



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Facultad de Ingeniería

Carrera de Ingeniería Eléctrica

Alternativas de expansión del área de cobertura de la Subestación 14 Léntag

**Trabajo de titulación previo a la obtención
del título de Ingeniero Eléctrico**

Autor:

Christian Fernando Estrella Nieto

CI: 0103781738

Director:

Ing. Modesto Enrique Salgado Rodríguez

CI: 0101109858

Tutor:

Ing. Jorge Santiago Machado Solís

CI: 0102863388

Cuenca - Ecuador

22-octubre-2019



RESUMEN:

El presente trabajo de titulación tiene como propósito evaluar varias alternativas de expansión del sistema de subtransmisión de la zona sur de la provincia del Azuay, servidos por la subestación 14 Léntag, debido al ingreso de cargas importantes por concesiones mineras que entrarán en operación en los sectores de Río Blanco, Loma Larga y San Gerardo.

Se parte de un estudio de proyección de demanda para varios escenarios de crecimiento que comprenden un lapso de 15 años.

Para la proyección espacial de la demanda se usa la metodología de micro áreas la cual permite determinar la cantidad de nuevos clientes, cuándo y donde se ubicarán los mismos, como resultado se obtiene un mapa de preferencias para las distintas categorías de consumo, para posteriormente convertir estas preferencias en demanda eléctrica obteniendo un mapa de proyección espacial de la demanda para el área de estudio.

Con el estudio de proyección y los valores de demanda de los proyectos mineros se analizan distintas alternativas para el suministro de energía eléctrica que consideran aspectos técnicos y económicos, con base en la implementación de infraestructura como la construcción de nuevas subestaciones y líneas de subtransmisión y el comportamiento del sistema de distribución a nivel de 22 kV con las nuevas cargas.

El resultado final es la elección de la alternativa de expansión más favorable con el fin de suministrar energía eléctrica cumpliendo los estándares de calidad de acuerdo a las regulaciones vigentes.

Palabras claves: Proyección espacial de la demanda. Micro áreas. Mapa de preferencias. Alternativas de expansión. Subestación.



ABSTRACT

The purpose of this work is to evaluate various alternatives for the expansion of the sub transmission system in the southern zone of the province of Azuay, served by the Léntag substation, due to the entry of important charges for mining concessions that will come into operation in the sectors of Rio Blanco, Loma Larga and San Gerardo.

It is based on a demand projection study for several growth scenarios that cover a period of 15 years.

For the spatial projection of the demand the methodology of micro areas is used which allows to determine the quantity of new clients and where they will be located, as a result a map of preferences for the different categories of consumption is obtained, to later convert these preferences in electrical demand obtaining a map of spatial projection of the demand for the area of study.

With the projection study and the demand values of the mining projects, different options for the supply of electrical energy are evaluated evaluating technical and economic aspects, considering the implementation of infrastructure such as the construction of new substations and sub transmission lines and the evaluation of the distribution system at the 22-kV level with the new loads.

The final result is the choice of the most favorable expansion alternative in order to supply electrical energy in compliance with quality standards according to current regulations.

Keywords: Spatial projection of demand. Micro areas. Preference map. Expansion alternatives. Substation.



ÍNDICE

ÍNDICE DE FIGURAS	7
ÍNDICE DE TABLAS	9
CAPÍTULO 1 : GENERALIDADES	16
1.1 <i>Objetivos</i>	16
1.1.1 Objetivo Principal	16
1.1.2 Objetivos específicos	16
1.2 <i>Antecedentes</i>	16
1.3 <i>Justificación</i>	17
1.4 <i>Alcance</i>	17
1.5 <i>Sistema de subtransmisión de la CENTROSUR</i>	18
1.6 <i>Subestaciones de la CENTROSUR</i>	19
1.7 <i>Ubicación de la subestación Léntag</i>	20
1.8 <i>Características técnicas de la subestación</i>	20
1.9 <i>Descripción de los nuevos proyectos mineros</i>	21
1.9.1 Proyectos mineros en San Gerardo	21
1.9.2 Proyectos mineros en Loma Larga	21
1.9.3 Proyectos mineros en Rio Blanco	21
CAPÍTULO 2 : ASPECTOS METODOLÓGICOS.....	22
2.1 <i>Definiciones generales</i>	22
2.1.1 Demanda de energía eléctrica.....	22
2.1.2 Demanda máxima	22
2.1.3 Demanda promedio.....	22
2.1.4 Carga instalada.....	22
2.1.5 Capacidad instalada.....	22
2.1.6 Factor de demanda	22
2.1.7 Factor de carga	23
2.1.8 Factor de diversidad.....	23
2.1.9 Factor de coincidencia.....	23
2.1.10 Densidad de carga	24
2.1.11 Curva de carga diaria	24
2.2 <i>Pronóstico de la demanda de energía eléctrica</i>	24
2.3 <i>Importancia de la proyección de demanda de energía eléctrica</i>	25
2.4 <i>Horizontes de proyección de la demanda</i>	25
2.4.1 Proyección a corto plazo	25
2.4.2 Proyección a mediano plazo.....	25
2.4.3 Proyección a largo plazo	25
2.5 <i>Clasificación de los métodos de proyección de demanda eléctrica</i>	26
2.6 Proyección de la demanda por el método de micro áreas	27
2.6.1 Método de tendencia	27
2.6.2 Método de simulación	27
2.6.3 Métodos Híbridos	27
2.7 <i>Procedimiento a seguir para proyectar la demanda eléctrica usando micro áreas</i>	28
2.7.1 Creación del mapa de demanda del año base	28
2.7.2 Análisis de factores espaciales	28
2.7.3 Creación del mapa de preferencias	29
2.7.4 Asignación espacial de clientes	29
2.7.5 Mapa de demanda por micro áreas	29
2.8 <i>Herramientas de Simulación</i>	29
2.8.1 ArcGIS.....	30



2.8.1.1	Arquitectura básica de ArcGIS.....	30
2.8.1.2	ArcMap	31
2.8.1.3	ArcCatalog	31
2.8.1.4	ArcToolbox.....	31
2.8.2	Software para simulación del sistema de Subtransmisión DigSILENT	32
2.8.2.1	Funciones principales de DigSILENT	32
2.8.3	Software para simulación del sistema de Distribución CYME-Cymdist	32
2.8.3.1	Métodos de cálculo de CYME-Cymdist	33
2.8.3.2	Opciones de cálculo de CYME-Cymdist.....	34
CAPÍTULO 3 : PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA UTILIZANDO MICRO ÁREAS		35
3.1	Área de cobertura de la subestación 14 Léntag.....	35
3.2	Catastro del año base	35
3.3	Factor de conversión.....	36
3.4	Mapa de densidad del año base	37
3.5	Análisis de factores espaciales	42
3.5.1	Descripción de los factores.....	42
3.5.2	Clasificación de los factores	42
3.5.3	Reclasificación de los factores.....	44
3.6	Creación del mapa de preferencias	48
3.6.1	Análisis de decisión multicriterio (ADM)	49
3.6.2	Modelo para cálculo de preferencias	49
3.6.3	Procedimiento general para hallar el mapa de preferencias	49
3.7	Escenarios de crecimiento y proyección de la demanda.....	52
3.8	Asignación espacial de clientes	55
3.8.1	Autómata Celular (AC)	55
3.9	Mapas de proyección de nuevos clientes.....	59
CAPÍTULO 4 : EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN		61
4.1	Antecedentes	61
4.2	Análisis técnico del sistema de subtransmisión	61
4.3	Capacidad operativa de los elementos de subtransmisión	62
4.3.1	Capacidad nominal y operativa de los transformadores de potencia	62
4.3.2	Capacidad operativa de las líneas de transmisión.....	63
4.4	Ubicación geográfica de los proyectos mineros	63
4.5	Escenarios de estudio.....	64
4.5.1	Escenario de crecimiento bajo de la demanda, condiciones actuales de operación.....	64
4.5.2	Escenario de crecimiento medio de la demanda, condiciones actuales de operación	68
4.5.3	Escenario de crecimiento de la demanda alto, condiciones actuales de operación.....	70
4.5.4	Escenario de crecimiento de la demanda alto + Río Blanco + MSG + Loma Larga.....	72
4.5.5	Escenario de crecimiento de la demanda alto + Río Blanco + MSG + Loma larga + S/E Tarqui.....	74
4.5.6	Escenario de crecimiento de la demanda alto + MSG + Loma Larga.....	77
4.5.7	Escenario de crecimiento de la demanda alto + MSG + Loma Larga + S/E Tarqui.	79
CAPÍTULO 5 : EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN		83
5.1	Antecedentes	83
5.2	Análisis técnico del sistema de distribución	83
5.3	Reporte de carga de los alimentadores	84
5.4	Determinación de la cantidad de transformadores de distribución.....	85
5.5	Ubicación georreferenciada de los transformadores.....	85
CAPÍTULO 6 : ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN		92
6.1	Alternativa 1: Suministro eléctrico desde S/E 14 Léntag a MSG a nivel de 69 kV	93
6.1.1	Costo de la infraestructura necesaria para la alternativa 1	96



6.2	<i>Alternativa 2: Suministro eléctrico desde S/E 14 Léntag a MSG a nivel de 69 kV con punto de seccionamiento de línea en Santa Isabel.</i>	97
6.2.1	Costo de la infraestructura necesaria para la alternativa 2	100
6.3	<i>Alternativa 3: Suministro eléctrico desde seccionamiento en la línea S/E-08 y S/E-14 de proyecto Loma Larga a MSG a nivel de 69 kV</i>	102
6.3.1	Costo de la infraestructura necesaria para la alternativa 3	104
6.4	<i>Alternativa 4: Suministro eléctrico desde S/E Loma Larga a MSG</i>	105
6.4.1	Costo de la infraestructura necesaria para la alternativa 4	108
6.5	<i>Alternativa 5: Suministro eléctrico a MSG y al proyecto minero Rio Blanco a nivel de 69 kV desde un punto de seccionamiento a 38 km del proyecto Loma Larga.</i>	110
6.5.1	Costo de la infraestructura necesaria para la alternativa 5	112
6.6	<i>Alternativa 6: Suministro eléctrico a MSG a nivel de 69 kV desde subestación Pagua de CNEL EP Unidad de Negocio El Oro.</i>	114
6.6.1	Costo de la infraestructura necesaria para la alternativa 6	116
6.7	<i>Análisis técnico-económico de las alternativas de suministro eléctrico.</i>	117
CAPÍTULO 7 : CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		120
7.1	<i>Conclusiones.</i>	120
7.2	<i>Recomendaciones</i>	122



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1: Curva de carga diaria para un cliente residencial.....	24
Figura 2-2: Clasificación de los métodos de proyección de demanda eléctrica según técnicas matemáticas estadísticas [4].....	26
Figura 2-3: Clasificación de los métodos de proyección de demanda eléctrica según técnicas de inteligencia artificial [4].....	26
Figura 2-4: Clasificación de los métodos de proyección de demanda eléctrica mediante análisis de micro áreas [4].....	27
Figura 2-5: Procedimiento para la proyección de demanda eléctrica mediante análisis de micro-áreas [4].....	28
Figura 2-6: Entorno de trabajo de ArcGIS.....	30
Figura 2-7: Arquitectura del paquete computacional ArcGIS [8].....	31
Figura 2-8: Entorno de trabajo de DigSILENT Power Factory.....	32
Figura 2-9: Entorno de trabajo de CYME-Cymdist.....	33
Figura 3-1: Área de cobertura de la subestación 14 Léntag.....	35
Figura 3-2: Ubicación geográfica de los clientes de tipo “residencial” dentro del área de servicio de la subestación 14.....	38
Figura 3-3: Mapa de densidad de carga para los clientes de tipo “residencial”.....	38
Figura 3-4: Ubicación geográfica de los clientes de tipo “comercial” dentro del área de servicio de la subestación 14.....	39
Figura 3-5: Mapa de densidad de carga para los clientes de tipo “comercial”.....	39
Figura 3-6: Ubicación geográfica de los clientes de tipo “industrial” dentro del área de servicio de la subestación 14.....	40
Figura 3-7: Mapa de densidad de carga para los clientes de tipo “industrial”.....	40
Figura 3-8: Ubicación geográfica de los clientes de tipo “otros” dentro del área de servicio de la subestación 14.....	41
Figura 3-9: Mapa de densidad de carga para los clientes de tipo “otros”.....	41
Figura 3-10: Reclasificación de los factores de proximidad a clientes residenciales [7].....	44
Figura 3-11: Procedimiento para determinar el mapa de preferencias.....	49
Figura 3-12: Mapa de preferencias para los clientes de tipo “residencial”.....	50
Figura 3-13: Mapa de preferencias para clientes de tipo “comercial”.....	51
Figura 3-14: Mapa de preferencias para clientes de tipo “industrial”.....	51
Figura 3-15: Mapa de preferencias para clientes de tipo “otros”.....	52
Figura 3-16: Escenarios de proyección de potencia máxima coincidente para el área de concesión de CENTROSUR.....	53
Figura 3-17: Crecimiento de la potencia máxima coincidente en el área de cobertura de la subestación 14 Léntag.....	54
Figura 3-18: Esquema básico de un automático celular y su vecindario.....	55
Figura 3-19: Asignación de nuevos clientes de tipo “residencial”.....	57
Figura 3-20: Asignación de nuevos clientes de tipo “comercial”.....	57
Figura 3-21: Asignación de nuevos clientes de tipo “industrial”.....	58
Figura 3-22: Asignación de nuevos clientes de tipo “otros”.....	58
Figura 4-1: Subestaciones que conforman el anillo sur de CENTROSUR.....	62
Figura 4-2: Ubicación geográfica de los proyectos mineros.....	64
Figura 4-3: Diagrama unifilar para el escenario de crecimiento bajo.....	65
Figura 4-4: Cargabilidad de transformadores para demanda mínima.....	66
Figura 4-5: Cargabilidad de transformadores para demanda máxima.....	66
Figura 4-6: Diagrama unifilar para escenario de crecimiento medio.....	68
Figura 4-7: Diagrama unifilar para escenario de crecimiento alto.....	70
Figura 4-8: Diagrama unifilar para escenario de crecimiento alto + Rio Blanco + MSG + Loma Larga.....	72
Figura 4-9: Diagrama unifilar para escenario de crecimiento alto + Rio Blanco + MSG + Loma Larga + S/E Tarqui.....	75
Figura 4-10: Diagrama unifilar para escenario de crecimiento alto + MSG + Loma Larga.....	77
Figura 4-11: Diagrama unifilar para escenario de crecimiento alto + MSG + Loma Larga + S/E Tarqui.....	80
Figura 5-1: Topología de los alimentadores de la S/E 14 Léntag.....	83
Figura 5-2: Condiciones anormales para un tramo de red del alimentador 1421.....	84
Figura 5-3: Ubicación geográfica de los transformadores de distribución en el área de servicio de la S/E 14.....	86
Figura 5-4: Procedimiento para crear polígonos de Thiessen.....	86
Figura 5-5: Área de influencia de los transformadores de distribución.....	87



Figura 5-6: Procedimiento para la unión espacial de capas de proyección de clientes y área de cobertura de transformadores..... 88

Figura 5-7: Unión de las capas de clientes residenciales de los cortes de proyección..... 88

Figura 5-8: Clientes proyectados al final del horizonte de análisis 89

Figura 5-9: Atributos obtenidos del análisis de la capa de clientes proyectados 89

Figura 5-10: Condiciones de alarma para algunos tramos del alimentador 1424 para el año 2034 91

Figura 6-1: Niveles de infraestructura de una subestación [15]..... 92

Figura 6-2: Ubicación de la infraestructura necesaria para la alternativa 1 94

Figura 6-3: Diagrama unifilar para la alternativa 1 95

Figura 6-4: Ubicación de infraestructura necesaria y puntos de seccionamiento para alternativa 2..... 98

Figura 6-5: Diagrama unifilar para alternativa 2..... 99

Figura 6-6: Ubicación de infraestructura necesaria y puntos de seccionamiento para alternativa 3..... 102

Figura 6-7: Diagrama unifilar para alternativa 3..... 103

Figura 6-8: Ubicación de infraestructura necesaria y puntos de seccionamiento para alternativa 4..... 106

Figura 6-9: Diagrama unifilar para alternativa 4..... 107

Figura 6-10: Ubicación de infraestructura necesaria, puntos de seccionamiento y nuevas subestaciones para la alternativa 5 110

Figura 6-11: Diagrama unifilar para la alternativa 5 111

Figura 6-12: Ubicación de infraestructura necesaria y puntos de seccionamiento para alternativa adicional 114

Figura 6-13: Diagrama unifilar para alternativa adicional..... 115



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1-1: Porcentaje de pérdidas en los alimentadores de la subestación Léntag [1]	17
Tabla 1-2: Líneas de transmisión [3].....	19
Tabla 1-3: Subestaciones de CENTROSUR [4].....	20
Tabla 1-4: Información de los proyectos mineros	21
Tabla 3-1: Catastro 2018 CENTROSUR [12].....	36
Tabla 3-2: Demanda máxima del sistema eléctrico de CENTROSUR para el año 2018 [12]	36
Tabla 3-3: Factores de conversión para cada grupo de consumo y estrato [12]	37
Tabla 3-4: Factores espaciales para análisis del área de servicio de la Subestación 14 [12].....	42
Tabla 3-5: Clasificación y reclasificación de factores espaciales para clientes residenciales [12].....	45
Tabla 3-6 Clasificación y reclasificación de factores espaciales para clientes comerciales [12].....	46
Tabla 3-7: Clasificación y reclasificación de factores espaciales para clientes industriales [12].....	47
Tabla 3-8: Clasificación y reclasificación de factores espaciales para clientes otros [12].....	48
Tabla 3-9: Potencia máxima coincidente para el área de concesión de CENTROSUR.....	52
Tabla 3-10: Potencia máxima coincidente para el área de servicio de la subestación 14 Léntag	53
Tabla 3-11: Proyección de los nuevos clientes para el área de servicio de la subestación Léntag	54
Tabla 3-12: Incremento de clientes por grupo de consumo	55
Tabla 4-1: Parámetros de la subestación 14 Léntag [14].....	61
Tabla 4-2: Capacidad nominal y operativa de transformadores de potencia [14]	62
Tabla 4-3: Capacidad operativa de líneas de transmisión [13]	63
Tabla 4-4: Cargabilidad en transformadores para escenario de crecimiento bajo	65
Tabla 4-5: Cargabilidad en líneas de transmisión para escenario de crecimiento bajo	67
Tabla 4-6: Voltajes en pu para escenario de crecimiento bajo	67
Tabla 4-7: Cargabilidad en transformadores para escenario de crecimiento medio	68
Tabla 4-8: Cargabilidad en líneas de transmisión para escenario de crecimiento medio	69
Tabla 4-9: Voltajes en pu para escenario de crecimiento medio	69
Tabla 4-10: Cargabilidad en transformadores para escenario de crecimiento alto	70
Tabla 4-11: Cargabilidad en líneas de transmisión para escenario de crecimiento alto	71
Tabla 4-12: Voltajes en pu para escenario de crecimiento alto	71
Tabla 4-13: Cargabilidad en transformadores para escenario de crecimiento alto + Rio Blanco + MSG + Loma Larga con demanda mínima	73
Tabla 4-14: Cargabilidad en líneas de transmisión para escenario de crecimiento alto + Rio Blanco + MSG + Loma Larga	73
Tabla 4-15: Voltajes en pu para escenario de crecimiento alto + Rio blanco + MSG + Loma larga	74
Tabla 4-16: Cargabilidad en transformadores para escenario de crecimiento alto + Rio Blanco + MSG + Loma Larga + S/E Tarqui.....	75
Tabla 4-17: Cargabilidad en líneas de transmisión para escenario de crecimiento alto + Rio blanco + MSG + Loma larga + S/E Tarqui.....	76
Tabla 4-18: Voltajes en pu para escenario de crecimiento alto + Rio blanco + Loma larga + MSG + S/E Tarqui	76
Tabla 4-19: Cargabilidad en transformadores para escenario de crecimiento alto + MSG + Loma Larga.....	78
Tabla 4-20: Cargabilidad en líneas de transmisión para escenario de crecimiento alto + MSG + Loma larga	78
Tabla 4-21: Voltajes en pu para escenario de crecimiento alto + MSG + Loma larga	79
Tabla 4-22: Cargabilidad en transformadores para escenario de crecimiento alto + MSG + Loma Larga + S/E Tarqui.....	80
Tabla 4-23: Cargabilidad en líneas de transmisión para escenario de crecimiento alto + MSG + Loma larga + S/E Tarqui	81
Tabla 4-24: Voltajes en pu para escenario de crecimiento alto + Loma larga + MSG + S/E Tarqui	81
Tabla 5-1: Parámetros técnicos de los alimentadores de la S/E 14.....	84
Tabla 5-2: Tramos de red con valores anormales para alimentador 1424.....	85
Tabla 5-3: Transformadores conectados en los alimentadores de la S/E 14.....	85



Tabla 5-4: Crecimiento de demanda de cada alimentador para los cortes de proyección..... 90

Tabla 5-5: Parámetros técnicos de los alimentadores de la S/E 14 para los cortes de proyección 90

Tabla 6-1: Infraestructura en cada uno de los niveles de una subestación eléctrica 93

Tabla 6-2: Costo aproximado de la infraestructura necesaria para una subestación 93

Tabla 6-3: Voltajes en barras para alternativa 1 sin compensación reactiva 95

Tabla 6-4: Voltajes en barras para alternativa 1 con compensación reactiva 96

Tabla 6-5: Compensación de reactivos para mejorar perfiles de voltaje en alternativa 1 96

Tabla 6-6: Costo aproximado de la infraestructura necesaria para la alternativa 1 96

Tabla 6-7: Voltajes en barras para alternativa 2 sin compensación reactiva 99

Tabla 6-8: Voltajes en barras para alternativa 2 con compensación reactiva 100

Tabla 6-9: Compensación de reactivos para mejorar perfiles de voltaje en alternativa 2 100

Tabla 6-10: Costo aproximado de la infraestructura necesaria para la alternativa 2 101

Tabla 6-11: Voltajes en barras para alternativa 3 sin compensación reactiva 103

Tabla 6-12: Voltajes en barras para alternativa 3 con compensación reactiva 104

Tabla 6-13: Compensación de reactivos para mejorar perfiles de voltaje en alternativa 3 104

Tabla 6-14: Costo aproximado de la infraestructura necesaria para la alternativa 3 104

Tabla 6-15: Voltajes en barras para alternativa 4 sin compensación reactiva 107

Tabla 6-16: Voltajes en barras para alternativa 4 con compensación reactiva 108

Tabla 6-17: Compensación de reactivos para mejorar perfiles de voltaje en alternativa 4 108

Tabla 6-18: Costo aproximado de la infraestructura necesaria para la alternativa 4 109

Tabla 6-19: Voltajes en barras para alternativa 5 sin compensación reactiva 111

Tabla 6-20: Voltajes en barras para alternativa 5 con compensación reactiva 112

Tabla 6-21: Compensación de reactivos para mejorar perfiles de voltaje en alternativa 5 112

Tabla 6-22: Costo aproximado de la infraestructura necesaria para la alternativa 5 113

Tabla 6-23: Voltajes en barras para alternativa 6 sin compensación reactiva 115

Tabla 6-24: Voltajes en barras para alternativa 6 con compensación reactiva 116

Tabla 6-25: Compensación de reactivos para mejorar perfiles de voltaje en alternativa 6 116

Tabla 6-26: Costo aproximado de la infraestructura necesaria por parte de CENTROSUR 116

Tabla 6-27: Costo aproximado de la infraestructura necesaria por parte de CNEL El Oro 117

Tabla 6-28: Cuadro comparativo del costo de infraestructura de las alternativas de suministro eléctrico 118



Cláusula de Propiedad Intelectual

Christian Fernando Estrella Nieto, autor del trabajo de titulación "Alternativas de expansión del área de cobertura de la Subestación 14 Léntag", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, octubre 2019

Christian Fernando Estrella Nieto

C.I: 0103781738



Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio Institucional

Christian Fernando Estrella Nieto, en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación "Alternativas de expansión del área de cobertura de la Subestación 14 Léntag", de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, octubre 2019

Christian Fernando Estrella Nieto

C.I: 0103781738



**EL PRESENTE TRABAJO DE TESIS HA SIDO DESARROLLADO BAJO
LOS TÉRMINOS DEL CONVENIO EXISTENTE ENTRE LA UNIVERSIDAD
DE CUENCA Y LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR
C.A.**



AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios, a mi familia, mis amigos y a todos quienes han sido parte importante en mi vida y me han apoyado para seguir adelante y culminar con éxito esta etapa profesional.

A los docentes de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Cuenca por compartir y transmitir sus conocimientos y experiencias para una correcta formación profesional.

A la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur por brindarme las facilidades para la realización de este trabajo y de manera especial al personal de la Dirección de Planificación por toda la gentileza demostrada hacia mi persona.

A los Ingenieros Modesto Salgado R, director del trabajo de titulación y al Ing. Santiago Machado S, tutor de CENTROSUR por toda la orientación brindada durante el desarrollo del presente trabajo, también un agradecimiento especial a los Ingenieros Andrés Patiño, Giovanni Pedroza y Patricio Quituisaca por toda la colaboración y pautas brindadas para terminar el presente trabajo de la mejor manera.

A mis amigos y compañeros de la Universidad que fueron parte de este camino de formación académica y siempre estuvieron allí para apoyarme.

A todos, de todo corazón GRACIAS...

Christian



DEDICATORIA

*Dedico este trabajo a mis Abuelitos Luis (+) y Zoila,
a mis tías Jenny, Marcia, Nancy, Ninfa (+)
y a mi tío Patricio que siempre estuvieron
apoyándome en todo sentido con el fin de
culminar con éxito esta etapa de mi
vida, sin su apoyo no hubiera llegado
a donde estoy ahora.*

Christian

Capítulo 1 : GENERALIDADES

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo Principal

Definir un plan de expansión del sistema eléctrico de alto y medio voltaje para el área de servicio de la subestación 14 Léntag.

1.1.2 Objetivos específicos

- Identificar cargas importantes en la zona de estudio (proyectos mineros).
- Realizar la proyección de la demanda por micro áreas.
- Definir un plan de expansión en la infraestructura de subtransmisión a largo plazo considerando alternativas para el suministro de energía a los proyectos mineros y a los nuevos clientes proyectados.
- Evaluar la infraestructura en medio voltaje a corto y mediano plazo con el fin de analizar el comportamiento del sistema de distribución con el ingreso de las nuevas cargas proyectadas.
- Determinar cuál es la mejor alternativa para un plan óptimo de expansión del sistema de subtransmisión evaluando aspectos técnicos y económicos.

1.2 Antecedentes

Actualmente la CENTROSUR dispone de un sistema de subtransmisión para satisfacer la demanda total de Azuay, Cañar y Morona Santiago. En la zona sur de la provincia del Azuay, se brinda el servicio eléctrico a los cantones: Santa Isabel, Pucará, Camilo Ponce Enríquez y Nabón, y pequeños sectores de las provincias limítrofes de Loja y El Oro a través de la subestación # 14 ubicada en el sector de Léntag.

La subestación está conformada por cuatro alimentadores primarios: 1421, 1422, 1423 y 1424 a un nivel de 22 kV. La regulación CONELEC-005/18 determina que el límite de caída de voltaje en alimentadores del área urbana y del área rural es del 6 %, por lo que se deben mantener estos criterios en la operación del sistema.

Los registros de mediciones realizadas por la CENTROSUR indican que el alimentador 1424 registra una caída de voltaje al mes de diciembre de 2018 de 9,92 %, este valor es mayor al límite establecido por la regulación vigente.

En cuanto a pérdidas de energía, los datos de por la CENTROSUR muestran que los alimentadores de la subestación 14 presentan un porcentaje de pérdidas al mes de diciembre de 2018 detallado en la Tabla 1-1 siendo el alimentador 1424 el que presenta mayores pérdidas comparado con el resto de alimentadores.

Tabla 1-1: Porcentaje de pérdidas en los alimentadores de la subestación Léntag [1]

ALIMENTADOR	Pérdidas [%]
1421	5,94
1422	7,22
1423	4,76
1424	11,79

1.3 Justificación

Con base en lo indicado y considerando el ingreso de nuevas cargas mineras en el sector de: Río Blanco, Asociación Minera del sector San Gerardo y Loma Larga, es necesario buscar una alternativa de expansión del sistema actual, para satisfacer la demanda futura, abasteciendo energía eléctrica en adecuadas condiciones operativas, utilizando el recurso de manera eficiente y direccionando las inversiones estratégicamente en planes de mediano y largo plazo.

Una herramienta importante de la CENTROSUR es el Sistema de Información Geográfico (SIG) que registra información de las redes eléctricas y cartografía del área de concesión. Se pretende utilizar esta herramienta en el proceso de planificación para identificar el crecimiento espacial de la demanda, ubicar una nueva subestación o buscar alternativas de suministro eléctrico cumpliendo las normativas vigentes.

1.4 Alcance

El presente trabajo tiene como objetivo realizar un análisis y elaborar un plan de expansión del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur en la zona sur de la provincia del Azuay, ésta es atendida por la subestación 14, la cual está conformada por cuatro alimentadores.

Inicialmente se pretende detallar el sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Centro Sur, indicando los niveles de voltaje de este sistema, así como la topología de red que usa CENTROSUR para operar el mismo.

Posteriormente se realizará una descripción de las subestaciones de distribución de CENTROSUR, enfocándose en la subestación # 14, que es motivo principal de este estudio, en dicha subestación se procederá a detallar sus características principales y su diagrama unifilar.

Se abordarán los aspectos metodológicos necesarios para el desarrollo del presente trabajo como es la demanda eléctrica, los horizontes de proyección de la demanda, la proyección de la demanda usando el método de micro áreas.

Se diseñará un plan para la expansión del sistema de subtransmisión del anillo sur de la provincia del Azuay, donde se analizará el comportamiento del mismo por medio de la simulación de flujos de potencia de la red actual y frente a la incorporación de nuevas subestaciones para los proyectos mineros, todo esto con ayuda del software DigSILENT Power Factory 2018.



Para el caso del sistema de distribución se realizará un estudio de carga con el fin de evaluar el estado actual de los alimentadores primarios, para luego ubicar los clientes proyectados y conectarlos a los alimentadores para analizar los parámetros de los mismos con el ingreso de las nuevas cargas futuras.

Se estudiarán las alternativas detalladas anteriormente y se realizará un estudio técnico y económico para cada una de ellas indicando los aspectos relevantes y características importantes de las mismas.

Finalmente, se examinarán los resultados obtenidos de las alternativas propuestas en el desarrollo de este trabajo de titulación y se elegirá la alternativa más factible para lograr una expansión óptima del sistema, así como algunas conclusiones y recomendaciones por parte del autor.

1.5 Sistema de subtransmisión de la CENTROSUR

Un sistema de subtransmisión está constituido básicamente por las subestaciones y las líneas de transmisión que las conectan, en las subestaciones existen elementos como transformadores de potencia, alimentadores, barras, dispositivos de medición, protección y maniobra que sirven para controlar y operar de manera correcta la subestación garantizando la confiabilidad y la continuidad del servicio eléctrico. [2]

Las líneas de subtransmisión transportan la energía desde las centrales de generación y desde las grandes subestaciones y a las subestaciones de distribución que se encuentran más cercanas a la ciudad o dentro de la misma. Un ejemplo de esto es la ciudad de Cuenca que posee varias subestaciones de distribución dentro de la misma. [2]

Las subestaciones están conectadas entre sí por medio de 30 líneas de transmisión, en su mayoría a nivel de 69 kV. Actualmente existen tres anillos en operación: [3]

- **El anillo norte** conformado por las subestaciones: Sinincay (SNT), Cañar (S/E 18), Azogues (S/E 09), El Descanso (S/E 12), Ricaurte (S/E 07) y Parque Industrial (S/E 04).
- **El anillo central** conformado por las subestaciones: Cuenca (SNT), Monay (S/E 03), Turi (S/E 08), El Arenal (S/E 05), Verdillo (S/E 06), Sinincay (SNT), Parque Industrial (S/E 04) y Ricaurte (S/E 07).
- **El anillo sur** conformado por las subestaciones El Arenal (S/E 05), Léntag (S/E 14), Chaullayacu (S/E 13) y Turi (S/E 08).

La longitud total de las líneas del sistema de subtransmisión es de 297,34 km. [3]

Los parámetros técnicos de las líneas de transmisión que unen estas subestaciones se presentan en la Tabla 1-2

Tabla 1-2: Líneas de transmisión [3]

NOMBRE DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN	VOLTAJE [kV]	LONGITUD [km]	CONDUCTOR DE FASE	
			MATERIAL	CALIBRE [MCM]
SE03 Monay - SE02 Centenario (aéreo)	22	3,24	ACSR	3/0
SE03 Monay - SE02 Centenario (subt.)	22	3,25	CU	250
SE 04 P. Industrial - SE01 Luis Cordero	22	3,52	ACSR	266,8
SE06 Verdillo - SE01 Luis Cordero	22	2,21	ACSR	266,8
SE06 Verdillo - SE04 Parque Industrial	22	3,06	ACSR	266,8
SE10 Saymirín - SE 06 Verdillo ¹	22	8,98	CU	50 mm ²
SE04 Parque Industrial - SE06 Verdillo	69	3,23	ACAR	750
SE06 Verdillo - SE 05 Arenal	69	7,19	ACAR	750
SE04 P. Industrial - SE28 Graitman ²	69	1,87	ACSR	266,8
SE28 Graitman - SE27 Erco ²	69	0,22	ACSR	266,8
SE05 El Arenal - SE 14 Léntag	69	47,38	ACSR	266,8
SE07 Ricaurte - SE04 Parque Industrial	69	3,82	ACAR	750
SE09 Azogues - SE18 Cañar	69	24,08	ACSR	266,8
SE11 Saymirín - SE19 Corpanche	69	1,32	ACSR	477
SE12 Descanso - SE07 Ricaurte	69	10,15	ACSR	266,8
SE19 Corpanche - SE07 Ricaurte	69	9,89	ACSR	477
SE20 Saucay - SE04 Parque Industrial	69	14,12	ACSR	477
SE20 Saucay - SE19 Corpanche	69	4,90	ACSR	477
SECU Rayoloma - SE03 Monay I	69	3,43	ACSR	477
SECU Rayoloma - SE03 Monay II	69	3,01	ACSR	477
SECU Rayoloma - SE07 Ricaurte	69	5,29	ACSR	477
SE12 Descanso - SE Azogues 2	69	10,25	ACSR	477
SE Sinincay - SE06 Verdillo I	69	8,01	ACAR	750
SE Sinincay - SE06 Verdillo II	69	8,17	ACAR	750
SE03 Monay - SE08 Turi	69	4,52	ACSR	477
SE05 Arenal - SE08 Turi	69	5,13	ACSR	477
SE08 Turi - SE14 Léntag	69	45,59	ACAR	750
SE Sinincay - SE18 Cañar	69	31,67	ACAR	750
SE Azogues2 - SE09 Azogues ³	69	1,72	ACSR	477
SE08 Turi - SE02 Centenario	22	3,99	CU	350
SE El Triunfo - SE50 La Troncal ⁴	69	14,13	ACSR	266.8

Nota:

- 1: Línea desenergizada, en proceso de retiro.
- 2: Al entrar en operación la subestación Graitman, se divide la línea existente.
- 3: Al entrar en operación la SE Azogues 2, se divide la línea existente.
- 4: Normalmente abierta. El sistema La Troncal se encuentra servido desde la S/E 18 Cañar.

1.6 Subestaciones de la CENTROSUR

El sistema eléctrico de CENTROSUR está compuesto por 16 subestaciones, las cuales poseen 26 transformadores de potencia, con una capacidad instalada de 392,5/505,5 MVA (OA/FA), de estas, 15

subestaciones son de distribución y 1 subestación de seccionamiento. Las características de las subestaciones se muestran en la Tabla 1-3. [4]

Tabla 1-3: Subestaciones de CENTROSUR [4]

S/E	NOMBRE	TIPO	VOLTAJE (KV)		CAPACIDAD OA/FA (MVA)			UBICACIÓN
			1	2	OA	FA	FOA	
1	Luis Cordero	Reducción	22	6.3	15	19	19	Luis Cordero
2	Centenario	Reducción	22	6.3	15	19	19	Benigno Malo
3	Monay	Reducción	69	22	48	64	64	Monay
4	P. Industrial	Reducción	69	22	48	64	64	Visorrey
5	El Arenal	Reducción	69	22	48	64	64	Arenal
6	Verdillo	Reducción	69	22	10	12,5	12,5	Verdillo
7	Ricaurte	Reducción	69	22	22,5	25	25	Ricaurte
8	Turi	Reducción	69	22	24	32	32	Turi
9	Guablincay	Reducción	69	22	10	12,5	12,5	Guablincay
12	Descanso	Reducción	69	22	20	22,5	22,5	El Descanso
13	Chauullayacu	Reducción	69	22	10	12,5	12,5	Chauullayacu
14	Léntag	Reducción	69	22	34	44,5	44,5	Léntag
18	Cañar	Reducción	69	22	34	44,5	44,5	Cañar
19	Corpanche	Seccionamiento	69	69	-	-	-	Corpanche
21	Macas	Reducción	69	22	34	44,5	44,5	Macas
50	La Troncal	Reducción	69	13,8	20	25	25	La Troncal
TOTAL					392,5	505,5	505,5	

1.7 Ubicación de la subestación Léntag

La subestación # 14 se encuentra en la parroquia Léntag y brinda servicio eléctrico al cantón Girón, Santa Isabel y a las parroquias de San Gerardo y Carmen de Pijilí, pertenecientes al cantón Pucará, además de pequeños sectores de las provincias limítrofes de Loja y El Oro. [3]

1.8 Características técnicas de la subestación

La subestación Léntag es una subestación de reducción, es decir reduce el voltaje de subtransmisión de 69 kV a un voltaje de distribución de 22 kV, tiene una capacidad instalada de 34/44.5 MVA con tecnología ONAN/ONAF, dividida en dos transformadores de potencia, el primero de 24/32 MVA y el segundo de 10/12,5 MVA. [3]

Ésta subestación está conectada a las subestaciones: # 5 El arenal, # 8 Turi y # 13 Chauullayacu mediante líneas de transmisión a nivel de 69 kV, a nivel de 22 kV posee 4 alimentadores, el alimentador 1421 suministra energía al cantón Santa Isabel, el alimentador 1422 al cantón Nabón, el alimentador 1423 al cantón Girón y el 1424 al cantón Pucará respectivamente, el diagrama unifilar de la subestación Léntag se puede visualizar en el anexo 1 del presente documento. [3]



1.9 Descripción de los nuevos proyectos mineros

Los proyectos mineros que van a ser implementados en un futuro próximo van a demandar un consumo de energía que debe ser abastecido por la CENTROSUR a través de las subestaciones que conforman el anillo sur, los proyectos de detallan a continuación:

1.9.1 Proyectos mineros en San Gerardo

De acuerdo a la información brindada por la Asociación Minera San Gerardo se conoce que los proyectos mineros del sector tienen actualmente una carga instalada de 10,336 MVA con una demanda de 3,057 MW, a finales del año 2019 la carga instalada será de 16,18 MVA con una demanda de 7,398 MW y para el año 2023 se estima un requerimiento de 7,87 MW para una carga instalada de 19,33 MVA.

1.9.2 Proyectos mineros en Loma Larga

La información presentada por INV METALS MINEC, que es una empresa dedicada a la explotación de minas para obtener metales, indica que sus operaciones en el sector de Loma Larga iniciarán en el año 2021 por lo tanto su requerimiento de carga a nivel de subtransmisión empezará en ese año.

En el año de inicio de operaciones, la demanda del proyecto minero será de 3 MW y a partir del año 2022 será de 15 MW.

1.9.3 Proyectos mineros en Rio Blanco

La información brindada por el personal responsable de los proyectos mineros en el sector de Rio Blanco indica que el requerimiento de carga para la minera es de 1 MW para el año 2020, 2 MW para el 2021, 4,5 MW para el 2022 y a partir del año 2023 requerirá una carga de 9 MW.

En la Tabla 1-4 se detalla el requerimiento de potencia para cada uno de los proyectos mineros.

Tabla 1-4: Información de los proyectos mineros

PROYECTO MINERO	INICIO DE OPERACIONES	DEMANDA INICIAL DE POTENCIA [MW]	DEMANDA FINAL DE POTENCIA [MW]
MSG	2019	3,057	7,87
Loma Larga	2021	3	15
Rio Blanco	2020	1	9



Capítulo 2 : ASPECTOS METODOLÓGICOS

2.1 Definiciones generales

2.1.1 Demanda de energía eléctrica

Se define como la carga requerida de la fuente de alimentación a los terminales de recepción, promediada sobre un intervalo específico de tiempo. Se expresa en kVA, kW, kVAR. Los intervalos de demanda usuales son 5, 10, 15,30 y 60 minutos. [5]

2.1.2 Demanda máxima

La demanda máxima es la mayor de las demandas que se presenta en un sistema durante un período de trabajo definido. Para establecer la demanda máxima se debe especificar el intervalo de demanda para poder efectuar las mediciones correspondientes. [5]

2.1.3 Demanda promedio

Se define como la relación entre el consumo de energía durante un intervalo de tiempo y el intervalo mismo. [4]

2.1.4 Carga instalada

Es la suma de las potencias nominales de los dispositivos y equipos que se encuentran conectados a una red, este parámetro se expresa en kVA, MVA. [5]

2.1.5 Capacidad instalada

Es la suma de las potencias nominales de los equipos de transformación de energía (transformadores y generadores), que se encuentran conectados a las cargas por medio de líneas de transmisión para el transporte de energía. [5]

2.1.6 Factor de demanda

El factor de demanda es la relación entre la demanda máxima y la capacidad instalada, este factor indica la operación simultánea del total de la carga conectada, tiene un valor menor a 1. [6]

$$F_{demanda} = \frac{D_{m\acute{a}xima}}{C_{instalada}} \quad (Ec. 1)$$

Donde: $F_{demanda}$ = Factor de demanda

$D_{m\acute{a}xima}$ = Demanda máxima del sistema

$C_{instalada}$ = Capacidad instalada del sistema

2.1.7 Factor de carga

Se determina por la relación entre la demanda promedio y la demanda máxima en un intervalo de tiempo determinado, este parámetro indica el uso eficiente de las instalaciones, un factor de carga óptimo es 1. [6]

$$F_{carga} = \frac{D_{promedio}}{D_{máxima}} \quad (Ec. 2)$$

Donde: F_{carga} = Factor de carga

$D_{promedio}$ = Demanda promedio para un intervalo de tiempo

$D_{máxima}$ = Demanda máxima en un intervalo de tiempo

2.1.8 Factor de diversidad

El factor de diversidad está definido por la relación entre la suma de las demandas máximas individuales y la demanda máxima total del sistema. [6]

$$F_{div} = \frac{\sum Di_{max}}{D_{máx total}} \quad (Ec. 3)$$

Donde: F_{div} = Factor de diversidad

Di_{max} = Demanda máxima de cada carga

$D_{máx total}$ = Demanda máxima total del sistema

2.1.9 Factor de coincidencia

Esta determinado por la relación entre la demanda máxima de un grupo de consumidores y la suma de las demandas máximas individuales en un intervalo de tiempo determinado. [6]

$$F_{coin} = \frac{D_{máx total}}{\sum Di_{max}} \quad (Ec. 4)$$

Donde: F_{div} = Factor de coincidencia

$D_{máx total}$ = Demanda máxima total del sistema

Di_{max} = Demanda máxima de cada carga

El factor de coincidencia es el inverso del factor de diversidad, por lo tanto, la ecuación 4 puede ser expresada como:

$$F_{coin} = \frac{1}{F_{div}} \quad (Ec. 5)$$

2.1.10 Densidad de carga

La densidad de carga se refiere a la concentración de carga en un área determinada, usualmente la densidad de carga se expresa en KW/km^2 o KVA/km^2 . [6]

2.1.11 Curva de carga diaria

La curva de carga diaria se construye a partir de valores de demanda obtenidos para cada hora del día. Las curvas de carga diaria expresan las características de la carga en el sistema, sean estas de tipo: residencial, comercial, industrial u otro. [4]

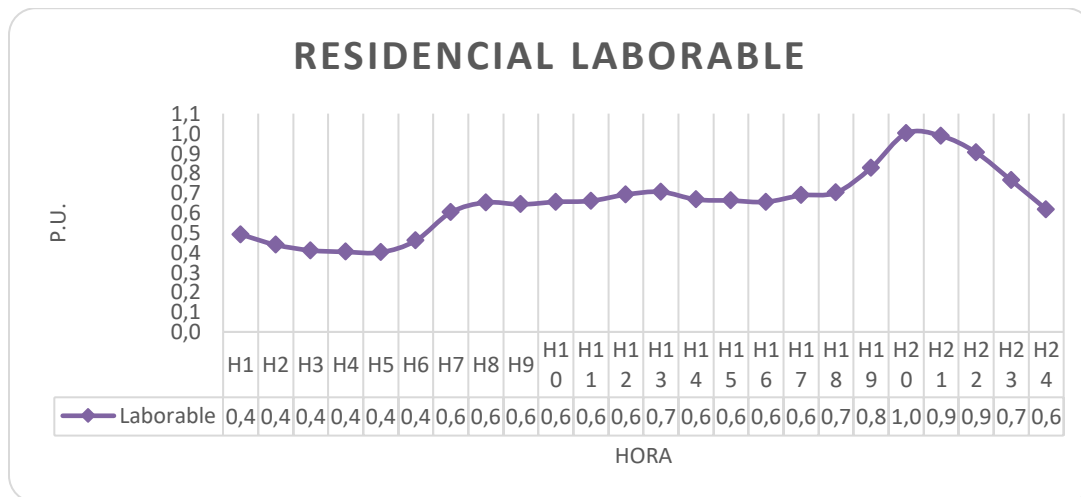


Figura 2-1: Curva de carga diaria para un cliente residencial

2.2 Pronóstico de la demanda de energía eléctrica

El pronóstico de la demanda de energía eléctrica es un procedimiento que permite determinar la demanda futura de energía; por lo tanto, debe procurarse que la información de entrada sea lo más exacta posible, sin dejar de lado la presencia de incertidumbres. [5]

El pronóstico de la demanda de energía eléctrica puede ser de dos formas:

- Energía (en unidades de kWh o MWh)
- Potencia (en unidades de kW o MW)

Por lo general las empresas de distribución de energía eléctrica realizan proyecciones de energía en el orden de los MWh. [5]



2.3 Importancia de la proyección de demanda de energía eléctrica

La misión principal de todo sistema eléctrico de potencia es suministrar energía eléctrica cumpliendo estándares de seguridad, continuidad y confiabilidad del servicio, por tal motivo la demanda debe ser continuamente ajustada. [5]

Es de vital importancia realizar un buen estudio de pronóstico de demanda de energía eléctrica puesto que contribuye a la correcta programación de puesta en marcha de unidades de generación de las distintas centrales.

Un pronóstico más acertado reduce el riesgo de realizar redespachos donde se deban usar unidades de generación más costosas. [5]

2.4 Horizontes de proyección de la demanda

El pronóstico de demanda de energía eléctrica según su horizonte de tiempo se clasifica en: corto, mediano y largo plazo, esta proyección permite conocer la cantidad de energía y potencia para poder abastecer al sistema en los próximos días, semanas, meses o años.

2.4.1 Proyección a corto plazo

Permite conocer la cantidad de energía necesaria para la hora siguiente con un horizonte que va desde un día hasta un año; el pronóstico se basa en los datos históricos de demanda diaria y factores climáticos. [5]

Este tipo de proyección es útil para el personal encargado de planificar la operación diaria de unidades de generación, y para los estudios de planificación en los sistemas de distribución.

2.4.2 Proyección a mediano plazo

Corresponde al pronóstico mensual con un horizonte de hasta 10 años, esta proyección se basa en la demanda histórica y la predicción de algunas variables como el crecimiento de la economía, clima, períodos vacacionales e ingreso de nuevas cargas en el sistema. [5]

Esta proyección es útil para llevar a cabo programas de mantenimiento de las redes y equipos, determinar la cantidad de combustible requerido por las centrales térmicas y coordinación adecuada del recurso hídrico de las centrales hidroeléctricas.

2.4.3 Proyección a largo plazo

La proyección a largo plazo abarca un horizonte de hasta 20 años, se usa para la planificación y expansión de la generación y transmisión de energía eléctrica. [5]

El pronóstico a largo plazo es de gran importancia para la construcción de nuevas plantas de generación, líneas de transmisión, subestaciones, redes de distribución y la estimación de los costos

de producción de la energía eléctrica además de ser clave para llevar a cabo la interconexión con otros sistemas de potencia. [5]

2.5 Clasificación de los métodos de proyección de demanda eléctrica

Los métodos para la proyección de la demanda eléctrica se fundamentan en técnicas matemáticas, considerando los datos históricos de la demanda y un horizonte de tiempo de acuerdo a los resultados que se desean obtener. Estas técnicas matemáticas se pueden clasificar en técnicas basadas en estadística, inteligencia artificial y análisis por micro áreas. [4]

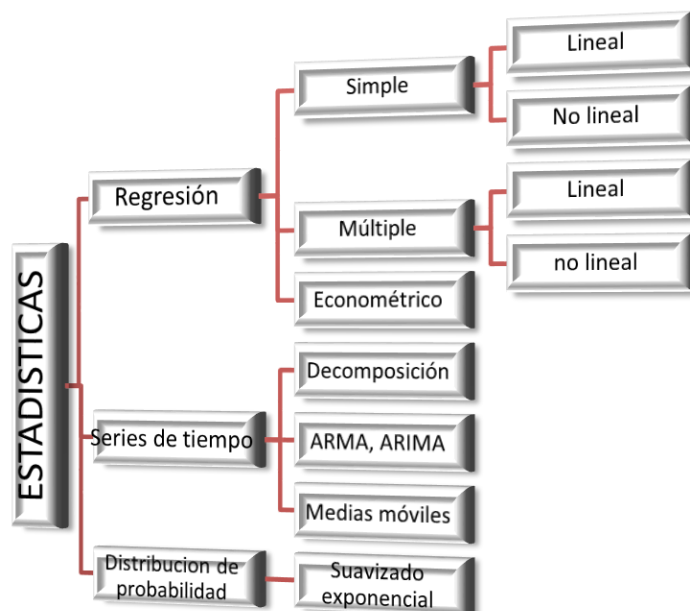


Figura 2-2: Clasificación de los métodos de proyección de demanda eléctrica según técnicas matemáticas estadísticas [4]



Figura 2-3: Clasificación de los métodos de proyección de demanda eléctrica según técnicas de inteligencia artificial [4]



Figura 2-4: Clasificación de los métodos de proyección de demanda eléctrica mediante análisis de micro áreas [4]

2.6 Proyección de la demanda por el método de micro áreas

El método de las micro áreas se caracteriza porque la zona de estudio se divide en varias zonas pequeñas llamadas micro áreas o cuadrículas, cabe destacar que esta división se realiza tomando en cuenta el sistema eléctrico existente, es decir la ubicación de los clientes actuales y la ubicación de los transformadores de distribución. [5]

2.6.1 Método de tendencia

El método de tendencia usa técnicas de extrapolación de datos para predecir el crecimiento de la demanda de energía eléctrica. Este método trabaja con datos históricos de demanda, identificando tendencias y patrones de crecimiento de carga para su proyección en el futuro. [4]

El método de tendencia más usado es el de regresión múltiple, que ajusta una función polinomial a los datos históricos de demanda máxima registrada. [4]

2.6.2 Método de simulación

El método de simulación es una técnica que busca reproducir modelos históricos del crecimiento de la demanda en determinados lugares y periodos de tiempo. La principal función del método de simulación es determinar el incremento de la densidad de carga en una cuadrícula geográfica. [4]

Este método utiliza datos históricos de carga y factores geográficos para identificar información temporal y espacial para determinar el crecimiento de la carga y simular el desarrollo urbano en función del uso de suelo y curvas de carga. Este método se considera adecuado para pronósticos en el mediano y largo plazo. [4]

2.6.3 Métodos Híbridos

Los métodos híbridos nacen de la combinación de los métodos de tendencias y simulación, para aprovechar las bondades de ambos y mejorar la precisión en la proyección de demanda para el corto y largo plazo respectivamente. [4]

La combinación de los dos métodos resulta de gran ayuda en la proyección puesto que el primero se enfoca en el proceso de cómo se produce el crecimiento de la demanda, mientras que el segundo

analiza las tendencias y limitaciones para el crecimiento de un área sobre una base de cuadrículas. [4]

2.7 Procedimiento a seguir para proyectar la demanda eléctrica usando micro áreas

Para poder realizar la proyección de energía eléctrica usando el método de las micro áreas es necesario seguir los pasos que se detallan en la Figura 2-5:



Figura 2-5: Procedimiento para la proyección de demanda eléctrica mediante análisis de micro-áreas [4]

2.7.1 Creación del mapa de demanda del año base

Para crear el mapa de demanda del año base se debe determinar la ubicación geográfica de los clientes y su demanda en una base de cuadrículas para el área de estudio. El análisis se realiza para diferentes tamaños de cuadrículas; para la zona de estudio que abarca a la subestación 14 Léntag se considera cuadrículas de 200 m x 200 m. [4]

Se debe verificar que el mapa de demanda del año base coincide con la distribución espacial de clientes del sistema. Si no es así, se deberán ajustar los valores de densidad de carga y volver a calcular el mapa, hasta que el mismo sea exacto. [4]

2.7.2 Análisis de factores espaciales

El análisis de los factores espaciales se realiza para cada tipo de cliente y permite obtener patrones de ubicación de los mismos. Los factores pueden afectar positivamente a ciertos tipos de clientes y negativamente a otros, por ejemplo, los clientes residenciales buscan estar cerca de centros educativos mientras que los clientes industriales por su actividad deben estar distantes de los mismos. [4] [7]

Los factores espaciales se pueden clasificar en: factores de proximidad y factores de entorno y locales.

Los factores de proximidad son factores estáticos para el horizonte de proyección a menos que se conozca con exactitud donde se desarrollarán nuevos proyectos, por ejemplo, la inclusión de nuevos proyectos mineros en el área de estudio. [4] [7]



Los factores de entorno y locales son factores dinámicos y son actualizados en cada corte de la proyección, esto se debe a que el incremento de nuevos clientes modifica la demanda en la cuadrícula local y en sus cuadrículas vecinas. [4] [7]

2.7.3 Creación del mapa de preferencias

La cuadrícula que indica la ubicación de nuevos clientes y la cuadrícula donde no se espera ningún cambio es mostrada en un mapa de preferencias donde cada cuadrícula posee un valor, las preferencias se calculan mediante los factores locales y de entorno. [4]

2.7.4 Asignación espacial de clientes

La asignación espacial de clientes se realiza por el método de autómeta celular, el mismo que permite predecir el comportamiento del crecimiento de nuevos clientes. Esta asignación espacial se realiza para cada tipo de cliente en las cuadrículas con mayores preferencias.

2.7.5 Mapa de demanda por micro áreas

La transformación de los nuevos clientes en carga eléctrica se realiza a través del modelo de carga que utiliza un valor de demanda estimado a partir de un análisis de demanda por cuadrícula geográfica. [4]

2.8 Herramientas de Simulación

El uso de herramientas de simulación en el análisis de los sistemas eléctricos es de gran ayuda, dichas herramientas permiten la modelación de sus respectivos componentes, efectuar simulaciones de flujos de potencia, contingencias, etc. lo que ayuda conocer el comportamiento del sistema.

Los sistemas de distribución son dinámicos puesto que se encuentran en continua expansión debido al ingreso de nuevas cargas, generación distribuida, etc. por lo que es importante actualizar periódicamente la base de datos de dichos sistemas y detectar posibles condiciones anormales de operación como: sobrecarga en transformadores o caída de voltaje en barras debido a incrementos de carga.

Algunas herramientas computacionales cuentan con aplicaciones que estiman la situación futura de la red existente mediante la introducción de parámetros relacionados con el incremento de la demanda eléctrica.

A continuación, se detallan las herramientas de simulación que se usarán para el desarrollo del presente trabajo de titulación.

2.8.1 ArcGIS

ArcGIS es un software de Sistema de Información Geográfica que fue diseñado por la empresa Environmental Systems Research Institute (ESRI) con sede en California para trabajar a nivel multiusuario, incorporando los avances tecnológicos en el área de la informática y telecomunicaciones.

El paquete computacional ArcGIS es un conjunto de programas que permiten la recopilación, edición, diseño y análisis de datos que se encuentran georreferenciados.

El entorno de trabajo de ArcGIS se puede visualizar en la Figura 2-6:

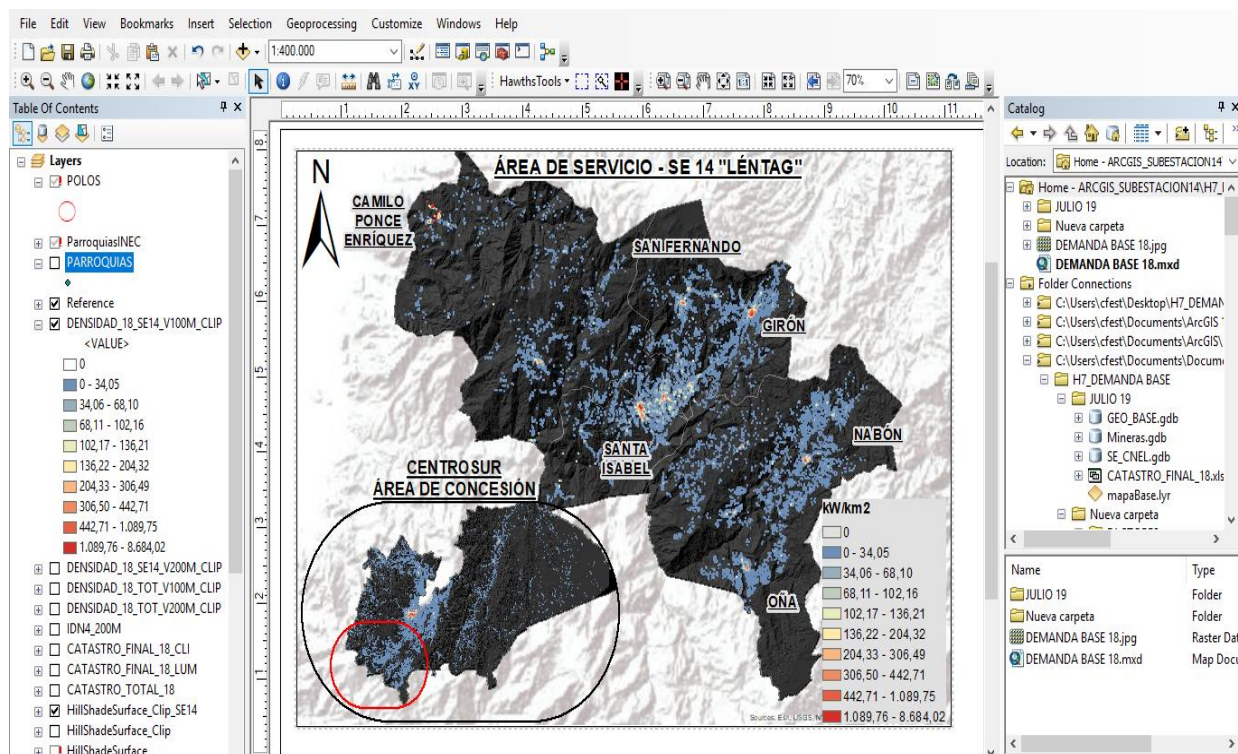


Figura 2-6: Entorno de trabajo de ArcGIS

2.8.1.1 Arquitectura básica de ArcGIS

ArcGIS presenta una estructura formada por los siguientes elementos:

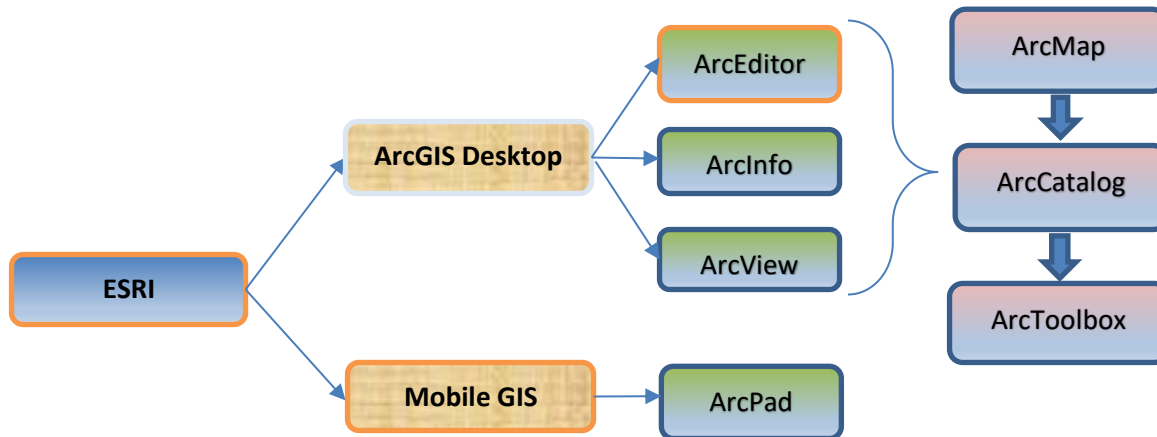


Figura 2-7: Arquitectura del paquete computacional ArcGIS [8]

De todos los bloques detallados en la Figura 2-7 los más importantes y los que se usarán para el desarrollo del presente trabajo son: ArcMap, ArcCatalog y ArcToolbox.

2.8.1.2 ArcMap

ArcMap es una herramienta que permite realizar mapas a partir de capas o datos espaciales, elegir colores y simbología, analizar relaciones espaciales y diseñar mapas. La interfaz de ArcMap está conformada por una tabla de contenidos donde se listan todas las capas que forman el mapa, una ventana donde se muestra el mapa, y algunos menús y herramientas para trabajar con las capas y mapas. [8]

2.8.1.3 ArcCatalog

ArcCatalog permite manipular y acceder la información geográfica de manera sencilla, se puede agregar la información geográfica con que se está trabajando en el Catálogo, también se pueden conectar las carpetas con los discos locales y compartir carpetas y bases de datos que están disponibles en la red de trabajo. [8]

Los datos son presentados en una estructura tipo árbol y a la derecha de la pantalla se pueden observar los archivos espaciales en miniatura, por ejemplo, se pueden previsualizar las capas y obtener los datos relativos al contenido de ese archivo. [8]

2.8.1.4 ArcToolbox

ArcToolbox permite convertir los datos espaciales de un formato a otro, así como introducir un sistema de referencia o cambiar proyecciones de los datos, también permite crear grillas. Las herramientas se encuentran organizadas temáticamente y mediante el uso de asistentes, permiten realizar dichas funciones de forma sencilla e inmediata. [8]

2.8.2 Software para simulación del sistema de Subtransmisión DigSILENT

El software DigSILENT Power Factory es una herramienta de cálculo asistida por computadora para el análisis de los sistemas eléctricos de potencia. Ha sido diseñado como un avanzado e integrado paquete computacional interactivo dedicado al análisis y control de los sistemas de potencia con el fin de cumplir los principales objetivos de planificación y optimización de operación de los mismos. [9]

2.8.2.1 Funciones principales de DigSILENT

El software posee las siguientes características principales: [9]

- Definición, modificación y organización de casos, funciones numéricas, funciones de salida y documentación.
- Gráficos de casos y manejos de casos, interactivos e integrados.
- Base de datos de casos y elementos de sistemas de potencia.
- Funciones de cálculo (por ejemplo, cálculos de parámetros de líneas y máquinas basados en información de placa o geométrica).
- Un elemento de configuración de red con un interactivo acceso en línea a un sistema SCADA.

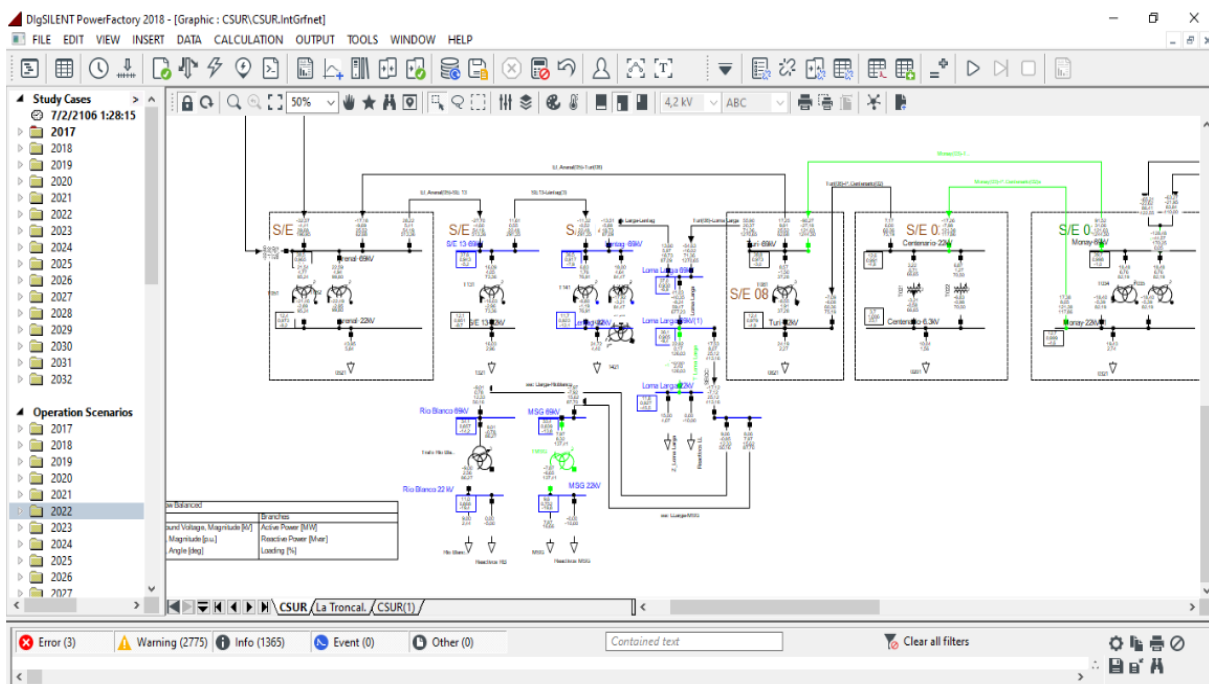


Figura 2-8: Entorno de trabajo de DigSILENT Power Factory

2.8.3 Software para simulación del sistema de Distribución CYME-Cymdist

CYME es una herramienta computacional desarrollada por la empresa EATON POWER BUSINESS WORLDWIDE. Este software es útil para realizar el análisis de redes eléctricas a nivel de distribución. [10]

El software permite realizar el modelo de las líneas tanto en medio como en bajo voltaje. Además, facilita los estudios de planificación referentes a la capacidad de la red de distribución, análisis de falla y flujos de potencia.

El análisis de flujo de potencia se puede realizar en redes equilibradas o desequilibradas, y se obtienen resultados de voltaje, corriente, potencia, factor de potencia, pérdidas, cargabilidad, entre otros. Los resultados se muestran en reportes generados por defecto, sin embargo, se puede crear reportes personalizados acorde a las necesidades del usuario. [10]

2.8.3.1 Métodos de cálculo de CYME-Cymdist

La herramienta CYME-Cymdist ofrece la posibilidad de aplicar los siguientes métodos de cálculo para flujos de potencia: [11]

- Método de caída de tensión tanto equilibrada como desequilibrada
- Método desacoplado rápido equilibrado
- Método de Gauss-Seidel equilibrado
- Método de Newton-Raphson equilibrado

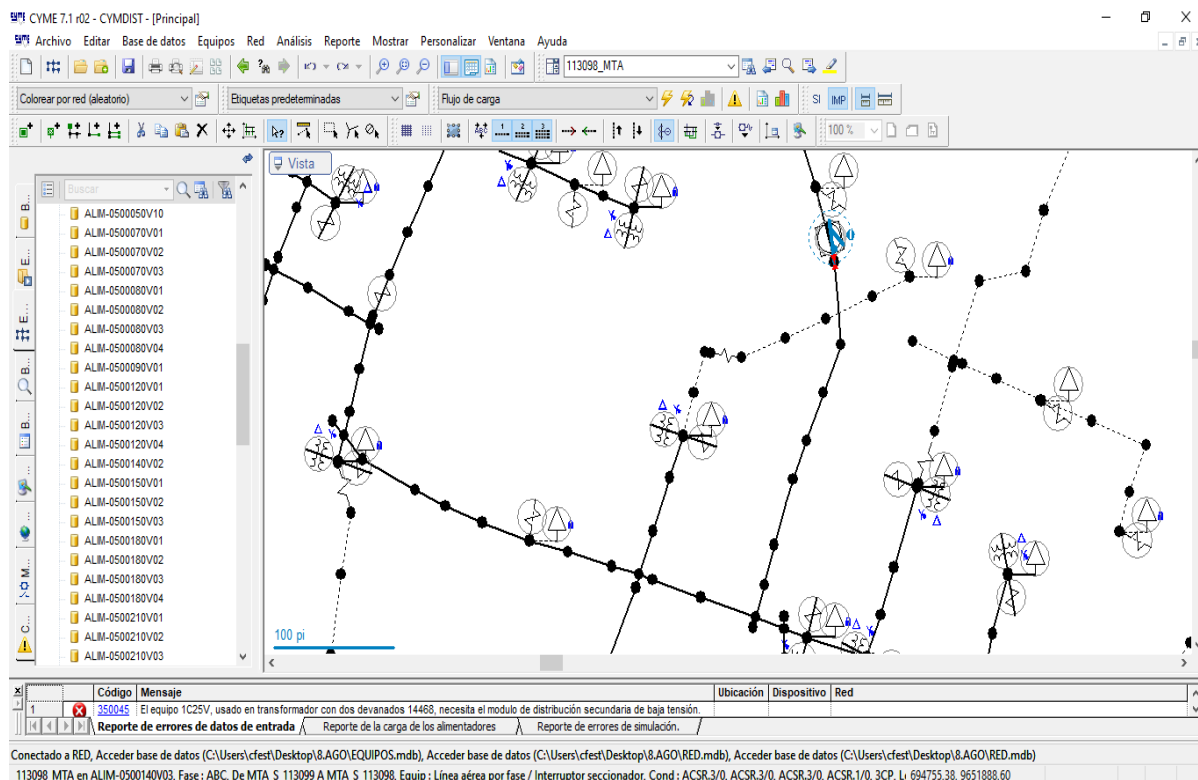


Figura 2-9: Entorno de trabajo de CYME-Cymdist



2.8.3.2 Opciones de cálculo de CYME-Cymdist

El programa CYMDIST permite realizar varios tipos de estudios en sistemas equilibrados o desequilibrados, monofásicos, bifásicos o trifásicos, con configuración radial, en anillo o mallada. [10]

CYMDIST fue diseñado para realizar estudios de planeamiento y simular el comportamiento de las redes de distribución en distintas condiciones de funcionamiento y distintos escenarios. [10]

Las funciones de análisis de flujo de carga, cortocircuito y optimización de la configuración eléctrica pueden ejecutarse en sistemas de distribución equilibrados o desequilibrados, con diferentes combinaciones de fases y configuraciones. [10]

Capítulo 3 : PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA UTILIZANDO MICRO ÁREAS

En el presente capítulo se realizará la proyección de la demanda de energía utilizando el método de micro áreas, para ello es necesario detallar el área de cobertura de la subestación, así como la información del catastro del año base para poder crear mapas de densidad de demanda para el año base de acuerdo a los grupos de consumo: residencial, comercial, industrial y otros.

Una vez creados los mapas de densidad de demanda antes mencionados se seguirá el procedimiento detallado en la sección 2.7 para poder obtener la proyección de la demanda de energía eléctrica.

3.1 Área de cobertura de la subestación 14 Léntag

La subestación # 14 Léntag se encuentra ubicada en la parroquia Léntag y abastece de energía eléctrica a los cantones ubicados al sur de la provincia del Azuay.

La subestación Léntag tiene un área de servicio aproximada de 2.900 km² y tiene incidencia en los cantones: San Fernando, Santa Isabel, Girón, Oña y Nabón como se puede observar en la Figura 3-1. Actualmente la subestación abastece de energía eléctrica a 29.766 clientes por medio de 4 alimentadores.

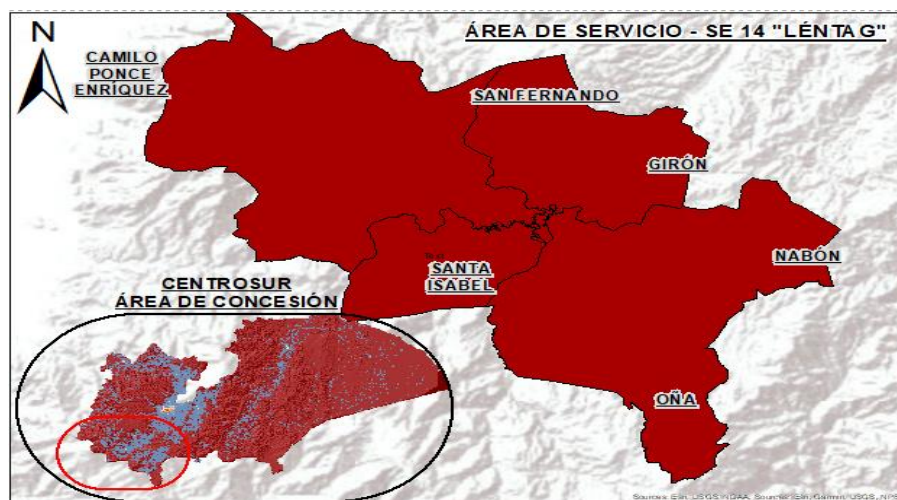


Figura 3-1: Área de cobertura de la subestación 14 Léntag

3.2 Catastro del año base

La información del año base toma como referencia el catastro del Sistema de Información Comercial (CIS) con corte a diciembre de 2018, en éste se encuentra la ubicación de las cargas correspondientes a los clientes y luminarias. En la Tabla 3-1 se detalla la información del catastro del año 2018 para el área de concesión de la CENTROSUR.

Tabla 3-1: Catastro 2018 CENTROSUR [12]

ÍTEM	CANTIDAD	CONSUMOS (MWh)
Residencial	347.595	31.555
Comercial	34.485	12.926
Industrial	5.708	28.598
Otros	6.164	6.191
A. Público	1	8.834
Total	393.953	88.104

En la Tabla 3-2 se detalla la evolución de la demanda del sistema eléctrico de la CENTROSUR. El valor de demanda máxima se registró el 15 de noviembre de 2018.

Tabla 3-2: Demanda máxima del sistema eléctrico de CENTROSUR para el año 2018 [12]

MES	POTENCIA [MW]	FECHA	HORA
ene-18	183,95	24/01/2018	19:45
feb-18	186,57	05/02/2018	19:45
mar-18	189,32	14/03/2018	19:45
abr-18	187,90	11/04/2018	19:15
may-18	189,02	10/05/2018	19:15
jun-18	189,76	13/06/2018	19:30
jul-18	185,63	05/07/2018	19:15
ago-18	183,79	08/08/2018	19:30
sep-18	190,19	26/09/2018	19:00
oct-18	193,53	03/10/2018	19:15
nov-18	194,93	15/11/2018	19:00
dic-18	192,28	18/12/2018	19:30

3.3 Factor de conversión

El factor de conversión es un parámetro que facilita la conversión del consumo mensual de energía en potencia, está en función de algunos parámetros como: estrato al que pertenece, factor de carga, factor de demanda y número de horas promedio mensuales en un año.

Los parámetros como: factor de carga, factor de demanda y factor de conversión se obtienen a través de estudios de investigación de la carga.

La ecuación 6 determina el factor de conversión, en la hora de demanda máxima mientras que la ecuación 7 determina el valor de demanda para cada uno de los clientes.

$$F_{con} = \frac{Fd}{F_c * m} \quad (Ec. 6)$$

$$D = E * F_{con} \quad (Ec. 7)$$



Donde: F_{con} = Factor de conversión

F_c = Factor de carga

F_d = Factor de demanda en hora punta

E = Energía mensual (kWh)

D = Demanda (kW)

m = Número de intervalos de demanda en el periodo de análisis (8760 horas)

En la Tabla 3-3 se detallan los factores de conversión para cada grupo de consumo y el estrato al que pertenecen.

Tabla 3-3: Factores de conversión para cada grupo de consumo y estrato [12]

GRUPO DE CONSUMO	ESTRATO kWh	FACTOR DE CARGA	FACTOR DE DEMANDA	FACTOR DE CONVERSIÓN
Residencial	$0 \leq 60$	0,493	1	0,00277609
Residencial	60 - 110	0,542	1	0,00252824
Residencial	110 - 180	0,582	1	0,00235342
Residencial	180 - 310	0,656	1	0,00208707
Residencial	> 310	0,752	1	0,00182264
Comercial	$0 \leq 290$	0,623	0,752	0,00165328
Comercial	290 - 1235	0,707	0,91	0,00176398
Comercial	> 1235	0,709	0,924	0,00178317
Industrial	$0 \leq 410$	0,492	0,56	0,00155916
Industrial	410 - 2520	0,63	0,544	0,0011826
Industrial	> 2520	0,873	0,771	0,00121012
Otros	$0 \leq 405$	0,65	0,978	0,00206287
Otros	405 - 1820	0,693	0,985	0,00194601
Otros	> 1820	0,721	0,674	0,00128174

3.4 Mapa de densidad del año base

El mapa de densidad establece relaciones geográficas entre las cuadrículas y los puntos de carga de los clientes localizados geográficamente, los cuales contienen la información de las características de demanda y energía para cada tipo de cliente.

A continuación, se presentan los mapas de ubicación geográfica y los mapas de densidad de carga para los clientes de tipo: residencial, comercial, industrial y otros donde se puede apreciar la densidad de demanda en kW/km² correspondiente al año base 2018, las zonas de color rojo representan las áreas con alta densidad de carga mientras que las zonas de color azul representan las áreas con baja densidad de carga.

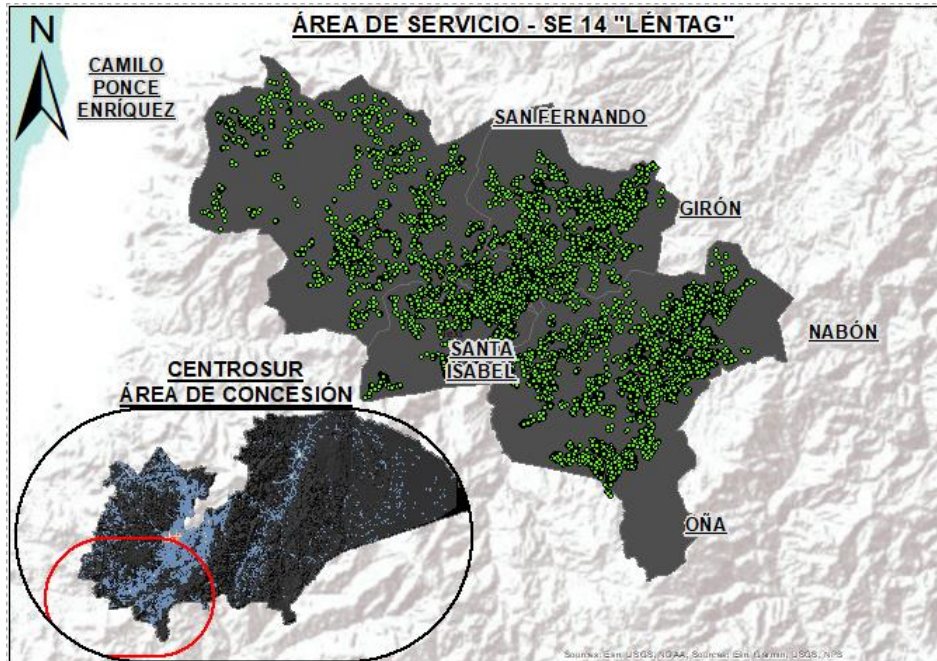


Figura 3-2: Ubicación geográfica de los clientes de tipo "residencial" dentro del área de servicio de la subestación 14

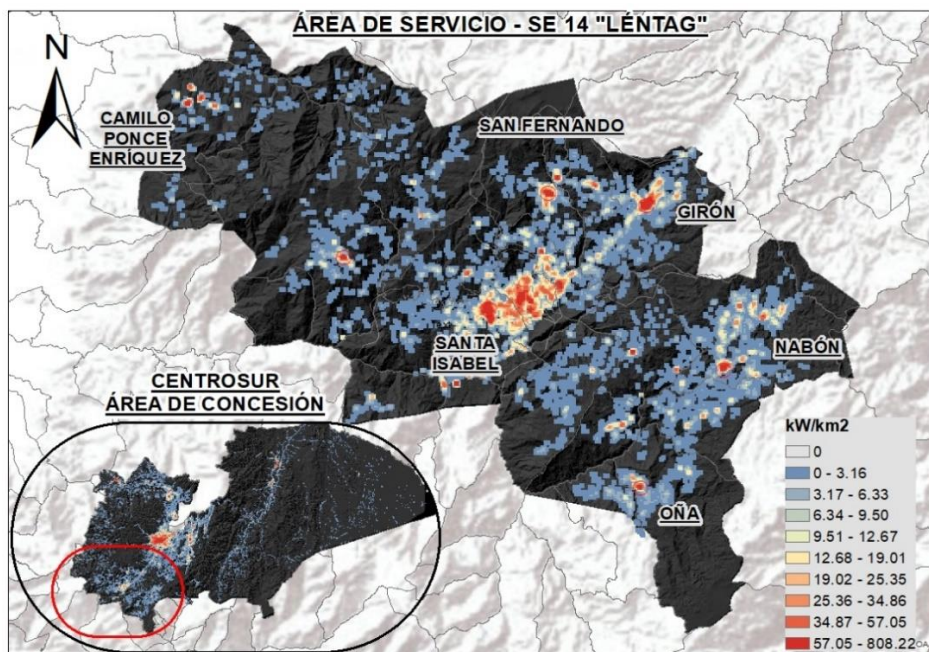


Figura 3-3: Mapa de densidad de carga para los clientes de tipo "residencial"

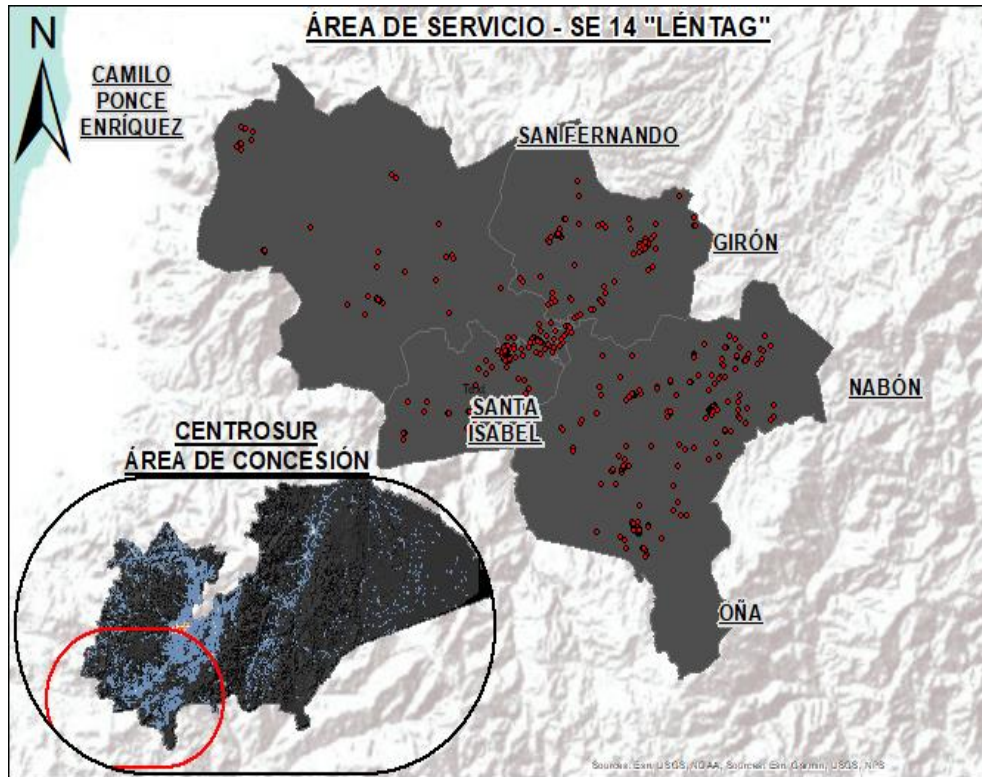


Figura 3-4: Ubicación geográfica de los clientes de tipo “comercial” dentro del área de servicio de la subestación 14

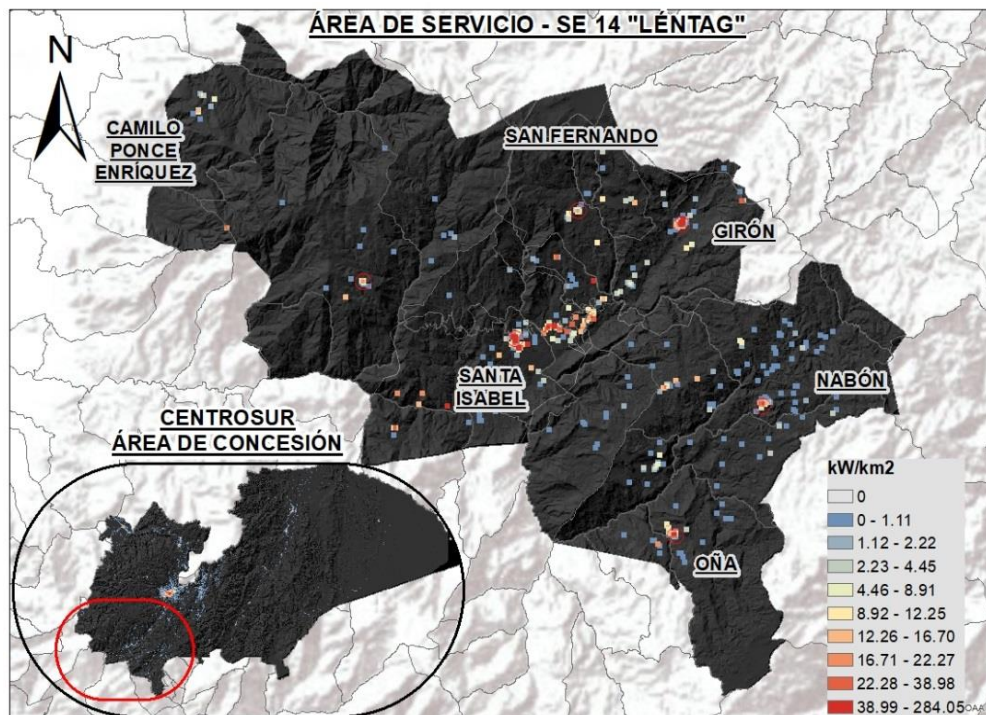


Figura 3-5: Mapa de densidad de carga para los clientes de tipo “comercial”

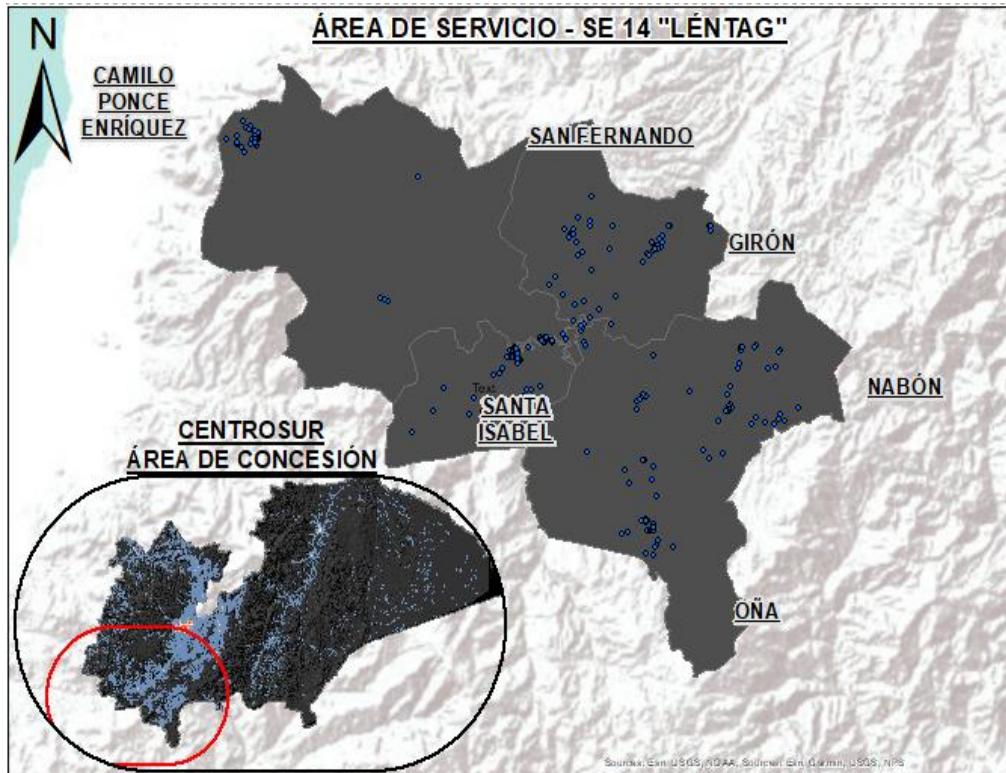


Figura 3-6: Ubicación geográfica de los clientes de tipo “industrial” dentro del área de servicio de la subestación 14

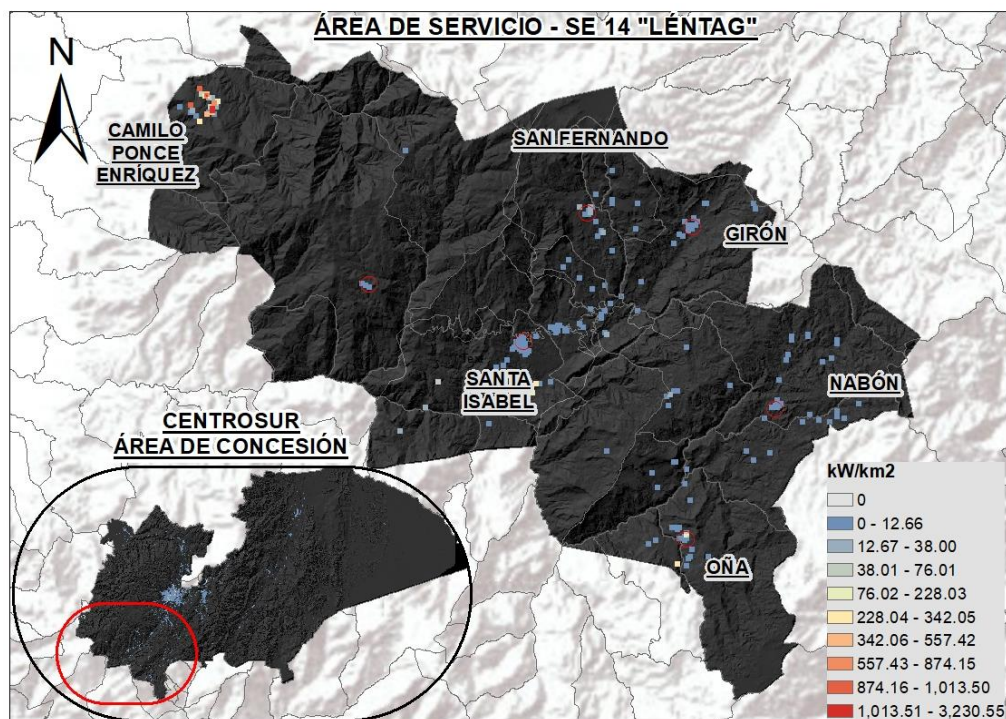


Figura 3-7: Mapa de densidad de carga para los clientes de tipo “industrial”

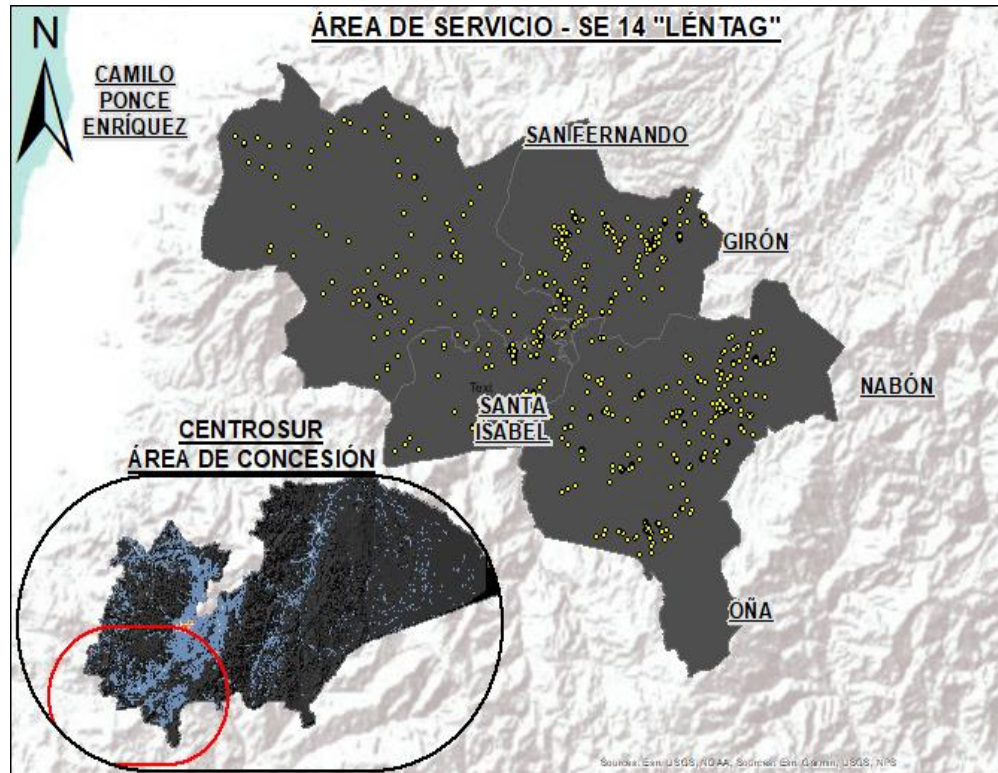


Figura 3-8: Ubicación geográfica de los clientes de tipo “otros” dentro del área de servicio de la subestación 14

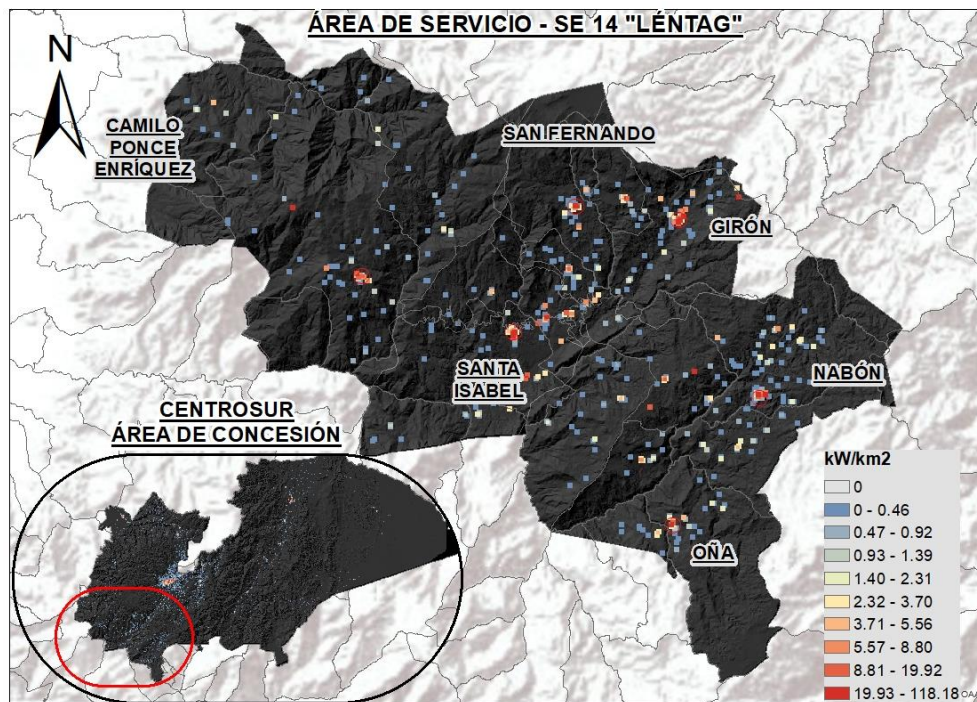


Figura 3-9: Mapa de densidad de carga para los clientes de tipo “otros”

3.5 Análisis de factores espaciales

Es un análisis que se realiza para cada tipo de cliente, para obtener información y determinar patrones de ubicación en el área geográfica de estudio. [7]

El análisis de factores permite obtener los pesos y puntuaciones necesarias para determinar las áreas con mayores preferencias para cada tipo de cliente.

3.5.1 Descripción de los factores

Los factores espaciales se clasifican en: locales, de proximidad y entorno. Los factores de proximidad no varían en el horizonte de planificación a menos que se conozca con exactitud donde se implementará nueva infraestructura relacionada con éstos. Los factores de entorno en cambio se actualizan en cada corte de la proyección, debido a que la introducción de nueva infraestructura modifica la demanda en una cuadrícula y en sus cuadrículas vecinas. [7]

Los factores espaciales empleados en el análisis de servicio de la subestación 14 Léntag se describen en la Tabla 3-4: Factores espaciales para análisis del área de servicio de la Subestación 14 .

Tabla 3-4: Factores espaciales para análisis del área de servicio de la Subestación 14 [12]

FACTOR	DESCRIPCIÓN
Calles	Contiene información de todas las vías dentro del área de estudio
Autopistas	Está conformado por las vías primarias y arterias secundarias
Educación	Contiene información de centros educativos como escuelas, colegios y universidades
Cantones	Contiene información de los centros cantonales y GAD's cantonales
Parroquias	Contiene información de los centros parroquiales y GAD's parroquiales
Salud	Contiene información de hospitales, clínicas y centros de salud
Áreas restringidas	Está conformado por los ríos, áreas de conservación natural, parques
Pendiente de terreno	Contiene información de la inclinación de los terrenos
Densidad de clientes	Está conformado por la cantidad de clientes existentes dentro de una zona específica

3.5.2 Clasificación de los factores

La clasificación permite conocer la incidencia de los factores espaciales en el desarrollo de nuevos clientes, la clasificación divide los datos en grupos homogéneos y en diferentes categorías, por medio de un análisis estadístico. [7]

Para la clasificación de los factores se usa la metodología “Dalenius-Hodges”, que determina los límites de las particiones de las clases para minimizar los coeficientes de variación, en un tamaño de la muestra y un número de clases determinado, el procedimiento se detalla a continuación: [7]

1. Ordenar de forma ascendente los datos de la variable X que va a ser analizada.
2. Agrupar la variable X en J clases, en donde:

$$J = \min \{10 * L, n\}$$

3. Calcular los límites de cada clase por medio de las siguientes ecuaciones:

$$\lim_{inf} C_k = \min \{X_i\} + (k - 1) * \frac{\max \{X_i\} - \min \{X_i\}}{J} \quad (Ec. 8)$$

$$\lim_{sup} C_k = \min \{X_i\} + (k) * \frac{\max \{X_i\} - \min \{X_i\}}{J} \quad (Ec. 9)$$

NOTA: Los intervalos son considerados abiertos por la izquierda y cerrados por la derecha, a excepción del primer intervalo cuyos límites son considerados cerrados en ambos lados.

4. A partir de los límites obtenidos por medio de la Ec. 08 y Ec. 09, obtener la frecuencia de casos para cada clase:

$$f_i \quad (i = 1, \dots, J)$$

5. Determinar la raíz cuadrada de las frecuencias para cada clase
6. Determinar la raíz cuadrada acumulada de las frecuencias de cada clase por medio de la siguiente ecuación:

$$\sum_{i=1}^J \sqrt{f_i} \quad (Ec. 10)$$

7. Dividir la raíz cuadrada acumulada de cada una de las frecuencias por el número de estratos usando la siguiente ecuación:

$$Q = \frac{1}{L} * \sum_{i=1}^J \sqrt{f_i} \quad (Ec. 11)$$

8. Los puntos de corte de cada estrato se toman de la raíz cuadrada acumulada de las frecuencias para cada clase por medio de la siguiente expresión:

$$Q, 2Q, 3Q, \dots, (L - 1)Q$$

Si el valor de Q se encuentra entre dos clases, el punto de corte será el que menor distancia tenga al punto Q.

Los límites de los L estratos conformados serán aquellos correspondientes a los límites superior e inferior de las clases pertenecientes a cada estrato.

El método de Dalenius-Hodges es un método sencillo, sin embargo, uno de sus principales inconvenientes es la elección del número óptimo de clases en los que se deberá dividir la variable a clasificar. [6]

3.5.3 Reclasificación de los factores

La reclasificación de factores permite calificar y normalizar la influencia de los diferentes factores en los clientes, según qué tan lejos o cerca se encuentren uno del otro, como se muestra en la Figura 3-10. [7]

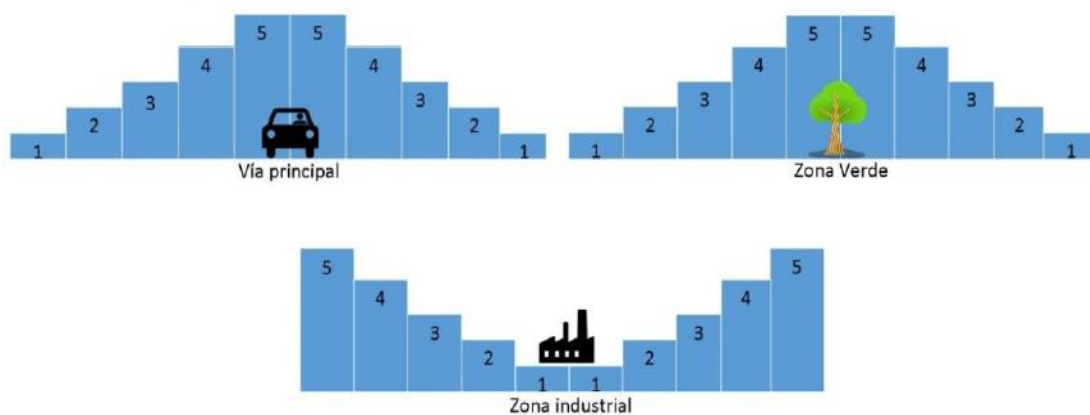


Figura 3-10: Reclasificación de los factores de proximidad a clientes residenciales [7]

Los resultados de la clasificación y reclasificación de cada factor determinado para los diferentes tipos de clientes dentro del área de cobertura de la S/E 14 Léntag se muestran en las tablas a continuación:



Tabla 3-5: Clasificación y reclasificación de factores espaciales para clientes residenciales [12]

CALLES				AUTOPISTAS				EDUCACIÓN			
Clasif.	Frec.	#	Reclas.	Clasif.	Frec.	#	Reclas.	Clasif.	Frec.	#	Reclas.
7,32	10.327	1	10	246,84	6.687	1	10	141,25	4.212	1	10
20,33	5.852	2	9	593,92	4.625	2	9	268,05	4.334	2	9
42,35	3.428	3	8	1.250,80	2.768	3	8	423,51	3.578	3	8
74,57	2.360	4	7	2.232,22	2.173	4	7	603,78	3.083	4	7
120,85	1.664	5	6	3.410,78	2.019	5	6	792,31	2.955	5	6
183,95	1.265	6	5	4.701,59	1.951	6	5	1.003,91	2.680	6	5
271,98	968	7	4	5.978,88	1.974	7	4	1.252,57	2.323	7	4
437,79	731	8	3	7.140,86	2.074	8	3	1.568,30	1.928	8	3
778,71	617	9	2	8.944,77	1.849	9	2	2.048,91	1.537	9	2
4.244,25	567	10	1	21.226,03	1.659	10	1	6.225,78	1.149	10	1
CANTONES				PARROQUIAS				SALUD			
Clasif.	Frec.	#	Reclas.	Clasif.	Frec.	#	Reclas.	Clasif.	Frec.	#	Reclas.
620,52	4.254	1	10	309,63	3.652	1	10	300,75	4.224	1	10
1.695,42	2.948	2	9	622,83	3.541	2	9	637,98	3.675	2	9
2.885,79	2.724	3	8	908,17	3.873	3	8	1.052,00	3.083	3	8
4.042,31	2.760	4	7	1.183,52	4.030	4	7	1.499,85	2.991	4	7
5.178,42	2.824	5	6	1.515,55	3.443	5	6	1.957,09	2.917	5	6
6.432,96	2.710	6	5	1.985,10	2.425	6	5	2.491,04	2.680	6	5
8.008,01	2.513	7	4	2.519,90	2.201	7	4	3.221,09	2.303	7	4
9.258,81	2.715	8	3	3.142,69	1.945	8	3	4.174,63	2.135	8	3
12.260,36	2.264	9	2	4.269,61	1.555	9	2	5.751,39	1.975	9	2
28.469,34	2.067	10	1	15.656,44	1.114	10	1	14.344,64	1.796	10	1
PENDIENTE DE TERRENO				DENSIDAD DE CLIENTES							
Clasif.	Frec.	#	Reclas.	Clasif.	Frec.	#	Reclas.				
4,65	7.624	1	10	36,12	5.580	1	10				
9,53	7.088	2	8	77,81	4.223	2	9				
14,52	6.593	3	6	130,57	3.545	3	8				
21,71	4.403	4	4	191,69	3.009	4	7				
58,00	2.071	5	2	266,67	2.634	5	6				
				386,11	1.804	6	5				
				572,23	1.485	7	4				
				872,24	1.375	8	3				
				1.516,67	1.605	9	2				
				4.188,90	2.519	10	1				



Tabla 3-6 Clasificación y reclasificación de factores espaciales para clientes comerciales [12]

CALLES				AUTOPISTAS				EDUCACIÓN			
Clasif.	Frec.	#	Reclas.	Clasif.	Frec.	#	Reclas.	Clasif.	Frec.	#	Reclas.
1,24	139	1	10	24,80	157	1	10	76,35	98	1	10
2,34	156	2	9	96,91	113	2	9	110,03	105	2	9
3,39	181	3	8	191,48	97	3	8	138,92	108	3	8
4,87	120	4	7	291,30	103	4	7	177,82	140	4	7
6,87	102	5	6	380,76	101	5	6	214,73	102	5	6
9,59	95	6	5	543,30	129	6	5	266,15	105	6	5
14,79	71	7	4	2.144,92	87	7	4	401,15	100	7	4
25,98	67	8	3	5.003,74	88	8	3	745,82	97	8	3
63,06	60	9	2	7.071,92	88	9	2	1.194,42	101	9	2
1.958,97	59	10	1	16.698,67	87	10	1	4.859,58	94	10	1

CANTONES				PARROQUIAS				SALUD			
Clasif.	Frec.	#	Reclas.	Clasif.	Frec.	#	Reclas.	Clasif.	Frec.	#	Reclas.
95,14	110	1	10	253,89	95	1	10	93,96	101	1	10
154,04	118	2	9	668,42	96	2	9	147,63	108	2	9
208,43	118	3	8	893,18	99	3	8	201,79	114	3	8
295,22	139	4	7	1.028,07	106	4	7	286,75	131	4	7
509,76	99	5	6	1.153,37	107	5	6	402,72	101	5	6
2.006,61	98	6	5	1.228,38	151	6	5	516,99	103	6	5
4.657,43	91	7	4	1.331,46	111	7	4	822,40	100	7	4
7.358,65	93	8	3	1.892,07	97	8	3	1.603,57	101	8	3
9.187,06	92	9	2	2.434,39	93	9	2	3.347,70	98	9	2
27.612,52	92	10	1	9.953,79	95	10	1	12.253,66	93	10	1

PENDIENTE DE TERRENO				DENSIDAD DE CLIENTES			
Clasif.	Frec.	#	Reclas.	Clasif.	Frec.	#	Reclas.
2,72	309	1	10	47,18	98	1	10
5,96	259	2	8	108,35	80	2	9
10,50	257	3	6	197,22	56	3	8
15,81	152	4	4	302,81	61	4	7
36	73	5	2	452,82	74	5	6
				713,91	59	6	5
				1111,09	77	7	4
				2000,01	123	8	3
				3.488,90	165	9	2
				4.188,93	257	10	1

Tabla 3-7: Clasificación y reclasificación de factores espaciales para clientes industriales [12]

CALLES				AUTOPISTAS				EDUCACIÓN			
Clasif.	Frec.	#	Reclas.	Clasif.	Frec.	#	Reclas.	Clasif.	Frec.	#	Reclas.
1,50	26	1	10	14,51	31	1	10	122,85	25	1	1
2,78	27	2	9	46,70	28	2	9	190,55	26	2	2
4,37	29	3	8	170,79	24	3	8	276,82	25	3	3
6,17	27	4	7	346,39	25	4	7	393,78	26	4	4
9,18	26	5	6	719,27	24	5	6	558,20	26	5	5
13,83	23	6	5	2.603,37	24	6	5	726,55	24	6	6
23,18	26	7	4	5.108,26	25	7	4	907,54	26	7	7
42,91	23	8	3	8.128,85	24	8	3	1.185,33	25	8	8
130,10	23	9	2	10.661,45	24	9	2	2.036,16	25	9	9
1.198,75	24	10	1	13.887,84	25	10	1	4.908,90	26	10	10
CANTONES				PARROQUIAS				SALUD			
Clasif.	Frec.	#	Reclas.	Clasif.	Frec.	#	Reclas.	Clasif.	Frec.	#	Reclas.
317,38	26	1	7	389,96	26	1	8	156,22	25	1	10
480,28	26	2	8	721,36	26	2	9	288,54	26	2	9
982,39	25	3	10	949,48	25	3	10	430,01	25	3	8
1.496,51	25	4	10	1.101,59	25	4	7	598,32	25	4	7
3.385,62	25	5	10	1.304,50	26	5	6	911,48	26	5	6
5.293,73	26	6	9	1.567,11	25	6	5	1.314,63	25	6	5
7.491,63	26	7	6	2.078,22	25	7	4	1.865,54	26	7	4
9.022,75	25	8	5	2.405,33	25	8	3	2.328,84	26	8	3
25.239,36	24	9	2	3.191,94	26	9	2	3.468,41	25	9	2
28.565,47	26	10	1	7.829,56	25	10	1	10.808,82	25	10	1
PENDIENTE DE TERRENO				DENSIDAD DE CLIENTES							
Clasif.	Frec.	#	Reclas.	Clasif.	Frec.	#	Reclas.				
4,57	72	1	10	25,02	46	1	2				
8,58	62	2	8	61,12	25	2	4				
12,75	55	3	6	113,89	25	3	6				
19,65	44	4	4	186,08	22	4	8				
53	21	5	2	280,55	21	5	10				
				427,78	22	6	10				
				688,89	23	7	10				
				1055,53	21	8	8				
				1.633,34	24	9	6				
				4.188,93	25	10	4				

Tabla 3-8: Clasificación y reclasificación de factores espaciales para clientes otros [12]

CALLES				AUTOPISTAS				EDUCACIÓN			
Clasif.	Frec.	#	Reclas.	Clasif.	Frec.	#	Reclas.	Clasif.	Frec.	#	Reclas.
2,86	134	1	10	110,85	82	1	10	17,07	85	1	10
6,07	122	2	9	322,73	79	2	9	29,82	87	2	9
10,00	105	3	8	549,98	82	3	8	52,70	76	3	8
14,91	84	4	7	1.368,54	75	4	7	95,91	75	4	7
21,75	71	5	6	2.441,42	73	5	6	161,64	73	5	6
32,10	66	6	5	3.654,89	74	6	5	244,90	76	6	5
48,14	51	7	4	4.976,36	73	7	4	419,44	73	7	4
88,02	46	8	3	6.627,24	73	8	3	729,61	72	8	3
242,02	44	9	2	8.593,69	82	9	2	1.246,67	80	9	2
2.576,21	44	10	1	17.025,66	74	10	1	3.608,92	70	10	1

CANTONES				PARROQUIAS				SALUD			
Clasif.	Frec.	#	Reclas.	Clasif.	Frec.	#	Reclas.	Clasif.	Frec.	#	Reclas.
291,16	87	1	10	92,88	86	1	10	92,33	80	1	10
704,77	76	2	9	301,39	83	2	9	202,94	78	2	9
2.137,72	83	3	8	636,48	75	3	8	397,99	79	3	8
3.580,12	74	4	7	944,76	74	4	7	852,38	85	4	7
5.014,80	74	5	6	1.198,25	80	5	6	1.360,84	74	5	6
6.109,49	75	6	5	1.485,28	77	6	5	1.915,64	76	6	5
7.889,18	74	7	4	2.002,42	74	7	4	2.688,09	74	7	4
9.200,95	75	8	3	2.560,61	72	8	3	3.754,42	73	8	3
12.297,93	75	9	2	3.367,14	74	9	2	5.268,76	74	9	2
27.786,82	74	10	1	15.271,17	72	10	1	14.216,49	74	10	1

PENDIENTE DE TERRENO				DENSIDAD DE CLIENTES			
Clasif.	Frec.	#	Reclas.	Clasif.	Frec.	#	Reclas.
3,12	231	1	10	36,12	108	1	6
7,33	143	2	8	77,78	108	2	8
11,44	183	3	6	125,00	79	3	10
18,21	144	4	4	183,37	79	4	9
40,50	66	5	2	258,33	75	5	7
				400,01	60	6	8
				583,35	65	7	6
				894,46	57	8	5
				1.449,99	55	9	4
				4.188,93	81	10	3

3.6 Creación del mapa de preferencias

El mapa de preferencias indica donde se ubicarán los nuevos clientes y donde no se esperan cambios en cuanto al uso de suelo. Las preferencias son calculadas en base a los factores locales, de proximidad y entorno descritos en la sección 3.5.1 y es conocido como análisis de decisión multicriterio.

3.6.1 Análisis de decisión multicriterio (ADM)

El análisis de decisión multicriterio hace referencia al conjunto de alternativas que son evaluadas en función de los atributos de un determinado análisis, para este caso los atributos serían los factores espaciales analizados anteriormente. Existen varias técnicas de ADM para hallar patrones de comportamiento como: lógica difusa, redes neuronales, algoritmos evolutivos y combinación ponderada. [4]

La técnica de combinación ponderada es una de los más usadas y proporciona una combinación de mapas en el que un criterio de ponderación se asocia a un factor espacial. [4]

3.6.2 Modelo para cálculo de preferencias

El modelo utilizado para el cálculo de preferencias basado en el método de combinación ponderada se define por medio de la ecuación 12. [7]

$$C_{i,j}^k = \left(\sum_k W^k * X_{i,j}^k \right) * R_{i,j} \quad (Ec. 12)$$

Donde: C = calificación total para cada cuadrícula

W = peso asociado al k -ésimo factor

X = puntuación asociada a la cuadrícula (i, j) respecto al k -ésimo factor

R = variable binaria que representa la disponibilidad de una cuadrícula, puede tomar un valor de 1 o 0

3.6.3 Procedimiento general para hallar el mapa de preferencias

El procedimiento para hallar el mapa de preferencias para el área de estudio comprende una secuencia de pasos que se detallan a continuación:



Figura 3-11: Procedimiento para determinar el mapa de preferencias

El paso 1 recopila información de distintas fuentes, para analizarla y filtrarla obteniendo información relevante necesaria. Esta información comprende principalmente información geográfica del área de estudio. [4]

El paso 2 procesa la información obtenida en el punto 1 para adecuarla al modelo propuesto. Por ejemplo, si en el análisis la información de entrada es la pendiente del terreno, en el paso 2 se obtienen las curvas de nivel para poder aplicar estos datos en el modelo. [4]

En el paso 3 clasifica la información en función de una escala normalizada para que todos los factores puedan evaluarse en una escala común. [4]

La reclasificación asigna un valor a cada categoría de consumo, por ejemplo, un terreno plano puede tener un valor de 3 si el espacio tendrá uso industrial mientras que a un terreno empinado o escarpado se le asigna el valor de 1, ya que el sector industrial busca establecerse en superficies planas. [4]

En el paso 4 determina un peso para cada factor en función del uso de suelo. Continuando con el mismo ejemplo, un terreno plano ubicado cerca de una carretera es atractivo para el sector industrial por lo tanto se le asigna un peso alto a este factor. Sin embargo, si un terreno disponible cerca de una carretera tiene una pendiente inclinada, pero si la cercanía a la carretera es más importante que su pendiente entonces se asigna un peso alto al factor carreteras y un peso bajo al factor pendientes y el terreno aún será atractivo para el sector industrial. [4]

A continuación, se muestran los mapas de preferencias obtenidos en el área de estudio para los clientes de tipo: residencial, comercial, industrial y otros.

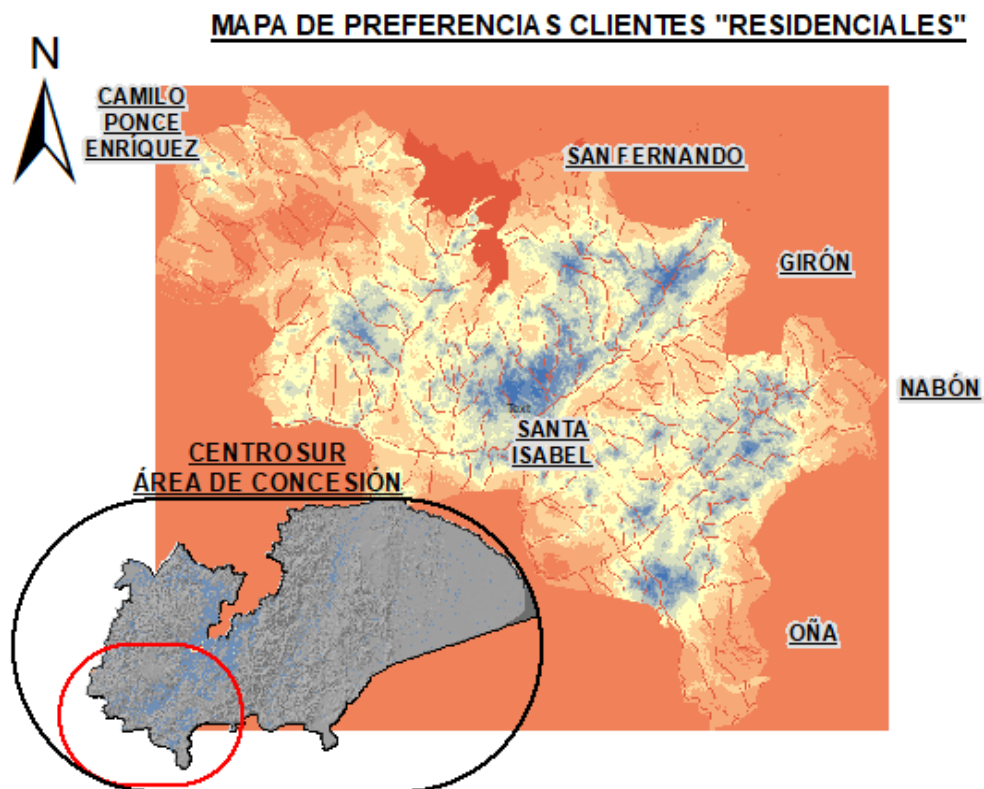


Figura 3-12: Mapa de preferencias para los clientes de tipo "residencial"

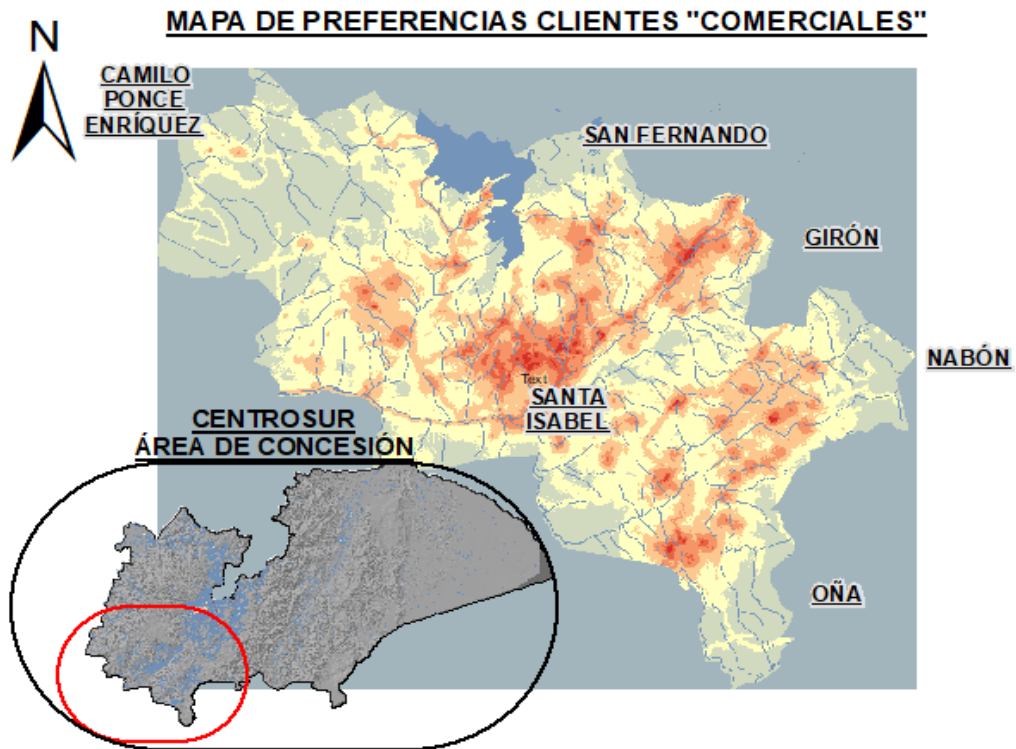


Figura 3-13: Mapa de preferencias para clientes de tipo "comercial"

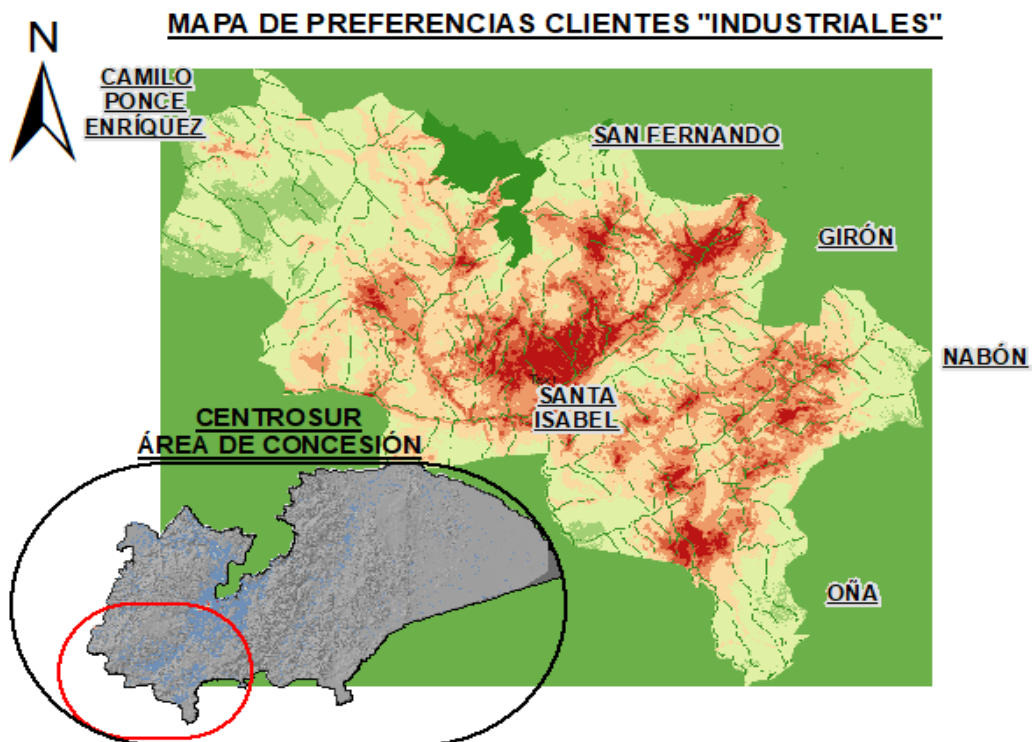


Figura 3-14: Mapa de preferencias para clientes de tipo "industrial"

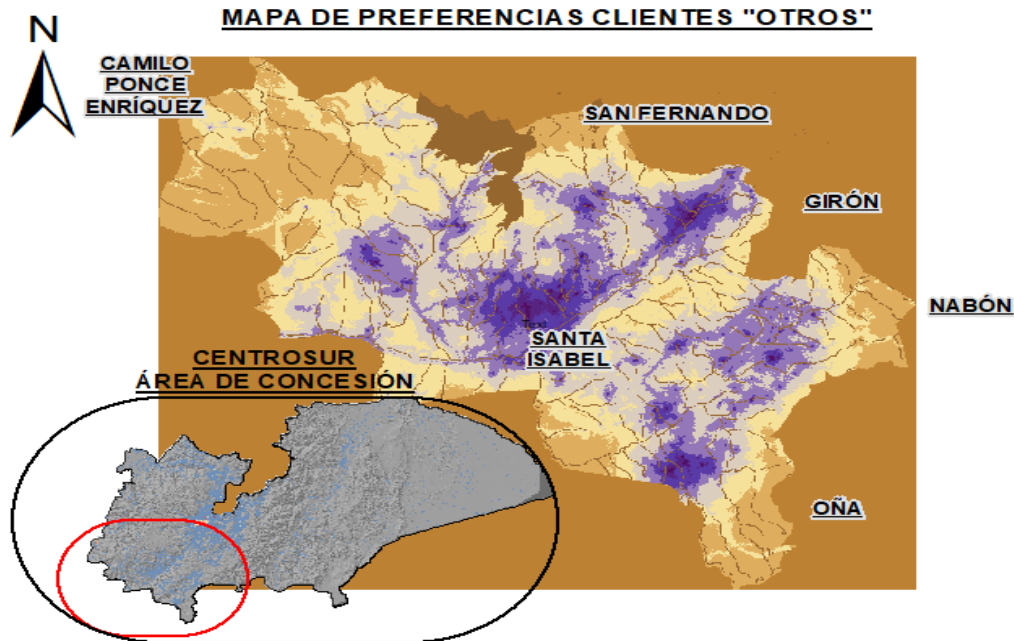


Figura 3-15: Mapa de preferencias para clientes de tipo "otros"

3.7 Escenarios de crecimiento y proyección de la demanda

La proyección de la demanda de energía eléctrica en el área de concesión de la CENTROSUR se realiza en tres escenarios: bajo, medio y alto para determinar la potencia máxima coincidente en el horizonte de proyección de 15 años. En la Tabla 3-9 y Figura 3-16 se detalla la potencia máxima coincidente de cada uno de los escenarios de crecimiento propuestos.

Tabla 3-9: Potencia máxima coincidente para el área de concesión de CENTROSUR

AÑO DE PROYECCIÓN	POTENCIA MÁXIMA COINCIDENTE [MW]		
	ESCENARIO BAJO	ESCENARIO MEDIO	ESCENARIO ALTO
2019	197,79	209,22	210,15
2020	207,76	225,32	227,25
2021	219,70	243,88	246,92
2022	242,01	270,46	274,59
2023	253,04	285,61	290,82
2024	259,43	293,14	299,39
2025	266,51	300,97	308,27
2026	272,90	308,07	316,39
2027	279,20	315,08	324,39
2028	284,74	321,29	331,56
2029	291,56	328,81	340,07
2030	297,59	335,51	347,72
2031	303,52	342,10	355,24
2032	308,62	347,82	361,83
2033	315,09	354,95	369,89
2034	320,36	360,84	376,67

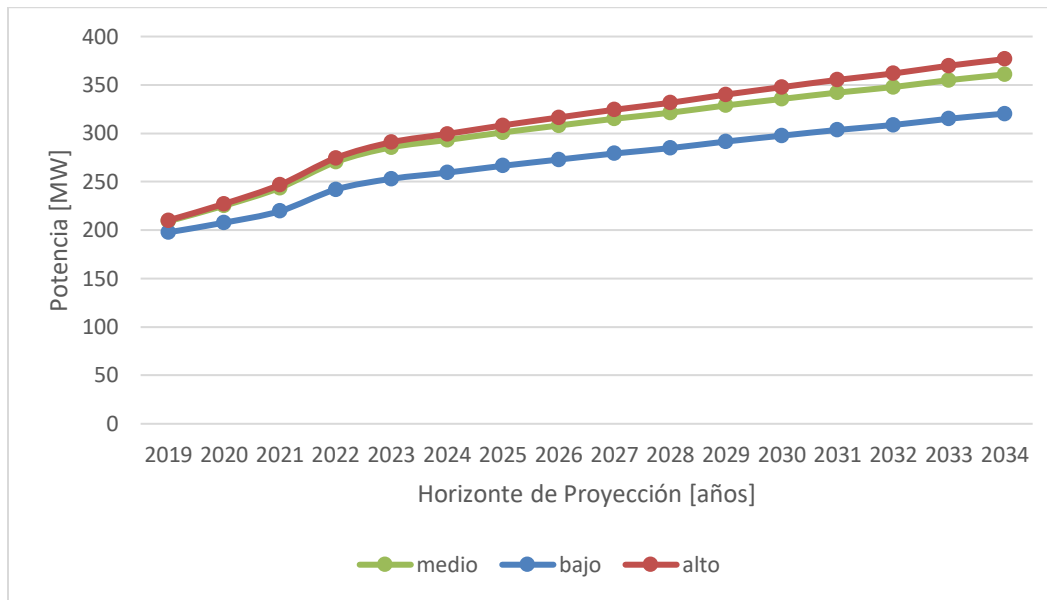


Figura 3-16: Escenarios de proyección de potencia máxima coincidente para el área de concesión de CENTROSUR

La proyección de la demanda para el área de servicio de la subestación 14 Léntag se analiza para el escenario de crecimiento alto, así se refleja la mayor cantidad de potencia que sería necesaria para cubrir la demanda de energía dentro del horizonte de proyección establecido entre el año 2019 y 2034.

La Tabla 3-10 detalla los valores de potencia máxima coincidente para el área de servicio de la subestación Léntag para el periodo de análisis comprendido entre el año 2019 y 2034.

Tabla 3-10: Potencia máxima coincidente para el área de servicio de la subestación 14 Léntag

AÑO DE PROYECCIÓN	POTENCIA MÁXIMA COINCIDENTE [MW]
	ESCENARIO ALTO
2019	9,54
2020	9,77
2021	9,96
2022	10,31
2023	10,58
2024	10,93
2025	11,20
2026	11,47
2027	11,82
2028	12,10
2029	12,44
2030	12,72
2031	12,99
2032	13,34
2033	13,61
2034	13,88

La Figura 3-17 indica el crecimiento de la potencia máxima coincidente para el escenario alto en la zona de cobertura de la subestación Léntag en el periodo de análisis.

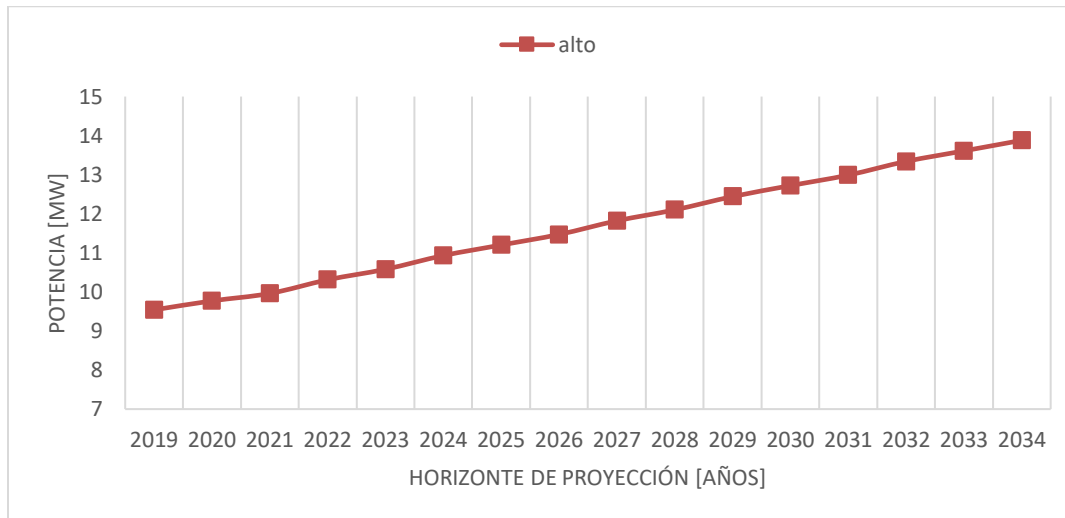


Figura 3-17: Crecimiento de la potencia máxima coincidente en el área de cobertura de la subestación 14 Léntag

Un análisis similar se realiza con la proyección de nuevos clientes dentro del área de servicio de la subestación 14 Léntag para las categorías de consumo: residencial, comercial, industrial y otros para el horizonte de proyección al año 2034, el cual se detalla en la Tabla 3-11.

Tabla 3-11: Proyección de los nuevos clientes para el área de servicio de la subestación Léntag

AÑO DE PROYECCIÓN	CLIENTES				
	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OTROS	TOTAL
2018	27,660	1,079	254	783	29,776
2019	28,253	1,116	265	807	30,438
2020	28,852	1,152	265	830	31,099
2021	29,639	1,197	270	863	31,969
2022	30,422	1,242	278	897	32,839
2023	31,207	1,288	285	929	33,709
2024	31,988	1,334	293	964	34,579
2025	32,772	1,378	301	998	35,449
2026	33,558	1,424	307	1,030	36,319
2027	34,339	1,470	316	1,064	37,189
2028	35,123	1,515	323	1,098	38,059
2029	35,908	1,561	331	1,129	38,929
2030	36,691	1,606	339	1,163	39,799
2031	37,477	1,650	346	1,196	40,669
2032	38,257	1,696	355	1,231	41,539
2033	39,041	1,741	363	1,264	42,409
2034	39,827	1,786	369	1,297	43,279

Como se puede observar en la Tabla 3-11, la mayor cantidad de nuevos clientes son “residenciales”, esto es común en los estudios de proyección de demanda.

En la Tabla 3-12 se detalla el incremento de nuevos clientes por categoría de consumo para determinar el número total de clientes nuevos en el horizonte de proyección.

Tabla 3-12: Incremento de clientes por grupo de consumo

AÑO DE PROYECCIÓN	INCREMENTO DE CLIENTES				
	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OTROS	TOTAL
2019	593	37	8	24	662
2020	599	36	3	23	661
2021	787	45	5	33	870
2022	783	45	8	34	870
2023	785	46	7	32	870
2024	781	46	8	35	870
2025	784	44	8	34	870
2026	786	46	6	32	870
2027	781	46	9	34	870
2028	784	45	7	34	870
2029	785	46	8	31	870
2030	783	45	8	34	870
2031	786	44	7	33	870
2032	780	46	9	35	870
2033	784	45	8	33	870
2034	786	45	6	33	870

3.8 Asignación espacial de clientes

La asignación espacial de nuevos clientes se realiza en el mapa de preferencias, considerando la saturación de cada cuadrícula para verificar si la misma tiene espacio disponible para el desarrollo de nuevos clientes. [7]

Existen varias metodologías de asignación de clientes en el mapa de preferencias. En el presente trabajo se hace uso del método de Autómata Celular (AC). [4]

3.8.1 Autómata Celular (AC)

Un autómata celular es un modelo conformado por un conjunto de celdas representadas en una cuadrícula. Cada celda tiene conjunto finito de estados, que varían en pasos de tiempo discretos. El estado de una celda en el instante t depende del estado de la misma en el instante $t-1$ y las interacciones con su vecindario. [13]

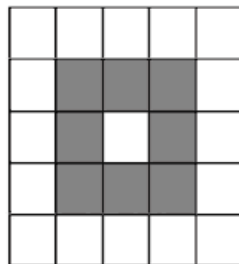


Figura 3-18: Esquema básico de un autómata celular y su vecindario

En los estudios de proyección de demanda se usan celdas con forma de cuadrícula para facilitar la representación computacional de la base de datos espacial. Cada subzona en la red representa un conjunto de clientes y su consumo de energía eléctrica. [13]

El autómata celular puede ser modelado mediante un proceso iterativo definido por las ecuaciones 13 y 14.

$$P_k^{t+1} = \alpha \cdot (P_k^{t-1} - D_k^t) + \frac{\beta}{8} \sum_{\Omega_k} (P_k^{t-1} - D_k^t) + \lambda \cdot \varepsilon_k^{t+1} \cdot (P_k^{t-1} - D_k^t) \quad (\text{Ec. 13})$$

$$P_k > P_B \quad (\text{Ec. 14})$$

Donde: D = desarrollo asignado a una cuadrícula

P_k =valor de preferencia de las cuadrículas

P_b =nivel de selectividad asignado al modelo especificado por el usuario que controla el desarrollo por cuadrícula

La calibración del modelo de AC se lo realiza por medio de la ecuación 15. [4]

$$\alpha = 1 - \beta - \lambda \quad (\text{Ec. 15})$$

Donde: α = parámetro de realimentación positiva

β = parámetro de vecindad

λ = parámetro de innovación

Parámetro de realimentación positiva: se relaciona directamente con las preferencias de la etapa (t-1) y el desarrollo asignado, este parámetro se encuentra dentro de un rango de [0,3; 1]. [4]

Parámetro de vecindad: promedia las preferencias de las 8 cuadrículas vecinas, su rango de valores está entre [0; 0,5]. Si el comportamiento de las cuadrículas varía demasiado se recomienda usar un valor pequeño para este parámetro. [4]

Parámetro de innovación: considera una desviación aleatoria a partir del comportamiento normal, por lo general toma un valor bajo entre [0; 0,2]. [4]

La asignación de los nuevos clientes se realizó mediante un algoritmo implementado en el entorno de programación de Python y al ejecutarlo en ArcMap da como resultado los mapas con la ubicación de los nuevos clientes en base a las preferencias analizadas anteriormente.

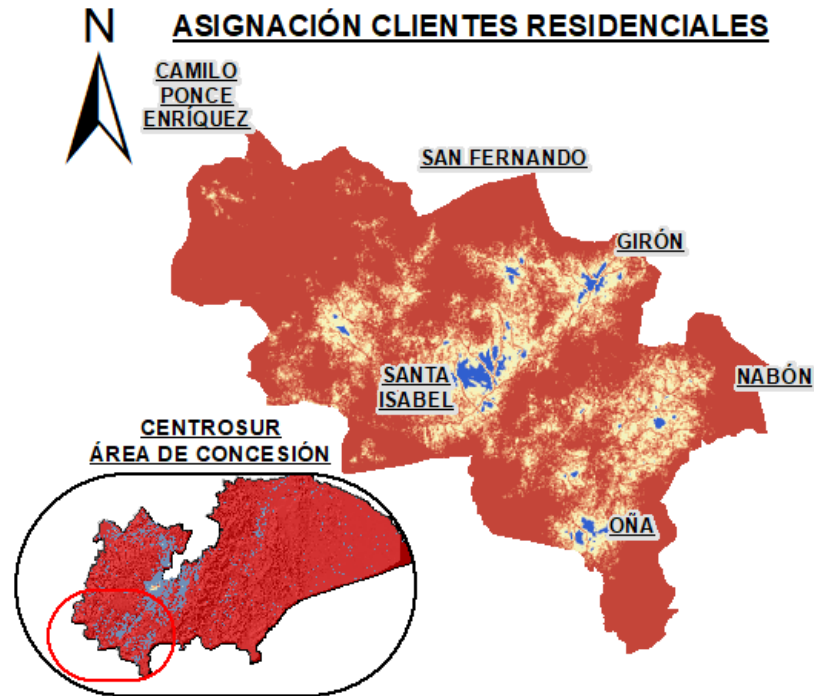


Figura 3-19: Asignación de nuevos clientes de tipo “residencial”

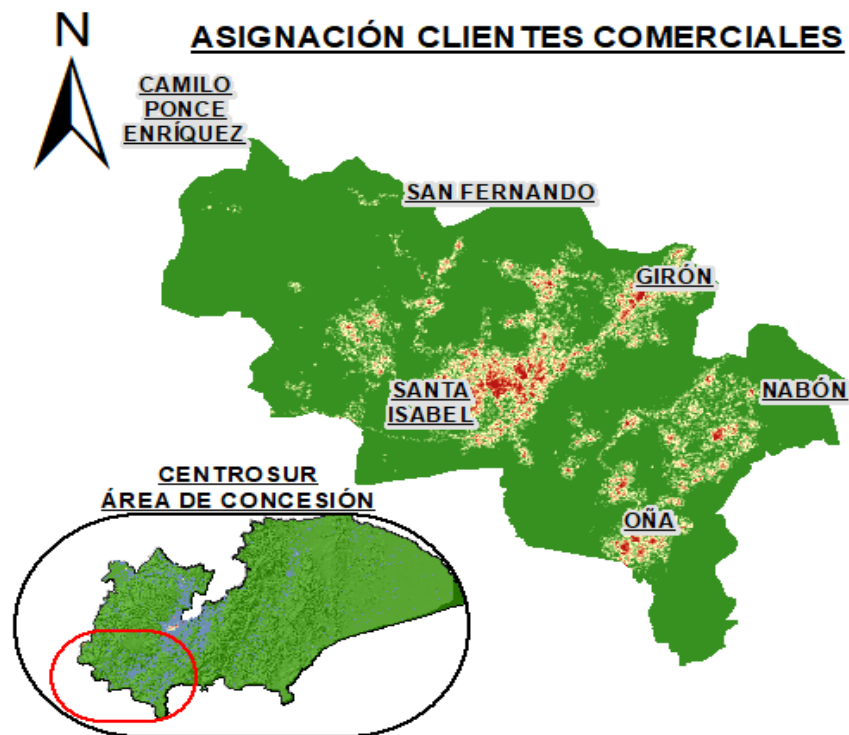


Figura 3-20: Asignación de nuevos clientes de tipo “comercial”

ASIGNACIÓN CLIENTES INDUSTRIALES

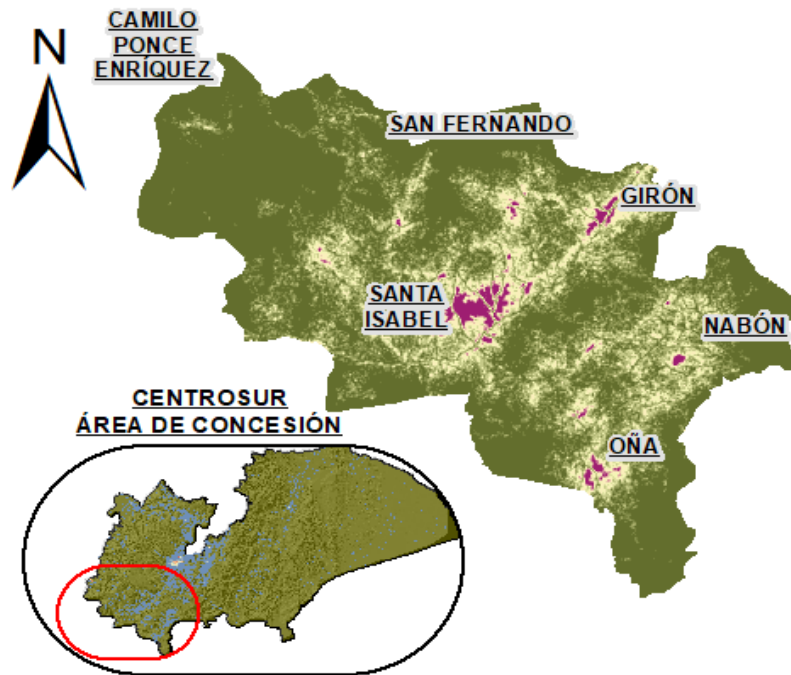


Figura 3-21: Asignación de nuevos clientes de tipo “industrial”

ASIGNACIÓN CLIENTES OTROS

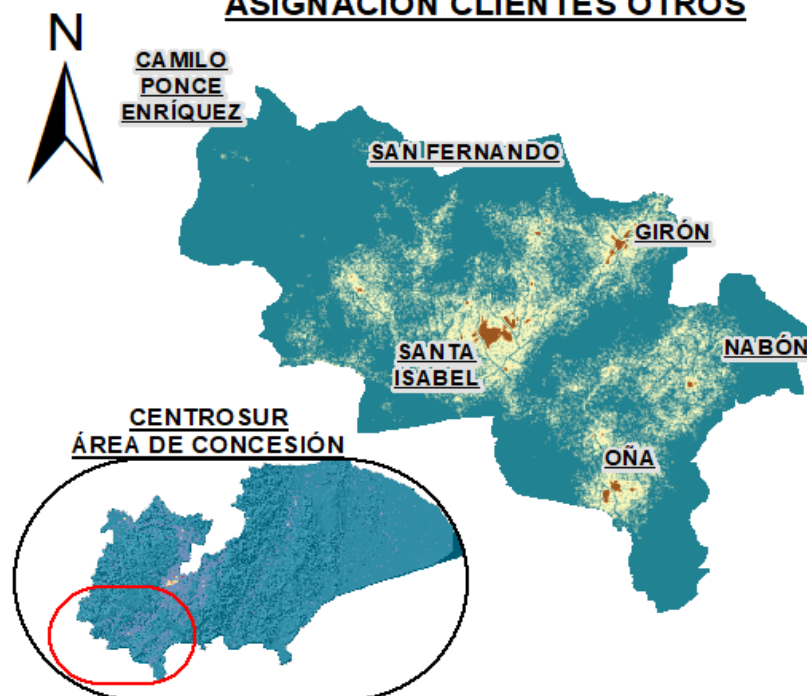
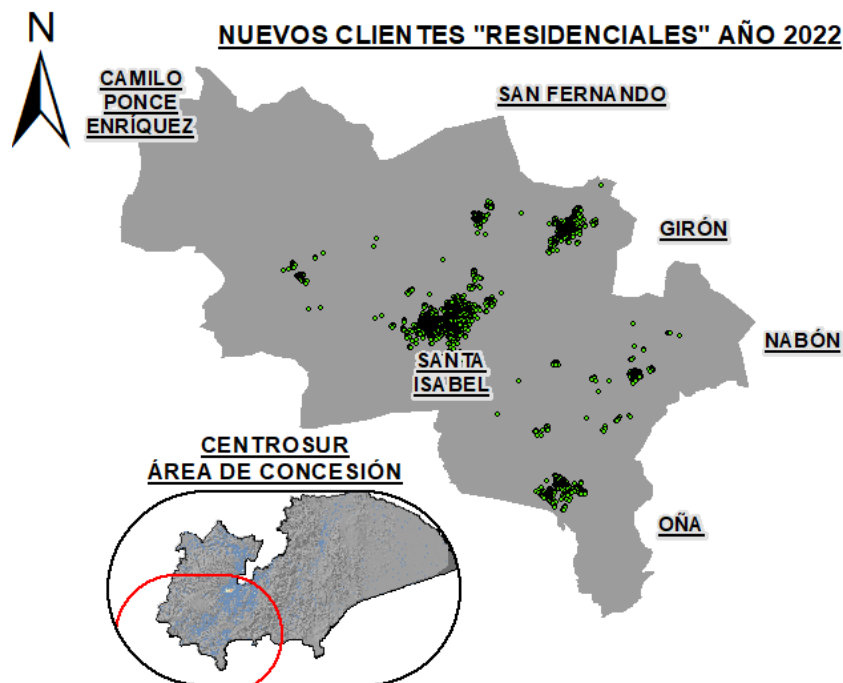
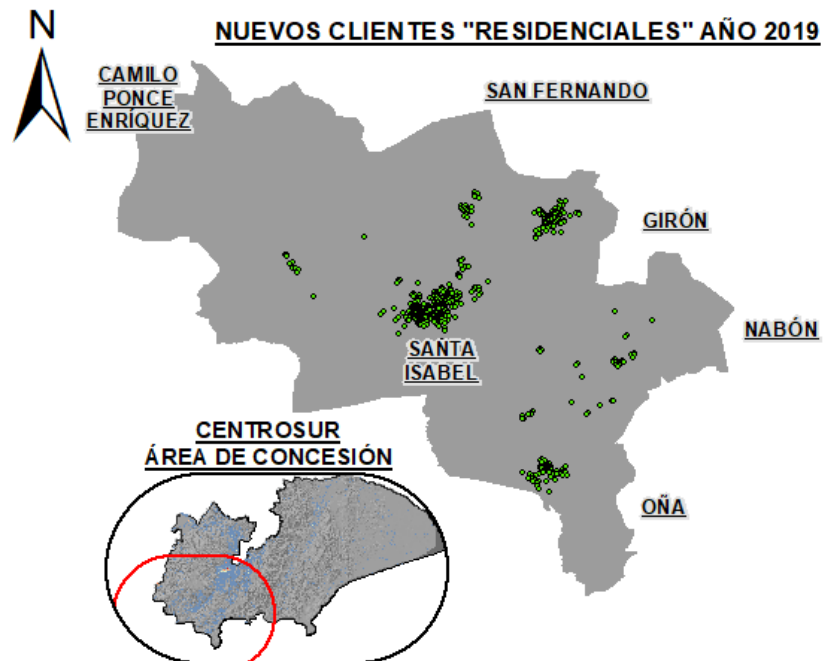


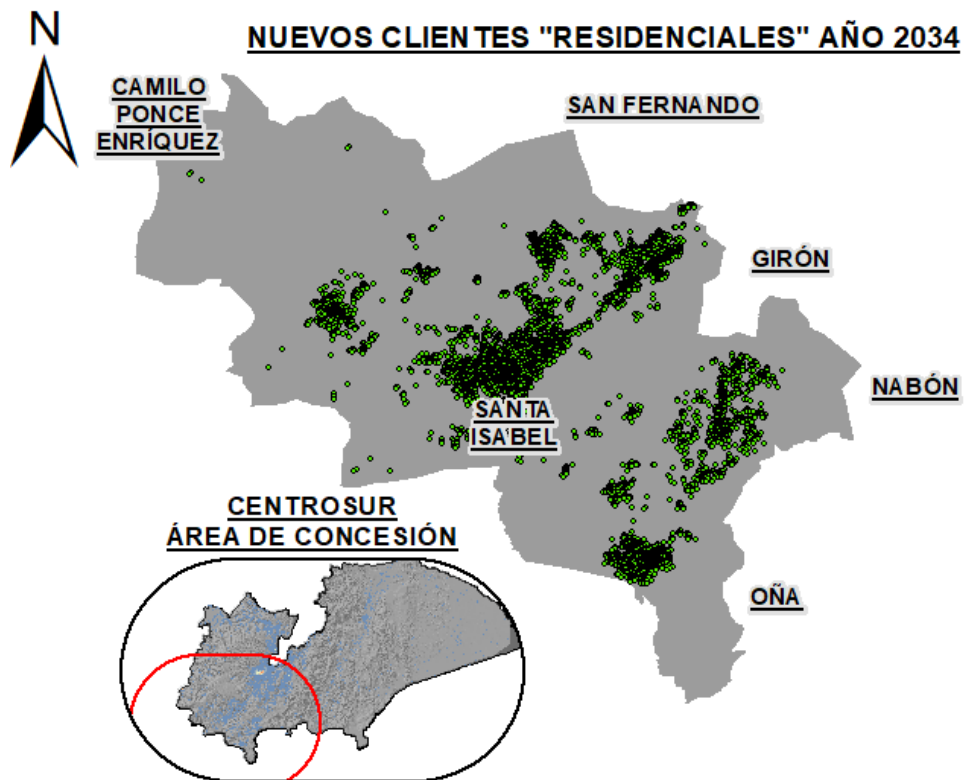
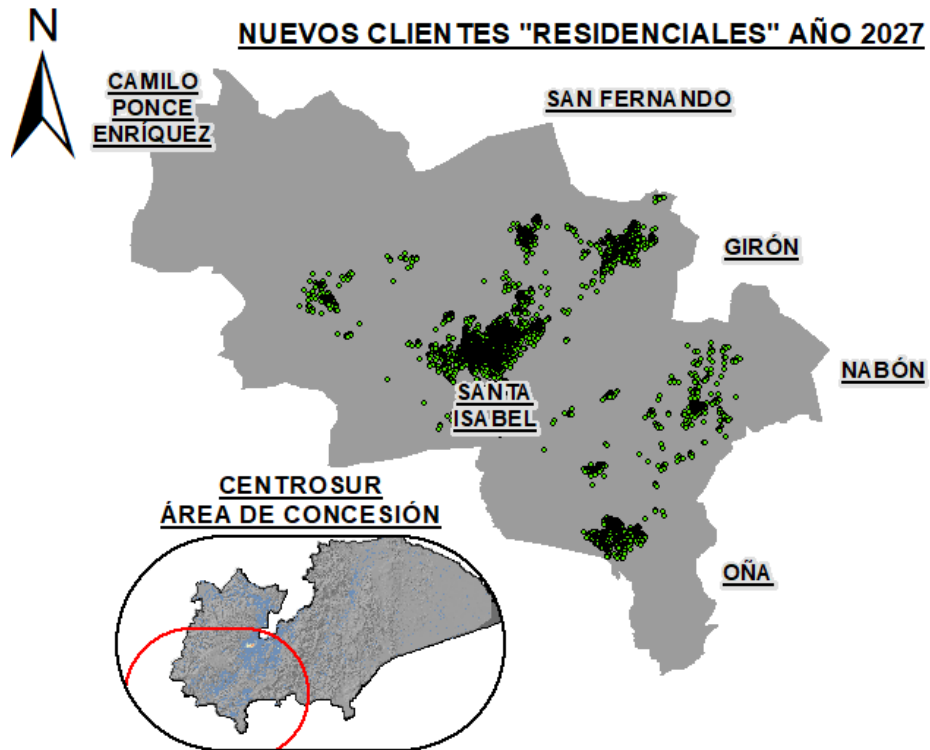
Figura 3-22: Asignación de nuevos clientes de tipo “otros”

3.9 Mapas de proyección de nuevos clientes

En el presente apartado se muestran los mapas con la proyección de nuevos clientes para el área de servicio de la S/E 14 Léntag.

Se muestran los mapas de nuevos clientes para los años 2019, 2022, 2027 y 2034 para cada categoría de consumo.





En la sección de anexos se muestran los mapas correspondientes a las categorías de consumo: comercial, industrial y otros para los años detallados anteriormente.

Capítulo 4 : EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN

4.1 Antecedentes

Como se mencionó en el capítulo 1 la subestación 14 Léntag está conformada por cuatro alimentadores, los cuales, a diciembre de 2018, registraron los parámetros que se detallan en la Tabla 4-1.

Tabla 4-1: Parámetros de la subestación 14 Léntag [14]

ALIMENTADOR	CAÍDA DE VOLTAJE (%)	PÉRDIDAS (%)	CARGABILIDAD ALIMENTADORES (%)
1421	-5,98	5,94	32,1
1422	-5,41	7,22	25,6
1423	-0,36	4,76	21,1
1424	-9,92	11,79	38,6

De la Tabla 4-1 se puede observar que el alimentador 1424 que alimenta al cantón Pucará y a los proyectos mineros existentes en San Gerardo presenta un valor elevado de pérdidas y una caída de voltaje fuera del límite permitido de acuerdo a la regulación vigente.

4.2 Análisis técnico del sistema de subtransmisión

El análisis técnico del sistema de subtransmisión parte de la proyección de la demanda para el corto, mediano y largo plazo, incorporando los nuevos proyectos mineros y considerando cargas mayores a 300 kVA.

Mediante el uso del software DigSILENT Power Factory se realizan simulaciones de varios escenarios de crecimiento de la demanda con la configuración actual y frente a la implementación de nuevas alternativas de suministro eléctrico a los proyectos mineros desde las subestaciones del anillo sur de CENTROSUR conformado por: S/E 05 El Arenal, S/E 13 Chaullayacu, S/E 14 Léntag y S/E 08 Turi, la Figura 4-1 muestra la interconexión de las subestaciones de este anillo.

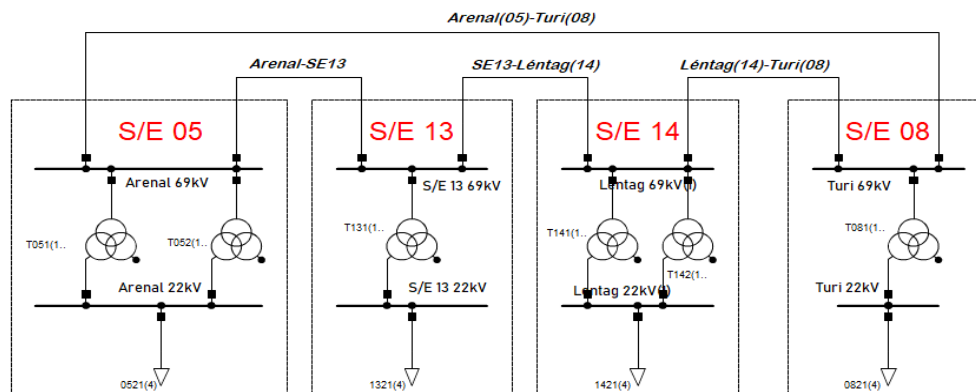


Figura 4-1: Subestaciones que conforman el anillo sur de CENTROSUR

4.3 Capacidad operativa de los elementos de subtransmisión

La capacidad operativa es un factor importante a considerar en las líneas de transmisión y transformadores de potencia. La degradación de su capacidad se da principalmente por los eventos a los que han sido sometidos cada uno de los elementos del sistema, así como los años de servicio de los mismos.

4.3.1 Capacidad nominal y operativa de los transformadores de potencia

Indica la potencia que los transformadores pueden suministrar tanto en condiciones normales (ONAN) como en condiciones de enfriamiento forzado (ONAF), la capacidad nominal y operativa de los transformadores de las subestaciones de CENTROSUR se detalla en la Tabla 4-2.

Tabla 4-2: Capacidad nominal y operativa de transformadores de potencia [14]

TRANSFORMADOR DE POTENCIA	CAPACIDAD (MVA)	
	ONAN	OPERATIVA
S/E 01 Luis Cordero T011	5,00	3,76
S/E 01 Luis Cordero T012	10,00	10,00
S/E 02 P. Centenario T021	5,00	3,76
S/E 02 P. Centenario T022	10,00	10,00
S/E 03 Monay T034	24,00	24,00
S/E 03 Monay T035	24,00	24,00
S/E 04 Parque Industrial T041	24,00	24,00
S/E 04 Parque Industrial T042	24,00	24,00
S/E 05 El Arenal T051	24,00	24,00
S/E 05 El Arenal T052	24,00	24,00
S/E 06 El Verdillo T061	10,00	7,52
S/E 07 Ricaurte T071	10,00	7,52
S/E 07 Ricaurte T072	12,50	7,52
S/E 08 Turi T081	24,00	24,00
S/E 09 Azogues T091	10,00	7,52
S/E 12 El Descanso T122	10,00	7,52
S/E 12 El Descanso T123	10,00	10,00
S/E 13 Chaullayacu T131	10,00	10,00
S/E 14 Léntag T141	10,00	10,00
S/E 14 Léntag T142	24,00	24,00
S/E 15 Gualaceo T151	16,00	13,00
S/E 18 Cañar T181	10,00	10,00
S/E 18 Cañar T182	24,00	24,00
S/E 21 Macas T213	10,00	10,00
S/E 21 Macas T214	24,00	24,00
S/E 22 Méndez T221	6,66	6,00
S/E 23 Limón T231	6,66	6,00
S/E 50 La Troncal T1	20,00	20,00

4.3.2 Capacidad operativa de las líneas de transmisión

La capacidad para las líneas de transmisión se determina a partir de la capacidad de conducción del conductor, en las líneas con más de 15 años de vida útil se ha aplicado un factor para determinar la capacidad real de operación, este parámetro se encuentra detallado en la Tabla 4-3.

Tabla 4-3: Capacidad operativa de líneas de transmisión [14]

LÍNEA DE TRANSMISIÓN	CAPACIDAD (MW)	
	NOMINAL	OPERATIVA
S/E 09 Azogues - S/E 18 Cañar	54,98	54,98
S/E Sinincay - S/E 06 El Verdillo 1	85,81	85,81
S/E Sinincay - S/E 06 El Verdillo 2	85,81	85,81
S/E Rayoloma - S/E 03 Monay 1	80,07	53,65
S/E Rayoloma - S/E 03 Monay 2	80,07	53,65
S/E Rayoloma - S/E 07 Ricaurte	80,07	53,65
S/E 13 Chaullayacu - S/E 14 Léntag	54,98	36,83
S/E 05 El Arenal - S/E 13 Chaullayacu	54,98	36,83
S/E 05 El Arenal - S/E 08 Turi	80,07	80,07
S/E 03 Monay - S/E 02 Centenario subt	17,76	17,76
S/E 03 Monay - S/E 08 Turi	80,07	80,07
S/E 04 P. Industrial - S/E 07 Ricaurte	85,81	57,49
S/E 04 P. Industrial - S/E 20 Saucay	80,07	53,65
S/E 07 Ricaurte - S/E 12 El Descanso	54,98	36,83
S/E 06 El Verdillo - S/E 01 Luis Cordero	17,53	11,74
S/E 09 Azogues - S/E E.E Azogues 2	80,07	80,07
S/E 12 El Descanso - S/E E.E Azogues 2	80,07	80,07
S/E 07 Ricaurte - S/E 19 Corpanche	80,07	53,65
S/E 19 Corpanche – Saymirín	80,07	80,07
S/E Sinincay - S/E 18 Cañar	85,81	85,81
S/E 08 Turi - S/E 14 Léntag	85,81	85,81
S/E 08 Turi - S/E 02 P. Centenario	17,76	17,76
S/E 06 El Verdillo - S/E 05 El Arenal	85,81	57,49
S/E 06 El Verdillo - S/E 04 P. Industrial	85,81	57,49

4.4 Ubicación geográfica de los proyectos mineros

La ubicación geográfica de los proyectos mineros a los cuales se las va a dotar de suministro eléctrico se puede visualizar en la Figura 4-2.



Figura 4-2: Ubicación geográfica de los proyectos mineros

4.5 Escenarios de estudio

Se plantea realizar el análisis técnico del sistema de subtransmisión en función de los siguientes escenarios:

- Escenario de crecimiento bajo de la demanda, condiciones actuales de operación.
- Escenario de crecimiento medio de la demanda, condiciones actuales de operación.
- Escenario de crecimiento alto de la demanda, condiciones actuales de operación.
- Escenario de crecimiento alto de la demanda + Río Blanco + MSG + Loma Larga.
- Escenario de crecimiento alto de la demanda + Río Blanco + MSG + Loma Larga + S/E Tarqui.
- Escenario de crecimiento alto de la demanda + MSG + Loma Larga.
- Escenario de crecimiento alto de la demanda + MSG + Loma Larga + S/E Tarqui.

4.5.1 Escenario de crecimiento bajo de la demanda, condiciones actuales de operación

En el primer escenario de análisis se considera la topología actual del sistema de subtransmisión y la proyección de la demanda para el escenario de crecimiento bajo de la demanda con el objetivo de evaluar la condición del anillo sur, conformado por las subestaciones: El Arenal (S/E 05), Léntag (S/E 14), Chaullayacu (S/E 13) y Turi (S/E 08).

En la Figura 4-3 se presenta el esquema unifilar para esta condición de operación.

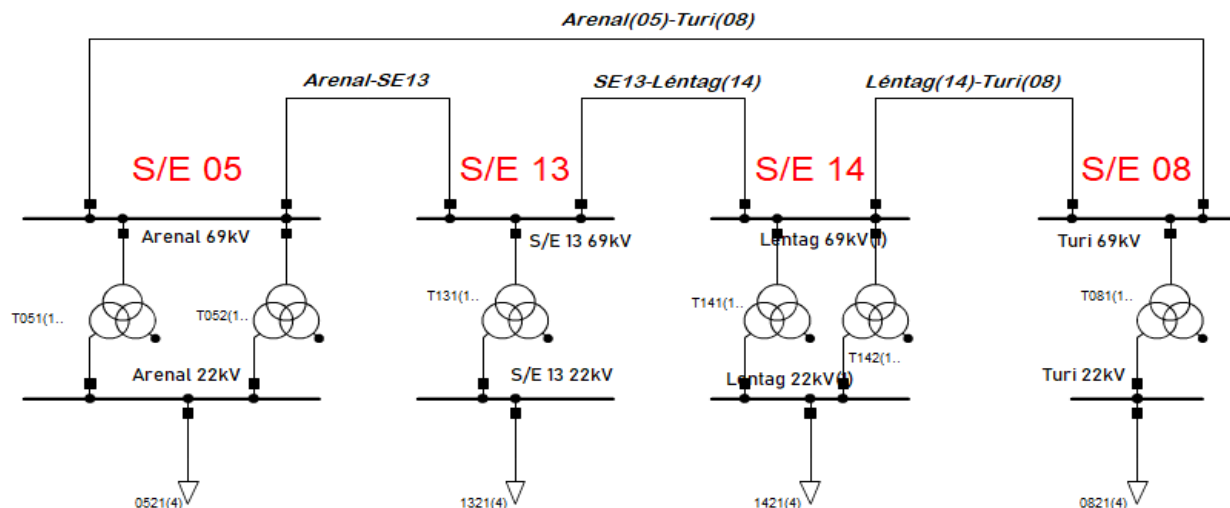


Figura 4-3: Diagrama unifilar para el escenario de crecimiento bajo

Al realizar el análisis de cargabilidad en los transformadores de las subestaciones que conforman el anillo sur para el escenario de crecimiento bajo durante los periodos de demanda mínima y máxima se obtienen los resultados que se muestran en la Tabla 4-4.

Tabla 4-4: Cargabilidad en transformadores para escenario de crecimiento bajo

TRANSFORMADOR		Cargabilidad [%] para demanda mínima								
		2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
S/E 05	T051	40,29	41,77	30,78	32,69	34,89	36,69	38,82	40,48	42,83
	T052	42,24	43,79	32,27	34,28	36,58	38,46	40,69	42,43	44,90
S/E 13	T131	3,51	6,87	22,30	27,32	30,70	34,53	38,83	43,10	45,26
S/E 14	T141	19,65	20,54	22,51	24,39	26,42	28,34	30,48	32,45	34,64
	T142	21,52	22,50	24,67	26,74	28,97	31,08	33,43	35,60	38,01
S/E 08	T081	21,36	21,42	19,59	19,50	19,59	19,53	19,49	19,37	13,00
TRANSFORMADOR		Cargabilidad [%] para demanda máxima								
		2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
S/E 05	T051	76,28	79,26	55,96	59,85	64,01	67,44	69,55	74,23	77,61
	T052	79,94	83,06	58,64	62,72	67,08	70,67	72,88	77,78	81,33
S/E 13	T131	5,37	10,54	34,89	42,91	48,27	54,45	61,34	68,32	71,92
S/E 14	T141	34,02	35,72	39,39	42,94	46,79	50,47	54,52	58,37	62,59
	T142	37,31	39,18	43,22	47,12	51,35	55,40	59,86	64,08	68,72
S/E 08	T081	43,62	44,17	39,48	39,34	39,74	39,62	39,30	38,93	26,29

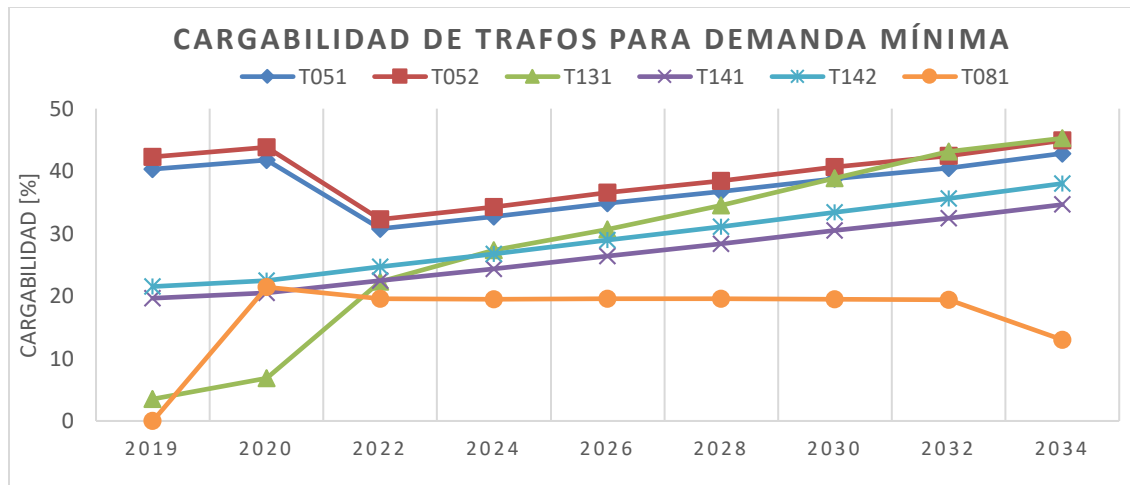


Figura 4-4: Factor de utilización de transformadores para demanda mínima

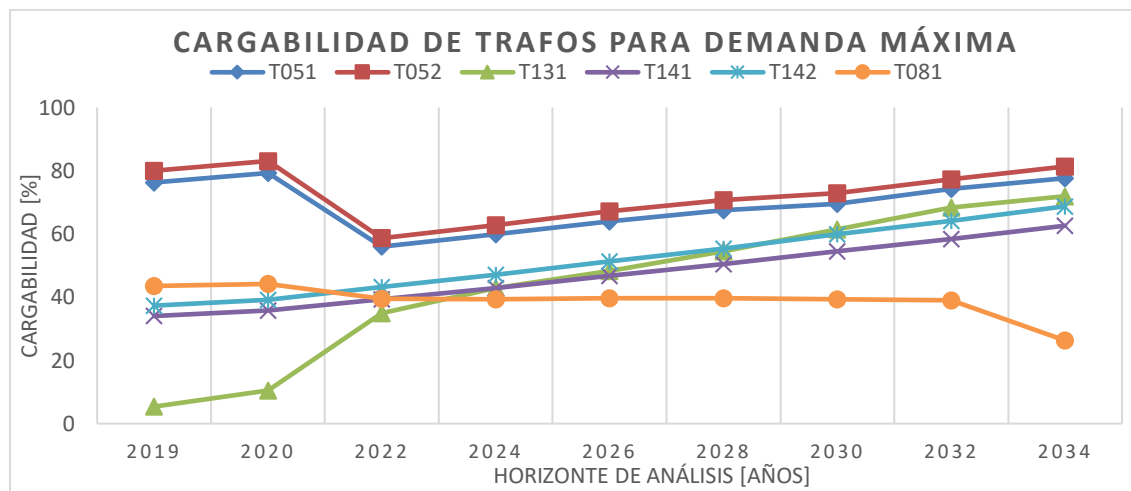


Figura 4-5: Factor de utilización de transformadores para demanda máxima

En la Figura 4-4 y Figura 4-5 se puede notar que los transformadores de la S/E 05 El Arenal experimentan un descenso en su valor de utilización a partir del año 2022, esto se debe a que en el año 2021 entra en operación la S/E 17 Los Cerezos absorbiendo parte de la demanda de esta.

La S/E 13 Chaullayacu experimenta un incremento en su cargabilidad a partir del año 2022 ya que actualmente se encuentra en proceso de construcción y en el año 2021 tomará carga del sistema.

La S/E 14 Léntag presenta una tendencia creciente lineal por el incremento de la demanda en el área de cobertura de la misma.

La S/E 08 Turi experimenta un descenso de cargabilidad en su transformador de potencia debido a una transferencia de carga de ésta a la S/E 03 Monay a partir del año 2026 y por el ingreso de un segundo transformador de acuerdo a un estudio de repotenciación de la S/E 08 para el año 2033.

El análisis de cargabilidad en las líneas de transmisión se calcula por medio de la relación entre la carga resultante del estudio de flujos de potencia y la capacidad operativa de las líneas de transmisión, los resultados se detallan en la Tabla 4-5 para la demanda mínima y máxima respectivamente.

Tabla 4-5: Cargabilidad en líneas de transmisión para escenario de crecimiento bajo

LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN	Cargabilidad [%] para demanda mínima								
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
El Arenal (05)-Chauullayacu (13)	4,89	6,91	13,02	15,30	17,04	18,91	21,01	23,07	24,41
El Arenal (05)-Turi (08)	17,78	19,46	21,44	23,05	24,47	25,88	27,44	28,89	30,08
Chauullayacu (13)-Léntag (14)	4,28	4,11	3,78	3,93	4,20	4,43	4,68	4,90	5,30
Turi (08)-Léntag (14)	5,74	6,24	7,40	8,12	8,81	9,49	10,25	10,96	11,63
LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN	Cargabilidad [%] para demanda máxima								
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
El Arenal (05)-Chauullayacu (13)	9,08	11,75	22,30	26,10	29,02	32,19	35,76	39,24	41,66
El Arenal (05)-Turi (08)	20,02	22,23	25,51	28,34	30,91	33,45	35,76	38,91	40,80
Chauullayacu (13)-Léntag (14)	8,14	8,06	7,43	7,76	8,34	8,83	9,41	9,86	10,70
Turi (08)-Léntag (14)	9,36	10,12	12,17	13,47	14,74	15,99	17,35	18,70	19,95

También se realiza un análisis de los voltajes en p.u. en las barras que conforman el anillo sur y los resultados se presentan en la Tabla 4-6.

Tabla 4-6: Voltajes en pu para escenario de crecimiento bajo

BARRAS DE CARGA	Voltajes [PU] para demanda mínima								
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
Arenal-22kV	1,015	1,014	1,014	1,013	1,011	1,010	1,008	1,007	1,006
Arenal-69kV	0,998	0,998	0,997	0,996	0,995	0,994	0,993	0,992	0,992
Léntag-22kV	1,017	1,015	1,012	1,01	1,008	1,006	1,003	1,001	0,999
Léntag-69kV	0,995	0,993	0,991	0,989	0,989	0,985	0,983	0,981	0,98
Chauullayacu-22kV	1,022	1,020	1,014	1,011	1,008	1,006	1,003	1,00	0,999
Chauullayacu-69kV	0,998	0,996	0,992	0,991	0,987	0,987	0,985	0,984	0,983
Turi-22kV	1,014	1,013	1,014	1,014	1,014	1,014	1,013	1,013	1,009
Turi-69kV	1,003	1,002	1,002	1,001	1,001	1,00	1,00	0,999	0,999
BARRAS DE CARGA	Voltajes [PU] para demanda máxima								
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
Arenal-22kV	1,001	0,999	1,005	1,002	1,00	0,998	0,996	0,994	0,992
Arenal-69kV	0,991	0,989	0,988	0,986	0,985	0,983	0,981	0,98	0,978
Léntag-22kV	0,999	0,996	0,991	0,986	0,981	0,976	0,971	0,966	0,962
Léntag-69kV	0,98	0,978	0,974	0,970	0,966	0,962	0,958	0,954	0,951
Chauullayacu-22kV	1,013	1,009	0,998	0,993	0,989	0,984	0,979	0,974	0,970
Chauullayacu-69kV	0,988	0,986	0,98	0,976	0,973	0,97	0,967	0,963	0,961
Turi-22kV	1,004	1,003	1,005	1,005	1,004	1,003	1,002	1,002	0,998
Turi-69kV	0,997	0,996	0,995	0,994	0,993	0,992	0,991	0,99	0,989

4.5.2 Escenario de crecimiento medio de la demanda, condiciones actuales de operación.

En el segundo escenario de análisis se considera la topología actual del sistema de subtransmisión y la proyección de la demanda para el escenario de crecimiento medio de la demanda con el objetivo de evaluar la condición del anillo sur. En la Figura 4-6 se presenta el esquema unifilar para el segundo escenario de análisis.

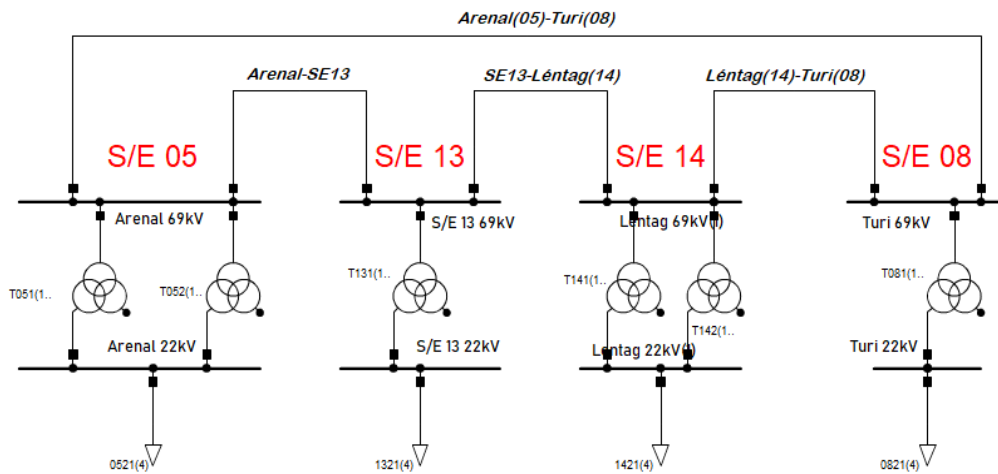


Figura 4-6: Diagrama unifilar para escenario de crecimiento medio

El análisis de cargabilidad en los transformadores de las subestaciones que conforman el anillo sur para el escenario de crecimiento medio proporciona los resultados que se muestran en la Tabla 4-7 para el caso de demanda mínima y máxima respectivamente.

Tabla 4-7: Cargabilidad en transformadores para escenario de crecimiento medio

TRANSFORMADOR		Cargabilidad [%] para demanda mínima								
		2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
S/E 05	T051	47,27	49,60	40,67	44,05	46,65	48,82	51,34	53,38	56,12
	T052	49,55	51,99	42,64	46,18	48,90	51,18	53,82	55,96	58,82
S/E 13	T131	3,51	6,89	22,35	27,39	30,78	34,63	38,95	43,25	45,43
S/E 14	T141	20,64	22,08	24,37	26,56	28,80	30,95	33,30	35,53	37,96
	T142	22,61	24,19	26,71	29,12	31,58	33,94	36,53	38,98	41,66
S/E 08	T081	21,41	22,10	20,32	20,38	20,53	20,50	20,47	20,34	20,44
TRANSFORMADOR		Cargabilidad [%] para demanda máxima								
		2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
S/E 05	T051	85,40	89,90	69,75	76,23	81,22	85,37	89,94	93,67	97,81
	T052	89,50	94,21	73,09	79,89	85,11	89,46	94,25	98,15	102,5
S/E 13	T131	5,38	10,58	35,04	43,13	48,54	54,78	61,75	68,78	72,46
S/E 14	T141	36,79	39,99	44,49	48,84	53,13	57,25	61,80	66,12	70,90
	T142	40,36	43,87	48,82	53,60	58,33	62,85	67,85	72,61	77,86
S/E 08	T081	43,97	45,23	41,92	42,57	43,29	43,41	43,47	43,13	43,54

La Tabla 4-7 indica que el transformador 2 de la subestación 05 El Arenal presenta valores de cargabilidad cercanos al límite para el largo plazo.

Del mismo modo que en el caso anterior el análisis de cargabilidad en las líneas de transmisión se calcula por medio de la relación entre la carga resultante del estudio de flujos de potencia y la capacidad operativa de las líneas de transmisión, los resultados se detallan en la Tabla 4-8.

Tabla 4-8: Cargabilidad en líneas de transmisión para escenario de crecimiento medio

LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN	Cargabilidad [%] para demanda mínima								
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
El Arenal (05)-Chauillayacu (13)	4,99	7,10	13,33	15,67	17,46	19,40	21,56	23,69	25,10
El Arenal (05)-Turi (08)	20,09	22,07	24,58	26,53	28,19	29,71	31,39	32,97	34,33
Chauillayacu (13)-Léntag (14)	4,37	4,36	4,03	4,22	4,54	4,82	5,12	5,39	5,84
Turi (08)-Léntag (14)	6,10	6,74	8,01	8,83	9,58	10,32	11,14	11,92	12,66

LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN	Cargabilidad [%] para demanda máxima								
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
El Arenal (05)-Chauillayacu (13)	9,61	12,68	23,47	27,46	30,50	33,81	37,49	41,15	43,70
El Arenal (05)-Turi (08)	23,08	25,87	30,00	33,64	36,48	39,27	42,36	45,26	47,82
Chauillayacu (13)-Léntag (14)	8,67	8,98	8,45	8,94	9,62	10,21	10,86	11,46	12,40
Turi (08)-Léntag (14)	10,19	11,35	13,64	15,18	16,57	17,94	19,46	20,91	22,34

El análisis de los voltajes en p.u. en las barras que conforman el anillo sur se presenta en la Tabla 4-9.

Tabla 4-9: Voltajes en pu para escenario de crecimiento medio

BARRAS DE CARGA	Voltajes [PU] para demanda mínima								
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
Arenal-22kV	1,001	1,009	1,009	1,007	1,005	1,003	1,002	1,00	0,998
Arenal-69kV	0,997	0,996	0,995	0,993	0,992	0,992	0,991	0,99	0,989
Léntag-22kV	1,015	1,012	1,009	1,006	1,004	1,001	0,999	0,996	0,994
Léntag-69kV	0,993	0,991	0,988	0,986	0,984	0,982	0,98	0,977	0,975
Chauillayacu-22kV	1,021	1,018	1,011	1,008	1,006	1,003	1,00	0,997	0,995
Chauillayacu-69kV	0,996	0,994	0,990	0,988	0,986	0,984	0,982	0,981	0,979
Turi-22kV	1,013	1,012	1,013	1,012	1,012	1,011	1,011	1,011	1,010
Turi-69kV	1,002	1,001	1,001	1,00	0,999	0,999	0,998	0,997	0,997

BARRAS DE CARGA	Voltajes [PU] para demanda máxima								
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
Arenal-22kV	0,996	0,992	0,996	0,993	0,99	0,987	0,985	0,982	0,979
Arenal-69kV	0,988	0,986	0,985	0,982	0,98	0,978	0,976	0,974	0,972
Léntag-22kV	1,010	0,990	0,983	0,977	0,972	0,966	0,96	0,955	0,949
Léntag-69kV	0,986	0,973	0,968	0,963	0,959	0,954	0,95	0,945	0,941
Chauillayacu-22kV	0,994	1,005	0,994	0,988	0,983	0,978	0,973	0,967	0,963
Chauillayacu-69kV	0,977	0,982	0,976	0,971	0,968	0,965	0,961	0,957	0,954
Turi-22kV	1,003	1,001	1,002	1,001	1,00	0,999	0,998	0,997	0,996
Turi-69kV	0,995	0,994	0,993	0,991	0,99	0,989	0,987	0,986	0,985

Se pueden notar problemas de voltaje en las barras de carga de la subestación Léntag para demanda máxima a partir del año 2032.

4.5.3 Escenario de crecimiento de la demanda alto, condiciones actuales de operación

El tercer escenario de análisis corresponde al de crecimiento alto de la demanda y se considera la topología actual del sistema de subtransmisión y la proyección de la demanda para esta condición.

En la Figura 4-7 se presenta el esquema unifilar para este escenario de análisis.

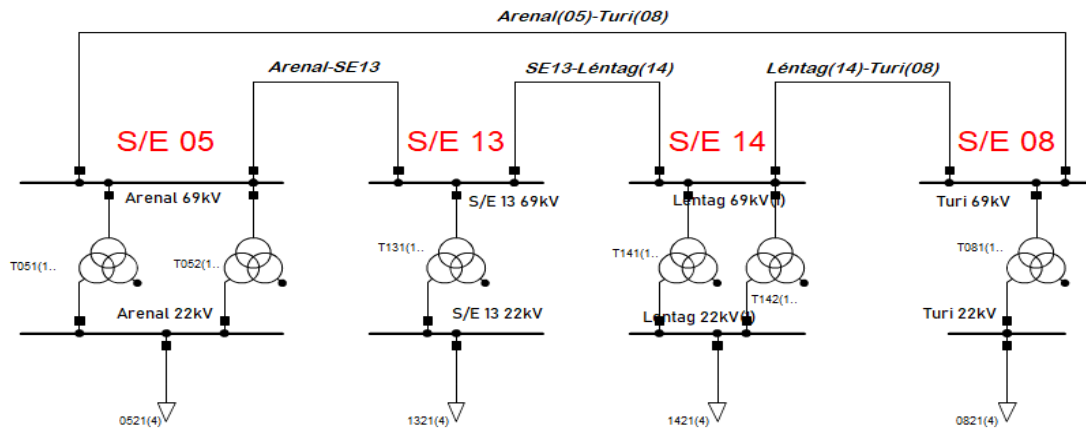


Figura 4-7: Diagrama unifilar para escenario de crecimiento alto

Realizando el análisis de cargabilidad correspondiente en los transformadores de las subestaciones que conforman el anillo sur para el escenario de crecimiento alto se obtienen los resultados que se muestran en la Tabla 4-10.

Tabla 4-10: Cargabilidad en transformadores para escenario de crecimiento alto

TRANSFORMADOR		Cargabilidad [%] para demanda mínima								
		2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
S/E 05	T051	47,49	50,08	41,66	45,56	48,67	51,35	54,38	56,89	60,13
	T052	49,78	52,49	43,68	47,76	51,02	53,83	57,00	59,63	63,02
S/E 13	T131	3,51	6,89	22,36	27,40	30,80	34,66	39,98	43,29	45,49
S/E 14	T141	20,75	22,30	24,89	27,35	29,88	32,30	34,96	37,49	40,23
	T142	22,73	24,44	27,28	29,98	32,77	35,43	38,35	41,14	44,16
S/E 08	T081	21,49	22,27	20,63	20,80	21,10	21,17	21,23	21,15	21,31
TRANSFORMADOR		Cargabilidad [%] para demanda máxima								
		2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
S/E 05	T051	85,82	88,9	71,61	79,1	85,1	90,2	95,8	100,4	105,6
	T052	89,94	95,31	75,05	82,88	89,1	94,5	100,3	105,2	110,6
S/E 13	T131	5,39	12,6	35,06	43,17	48,6	54,9	61,9	68,9	72,7
S/E 14	T141	36,97	39,32	45,41	50,24	55,1	59,8	64,9	69,8	75,3
	T142	40,56	44,30	49,84	55,14	60,4	65,6	71,2	76,6	82,7
S/E 08	T081	44,21	46,40	42,87	43,98	45,1	45,6	46,1	45,9	34,4

Los resultados de la Tabla 4-10 indican que los transformadores de la S/E 05 El Arenal presentan problemas de cargabilidad para el caso de demanda máxima a partir del año 2030.

El análisis de cargabilidad en las líneas de transmisión se detalla en la Tabla 4-11.

Tabla 4-11: Cargabilidad en líneas de transmisión para escenario de crecimiento alto

LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN	Cargabilidad [%] para demanda mínima								
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
El Arenal (05)-Chauillacu (13)	5,02	7,15	13,45	15,87	17,73	19,74	21,98	24,19	25,68
El Arenal (05)-Turi (08)	20,15	22,21	24,86	27,08	28,78	30,47	32,31	34,03	35,56
Chauillacu (13)-Léntag (14)	4,40	4,41	4,14	4,40	4,78	5,12	5,49	5,83	6,35
Turi (08)-Léntag (14)	6,13	8,81	8,15	9,04	9,87	10,69	11,59	12,45	13,27
LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN	Cargabilidad [%] para demanda máxima								
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
El Arenal (05)-Chauillacu (13)	9,65	14,68	23,70	27,81	30,99	34,44	38,29	42,41	44,94
El Arenal (05)-Turi (08)	23,19	25,55	30,52	34,45	37,61	40,70	44,10	47,30	49,18
Chauillacu (13)-Léntag (14)	8,71	8,65	8,67	9,27	10,07	10,79	11,58	12,32	13,52
Turi (08)-Léntag (14)	10,24	11,66	13,89	15,56	17,10	18,62	20,30	21,92	23,48

El análisis de los voltajes en p.u. en las barras que conforman el anillo sur para este escenario se presenta en la Tabla 4-12.

Tabla 4-12: Voltajes en pu para escenario de crecimiento alto

BARRAS DE CARGA	Voltajes [PU] para demanda mínima								
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
Arenal-22kV	1,011	1,009	1,009	1,006	1,004	1,002	1,00	0,998	0,996
Arenal-69kV	0,997	0,996	0,994	0,993	0,992	0,991	0,99	0,989	0,988
Léntag-22kV	1,015	1,012	1,009	1,006	1,003	1,00	0,997	0,994	0,991
Léntag-69kV	0,993	0,991	0,988	0,985	0,983	0,981	0,978	0,976	0,974
Chauillacu-22kV	1,021	1,018	1,011	1,008	1,005	1,002	0,999	0,996	0,994
Chauillacu-69kV	0,996	0,994	0,99	0,987	0,986	0,984	0,982	0,98	0,978
Turi-22kV	1,013	1,011	1,012	1,012	1,011	1,011	1,01	1,01	1,009
Turi-69kV	1,002	1,001	1,00	1,00	0,999	0,998	0,997	0,997	0,996
BARRAS DE CARGA	Voltajes [PU] para demanda máxima								
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
Arenal-22kV	0,996	0,997	0,995	0,991	0,988	0,985	0,982	0,979	0,975
Arenal-69kV	0,988	0,987	0,984	0,981	0,979	0,977	0,975	0,972	0,97
Léntag-22kV	0,994	0,99	0,982	0,975	0,969	0,963	0,956	0,95	0,943
Léntag-69kV	0,977	0,973	0,967	0,962	0,957	0,952	0,947	0,942	0,936
Chauillacu-22kV	1,010	1,00	0,993	0,987	0,982	0,977	0,971	0,965	0,96
Chauillacu-69kV	0,986	0,982	0,975	0,971	0,967	0,963	0,959	0,955	0,951
Turi-22kV	1,003	1,003	1,002	1,00	0,999	0,998	0,996	0,995	0,989
Turi-69kV	0,995	0,995	0,993	0,991	0,989	0,988	0,986	0,984	0,983

La Tabla 4-12 indica problemas de caída de voltaje para demanda máxima en la S/E Léntag a nivel de 69 kV desde el año 2030 y a nivel de 22 kV en el año 2034.

4.5.4 Escenario de crecimiento de la demanda alto + Río Blanco + MSG + Loma Larga

El cuarto escenario de análisis contempla el escenario de crecimiento alto con la incorporación del proyecto minero Río Blanco conectado a la barra de 69 kV de la S/E 13 Chaullayacu, el proyecto minero San Gerardo se conecta a la barra de 69 kV de la S/E 14 Léntag y el proyecto Loma Larga se conecta a nivel de 69 kV a un punto de seccionamiento de las S/E 14 Léntag y S/E 08 Turi para evaluar la condición del anillo sur, con la inclusión de las demandas de dichos proyectos mineros.

En la Figura 4-8 se presenta el esquema unifilar para este escenario de análisis con la inclusión de los proyectos mineros mencionados anteriormente.

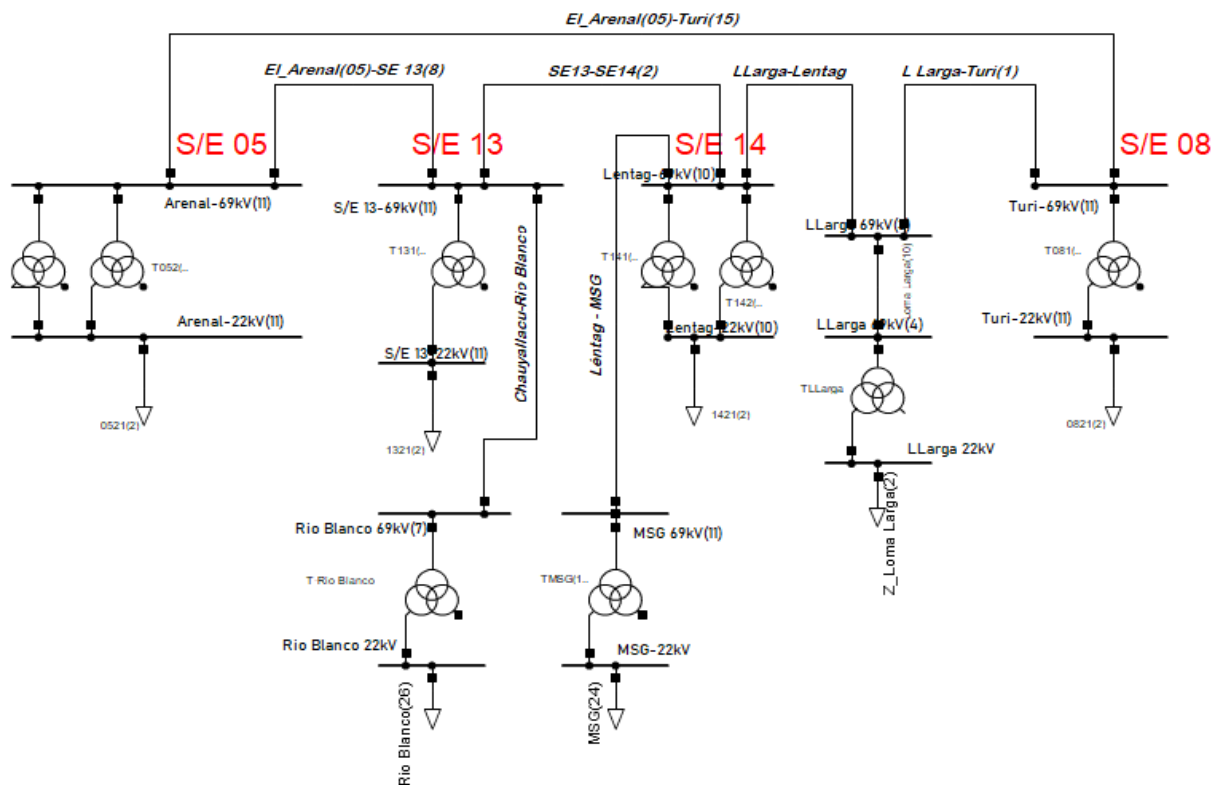


Figura 4-8: Diagrama unifilar para escenario de crecimiento alto + Río Blanco + MSG + Loma Larga

Realizando el análisis de cargabilidad correspondiente en los transformadores de las subestaciones que conforman el anillo sur para el escenario de crecimiento alto con el análisis de las nuevas cargas mineras se obtienen los resultados que se muestran en la Tabla 4-13.

Tabla 4-13: Cargabilidad en transformadores para escenario de crecimiento alto + Rio Blanco + MSG + Loma Larga con demanda mínima

TRANSFORMADOR		Cargabilidad [%]								
		2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
S/E 05	T051	48,68	50,85	42,24	46,35	49,52	52,24	55,34	57,91	61,21
	T052	51,03	53,30	44,28	48,59	51,91	54,76	58,00	60,70	64,15
S/E 13	T131	3,61	7,17	23,04	28,49	32,04	36,03	40,56	45,07	47,37
S/E 14	T141	21,87	23,60	26,73	29,77	32,57	35,13	38,08	40,88	43,92
	T142	23,96	25,87	29,31	32,65	35,73	38,55	41,79	44,87	48,22
S/E 08	T081	28,40	20,77	21,12	21,85	22,17	22,25	22,49	22,68	14,79

TRANSFORMADOR		Cargabilidad [%]								
		2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
S/E 05	T051	89,49	91,47	72,81	80,76	86,88	92,16	97,91	102,8	108,1
	T052	93,79	95,85	76,30	84,63	91,04	96,58	102,6	107,7	113,3
S/E 13	T131	5,63	10,75	36,33	45,25	50,95	57,61	65,08	72,66	76,74
S/E 14	T141	40,03	42,23	49,44	55,74	61,06	66,47	72,48	78,30	84,33
	T142	43,93	46,34	54,27	61,19	67,05	73,00	79,60	86,01	93,19
S/E 08	T081	31,49	45,21	39,80	40,72	41,74	42,31	42,84	42,95	31,88

En este escenario se pueden evidenciar problemas de cargabilidad en los transformadores de la S/E 05 El Arenal a partir del año 2028 para el caso de demanda máxima. El análisis de cargabilidad en líneas de transmisión para las nuevas características de operación se muestra en la Tabla 4-14.

Tabla 4-14: Cargabilidad en líneas de transmisión para escenario de crecimiento alto + Rio Blanco + MSG + Loma Larga

LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN	Cargabilidad [%] para demanda mínima								
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
El Arenal (05)-Chauclayacu (13)	14,57	59,14	40,15	51,33	53,41	55,18	57,69	60,15	61,87
El Arenal (05)-Turi (08)	9,05	37,69	29,05	34,19	35,98	37,63	39,56	41,38	42,77
Chauclayacu (13)-Léntag (14)	14,30	8,44	22,77	23,74	24,22	24,10	24,57	25,01	25,67
Léntag (14)- MSG	7,06	11,81	12,11	15,62	15,71	14,71	14,80	14,88	14,96
Léntag-Loma Larga	4,44	13,13	6,14	9,26	9,96	10,18	11,02	11,84	12,65
Loma Larga-Turi (08)	14,56	24,69	35,39	38,77	39,74	40,27	41,33	42,35	43,32

LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN	Cargabilidad [%] para demanda máxima								
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
El Arenal (05)-Chauclayacu (13)	23,14	23,95	53,73	68,27	71,49	75,60	80,22	84,84	88,48
El Arenal (05)-Turi (08)	20,12	27,02	35,53	43,02	46,25	49,57	53,25	56,72	58,99
Chauclayacu (13)-Léntag (14)	22,42	20,49	29,52	31,23	31,78	32,89	34,14	35,36	37,11
Léntag (14)- MSG	7,43	11,89	12,71	16,78	15,77	15,99	16,25	16,51	16,82
Léntag-Loma Larga	7,28	13,26	11,27	15,55	16,64	18,28	20,13	21,95	23,78
Loma Larga-Turi (08)	21,75	24,91	44,38	49,32	50,77	52,77	55,01	57,21	59,47

En la Tabla 4-15 se presentan los voltajes en p.u. de las barras del anillo sur tanto para demanda mínima como máxima.

Tabla 4-15: Voltajes en pu para escenario de crecimiento alto + Río blanco + MSG + Loma larga

BARRAS DE CARGA	Voltajes [PU] para demanda mínima								
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
Arenal-22kV	0,986	0,993	0,995	0,989	0,987	0,985	0,983	0,981	0,979
Arenal-69kV	0,973	0,981	0,981	0,977	0,975	0,975	0,973	0,972	0,971
Chaulayacu-22kV	0,99	0,975	0,981	0,969	0,966	0,964	0,96	0,957	0,954
Chaulayacu-69kV	0,966	0,952	0,961	0,95	0,948	0,946	0,944	0,941	0,94
Léntag 22kV	0,962	0,956	0,938	0,923	0,919	0,918	0,915	0,911	0,907
Léntag 69kV	0,942	0,936	0,919	0,905	0,902	0,902	0,898	0,895	0,892
Loma Larga 22 kV	0,945	0,944	0,886	0,872	0,87	0,869	0,866	0,863	0,861
Loma Larga 69 kV	0,939	0,939	0,907	0,895	0,893	0,892	0,89	0,887	0,885
Secc Loma Larga 69 kV	0,946	0,947	0,926	0,914	0,912	0,912	0,909	0,906	0,904
Turi-22kV	0,994	1,004	1,004	1,002	1,001	1,001	1,00	1,00	0,992
Turi-69kV	0,972	0,989	0,988	0,985	0,984	0,983	0,982	0,981	0,981
BARRAS DE CARGA	Voltajes [PU] para demanda máxima								
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
Arenal-22kV	0,955	0,985	0,979	0,971	0,967	0,964	0,96	0,956	0,952
Arenal-69kV	0,949	0,979	0,968	0,962	0,96	0,957	0,954	0,951	0,948
Chaulayacu-22kV	0,961	0,989	0,958	0,941	0,936	0,93	0,923	0,916	0,909
Chaulayacu-69kV	0,938	0,967	0,941	0,926	0,923	0,918	0,913	0,907	0,902
Léntag 22kV	0,918	0,946	0,901	0,878	0,873	0,865	0,856	0,846	0,836
Léntag 69kV	0,903	0,931	0,889	0,869	0,865	0,858	0,851	0,843	0,835
Loma Larga 22 kV	0,904	0,939	0,851	0,831	0,828	0,824	0,813	0,806	0,80
Loma Larga 69 kV	0,901	0,935	0,879	0,861	0,858	0,852	0,846	0,839	0,832
Secc Loma Larga 69 kV	0,91	0,943	0,90	0,883	0,88	0,875	0,868	0,862	0,855
Turi-22kV	0,974	0,996	0,992	0,988	0,987	0,985	0,984	0,982	0,973
Turi-69kV	0,946	0,987	0,978	0,973	0,971	0,97	0,967	0,965	0,963

Se observa problemas de voltaje desde el corto plazo en las barras de: S/E 13 Chaulayacu, S/E 14 Léntag y en las barras de la S/E incorporada para la minera Loma larga presentando voltajes por debajo de 0,95 p.u.

4.5.5 Escenario de crecimiento de la demanda alto + Río Blanco + MSG + Loma larga + S/E Tarqui.

Este escenario de crecimiento permite evaluar la condición del anillo sur, con la inclusión de las demandas de los proyectos mineros mencionados anteriormente y con el ingreso de la S/E Tarqui para el año 2021 según lo expuesto en el Plan Maestro de Electrificación 2016-2025.

En la Figura 4-9 se presenta el esquema unifilar para este escenario de análisis.

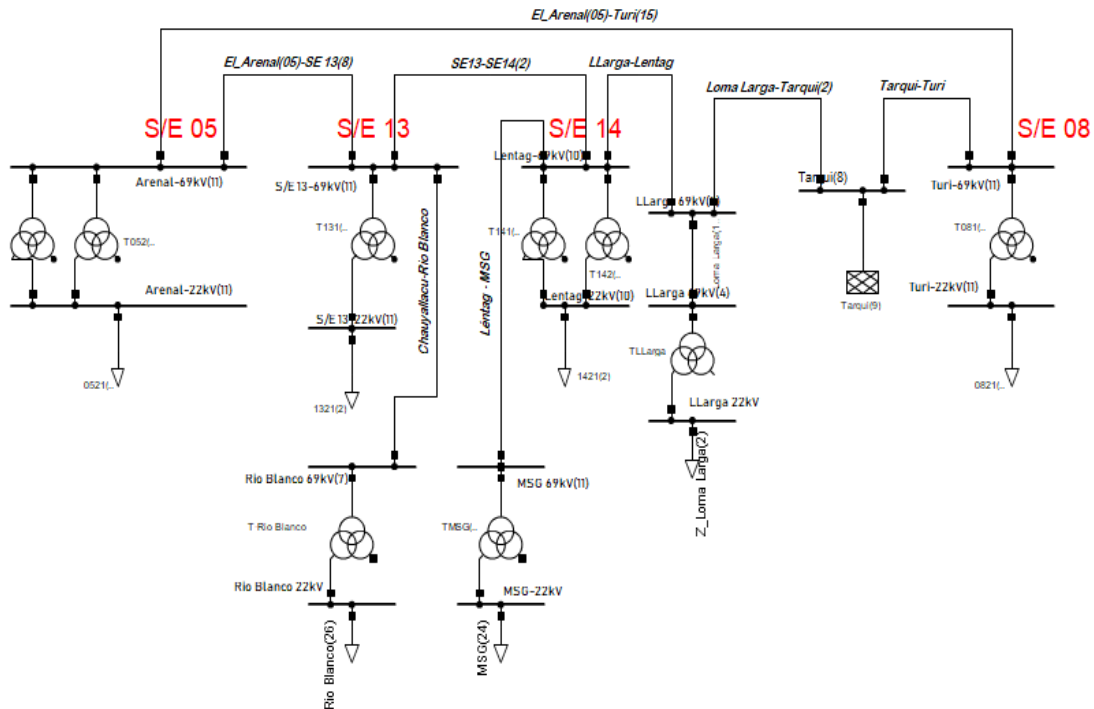


Figura 4-9: Diagrama unifilar para escenario de crecimiento alto + Rio Blanco + MSG + Loma Larga + S/E Tarqui

El correspondiente análisis de cargabilidad en los transformadores de las subestaciones que conforman el anillo sur para el escenario de crecimiento alto de la demanda con la inclusión de las nuevas cargas mineras y de la S/E Tarqui se muestran en la Tabla 4-16.

Tabla 4-16: Cargabilidad en transformadores para escenario de crecimiento alto + Rio Blanco + MSG + Loma Larga + S/E Tarqui

TRANSFORMADOR		Cargabilidad [%] para demanda mínima								
		2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
S/E 05	T051	48,68	50,85	42,24	46,35	49,52	52,24	55,34	57,91	61,21
	T052	51,03	53,30	44,28	48,59	51,91	54,76	58,00	60,70	64,15
S/E 13	T131	3,61	7,17	23,04	28,49	32,04	36,03	40,56	45,07	47,37
S/E 14	T141	21,87	23,60	26,73	29,77	32,57	35,13	38,08	40,88	43,92
	T142	23,96	25,87	29,31	32,65	35,73	38,55	41,79	44,87	48,22
S/E 08	T081	28,40	20,77	21,12	21,85	22,17	22,25	22,49	22,68	14,79
TRANSFORMADOR		Cargabilidad [%] para demanda máxima								
		2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
S/E 05	T051	85,70	90,67	71,67	79,74	85,17	90,24	95,73	100,3	105,4
	T052	89,82	95,02	75,10	83,04	89,25	94,56	100,32	105,2	110,5
S/E 13	T131	5,38	10,61	35,43	43,89	49,35	55,69	62,76	69,89	73,62
S/E 14	T141	37,10	40,88	46,75	52,10	56,94	61,71	66,94	71,94	77,46
	T142	40,70	44,85	51,30	57,20	62,51	67,76	73,51	79,00	85,07
S/E 08	T081	50,17	52,62	48,99	50,23	51,73	52,60	53,41	53,68	40,15

También se encuentran problemas de cargabilidad en los transformadores de la S/E 05 El Arenal a partir del año 2030. El análisis de cargabilidad para líneas de transmisión en esta nueva condición de operación se presenta en la Tabla 4-17.

Tabla 4-17: Cargabilidad en líneas de transmisión para escenario de crecimiento alto + Rio blanco + MSG + Loma larga + S/E Tarqui

LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN	Cargabilidad [%] para demanda mínima									
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	
El Arenal (05)-Chauillayacu (13)	4,32	9,58	26,12	35,93	37,58	39,05	41,09	43,12	44,37	
El Arenal (05)-Turi (08)	25,15	28,43	36,97	42,69	44,72	46,58	48,75	50,78	52,25	
Chauillayacu (13)-Léntag (14)	5,05	7,06	10,12	10,54	10,60	10,12	10,16	10,20	10,39	
Léntag (14)- MSG	6,70	11,18	11,46	14,52	14,56	13,68	13,72	13,76	13,79	
Léntag-Loma Larga	10,73	14,22	12,83	16,06	17,04	17,69	18,77	19,80	20,82	
Loma Larga-Tarqui	10,63	14,07	30,18	33,37	34,41	35,14	36,26	37,33	38,39	
Tarqui-Turi (08)	21,46	22,35	24,28	25,73	26,36	27,19	27,55	28,09	29,20	
LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN	Cargabilidad [%] para demanda máxima									
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	
El Arenal (05)-Chauillayacu (13)	6,04	12,85	35,74	47,92	50,37	53,49	56,98	60,48	62,69	
El Arenal (05)-Turi (08)	29,43	33,90	45,29	53,51	57,11	60,76	64,77	68,53	71,01	
Chauillayacu (13)-Léntag (14)	6,01	8,46	12,73	12,91	12,71	12,96	13,25	13,53	14,04	
Léntag (14)- MSG	6,78	11,37	11,74	14,99	14,11	14,19	14,28	14,38	14,48	
Léntag-Loma Larga	15,95	20,22	19,84	24,23	25,78	27,64	29,69	31,65	33,71	
Loma Larga-Tarqui	15,83	20,08	39,34	43,78	45,42	47,35	49,47	51,50	53,52	
Tarqui-Turi (08)	25,13	26,62	29,63	32,11	33,43	34,63	35,93	37,08	39,68	

En la Tabla 4-18 se presentan los voltajes en p.u. de las barras del anillo sur para esta nueva condición de operación.

Con la incorporación de la S/E Tarqui se observa que disminuyen las caídas de voltaje, pero se mantienen con voltajes bajos las barras de la S/E 13 Chauillayacu, S/E 14 Léntag y las barras de la S/E incorporada para la minera Loma Larga, estando por debajo de 0,95 p.u. para el caso de demanda máxima.

Tabla 4-18: Voltajes en pu para escenario de crecimiento alto + Rio blanco + Loma larga + MSG + S/E Tarqui

BARRAS DE CARGA	Voltajes [PU] para demanda mínima									
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	
Arenal-22kV	1,01	1,007	1,005	1,001	1,00	0,998	0,996	0,995	0,993	
Arenal-69kV	0,996	0,994	0,991	0,989	0,988	0,987	0,986	0,985	0,985	
Chauillayacu-22kV	1,018	1,012	0,998	0,989	0,986	0,985	0,982	0,979	0,977	
Chauillayacu-69kV	0,993	0,988	0,977	0,969	0,968	0,967	0,965	0,963	0,962	
Léntag 22kV	1,005	0,994	0,976	0,966	0,964	0,963	0,961	0,959	0,956	
Léntag 69kV	0,983	0,973	0,956	0,947	0,945	0,945	0,943	0,941	0,94	
Loma Larga 22 kV	0,989	0,983	0,934	0,928	0,927	0,927	0,925	0,924	0,923	
Loma Larga 69 kV	0,99	0,983	0,956	0,95	0,949	0,949	0,948	0,946	0,945	
Secc Loma Larga 69 kV	0,99	0,984	0,965	0,96	0,958	0,958	0,957	0,956	0,955	

Tabla 4-18: Continuación

Turi-22kV	1,013	1,011	1,013	1,012	1,012	1,011	1,011	1,011	1,006
Turi-69kV	1,002	1,001	1,00	0,999	0,998	0,998	0,997	0,997	0,997
BARRAS DE CARGA	Voltajes [PU] para demanda máxima								
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
Arenal-22kV	0,997	0,993	0,995	0,989	0,987	0,984	0,982	0,979	0,976
Arenal-69kV	0,99	0,987	0,983	0,98	0,978	0,976	0,975	0,973	0,971
Chauullayacu-22kV	1,010	1,003	0,983	0,97	0,967	0,962	0,957	0,952	0,948
Chauullayacu-69kV	0,986	0,98	0,965	0,955	0,952	0,949	0,946	0,942	0,939
Léntag 22kV	0,991	0,978	0,954	0,94	0,937	0,932	0,927	0,922	0,916
Léntag 69kV	0,974	0,962	0,94	0,928	0,926	0,922	0,919	0,915	0,911
Loma Larga 22 kV	0,983	0,975	0,918	0,91	0,909	0,907	0,904	0,901	0,899
Loma Larga 69 kV	0,984	0,976	0,943	0,936	0,934	0,932	0,929	0,927	0,924
Secc Loma Larga 69 kV	0,984	0,976	0,954	0,946	0,945	0,943	0,94	0,938	0,935
Turi-22kV	1,006	1,004	1,004	1,003	1,002	1,001	1,001	1,00	0,995
Turi-69kV	0,998	0,997	0,995	0,993	0,993	0,992	0,991	0,99	0,989

4.5.6 Escenario de crecimiento de la demanda alto + MSG + Loma Larga.

El escenario actual de estudio pretende evaluar la condición del anillo sur, con la inclusión de las demandas de los proyectos mineros San Gerardo conectado a la S/E 14 Léntag a nivel de 69 kV y Loma larga a nivel de 69 kV desde el punto de seccionamiento mencionado anteriormente. En la Figura 4-10 se presenta el esquema unifilar incorporando esta condición de operación.

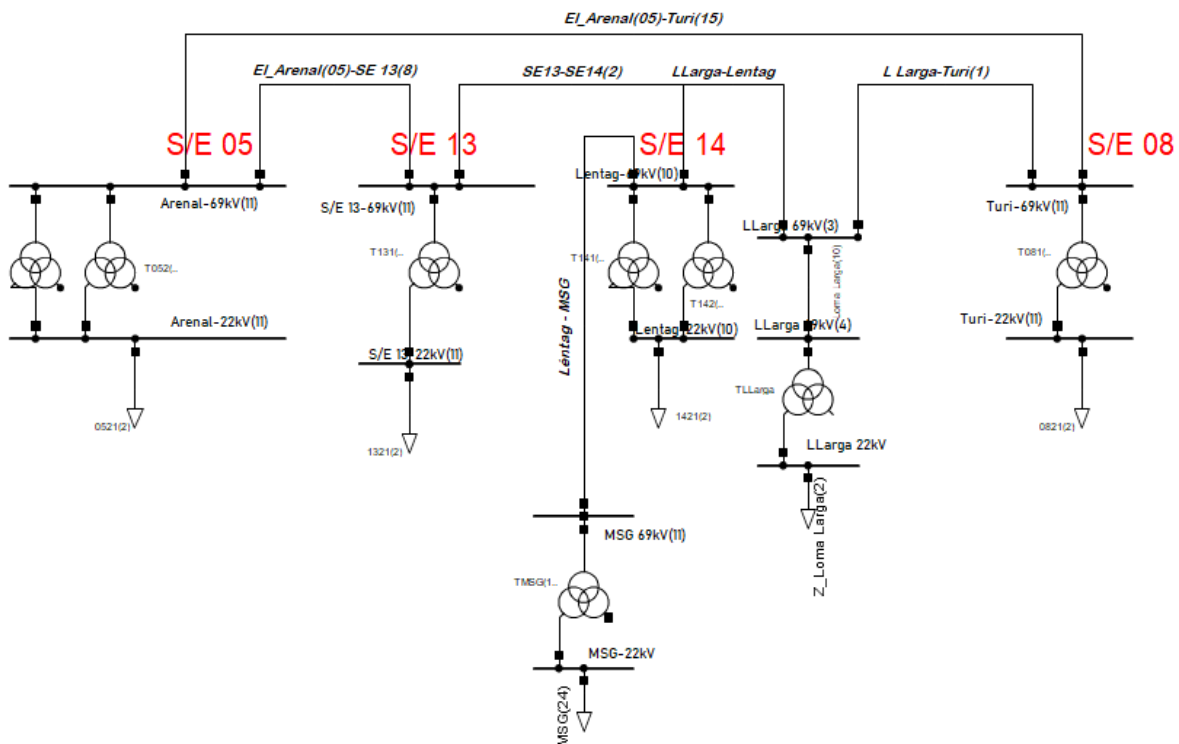


Figura 4-10: Diagrama unifilar para escenario de crecimiento alto + MSG + Loma Larga

El análisis de cargabilidad en los transformadores de las subestaciones que conforman el anillo sur para el escenario de crecimiento alto con la inclusión de las cargas mineras de MSG y Loma Larga se muestran en la Tabla 4-19.

Tabla 4-19: Cargabilidad en transformadores para escenario de crecimiento alto + MSG + Loma Larga

TRANSFORMADOR		Cargabilidad [%] para demanda mínima								
		2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
S/E 05	T051	48,68	50,85	42,24	46,35	49,52	52,24	55,34	57,91	61,21
	T052	51,03	53,30	44,28	48,59	51,91	54,76	58,00	60,70	64,15
S/E 13	T131	3,61	7,17	23,04	28,49	32,04	36,03	40,56	45,07	46,86
S/E 14	T141	21,87	23,60	26,73	29,77	32,57	35,13	38,08	40,88	43,61
	T142	23,96	25,87	29,31	32,65	35,73	38,55	41,79	44,87	47,87
S/E 08	T081	21,39	20,77	21,12	21,85	22,17	22,25	22,49	22,68	14,89

TRANSFORMADOR		Cargabilidad [%] para demanda máxima								
		2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
S/E 05	T051	86,28	91,17	72,67	80,43	86,51	91,76	97,47	102,3	107,6
	T052	90,41	95,54	76,16	84,29	90,66	96,16	102,2	107,2	112,7
S/E 13	T131	5,44	4,50	36,12	44,69	50,31	56,86	64,21	71,66	75,66
S/E 14	T141	38,06	42,11	49,25	55,24	60,51	65,84	71,75	77,47	83,89
	T142	41,75	46,21	54,06	60,65	66,44	72,30	78,80	85,09	92,15
S/E 08	T081	43,22	46,45	40,27	41,62	42,65	43,20	43,72	43,80	32,55

De forma similar que en los casos anteriores se observan problemas de cargabilidad en los transformadores de la S/E 05 El Arenal desde el año 2028. A continuación, en la Tabla 4-20 se presenta la cargabilidad en líneas de transmisión para el escenario de antes mencionado.

Tabla 4-20: Cargabilidad en líneas de transmisión para escenario de crecimiento alto + MSG + Loma larga

LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN	Cargabilidad [%] para demanda mínima								
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
El Arenal (05)-Chauclayacu (13)	24,42	16,59	33,28	37,43	39,44	41,14	43,57	45,96	47,63
El Arenal (05)-Turi (08)	20,89	19,58	28,59	29,21	30,97	32,61	34,51	36,30	37,64
Chauclayacu (13)-Léntag (14)	11,65	15,82	23,93	25,99	26,48	26,38	26,85	27,30	27,95
Léntag (14)- MSG	6,84	11,51	12,05	15,46	15,53	14,55	14,64	14,71	14,79
Léntag-Loma Larga	5,47	8,23	5,56	8,02	8,63	8,76	9,54	10,32	11,09
Loma Larga-Turi (08)	15,49	19,32	34,49	36,93	37,88	38,40	39,44	40,44	41,40

LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN	Cargabilidad [%] para demanda máxima								
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
El Arenal (05)-Chauclayacu (13)	16,83	22,75	45,92	52,31	55,40	59,35	63,78	68,02	71,68
El Arenal (05)-Turi (08)	24,04	20,34	32,74	37,28	40,45	43,71	47,30	50,70	52,87
Chauclayacu (13)-Léntag (14)	16,17	21,21	30,78	33,67	34,23	35,33	36,56	37,75	39,47
Léntag (14)- MSG	6,99	11,84	12,64	16,51	15,53	15,73	15,97	16,21	16,49
Léntag-Loma Larga	9,64	12,77	10,42	13,78	14,81	16,39	18,18	19,94	21,72
Loma Larga-Turi (08)	19,92	24,36	43,31	47,06	48,49	50,43	52,61	54,74	56,92

En la Tabla 4-21 se presenta los voltajes de las barras del anillo sur, las barras de la S/E 13 Chaullayacu, S/E 14 Léntag y la S/E para la minera Loma Larga presentan voltajes inferiores a 0,95 para el caso de demanda máxima.

Tabla 4-21: Voltajes en pu para escenario de crecimiento alto + MSG + Loma larga

BARRAS DE CARGA	Voltajes [PU] para demanda mínima								
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
Arenal-22kV	1,006	1,004	0,996	0,992	0,99	0,988	0,986	0,984	0,982
Arenal-69kV	0,992	0,991	0,983	0,98	0,978	0,978	0,976	0,975	0,974
Chaullayacu-22kV	1,011	1,006	0,986	0,979	0,976	0,974	0,97	0,967	0,965
Chaullayacu-69kV	0,986	0,982	0,965	0,96	0,957	0,956	0,954	0,951	0,95
Léntag 22kV	0,987	0,973	0,941	0,929	0,925	0,925	0,921	0,917	0,914
Léntag 69kV	0,966	0,953	0,922	0,911	0,908	0,908	0,905	0,902	0,899
Loma Larga 22 kV	0,972	0,959	0,888	0,878	0,875	0,875	0,872	0,869	0,867
Loma Larga 69 kV	0,965	0,954	0,909	0,90	0,898	0,898	0,895	0,893	0,89
Secc Loma Larga 69 kV	0,971	0,961	0,928	0,919	0,917	0,917	0,914	0,912	0,909
Turi-22kV	1,01	1,008	1,005	1,003	1,003	1,002	1,002	1,001	0,994
Turi-69kV	0,997	0,996	0,989	0,987	0,986	0,985	0,984	0,984	0,983
BARRAS DE CARGA	Voltajes [PU] para demanda máxima								
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
Arenal-22kV	0,99	0,988	0,981	0,975	0,971	0,968	0,964	0,96	0,956
Arenal-69kV	0,983	0,982	0,97	0,966	0,983	0,961	0,958	0,955	0,952
Chaullayacu-22kV	0,999	0,995	0,964	0,953	0,948	0,942	0,935	0,928	0,922
Chaullayacu-69kV	0,975	0,97	0,947	0,938	0,935	0,93	0,925	0,92	0,915
Léntag 22kV	0,966	0,949	0,905	0,886	0,881	0,873	0,864	0,856	0,846
Léntag 69kV	0,949	0,934	0,893	0,876	0,873	0,866	0,859	0,852	0,844
Loma Larga 22 kV	0,957	0,942	0,854	0,839	0,835	0,826	0,822	0,815	0,807
Loma Larga 69 kV	0,951	0,938	0,882	0,868	0,865	0,859	0,853	0,847	0,84
Secc Loma Larga 69 kV	0,957	0,945	0,903	0,89	0,887	0,881	0,875	0,869	0,863
Turi-22kV	1,00	0,998	0,993	0,99	0,989	0,987	0,986	0,984	0,976
Turi-69kV	0,991	0,989	0,979	0,975	0,974	0,972	0,97	0,968	0,966

4.5.7 Escenario de crecimiento de la demanda alto + MSG + Loma Larga + S/E Tarqui.

En este último escenario se evalúa la condición del anillo sur, con la incorporación de las demandas de los proyectos mineros San Gerardo, Loma Larga y la S/E Tarqui. En la Figura 4-11 se presenta el esquema unifilar incorporando esta condición de operación.

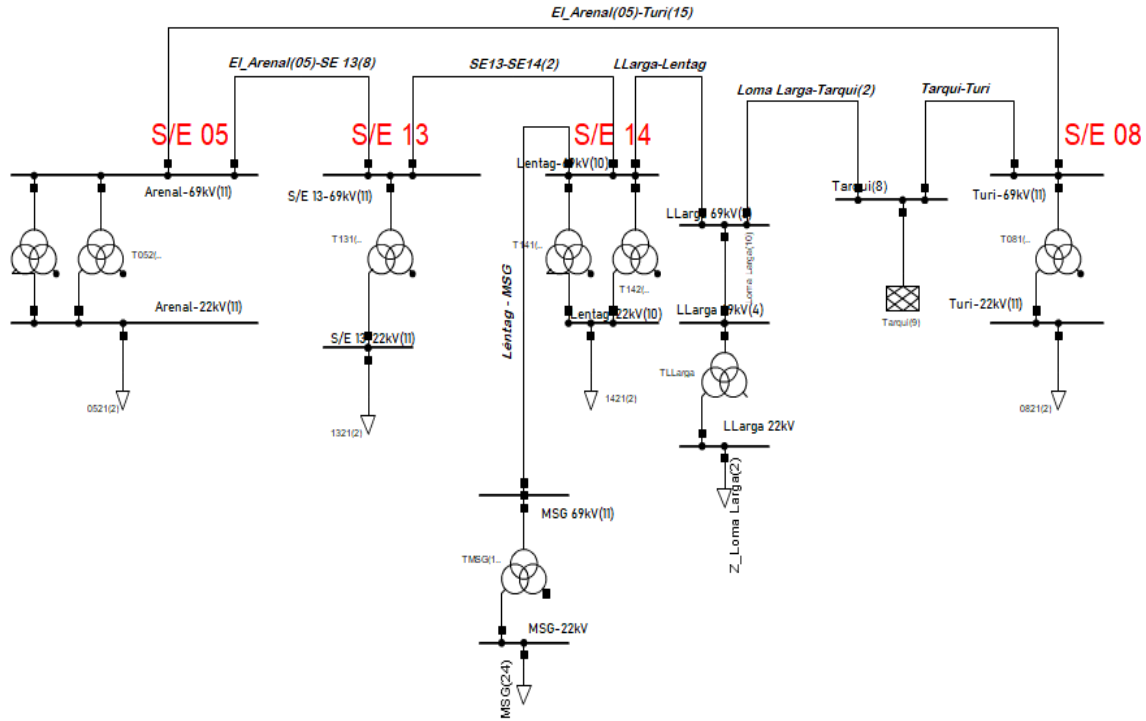


Figura 4-11: Diagrama unifilar para escenario de crecimiento alto + MSG + Loma Larga + S/E Tarqui

El análisis de cargabilidad en los transformadores de las subestaciones que conforman el anillo sur para este último escenario se muestra en la Tabla 4-22.

Tabla 4-22: Cargabilidad en transformadores para escenario de crecimiento alto + MSG + Loma Larga + S/E Tarqui

TRANSFORMADOR		Cargabilidad [%] para demanda mínima								
		2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
S/E 05	T051	47,54	50,13	41,73	45,65	48,75	51,41	54,42	56,92	60,14
	T052	49,83	52,54	43,75	47,85	51,10	53,89	57,05	59,66	63,03
S/E 13	T131	1,51	2,92	22,50	27,62	31,03	34,89	39,23	43,55	45,74
S/E 14	T141	20,95	22,69	25,47	28,12	30,72	33,12	35,83	38,41	41,19
	T142	22,95	24,86	27,92	30,84	33,69	36,34	39,32	42,15	45,21
S/E 08	T081	26,00	27,11	25,20	25,54	25,98	26,14	26,28	26,24	18,46
TRANSFORMADOR		Cargabilidad [%] para demanda máxima								
		2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
S/E 05	T051	85,70	90,63	71,52	78,97	84,87	89,91	95,38	99,96	105,1
	T052	89,82	94,97	74,95	82,75	88,94	94,23	99,95	104,7	110,1
S/E 13	T131	2,29	4,45	35,16	43,33	48,72	54,96	61,92	68,94	72,60
S/E 14	T141	37,10	40,86	46,21	51,36	56,12	60,80	65,93	70,83	76,24
	T142	40,70	44,83	50,72	56,38	61,61	66,76	72,40	77,79	83,73
S/E 08	T081	50,17	52,76	49,48	51,05	52,56	53,42	54,23	54,51	40,73

Se presentan valores altos de cargabilidad en los transformadores de la S/E 05 El Arenal a partir del año 2030. El análisis de cargabilidad para líneas de transmisión en esta nueva condición de operación se presenta en la Tabla 4-23.

Tabla 4-23: Cargabilidad en líneas de transmisión para escenario de crecimiento alto + MSG + Loma larga + S/E Tarqui

LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN	Cargabilidad [%] para demanda mínima								
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
El Arenal (05)-Chauullayacu (13)	4,31	7,45	16,52	19,86	21,41	22,77	24,71	26,66	27,85
El Arenal (05)-Turi (08)	25,16	27,34	32,38	35,84	37,84	39,68	41,82	43,81	45,26
Chauullayacu (13)-Léntag (14)	5,05	7,55	8,66	10,26	10,36	9,83	9,86	9,89	10,07
Léntag (14)- MSG	6,70	11,18	11,32	14,26	14,30	13,44	13,48	13,51	13,55
Léntag-Loma Larga	10,70	13,67	13,78	15,96	16,94	17,60	18,67	19,68	20,69
Loma Larga-Tarqui	10,63	14,07	22,11	24,21	25,22	25,94	27,03	28,07	29,10
Tarqui-Turi (08)	21,46	22,08	23,27	24,00	24,61	25,17	25,77	26,30	27,41

LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN	Cargabilidad [%] para demanda máxima								
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
El Arenal (05)-Chauullayacu (13)	6,04	10,14	24,74	29,50	31,82	34,81	38,15	41,52	43,61
El Arenal (05)-Turi (08)	29,44	32,70	40,65	45,70	49,24	52,82	56,76	60,45	62,85
Chauullayacu (13)-Léntag (14)	6,01	9,23	10,75	12,39	12,19	12,42	12,69	12,94	13,42
Léntag (14)- MSG	6,78	11,36	11,56	14,66	13,80	13,34	13,96	14,05	14,14
Léntag-Loma Larga	15,95	19,61	20,85	24,03	25,57	27,40	29,42	31,34	33,36
Loma Larga-Tarqui	15,84	20,07	30,18	33,32	34,92	36,79	38,33	40,79	42,84
Tarqui-Turi (08)	25,13	26,29	28,39	29,98	31,28	32,46	33,73	34,86	37,46

En la Tabla 4-24 se presentan los voltajes en p.u. de las barras del anillo sur para esta nueva condición de operación.

Con la incorporación de la S/E Tarqui se observa que disminuye las caídas de voltaje, pero se mantienen con voltajes bajos las barras de la S/E 14 Léntag y las barras de la S/E incorporada para la minera Loma Larga, llegando a un valor de 0,92 p.u. para el caso de demanda máxima para el mediano y largo plazo.

Tabla 4-24: Voltajes en pu para escenario de crecimiento alto + Loma larga + MSG + S/E Tarqui

BARRAS DE CARGA	Voltajes [PU] para demanda mínima								
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
Arenal-22kV	1,01	1,008	1,007	1,004	1,002	1,001	0,999	0,998	0,996
Arenal-69kV	0,996	0,995	0,993	0,991	0,991	0,99	0,989	0,988	0,988
Chauullayacu-22kV	1,018	1,014	1,004	1,00	0,997	0,995	0,993	0,99	0,988
Chauullayacu-69kV	0,993	0,99	0,983	0,98	0,978	0,977	0,975	0,974	0,972
Léntag 22kV	1,005	0,995	0,985	0,977	0,975	0,975	0,972	0,97	0,968
Léntag 69kV	0,983	0,974	0,965	0,958	0,956	0,956	0,954	0,953	0,951
Loma Larga 22 kV	0,989	0,982	0,96	0,955	0,954	0,954	0,953	0,952	0,951
Loma Larga 69 kV	0,99	0,983	0,971	0,966	0,965	0,965	0,964	0,963	0,962
Secc Loma Larga 69 kV	0,99	0,984	0,975	0,97	0,969	0,969	0,968	0,967	0,966
Turi-22kV	1,013	1,012	1,013	1,013	1,012	1,012	1,012	1,012	1,007

Tabla 4-24: Continuación

Turi-69kV	1,002	1,001	1,00	1,00	0,999	0,999	0,999	0,998	0,998
BARRAS DE CARGA	Voltajes [PU] para demanda máxima								
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
Arenal-22kV	0,997	0,994	0,997	0,993	0,99	0,988	0,985	0,983	0,98
Arenal-69kV	0,99	0,988	0,985	0,983	0,981	0,98	0,978	0,976	0,975
Chaulayacu-22kV	1,011	1,006	0,99	0,983	0,98	0,975	0,97	0,965	0,961
Chaulayacu-69kV	0,986	0,982	0,972	0,967	0,965	0,962	0,958	0,955	0,952
Léntag 22kV	0,991	0,978	0,965	0,954	0,951	0,946	0,941	0,936	0,931
Léntag 69kV	0,974	0,962	0,95	0,941	0,939	0,936	0,932	0,928	0,925
Loma Larga 22 kV	0,983	0,975	0,948	0,942	0,941	0,939	0,936	0,934	0,931
Loma Larga 69 kV	0,984	0,976	0,96	0,954	0,953	0,951	0,948	0,946	0,944
Secc Loma Larga 69 kV	0,984	0,976	0,965	0,959	0,958	0,956	0,954	0,951	0,949
Turi-22kV	1,006	1,004	1,005	1,004	1,003	1,002	1,002	1,001	0,996
Turi-69kV	0,998	0,997	0,996	0,995	0,994	0,993	0,993	0,992	0,991

De todos los escenarios planteados en el presente capítulo se puede observar que el escenario que más problemas da en cuanto a cargabilidad en transformadores y voltajes en barras de carga es el escenario 4.5.4 que comprende el escenario de crecimiento alto con la inclusión de los proyectos mineros Rio Blanco, MSG y Loma Larga llegando a tener una cargabilidad máxima en el año 2034 de 113,30 % en el transformador 2 de la S/E 05 El Arenal mientras que el voltaje en barras de carga para el mismo año llega a un nivel de 0,80 p.u en la subestación Loma Larga a nivel de 22 kV.

Por otro lado, el escenario más favorable de todos los analizados es el escenario 4.5.7 que comprende el escenario de crecimiento alto de la demanda con la inclusión de los proyectos mineros MSG y Loma larga, además del ingreso de la S/E Tarqui, en este escenario la cargabilidad máxima para el año 2034 se registra en un valor de 110,04 % mientras que el voltaje en barras de carga para el mismo año llega a un mínimo de 0,925 p.u en la S/E Léntag a nivel de 69 kV.

Capítulo 5 : EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

5.1 Antecedentes

La zona sur de la provincia del Azuay es abastecida por la S/E 14 Léntag y cuenta con cuatro alimentadores, cuya topología se puede observar a continuación:

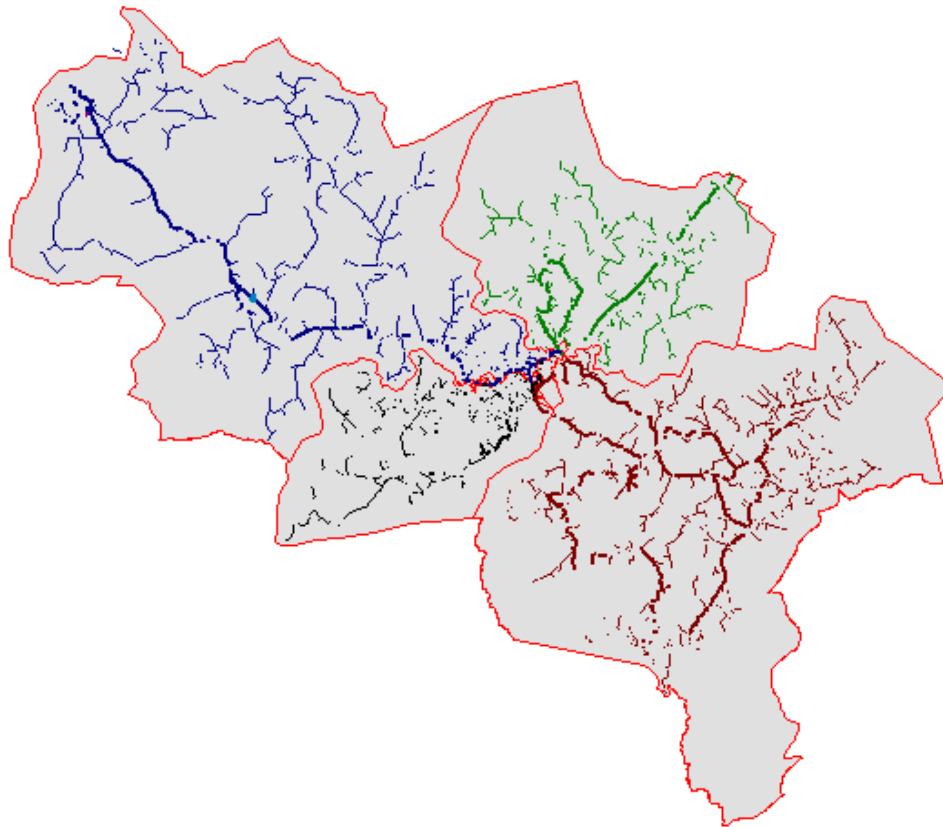


Figura 5-1: Topología de los alimentadores de la S/E 14 Léntag

5.2 Análisis técnico del sistema de distribución

El análisis parte de la evaluación de las redes actuales verificando que cumplan con los parámetros técnicos establecidos en la regulación CONELEC 005/18.

Posteriormente, en base al estudio de proyección de la demanda se ubican geográficamente los nuevos clientes o puntos de carga en las redes existentes para evaluar nuevamente el sistema con el ingreso de los nuevos puntos de consumo.

5.3 Reporte de carga de los alimentadores

Mediante el uso del software CYME-Cymdist se realizan simulaciones para evaluar los parámetros técnicos de los alimentadores de la S/E 14 como: demanda total en KVA, demanda total y pérdidas totales en KW para cada uno de ellos, en la Tabla 5-1 se detallan estos valores.

Tabla 5-1: Parámetros técnicos de los alimentadores de la S/E 14

PARÁMETROS DE LOS ALIMENTADORES DE LA S/E 14 LÉNTAG						
ALIMENTADOR	Demanda total		Demanda total		Pérdidas totales	
	kVA	FP [%]	KW	FP [%]	KW	FP [%]
1421	3251,51	97,65	3175,10	97,65	106,77	61,50
1422	2114,84	99,79	2110,40	99,79	73,88	65,32
1423	2273,49	99,88	2170,60	99,88	41,88	67,81
1424	4056,14	95,46	3872,00	95,46	721,87	66,13

Como se puede observar en la Tabla 5-1 el alimentador con más demanda es el 1424, en este alimentador están conectados proyectos mineros que actualmente operan en el sector de San Gerardo, además es el alimentador que más pérdidas de energía registra.

Por otro lado, al realizar un análisis de flujos en las redes que conforman el alimentador 1424 se puede notar que algunos tramos de red de distribución presentan una caída de voltaje fuera del rango permitido, esto se puede observar en la Figura 5-2.

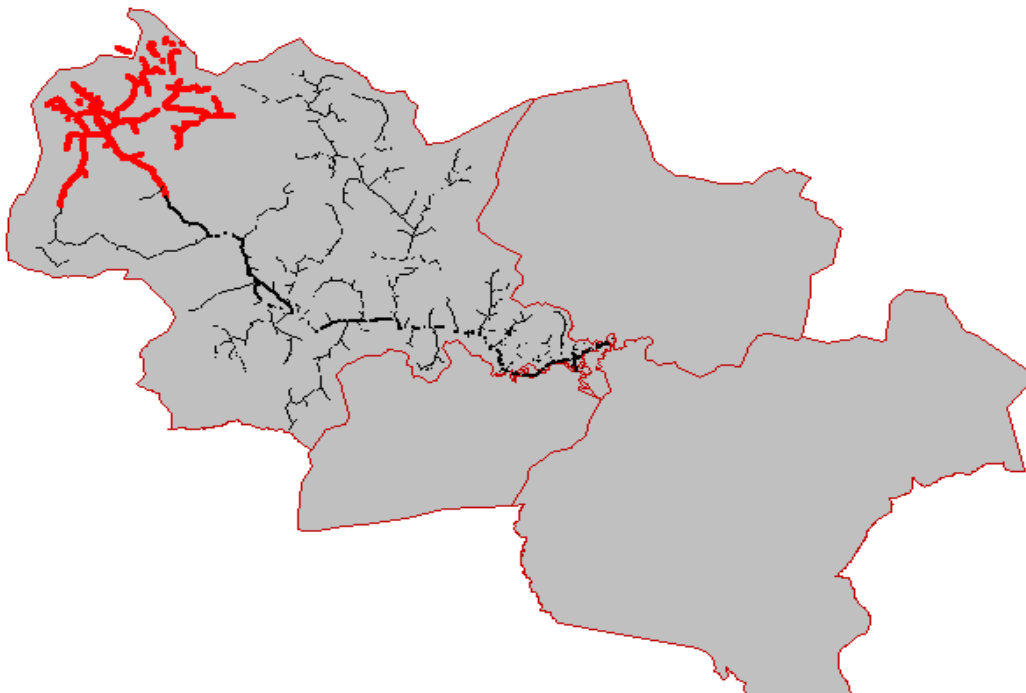


Figura 5-2: Condiciones anormales para un tramo de red del alimentador 1421

En la Tabla 5-2 se registran los tramos de red en los que el voltaje se encuentra fuera de los rangos permitidos.

Tabla 5-2: Tramos de red con valores anormales para alimentador 1424

ALIMENTADOR	Nombre del Tramo	Voltaje Actual [P.U]
1424	L58746 MTA	0,949
1424	L58747 MTA	0,946
1424	L58748 MTA	0,944
1424	L58750 MTA	0,941
1424	L58758 MTA	0,924
1424	L160025 MTA	0,90
1424	L148642 MTA	0,89

5.4 Determinación de la cantidad de transformadores de distribución

Por medio del software CYME y con la ayuda de la herramienta flujo de carga se determina la cantidad de transformadores conectados en cada uno de los alimentadores, los que a su vez suministran energía a varios puntos de carga o clientes, en la Tabla 5-3 se detalla la cantidad de transformadores por alimentador.

Tabla 5-3: Transformadores conectados en los alimentadores de la S/E 14

ALIMENTADOR	TRANSFORMADORES CONECTADOS
1421	793
1422	910
1423	611
1424	710
TOTAL	3024

5.5 Ubicación georreferenciada de los transformadores

Una vez que se conoce la cantidad de transformadores de distribución de la S/E 14 y con las coordenadas geográficas de los mismos, éstos se ubican espacialmente en ArcGIS, como se visualiza en la Figura 5-3.

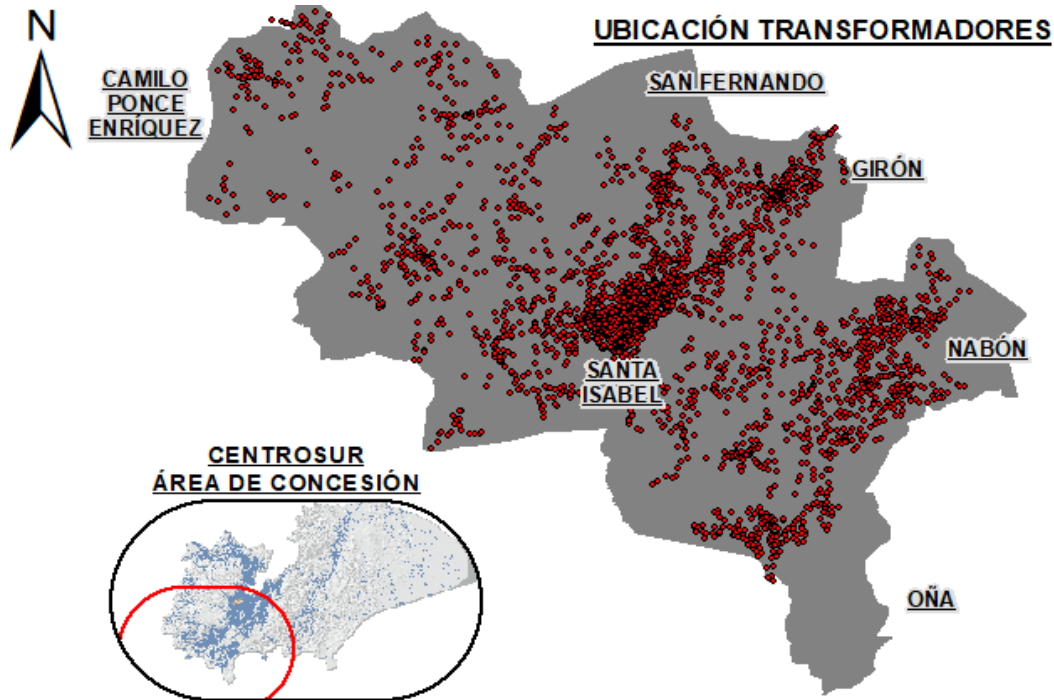


Figura 5-3: Ubicación geográfica de los transformadores de distribución en el área de servicio de la S/E 14

Una vez que se tienen ubicados los puntos de los transformadores en ArcGIS, se utiliza la herramienta de polígonos de Thiessen para delimitar las áreas de influencia a partir de dichos puntos, para luego ubicar los nuevos clientes dentro del área de cada transformador y que el mismo cubra la demanda futura.

En la Figura 5-4 se puede apreciar el procedimiento detallado anteriormente mediante la herramienta Model Builder de ArcGIS.

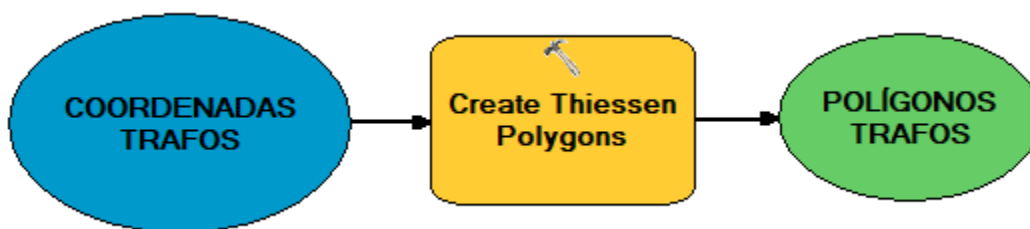


Figura 5-4: Procedimiento para crear polígonos de Thiessen

La Figura 5-5 indica el área de influencia de cada transformador de distribución, en dichas áreas se ubicarán los nuevos clientes obtenidos en el estudio de proyección de demanda, con el objetivo de que los transformadores suministren energía a estos nuevos clientes en el horizonte de análisis.

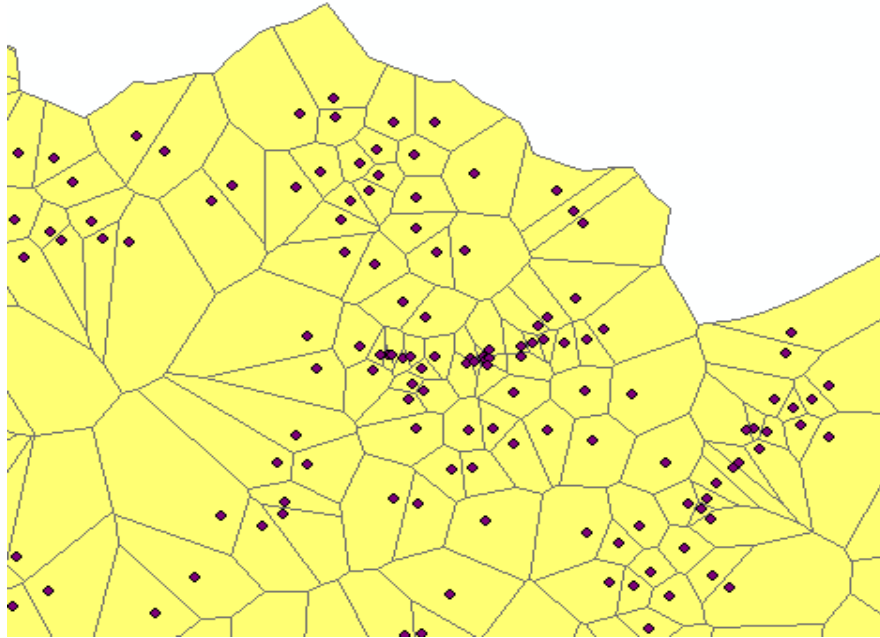
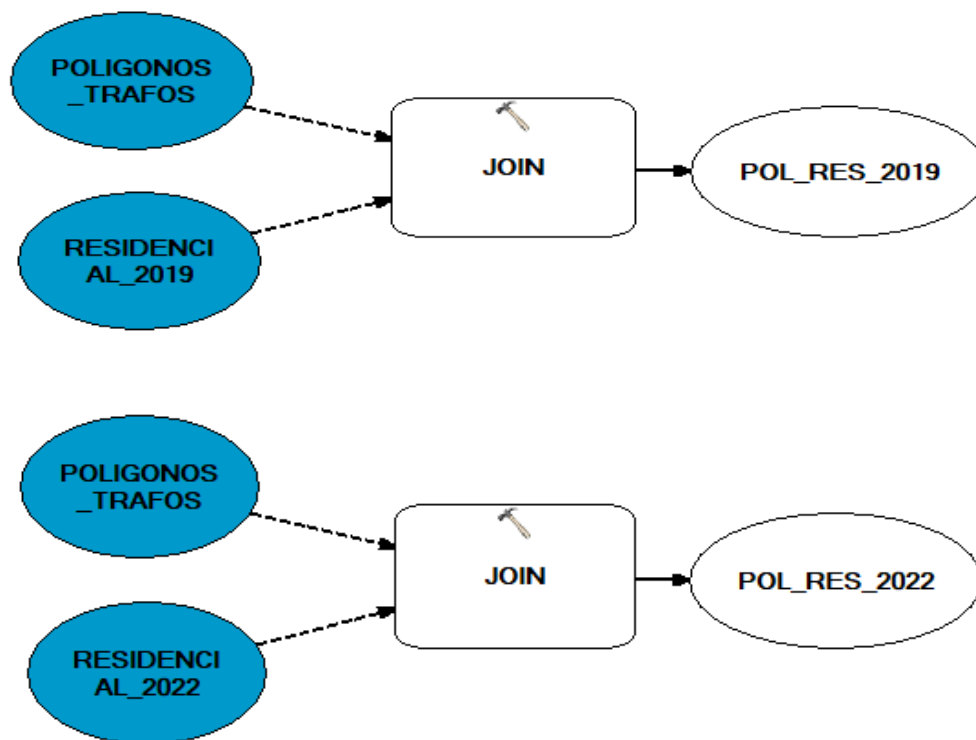


Figura 5-5: Área de influencia de los transformadores de distribución

El siguiente paso en el análisis es realizar la unión espacial entre el área de cobertura de los transformadores y los clientes proyectados, para lo cual se utiliza la herramienta “join” de ArcGIS, este procedimiento se hace para cada categoría de consumo.



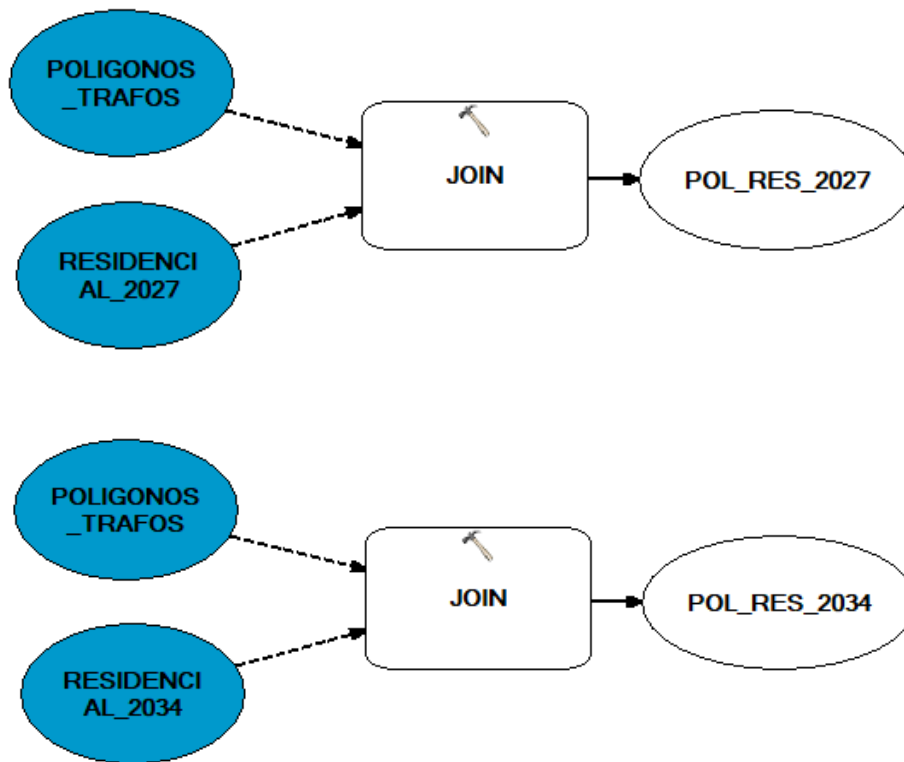


Figura 5-6: Procedimiento para la unión espacial de capas de proyección de clientes y área de cobertura de transformadores

El procedimiento detallado en la Figura 5-6 se realiza para las demás categorías de consumo y para los años de corte en la proyección.

Las capas resultantes del proceso de la Figura 5-6 se unen nuevamente entre sí para obtener la cantidad total de clientes nuevos para todo el horizonte de análisis como se puede observar a continuación:

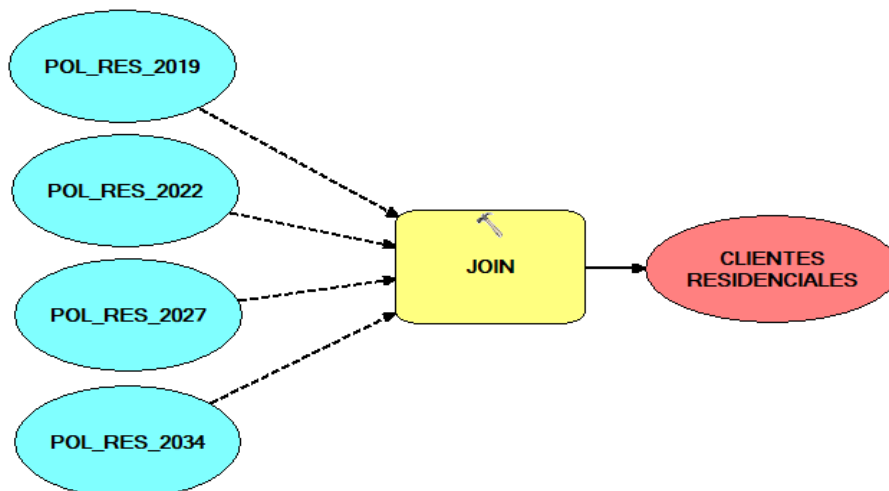


Figura 5-7: Unión de las capas de clientes residenciales de los cortes de proyección

El análisis para los clientes comerciales, industriales y otros es similar al detallado en Figura 5-7.

El siguiente paso es unir todas las capas resultantes del proceso anterior para obtener la capa final de los clientes proyectados de todas las categorías de consumo en una sola capa resultante como se puede observar en la Figura 5-8

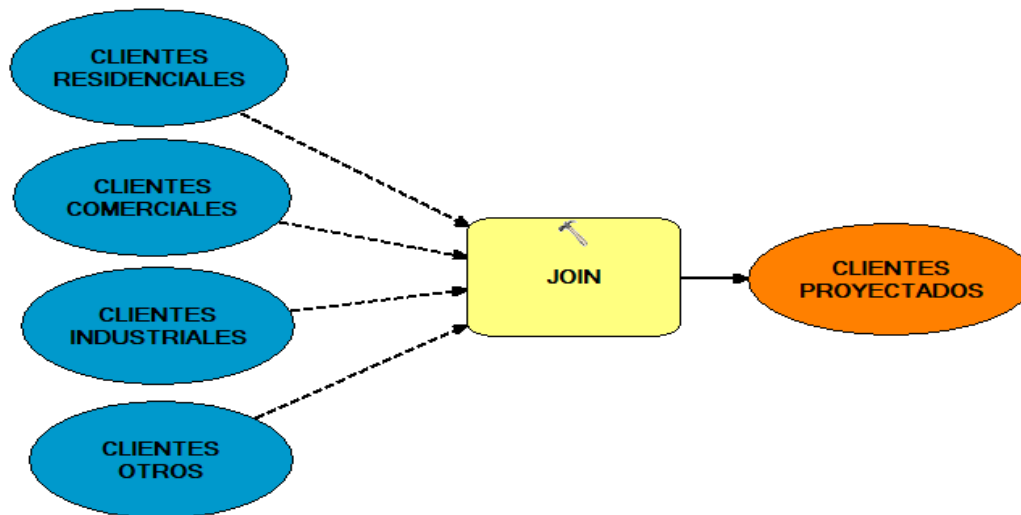


Figura 5-8: Clientes proyectados al final del horizonte de análisis

Los atributos de la capa de clientes proyectados son exportados a Excel para calcular la potencia adicional asignada a los transformadores de la S/E 14, los parámetros obtenidos se observan a continuación:

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1	ALIMENTADOR	# TRANSFORMADOR	COORDENADA X	COORDENADA Y	POTENCIA BASE	POT TOTAL 2019	POT TOTAL 2022	POT TOTAL 2027	POT TOTAL 2034
2	1421	TRAFO 100286	692328,730	9637565,710	1,90	1,90	1,90	2,26	2,26
3	1421	TRAFO 100303	692011,010	9638018,080	5,00	5,00	5,00	6,46	5,00
4	1421	TRAFO 100651	691573,520	9637773,810	1,00	1,00	1,00	1,56	1,73
5	1421	TRAFO 100901	687310,700	9636675,520	3,20	3,20	4,20	4,74	4,37
6	1421	TRAFO 100926	691657,390	9639338,540	1,60	1,60	1,60	5,07	1,60
7	1421	TRAFO 100928	691766,170	9639319,600	9,80	9,80	9,80	10,42	9,80
8	1421	TRAFO 100940	694709,260	9638963,120	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
9	1421	TRAFO 101815	692130,740	9638896,050	1,30	1,30	1,55	3,01	2,88
10	1421	TRAFO 101819	691085,030	9637305,190	1,40	1,94	2,16	2,48	2,73
11	1421	TRAFO 101821	691069,940	9637417,390	7,40	7,94	7,94	10,36	8,49
12	1421	TRAFO 101917	686527,560	9635920,650	0,80	0,80	0,90	0,80	0,92
13	1421	TRAFO 102167	692002,210	9639022,150	2,80	2,80	2,80	3,16	4,12
14	1421	TRAFO 102260	692740,960	9639051,760	0,10	0,39	1,72	1,42	1,72

Tabla 5-9: Atributos obtenidos del análisis de la capa de clientes proyectados

A continuación, se describen los atributos obtenidos para los transformadores de distribución:

- Alimentador al que está conectado
- Número de identificación del transformador
- Coordenadas X, Y

- Potencia base para el año 2018 en KW
- Potencia total proyectada para el año 2019 en KW
- Potencia total proyectada para el año 2022 en KW
- Potencia total proyectada para el año 2027 en KW
- Potencia total proyectada para el año 2034 en KW

Con los parámetros obtenidos se calcula el crecimiento de demanda en cada alimentador para cada año de análisis con el fin de obtener el porcentaje de crecimiento de carga de los mismos que servirá para poder realizar nuevamente el análisis de flujos de las redes de distribución y obtener los nuevos resultados.

Tabla 5-4: Crecimiento de demanda de cada alimentador para los cortes de proyección

ALIMENTADOR	Demanda 2019 [KW]	Demanda 2022 [KW]	Demanda 2027 [KW]	Demanda 2034 [KW]
1421	3296,18	3548,85	3684,32	3696,85
1422	2153,15	2208,06	2300,63	2371,93
1423	2203,13	2317,12	2392,23	2527,80
1424	3910,11	3998,27	4106,67	4206,69
TOTAL	11562,57	13072,3	12483,85	12803,27
ALIMENTADOR	Crecimiento 2019 [%]	Crecimiento 2022 [%]	Crecimiento 2027 [%]	Crecimiento 2034 [%]
1421	3,81	11,77	16,04	16,43
1422	2,03	4,63	9,01	12,39
1423	1,50	6,75	10,21	16,46
1424	0,98	3,26	6,06	8,64
Crec. promedio	2,08	6,60	10,33	13,48

Al ingresar los porcentajes de crecimiento en el software CYME y realizar el estudio de flujos de potencia se obtienen los siguientes resultados.

Tabla 5-5: Parámetros técnicos de los alimentadores de la S/E 14 para los cortes de proyección

PARÁMETROS DE LOS ALIMENTADORES DE LA S/E 14 LÉNTAG AÑO 2022						
ALIMENTADOR	Demanda total		Demanda total		Pérdidas totales	
	kVA	FP [%]	kW	FP [%]	kW	FP [%]
1421	3638,83	97,43	3545,32	97,43	130,29	60,80
1422	2208,43	99,91	2206,40	99,91	92,09	63,22
1423	2326,40	99,83	2322,35	99,83	48,41	63,22
1424	4209,76	95,05	4001,38	95,05	811,60	65,89
PARÁMETROS DE LOS ALIMENTADORES DE LA S/E 14 LÉNTAG AÑO 2027						
ALIMENTADOR	Demanda total		Demanda total		Pérdidas totales	
	kVA	FP [%]	kW	FP [%]	kW	FP [%]
1421	3777,35	97,44	3680,29	97,44	127,26	60,67
1422	2303,95	99,93	2302,17	99,93	87,32	64,39
1423	2401,77	99,80	2398,86	99,80	49,03	66,39
1424	4323,87	94,85	4100,85	94,85	870,81	65,93

Tabla 5-5: Continuación

PARÁMETROS DE LOS ALIMENTADORES DE LA S/E 14 LÉNTAG AÑO 2034						
ALIMENTADOR	Demanda total		Demanda total		Pérdidas totales	
	kVA	FP [%]	kW	FP [%]	kW	FP [%]
1421	4012,60	92,27	3702,60	97,27	147,36	60,32
1422	2474,96	99,97	2474,24	99,97	103,64	62,69
1423	2530,34	99,76	2524,35	99,76	54,11	65,43
1424	4439,68	94,67	4202,93	94,67	908,16	65,80

Luego de evaluar la demanda proyectada para los años de corte de proyección se puede evidenciar que los problemas de voltajes siguen presentes en el alimentador 1424, llegando a registrarse valores de voltaje de 0,884 P.U; muy por debajo del voltaje nominal para las redes de bajo voltaje, las redes con problemas se observan en la Figura 5-10.



Figura 5-10: Condiciones de alarma para algunos tramos del alimentador 1424 para el año 2034

Al terminar el análisis de las redes se pueden notar problemas en el sistema de distribución para el largo plazo por el incremento en la demanda de la zona de incidencia de los alimentadores de la S/E 14, este análisis se hizo sin la influencia de los proyectos mineros puesto que los mismos serán abastecidos a nivel de 69 kV por lo tanto no son parte del mismo.

Se plantea como solución a los problemas de voltajes la transferencia de parte de la carga del alimentador 1424 a la subestación del proyecto MSG ya que esta se encontraría cerca de la zona donde se presentan problemas de caída de voltaje.

Otra alternativa sería la repotenciación de las redes de distribución con la implementación de reguladores de voltaje y bancos de condensadores para mejorar los perfiles de voltaje.

Capítulo 6 : ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN

El presente capítulo corresponde al análisis de las soluciones para las alternativas de suministro eléctrico para los proyectos mineros mencionados en los capítulos anteriores, se analizarán cada una de ellas evaluando aspectos técnicos y económicos.

Para evaluar los costos de cada una de las alternativas planteadas es necesario determinar cuáles son los componentes básicos que conforman una subestación y los costos de los mismos con el fin de determinar el valor aproximado de las alternativas de expansión de acuerdo a sus requerimientos de infraestructura.

De forma general la infraestructura de una subestación eléctrica se encuentra clasificada por niveles: nivel 0 o nivel de bahía, nivel 1 o nivel de control de posición y nivel 2 o nivel de control de la subestación.

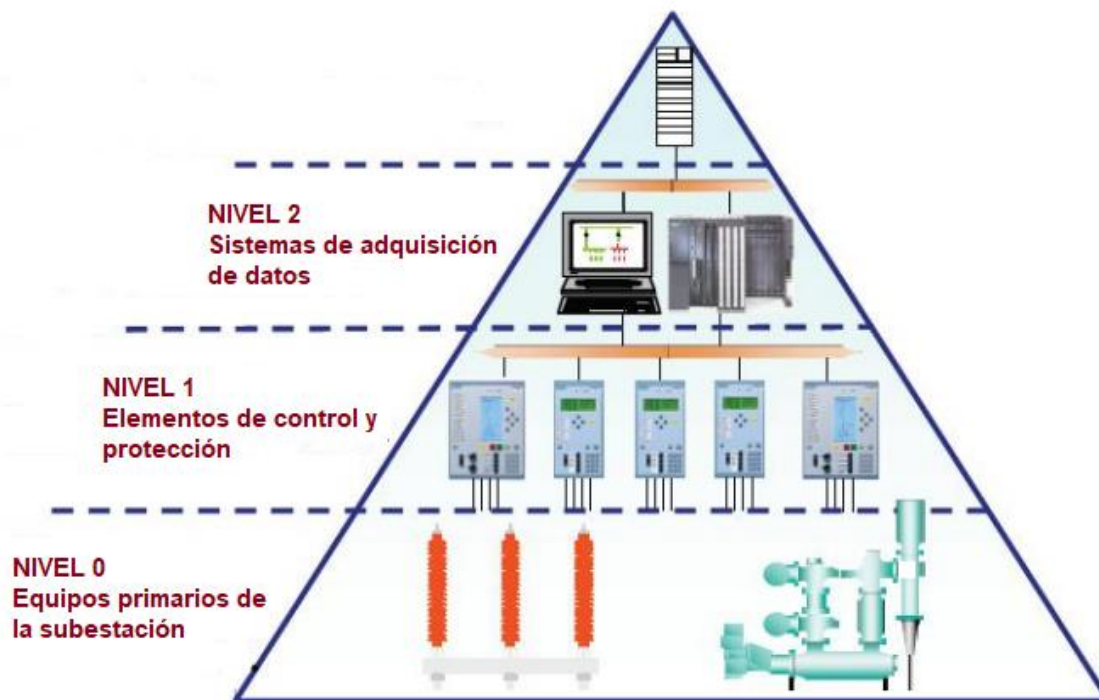


Figura 6-1: Niveles de infraestructura de una subestación [15]

En el nivel 0 se encuentran los equipos primarios de la subestación como: seccionadores, interruptores, transformador de potencia y transformadores de medición, en este nivel también se encuentran los sistemas de comunicación para el intercambio de datos entre los sistemas lógicos de control y los equipos de alta tensión.

En el nivel 1 se encuentran los gabinetes y tableros de control y protección, este nivel intercambia información directamente con el nivel de bahía mediante entradas y salidas analógicas y digitales.

En el nivel 2 se encuentran los sistemas de adquisición de datos para la supervisión, maniobra y control de toda la subestación por medio de dispositivos HMI utilizando un sistema SCADA con el fin de tener un control local y remoto de la misma.

La infraestructura necesaria para cada uno de los niveles antes mencionados se detalla de forma general en la Tabla 6-1.

Tabla 6-1: Infraestructura en cada uno de los niveles de una subestación eléctrica

NIVEL	ALTO VOLTAJE	TRANSFORMADOR	MEDIO VOLTAJE
0	Obra civil, interruptor de alta tensión, barraje	Obra civil, transformador de potencia, accesorios	Obra civil, interruptor de media tensión, montaje electromecánico
1	Relé de protección, tableros y gabinetes, cableado	SERVICIOS AUXILIARES	
2	SISTEMA SCADA		

El costo aproximado de la infraestructura en cada uno de los niveles de la subestación se muestra en la Tabla 6-2

Tabla 6-2: Costo aproximado de la infraestructura necesaria para una subestación

NIVEL	ALTO VOLTAJE	TRANSFORMADOR	MEDIO VOLTAJE
0	\$ 220,000	\$ 700,000	\$ 170,000
1	\$ 100,000	\$ 150,000	\$ 100,000
2	\$ 200,000		

A continuación, se analizarán las alternativas de suministro eléctrico y el costo de cada una de ellas.

6.1 Alternativa 1: Suministro eléctrico desde S/E 14 Léntag a MSG a nivel de 69 kV

Esta alternativa de suministro brinda servicio a los proyectos mineros de Rio Blanco, MSG y Loma Larga a nivel de 69 kV a través de las subestaciones del anillo sur, principalmente desde: S/E 13 Chaullayacu y S/E 14 Léntag.

El proyecto minero Rio Blanco será servido desde la S/E 13 Chaullayacu, mientras que el proyecto minero Loma Larga será atendido desde un punto de seccionamiento de la línea de subtransmisión que conecta a las subestaciones 08 Turi y 14 Léntag, se plantea el suministro al proyecto MSG desde una posición de línea a nivel de 69 kV desde la S/E 14 Léntag.

En el capítulo 4 se determinó caídas de voltaje importantes en las barras de las subestaciones analizadas, por lo que es necesario aplicar una compensación de reactivos y realizar un cambio en la posición de los TAPS de las subestaciones.

Actualmente la S/E 14 no tiene espacio para implementar una posición de 69 kV para el suministro al proyecto MSG por lo que en esta alternativa se debe considerar la ampliación de la infraestructura de la misma para poder brindar el suministro eléctrico.

La alternativa 1 de suministro eléctrico contempla las siguientes consideraciones:

- Construcción de una nueva subestación para el proyecto minero Rio Blanco alimentando la misma con una línea de transmisión a 69 kV con una longitud de 45 km desde la S/E 13 Chaullayacu.
- Construcción de una nueva subestación para el proyecto minero MSG, alimentando la misma con una línea de transmisión a 69 kV con una longitud de 52 km desde la S/E 14 Léntag.
- Construcción de una nueva subestación para el proyecto minero Loma Larga, alimentando la misma con una línea de subtransmisión de 13 km desde un punto de seccionamiento en Girón de la línea S/E 08 Turi-S/E 14 Léntag.
- Implementación de una posición de línea a nivel de 69 kV para el suministro a MSG.

Con el fin de tener una visión clara de la alternativa de suministro eléctrico planteada, en la Figura 6-2 se presenta la ubicación geográfica de la infraestructura necesaria, detallando la distancia en km a cada uno de los proyectos mineros.

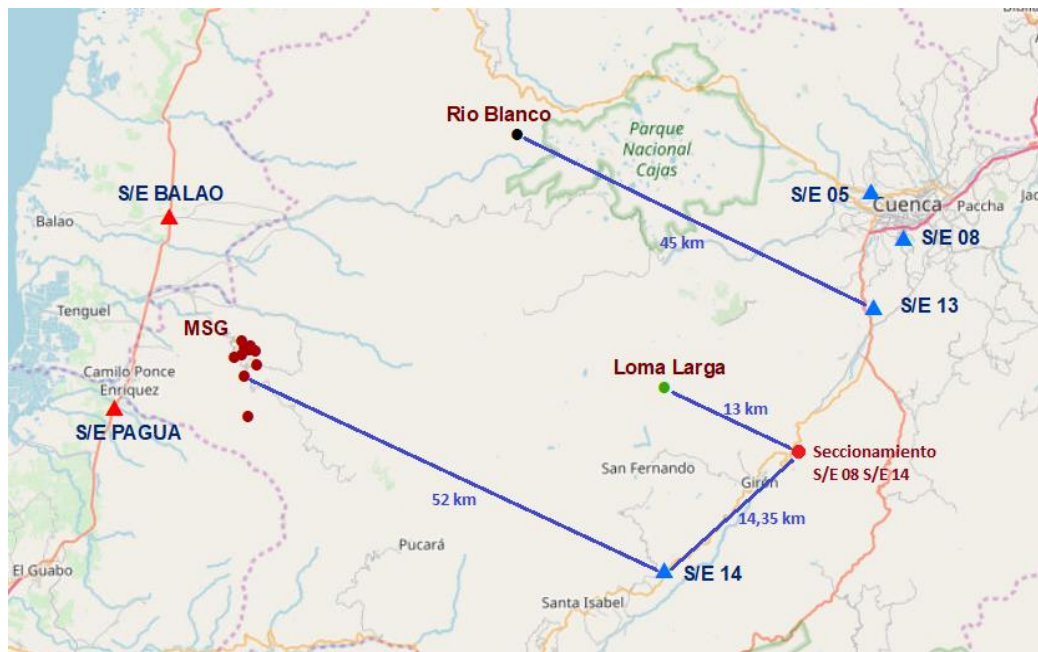


Figura 6-2: Ubicación de la infraestructura necesaria para la alternativa 1

En la Figura 6-3 se visualiza el esquema unifilar del caso de estudio.

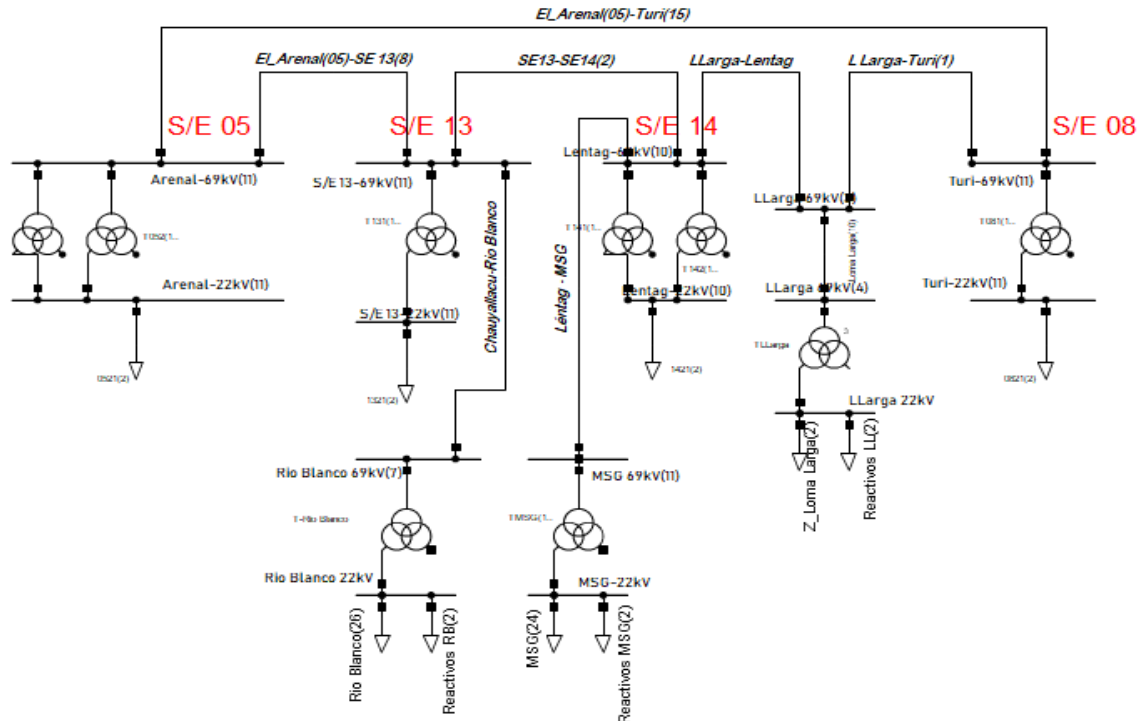


Figura 6-3: Diagrama unifilar para la alternativa 1

Con ayuda del software DigSILENT se corren flujos de potencia para todo el horizonte de proyección obteniendo los voltajes en barras que se detalla en la Tabla 6-3 para este caso de estudio sin considerar una compensación de reactivos.

Tabla 6-3: Voltajes en barras para alternativa 1 sin compensación reactiva

BARRAS DE CARGA	Voltajes [PU] para demanda mínima									
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	
Arenal 22 kV	1,008	1,005	0,998	0,993	0,994	0,992	0,987	0,988	0,986	
Chaulayacu 22 kV	1,017	1,010	0,992	0,982	0,982	0,979	0,973	0,973	0,969	
Léntag 22 kV	1,007	0,996	0,976	0,969	0,968	0,966	0,961	0,96	0,956	
Río Blanco 22kV	0,98	0,971	0,941	0,909	0,91	0,908	0,903	0,903	0,899	
MSG 22 kV	0,971	0,93	0,909	0,898	0,898	0,896	0,892	0,892	0,887	
Loma Larga 22 kV	0,99	0,981	0,927	0,922	0,922	0,921	0,917	0,917	0,914	
Turi 22kV	1,011	1,008	1,005	1,003	1,004	1,003	1,002	1,002	0,993	
BARRAS DE CARGA	Voltajes [PU] para demanda máxima									
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	
Arenal 22 kV	0,993	0,988	0,984	0,98	0,977	0,974	0,966	0,968	0,963	
Chaulayacu 22 kV	1,006	0,998	0,972	0,962	0,957	0,952	0,941	0,94	0,931	
Léntag 22 kV	0,989	0,975	0,948	0,94	0,934	0,929	0,919	0,917	0,93	
Río Blanco 22kV	0,97	0,959	0,922	0,887	0,883	0,879	0,87	0,871	0,862	
MSG 22 kV	0,957	0,913	0,886	0,875	0,87	0,865	0,856	0,855	0,846	
Loma Larga 22 kV	0,979	0,968	0,904	0,899	0,895	0,892	0,885	0,885	0,877	
Turi 22kV	1,001	0,997	0,993	0,992	0,991	0,989	0,986	0,987	0,975	

Tabla 6-4: Voltajes en barras para alternativa 1 con compensación reactiva

BARRAS DE CARGA	Voltajes [PU] para demanda mínima								
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
Arenal 22 kV	1,008	1,007	1,005	1,003	1,002	1,00	1,001	1,00	1,00
Chaulayacu 22 kV	1,017	1,014	1,007	1,001	0,999	0,997	1,003	1,001	0,998
Léntag 22 kV	1,007	1,007	0,998	0,999	0,997	0,995	1,00	1,003	1,00
Rio Blanco 22kV	0,98	0,975	1,012	0,977	0,987	0,985	1,04	1,043	1,041
MSG 22 kV	0,971	1,009	1,001	0,982	0,998	0,996	1,045	1,05	1,052
Loma Larga 22 kV	0,99	0,987	0,974	1,003	1,003	1,001	1,007	1,007	1,004
Turi 22kV	1,011	1,009	1,009	1,008	1,008	1,008	1,009	1,009	1,001

BARRAS DE CARGA	Voltajes [PU] para demanda máxima								
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
Arenal 22 kV	0,993	0,99	0,991	0,989	0,986	0,983	0,981	0,981	0,978
Chaulayacu 22 kV	1,006	1,002	0,988	0,981	0,976	0,971	0,973	0,971	0,964
Léntag 22 kV	0,989	0,986	0,972	0,971	0,966	0,961	0,967	0,963	0,98
Rio Blanco 22kV	0,97	0,974	0,976	0,967	0,964	0,96	1,018	1,017	1,011
MSG 22 kV	0,957	0,975	0,962	0,978	0,974	0,97	1,038	1,036	1,03
Loma Larga 22 kV	0,979	0,975	0,953	0,983	0,98	0,977	0,98	0,979	0,974
Turi 22kV	1,00	0,999	0,997	0,997	0,996	0,994	0,994	0,994	0,984

Los resultados de la Tabla 6-4 obedecen a una compensación reactiva en los proyectos mineros para el horizonte de análisis detallada a continuación:

Tabla 6-5: Compensación de reactivos para mejorar perfiles de voltaje en alternativa 1

PROYECTO MINERO	COMPENSACIÓN DE REACTIVOS [MVAR]								
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
Rio Blanco	0	0	-5	-5	-5	-5	-10	-10	-10
MSG	0	-5	-5	-5	-5	-5	-10	-10	-10
Loma Larga	0	0	-5	-10	-10	-10	-10	-10	-10

6.1.1 Costo de la infraestructura necesaria para la alternativa 1

La alternativa 1 comprende la construcción de 3 subestaciones eléctricas, líneas de subtransmisión para el suministro eléctrico y ampliación de la infraestructura de la S/E 14, el costo aproximado del proyecto se detalla en la Tabla 6-6.

Tabla 6-6: Costo aproximado de la infraestructura necesaria para la alternativa 1

S/E PARA PROYECTO MINERO RIO BLANCO	
INFRAESTRUCTURA	V. TOTAL [\$]
Obra civil para alta tensión	100,000
Interruptor de alta tensión + cableado	70,000
Obra civil para transformador de potencia	150,000
Transformador de potencia 10/12,5 MVA 69/22/6,3 kV	380,000
Accesorios para transformador de potencia	100,000
Obra civil para media tensión	100,000
Interruptor de media tensión + Relés + Tableros + Cableado + MEM*	170,000
Servicios auxiliares + sistema comunicaciones + Sistema SCADA	450,000



Tabla 6-6: Continuación	
Línea de transmisión a nivel de 69 kV (45 km)	5 400,000
Banco de condensadores 5 MVAR (x2)	200,000
Terreno (4000 m ² aproximadamente)*	8,000
TOTAL (1)	7 128,000
S/E PARA PROYECTO MINERO SAN GERARDO	
INFRAESTRUCTURA	V. TOTAL [\$]
Obra civil para alta tensión	100,000
Interruptor de alta tensión + cableado	70,000
Obra civil para transformador de potencia	150,000
Transformador de potencia 10/12,5 MVA 69/22/4,2 kV	380,000
Accesorios para transformador de potencia	100,000
Obra civil para media tensión	100,000
Interruptor de media tensión + Relés + Tableros + Cableado + MEM*	170,000
Servicios auxiliares + sistema comunicaciones + Sistema SCADA	450,000
Línea de transmisión a nivel de 69 kV (52 km)	6 240,000
Banco de condensadores 5 MVAR (x2)	200,000
Terreno (4000 m ² aproximadamente)	8,000
Posición de línea a 69 kV	45,000
Terreno (1/2 Ha junto a S/E 14)	10,000
TOTAL (2)	8 023,000
S/E PARA PROYECTO MINERO LOMA LARGA	
INFRAESTRUCTURA	V. TOTAL [\$]
Obra civil para alta tensión	100,000
Interruptor de alta tensión + cableado	70,000
Obra civil para transformador de potencia	150,000
Transformador de potencia 24 MVA 69/22/6,3 kV	450,000
Accesorios para transformador de potencia	100,000
Obra civil para media tensión	100,000
Interruptor de media tensión + Relés + Tableros + Cableado + MEM*	170,000
Servicios auxiliares + sistema comunicaciones + Sistema SCADA	450,000
Línea de transmisión a nivel de 69 kV (27,35 km)	3 282,000
Banco de condensadores 5 MVAR (x2)	200,000
Terreno (4000 m ² aproximadamente)	8,000
TOTAL (3)	5 080,000
TOTAL (1)+(2)+(3)	20 231,000

*MEM=Montaje electromecánico

6.2 Alternativa 2: *Suministro eléctrico desde S/E 14 Léntag a MSG a nivel de 69 kV con punto de seccionamiento de línea en Santa Isabel.*

En esta alternativa el proyecto minero Rio Blanco será servido desde la S/E 13 Chaullayacu, mientras que el proyecto minero Loma Larga será atendido desde un punto de seccionamiento en Girón de la línea de subtransmisión que conecta a las subestaciones 08 Turi y 14 Léntag, se plantea el suministro al proyecto MSG desde un punto de seccionamiento en Santa Isabel de la línea de subtransmisión que conecta a las subestaciones 13 Chaullayacu y 14 Léntag.

Esta alternativa contempla la siguiente infraestructura:

- Construcción de una nueva subestación para el proyecto minero Rio Blanco alimentando la misma con una línea de subtransmisión a 69 kV con una longitud de 45 km desde la S/E 13 Chaullayacu.
- Construcción de una nueva subestación para el proyecto minero MSG, siendo alimentada con una línea de subtransmisión de 43 km desde seccionamiento de la línea S/E 13 Chaullayacu - S/E 14 Léntag.
- Construcción de una nueva subestación para el proyecto minero Loma Larga, siendo alimentada con una línea de subtransmisión de 13 km desde seccionamiento de la línea S/E 08 Turi - S/E 14 Léntag.

En la Figura 6-4 se presenta la ubicación geográfica de la infraestructura necesaria



Figura 6-4: Ubicación de infraestructura necesaria y puntos de seccionamiento para alternativa 2

En la Figura 6-5 se visualiza el esquema unifilar del caso de estudio.

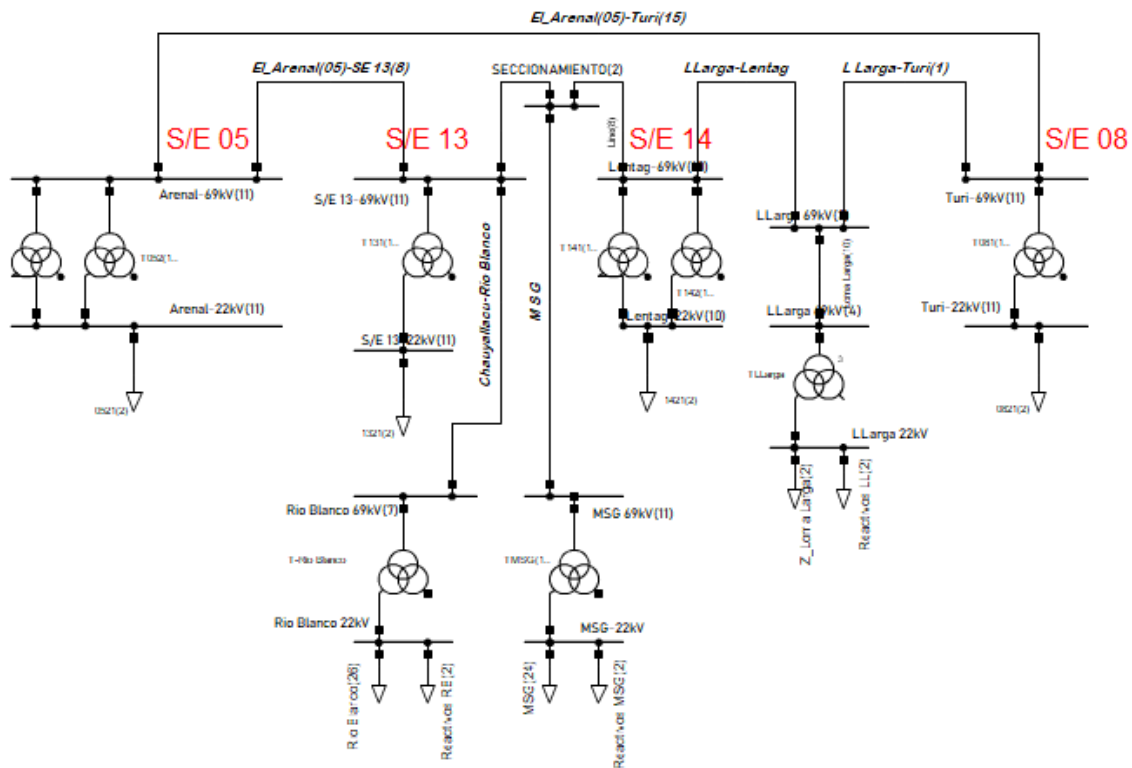


Figura 6-5: Diagrama unifilar para alternativa 2

En la Tabla 6-7 se presentan los voltajes en barras para el segundo caso de estudio sin considerar una compensación de reactivos.

Tabla 6-7: Voltajes en barras para alternativa 2 sin compensación reactiva

BARRAS DE CARGA	Voltajes [PU] para demanda mínima								
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
Arenal 22 kV	1,008	1,004	0,998	0,993	0,993	0,991	0,986	0,988	0,985
Chauwayacu 22 kV	1,015	1,007	0,987	0,978	0,977	0,975	0,969	0,969	0,964
Léntag 22 kV	1,009	1,001	0,982	0,975	0,974	0,972	0,967	0,967	0,962
Río Blanco 22kV	0,978	0,967	0,936	0,905	0,905	0,903	0,898	0,899	0,895
MSG 22 kV	0,975	0,938	0,92	0,909	0,908	0,906	0,901	0,902	0,898
Loma Larga 22 kV	0,991	0,983	0,931	0,925	0,926	0,924	0,92	0,921	0,918
Turi 22kV	1,011	1,008	1,005	1,004	1,004	1,004	1,002	1,003	0,993
BARRAS DE CARGA	Voltajes [PU] para demanda máxima								
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
Arenal 22 kV	0,992	0,987	0,983	0,98	0,977	0,974	0,965	0,967	0,962
Chauwayacu 22 kV	1,003	0,993	0,967	0,957	0,952	0,946	0,936	0,935	0,926
Léntag 22 kV	0,992	0,981	0,956	0,948	0,943	0,938	0,928	0,926	0,94
Río Blanco 22kV	0,967	0,955	0,917	0,882	0,878	0,874	0,865	0,865	0,856
MSG 22 kV	0,963	0,924	0,90	0,888	0,884	0,88	0,87	0,87	0,862
Loma Larga 22 kV	0,981	0,971	0,909	0,904	0,901	0,897	0,89	0,89	0,883
Turi 22kV	1,001	0,998	0,994	0,992	0,991	0,99	0,986	0,987	0,975

Tabla 6-8: Voltajes en barras para alternativa 2 con compensación reactiva

BARRAS DE CARGA	Voltajes [PU] para demanda mínima								
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
Arenal 22 kV	1,008	1,006	1,007	1,003	1,002	1,00	0,999	0,999	1,00
Chaulayacu 22 kV	1,015	1,013	1,008	0,999	0,998	0,995	0,997	0,995	0,998
Léntag 22 kV	1,009	1,008	1,00	1,00	0,998	0,99	0,997	0,995	0,998
Rio Blanco 22kV	0,978	0,973	1,013	0,986	0,985	0,983	1,03	1,038	1,041
MSG 22 kV	0,975	1,011	1,009	0,999	0,998	0,997	0,999	0,998	1,06
Loma Larga 22 kV	0,991	0,988	1,008	1,004	1,003	1,002	1,002	1,002	1,004
Turi 22kV	1,011	1,009	1,01	1,008	1,008	1,008	1,008	1,008	1,001

BARRAS DE CARGA	Voltajes [PU] para demanda máxima								
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
Arenal 22 kV	0,992	0,989	0,989	0,989	0,986	0,985	0,979	0,979	0,978
Chaulayacu 22 kV	1,003	1,00	0,983	0,978	0,973	0,975	0,966	0,964	0,962
Léntag 22 kV	0,992	0,989	0,976	0,973	0,968	0,968	0,96	0,957	0,981
Rio Blanco 22kV	0,967	0,961	0,963	0,964	0,961	1,018	1,011	1,011	1,010
MSG 22 kV	0,963	0,998	0,985	0,981	0,977	0,979	0,972	0,971	1,031
Loma Larga 22 kV	0,981	0,976	0,98	0,984	0,982	0,982	0,976	0,976	0,974
Turi 22kV	1,001	0,999	0,998	0,997	0,996	0,995	0,993	0,993	0,984

Los valores obtenidos en la Tabla 6-8 son resultado de una compensación de reactivos en los proyectos mineros para el horizonte de análisis. Dicha compensación se detalla en la Tabla 6-9.

Tabla 6-9: Compensación de reactivos para mejorar perfiles de voltaje en alternativa 2

PROYECTO MINERO	COMPENSACIÓN DE REACTIVOS [MVAR]								
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
Rio Blanco	0	0	-5	-5	-5	-10	-10	-10	-10
MSG	0	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-10
Loma Larga	0	0	-5	-10	-10	-10	-10	-10	-10

6.2.1 Costo de la infraestructura necesaria para la alternativa 2

La alternativa 2 comprende la construcción de 3 subestaciones eléctricas, una para cada uno de los proyectos mineros analizados, además de la construcción de líneas de subtransmisión para el suministro eléctrico de las mismas y en ésta alternativa se considera dos puntos de seccionamiento el primero servirá para abastecer de energía a la minera Loma Larga y se encontrará ubicado en el sector de Girón; el segundo seccionamiento servirá a las mineras en el sector San Gerardo y se ubicará en el sector de Santa Isabel, a unos 10 km de la S/E 14 Léntag; el costo aproximado de esta alternativa se detalla en la Tabla 6-10.



Tabla 6-10: Costo aproximado de la infraestructura necesaria para la alternativa 2

S/E PARA PROYECTO MINERO RIO BLANCO	
INFRAESTRUCTURA	V. TOTAL [\$]
Obra civil para alta tensión	100,000
Interruptor de alta tensión + cableado	70,000
Obra civil para transformador de potencia	150,000
Transformador de potencia 10/12,5 MVA 69/22/6,3 kV	380,000
Accesorios para transformador de potencia	100,000
Obra civil para media tensión	100,000
Interruptor de media tensión + Relés + Tableros + Cableado MEM*	170,000
Servicios auxiliares + sistema comunicaciones + Sistema SCADA	450,000
Línea de transmisión a nivel de 69 kV (45 km)	5 400,000
Banco de condensadores 5 MVAR (x2)	200,000
Terreno (4000 m ² aproximadamente)	8,000
TOTAL (1)	7 128,000
S/E PARA PROYECTO MINERO SAN GERARDO	
INFRAESTRUCTURA	V. TOTAL [\$]
Obra civil para alta tensión	100,000
Interruptor de alta tensión + cableado	70,000
Obra civil para transformador de potencia	150,000
Transformador de potencia 10/12,5 MVA 69/22/4,2 kV	380,000
Accesorios para transformador de potencia	100,000
Obra civil para media tensión	100,000
Interruptor de media tensión + Relés + Tableros + Cableado MEM*	170,000
Servicios auxiliares + sistema comunicaciones + Sistema SCADA	450,000
Línea de transmisión a nivel de 69 kV (54 km)	6 480,000
Banco de condensadores 5 MVAR (x2)	200,000
Terreno (4000 m ² aproximadamente)	8,000
TOTAL (2)	8 208,000
S/E PARA PROYECTO MINERO LOMA LARGA	
INFRAESTRUCTURA	V. TOTAL [\$]
Obra civil para alta tensión	100,000
Interruptor de alta tensión + cableado	70,000
Obra civil para transformador de potencia	150,000
Transformador de potencia 24 MVA 69/22/6,3 kV	450,000
Accesorios para transformador de potencia	100,000
Obra civil para media tensión	100,000
Interruptor de media tensión + Relés + Tableros + Cableado MEM*	170,000
Servicios auxiliares + sistema comunicaciones + Sistema SCADA	450,000
Línea de transmisión a nivel de 69 kV (27,35 km)	3 282,000
Banco de condensadores 5 MVAR (x2)	200,000
Terreno (4000 m ² aproximadamente)	8,000
TOTAL (3)	5 080,000
TOTAL (1)+(2)+(3)	20 416,000

*MEM=Montaje electromecánico

6.3 **Alternativa 3:** *Suministro eléctrico desde seccionamiento en la línea S/E-08 y S/E-14 de proyecto Loma Larga a MSG a nivel de 69 kV*

La alternativa 3 plantea que el proyecto minero Rio Blanco será servido desde la S/E 13 Chaullayacu, mientras que el proyecto minero Loma Larga será atendido desde un punto de seccionamiento en Girón de la línea de subtransmisión que conecta a las subestaciones 08 Turi y 14 Léntag y se plantea el suministro al proyecto MSG desde el mismo punto de seccionamiento para el proyecto Loma Larga.

La infraestructura a implementarse para esta alternativa se plantea a continuación:

- Construcción de una nueva subestación para el proyecto minero Rio Blanco alimentando la misma con una línea de subtransmisión a 69 kV con una longitud de 45 km desde la S/E 13 Chaullayacu
- Construcción de una nueva subestación para el proyecto minero Loma Larga, siendo alimentada con una línea de subtransmisión de 13 km desde seccionamiento de la línea S/E 08 Turi-S/E 14 Léntag.
- Construcción de una nueva subestación para el proyecto minero MSG, siendo alimentada con una línea de subtransmisión de 59 km, que arranca desde el seccionamiento de la línea S/E 08 Turi-S/E 14 Léntag.

Para tener una visión clara de la alternativa de suministro eléctrico planteada para la alternativa 3, en la Figura 6-6 se presenta la ubicación geográfica de la infraestructura necesaria.



Figura 6-6: Ubicación de infraestructura necesaria y puntos de seccionamiento para alternativa 3

En la Figura 6-7 se visualiza el esquema unifilar del caso de estudio.

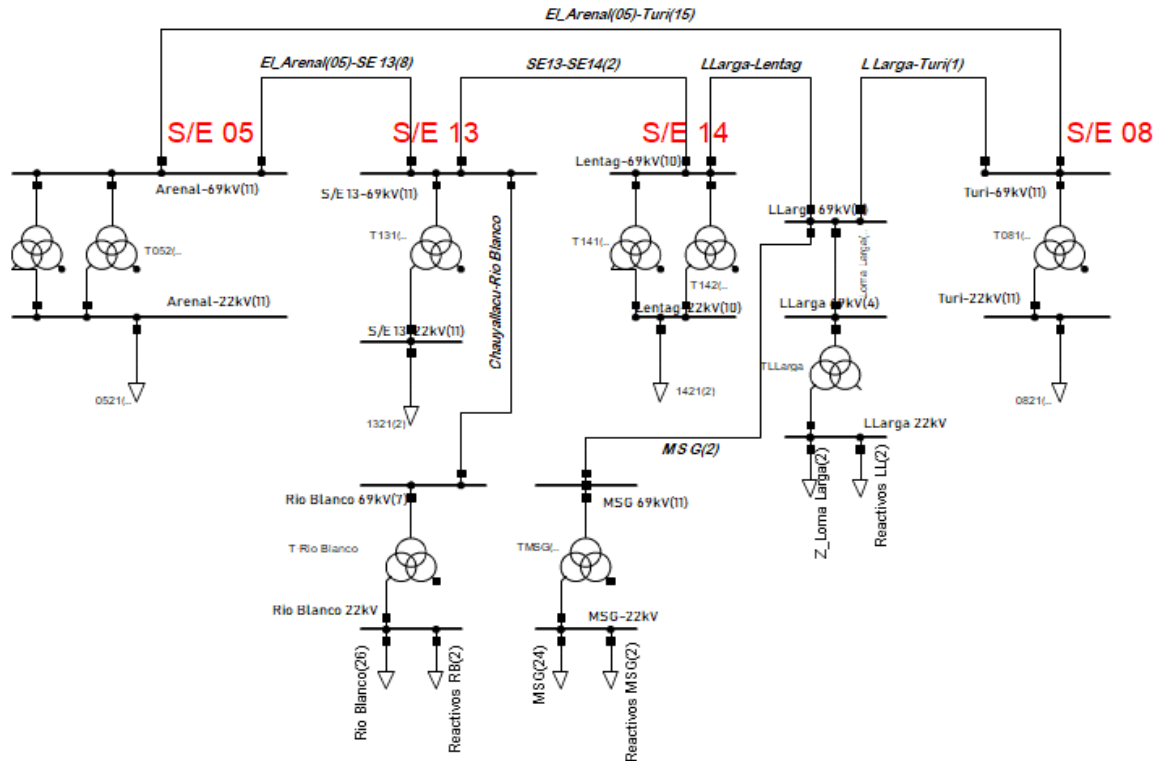


Figura 6-7: Diagrama unifilar para alternativa 3

En la Tabla 6-11 se muestran los voltajes en barras para la tercera alternativa de suministro eléctrico sin considerar una compensación de reactivos.

Tabla 6-11: Voltajes en barras para alternativa 3 sin compensación reactiva

BARRAS DE CARGA	Voltajes [PU] para demanda mínima									
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	
Arenal 22 kV	1,008	1,005	0,999	0,994	0,994	0,992	0,990	0,989	0,99	
Chaulayacu 22 kV	1,017	1,011	0,993	0,983	0,983	0,98	0,977	0,974	0,977	
Léntag 22 kV	1,008	1,00	0,98	0,974	0,973	0,971	0,968	0,965	0,976	
Rio Blanco 22kV	0,98	0,972	0,942	0,911	0,911	0,909	0,907	0,905	0,908	
MSG 22 kV	0,974	0,934	0,913	0,904	0,904	0,903	0,901	0,90	0,914	
Loma Larga 22 kV	0,98	0,98	0,927	0,922	0,922	0,92	0,919	0,917	0,913	
Turi 22kV	1,011	1,008	1,005	1,003	1,004	1,003	1,003	1,002	0,996	
BARRAS DE CARGA	Voltajes [PU] para demanda máxima									
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034	
Arenal 22 kV	0,993	0,988	0,984	0,981	0,978	0,975	0,972	0,969	0,963	
Chaulayacu 22 kV	1,006	0,999	0,974	0,964	0,958	0,954	0,948	0,942	0,933	
Léntag 22 kV	0,99	0,979	0,953	0,945	0,94	0,935	0,929	0,923	0,937	
Rio Blanco 22kV	0,97	0,96	0,923	0,889	0,885	0,881	0,877	0,873	0,865	
MSG 22 kV	0,964	0,921	0,895	0,886	0,883	0,88	0,876	0,873	0,865	
Loma Larga 22 kV	0,979	0,968	0,904	0,899	0,895	0,892	0,888	0,885	0,877	
Turi 22kV	1,001	0,997	0,993	0,992	0,991	0,989	0,988	0,987	0,975	

Tabla 6-12: Voltajes en barras para alternativa 3 con compensación reactiva

BARRAS DE CARGA	Voltajes [PU] para demanda mínima								
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
Arenal 22 kV	1,008	1,007	1,007	1,003	1,002	1,00	0,997	0,997	0,995
Chaulayacu 22 kV	1,017	1,014	1,010	1,001	1,00	0,997	0,992	0,991	0,988
Léntag 22 kV	1,008	1,007	1,005	0,999	0,997	0,995	0,992	0,99	0,987
Rio Blanco 22kV	0,98	0,975	1,008	0,987	0,987	0,985	0,982	0,981	0,979
MSG 22 kV	0,974	1,013	1,014	1,005	1,004	1,003	1,001	1,00	0,998
Loma Larga 22 kV	0,99	0,988	1,012	1,004	1,003	1,002	1,00	0,999	0,997
Turi 22kV	1,011	1,009	1,010	1,008	1,008	1,008	1,007	1,007	0,999

BARRAS DE CARGA	Voltajes [PU] para demanda máxima								
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
Arenal 22 kV	0,993	0,99	0,993	0,989	0,986	0,983	0,977	0,977	0,975
Chaulayacu 22 kV	1,006	1,002	0,991	0,981	0,976	0,971	0,962	0,96	0,958
Léntag 22 kV	0,990	0,986	0,979	0,971	0,966	0,961	0,953	0,95	0,953
Rio Blanco 22kV	0,97	0,976	0,998	0,967	0,964	0,96	0,953	0,953	0,952
MSG 22 kV	0,964	0,963	0,997	0,989	0,986	0,984	0,978	0,978	0,978
Loma Larga 22 kV	0,979	1,001	0,989	0,984	0,981	0,978	0,972	0,972	0,971
Turi 22kV	1,001	0,999	0,999	0,997	0,996	0,994	0,992	0,992	0,992

Los valores obtenidos en la Tabla 6-12 son resultado de una compensación de reactivos en los proyectos mineros para el horizonte de análisis. Dicha compensación se detalla en la Tabla 6-13.

Tabla 6-13: Compensación de reactivos para mejorar perfiles de voltaje en alternativa 3

PROYECTO MINERO	COMPENSACIÓN DE REACTIVOS [MVAR]								
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
Rio Blanco	0	0	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-10
MSG	0	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5
Loma Larga	0	0	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10

6.3.1 Costo de la infraestructura necesaria para la alternativa 3

Esta comprende la construcción de 3 subestaciones eléctricas para los proyectos mineros, además de la construcción de líneas de subtransmisión y el punto de seccionamiento respectivo, el costo aproximado de esta alternativa se detalla en la Tabla 6-14.

Tabla 6-14: Costo aproximado de la infraestructura necesaria para la alternativa 3

S/E PARA PROYECTO MINERO RIO BLANCO	
INFRAESTRUCTURA	V. TOTAL [\$]
Obra civil para alta tensión	100,000
Interruptor de alta tensión + cableado	70,000
Obra civil para transformador de potencia	150,000
Transformador de potencia 10/12,5 MVA 69/22/6,3 kV	380,000
Accesorios para transformador de potencia	100,000
Obra civil para media tensión	100,000

Tabla 6-14: Continuación	
Interruptor de media tensión + Relés + Tableros + Cableado MEM*	170,000
Servicios auxiliares + sistema comunicaciones + Sistema SCADA	450,000
Línea de transmisión a nivel de 69 kV (45 km)	5 400,000
Banco de condensadores 5 MVAR (x2)	200,000
Terreno (4000 m ² aproximadamente)	8,000
TOTAL (1)	7 128,000
S/E PARA PROYECTO MINERO SAN GERARDO	
INFRAESTRUCTURA	V. TOTAL [\$]
Obra civil para alta tensión	100,000
Interruptor de alta tensión + cableado	70,000
Obra civil para transformador de potencia	150,000
Transformador de potencia 10/12,5 MVA 69/22/4,2 kV	380,000
Accesorios para transformador de potencia	100,000
Obra civil para media tensión	100,000
Interruptor de media tensión + Relés + Tableros + Cableado MEM*	170,000
Servicios auxiliares + sistema comunicaciones + Sistema SCADA	450,000
Línea de transmisión a nivel de 69 kV (73,35 km)	8 802,000
Banco de condensadores 5 MVAR (x1)	100,000
Terreno (4000 m ² aproximadamente)	8,000
TOTAL (2)	10 430,000
S/E PARA PROYECTO MINERO LOMA LARGA	
INFRAESTRUCTURA	V. TOTAL [\$]
Obra civil para alta tensión	100,000
Interruptor de alta tensión + cableado	70,000
Obra civil para transformador de potencia	150,000
Transformador de potencia 24 MVA 69/22/6,3 kV	450,000
Accesorios para transformador de potencia	100,000
Obra civil para media tensión	100,000
Interruptor de media tensión + Relés + Tableros + Cableado MEM*	170,000
Servicios auxiliares + sistema comunicaciones + Sistema SCADA	450,000
Línea de transmisión a nivel de 69 kV (13 km)	1 560,000
Banco de condensadores 5 MVAR (x2)	200,000
Terreno (4000 m ² aproximadamente)	8,000
TOTAL (3)	3 358,000
TOTAL (1)+(2)+(3)	20 916,000

*MEM=Montaje electromecánico

6.4 Alternativa 4: Suministro eléctrico desde S/E Loma Larga a MSG

La alternativa 4 plantea que el proyecto minero Rio Blanco será servido desde la S/E 13 Chaullayacu, mientras que el proyecto minero Loma Larga será atendido desde un punto de seccionamiento en Girón de la línea de subtransmisión que conecta a las subestaciones 08 Turi y 14 Léntag y se plantea el suministro al proyecto MSG desde la subestación para el proyecto Loma Larga.

En esta alternativa de suministro eléctrico se contempla las siguientes consideraciones:

- Construcción de una nueva subestación para el proyecto minero Rio Blanco alimentando la misma con una línea de subtransmisión a 69 kV con una longitud de 45 km desde la S/E 13 Chaullayacu
- Construcción de una nueva subestación para el proyecto minero Loma Larga, siendo alimentada con una línea de subtransmisión de 13 km desde seccionamiento de la línea S/E 08 Turi-S/E 14 Léntag.
- Construcción de una nueva subestación para las mineras de San Gerardo, siendo alimentada con una extensión de la línea a 69kV con una distancia de 49 km, que arranca desde la nueva subestación del proyecto minero Loma Larga.

La alternativa planteada se muestra en la Figura 6-8, detallando la distancia en km a cada uno de los proyectos mineros y el lugar de suministro eléctrico a los mismos.



Figura 6-8: Ubicación de infraestructura necesaria y puntos de seccionamiento para alternativa 4

En la Figura 6-9 se visualiza el esquema unifilar del caso de estudio.

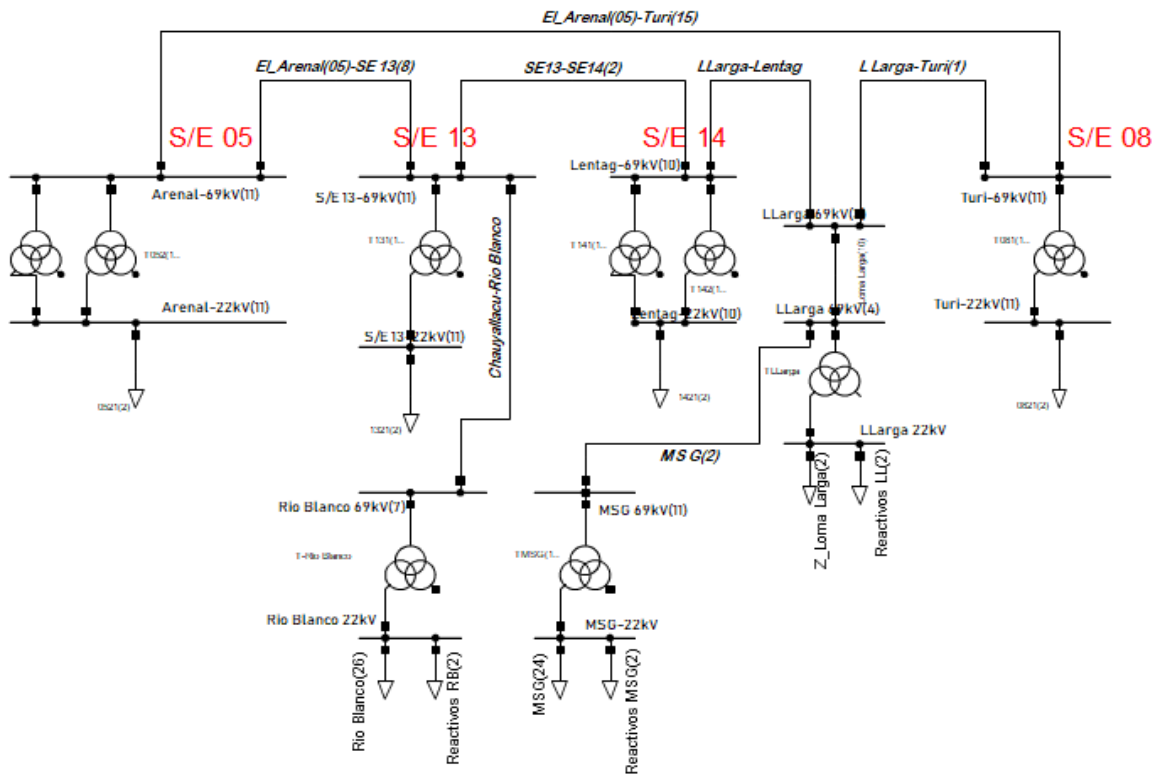


Figura 6-9: Diagrama unifilar para alternativa 4

En la Tabla 6-15 se muestran los voltajes en barras para la alternativa de suministro eléctrico planteada sin considerar una compensación de reactivos.

Tabla 6-15: Voltajes en barras para alternativa 4 sin compensación reactiva

BARRAS DE CARGA	Voltajes [PU] para demanda mínima								
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
Arenal 22 kV	1,008	1,005	0,998	0,993	0,994	0,992	0,99	0,988	0,99
Chauyayacu 22 kV	1,017	1,011	0,992	0,983	0,982	0,98	0,977	0,974	0,976
Léntag 22 kV	1,007	0,999	0,979	0,972	0,971	0,969	0,966	0,964	0,974
Rio Blanco 22kV	0,98	0,971	0,941	0,91	0,91	0,908	0,906	0,904	0,907
MSG 22 kV	0,962	0,909	0,875	0,863	0,863	0,862	0,86	0,858	0,887
Loma Larga 22 kV	0,989	0,974	0,919	0,913	0,913	0,912	0,91	0,908	0,90
Turi 22kV	1,011	1,008	1,005	1,003	1,003	1,003	1,003	1,002	0,996
BARRAS DE CARGA	Voltajes [PU] para demanda máxima								
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
Arenal 22 kV	0,993	0,988	0,984	0,98	0,976	0,974	0,971	0,969	0,963
Chauyayacu 22 kV	1,006	0,999	0,973	0,963	0,958	0,953	0,947	0,941	0,932
Léntag 22 kV	0,989	0,978	0,951	0,944	0,938	0,933	0,927	0,921	0,935
Rio Blanco 22kV	0,97	0,96	0,922	0,888	0,884	0,88	0,876	0,872	0,87
MSG 22 kV	0,952	0,896	0,854	0,842	0,839	0,835	0,831	0,827	0,823
Loma Larga 22 kV	0,978	0,962	0,896	0,89	0,886	0,883	0,879	0,875	0,873
Turi 22kV	1,001	0,997	0,993	0,992	0,99	0,989	0,988	0,987	0,985

Tabla 6-16: Voltajes en barras para alternativa 4 con compensación reactiva

BARRAS DE CARGA	Voltajes [PU] para demanda mínima								
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
Arenal 22 kV	1,008	1,009	1,005	1,001	1,004	1,002	1,00	0,996	0,999
Chaulayacu 22 kV	1,017	1,021	1,006	0,997	1,006	1,003	1,00	0,991	0,996
Léntag 22 kV	1,007	1,010	0,997	0,991	1,00	0,998	0,995	0,989	0,991
Rio Blanco 22kV	0,98	1,036	1,011	0,984	1,045	1,044	1,042	0,981	1,039
MSG 22 kV	0,962	1,007	0,992	0,983	0,998	0,996	0,995	0,991	0,992
Loma Larga 22 kV	0,989	0,991	0,974	0,969	1,005	1,003	1,002	0,998	0,999
Turi 22kV	1,011	1,010	1,008	1,007	1,009	1,009	1,008	1,007	1,00

BARRAS DE CARGA	Voltajes [PU] para demanda máxima								
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
Arenal 22 kV	0,993	0,992	0,991	0,991	0,988	0,985	0,982	0,98	0,98
Chaulayacu 22 kV	1,006	1,009	0,988	0,987	0,983	0,978	0,972	0,967	0,963
Léntag 22 kV	0,989	0,989	0,971	0,974	0,969	0,964	0,958	0,953	0,972
Rio Blanco 22kV	0,97	1,025	0,994	1,027	1,024	1,021	1,017	1,013	1,011
MSG 22 kV	0,952	0,996	0,974	0,981	0,978	0,975	0,972	0,969	0,966
Loma Larga 22 kV	0,978	0,978	0,953	0,985	0,982	0,979	0,976	0,973	0,97
Turi 22kV	1,001	0,999	0,997	0,998	0,996	0,995	0,994	0,993	0,984

Los valores obtenidos en la Tabla 6-16 reflejan los voltajes en barras de carga con una compensación de reactivos en los proyectos mineros para el horizonte de análisis. Dicha compensación se detalla en la Tabla 6-17.

Tabla 6-17: Compensación de reactivos para mejorar perfiles de voltaje en alternativa 4

PROYECTO MINERO	COMPENSACIÓN DE REACTIVOS [MVAR]								
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
Rio Blanco	0	-5	-5	-10	-10	-10	-10	-10	-10
MSG	0	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5
Loma Larga	0	0	-5	-10	-10	-10	-10	-10	-10

6.4.1 Costo de la infraestructura necesaria para la alternativa 4

La alternativa 4 comprende la construcción de 3 subestaciones eléctricas, una para cada uno de los proyectos mineros analizados, además de la construcción de líneas de subtransmisión para el suministro eléctrico de las mismas y en ésta alternativa se considera un punto de seccionamiento que servirá para abastecer de energía a la minera Loma Larga y se encontrará ubicado en el sector de Girón; para abastecer al proyecto MSG se plantea la construcción de una línea de subtransmisión que arranca desde la subestación Loma Larga, el costo aproximado de esta alternativa se detalla en la Tabla 6-18.

Tabla 6-18: Costo aproximado de la infraestructura necesaria para la alternativa 4

S/E PARA PROYECTO MINERO RIO BLANCO	
INFRAESTRUCTURA	V. TOTAL [\$]
Obra civil para alta tensión	100,000
Interruptor de alta tensión + cableado	70,000
Obra civil para transformador de potencia	150,000
Transformador de potencia 10/12,5 MVA 69/22/6,3 kV	380,000
Accesorios para transformador de potencia	100,000
Obra civil para media tensión	100,000
Interruptor de media tensión + Relés + Tableros + Cableado + MEM*	170,000
Servicios auxiliares + sistema comunicaciones + Sistema SCADA	450,000
Línea de transmisión a nivel de 69 kV (45 km)	5 400,000
Banco de condensadores 5 MVAR (x2)	200,000
Terreno (4000 m ² aproximadamente)	8,000
TOTAL (1)	7 128,000
S/E PARA PROYECTO MINERO SAN GERARDO	
INFRAESTRUCTURA	V. TOTAL [\$]
Obra civil para alta tensión	100,000
Interruptor de alta tensión + cableado	70,000
Obra civil para transformador de potencia	150,000
Transformador de potencia 10/12,5 MVA 69/22/4,2 kV	380,000
Accesorios para transformador de potencia	100,000
Obra civil para media tensión	100,000
Interruptor de media tensión + Relés + Tableros + Cableado + MEM*	170,000
Servicios auxiliares + sistema comunicaciones + Sistema SCADA	450,000
Línea de transmisión a nivel de 69 kV (76,35 km)	9 162,000
Banco de condensadores 5 MVAR (x1)	100,000
Terreno (4000 m ² aproximadamente)	8,000
TOTAL (2)	10 790,000
S/E PARA PROYECTO MINERO LOMA LARGA	
INFRAESTRUCTURA	V. TOTAL [\$]
Obra civil para alta tensión	100,000
Interruptor de alta tensión + cableado	70,000
Obra civil para transformador de potencia	150,000
Transformador de potencia 24 MVA 69/22/6,3 kV	450,000
Accesorios para transformador de potencia	100,000
Obra civil para media tensión	100,000
Interruptor de media tensión + Relés + Tableros + Cableado + MEM*	170,000
Servicios auxiliares + sistema comunicaciones + Sistema SCADA	450,000
Banco de condensadores 5 MVAR (x2)	200,000
Terreno (4000 m ² aproximadamente)	8,000
TOTAL (3)	1 798,000
TOTAL (1)+(2)+(3)	19 716,000

*MEM=Montaje electromecánico

6.5 **Alternativa 5:** *Suministro eléctrico a MSG y al proyecto minero Rio Blanco a nivel de 69 kV desde un punto de seccionamiento a 38 km del proyecto Loma Larga.*

Esta alternativa plantea el suministro del proyecto minero Loma Larga a través de un punto de seccionamiento de la línea que une las subestaciones Turi y Léntag, y para suministrar energía a los proyectos Rio Blanco y MSG se propone un segundo punto de seccionamiento a 38 km de la S/E Loma Larga el mismo que servirá para alimentar a los dos proyectos mencionados

La alternativa 5 de suministro eléctrico contempla las siguientes consideraciones:

- Construcción de una nueva subestación para el proyecto minero Loma Larga, con seccionamiento de la línea S/E 08 Turi - S/E 14 Léntag.
- Extensión de aproximadamente 38 km de línea a 69 kV desde el proyecto minero Loma Larga y construcción de seccionamiento al final del tramo.
- Construcción de una nueva subestación para las mineras de San Gerardo, siendo alimentada desde seccionamiento de línea.
- Construcción de una nueva subestación para el proyecto minero Rio Blanco, siendo alimentada desde el seccionamiento de línea.

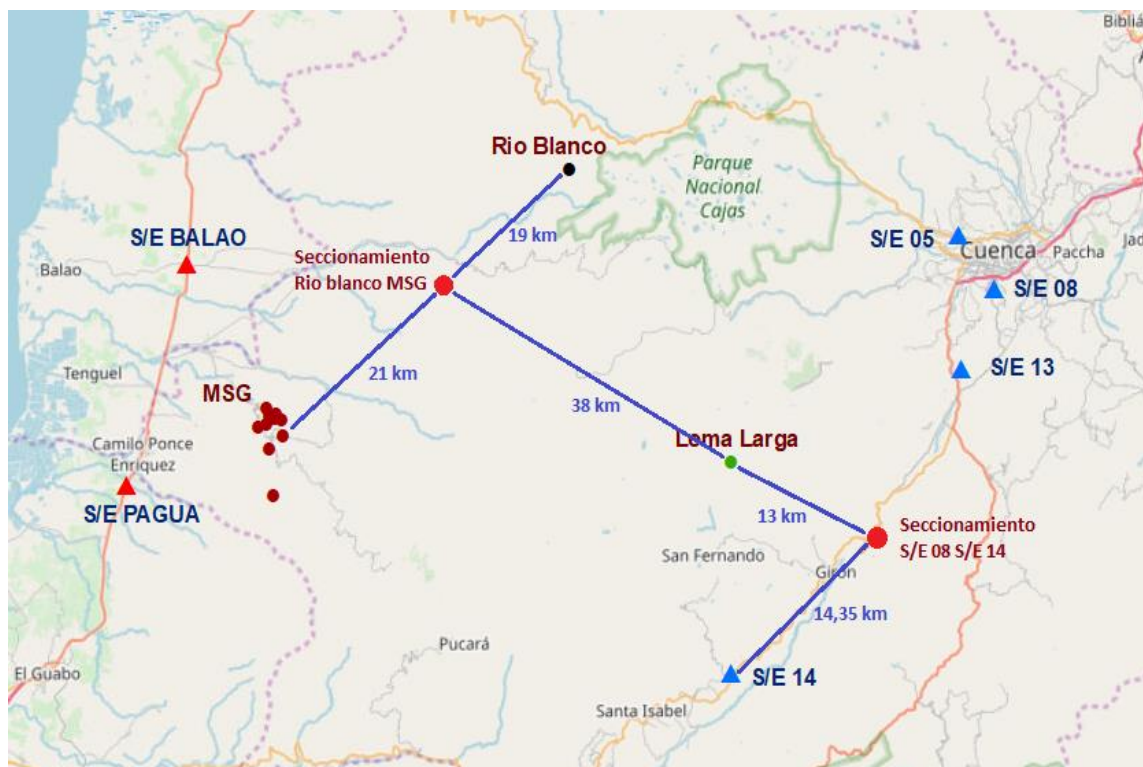


Figura 6-10: Ubicación de infraestructura necesaria, puntos de seccionamiento y nuevas subestaciones para la alternativa 5
En la Figura 6-11 se visualiza el esquema unifilar del caso de estudio.

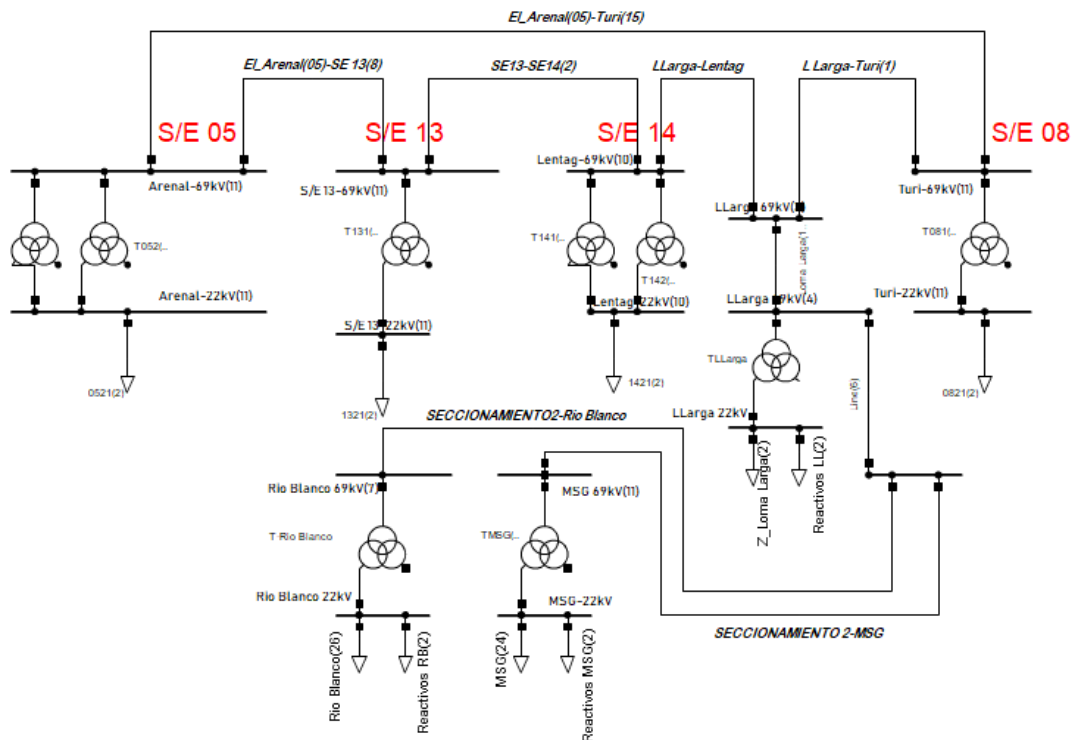


Figura 6-11: Diagrama unifilar para la alternativa 5

En la Tabla 6-19 se listan los voltajes en barras de carga para la alternativa 5 de suministro eléctrico sin considerar una compensación de reactivos.

Tabla 6-19: Voltajes en barras para alternativa 5 sin compensación reactiva

BARRAS DE CARGA	Voltajes [PU] para demanda mínima								
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
Arenal 22 kV	1,008	1,005	0,998	0,993	0,994	0,992	0,99	0,988	0,989
Chullayacu 22 kV	1,017	1,012	0,995	0,988	0,988	0,985	0,982	0,979	0,978
Léntag 22 kV	1,007	0,998	0,975	0,965	0,964	0,962	0,952	0,957	0,954
Rio Blanco 22kV	0,964	0,935	0,878	0,83	0,83	0,828	0,826	0,824	0,823
MSG 22 kV	0,962	0,913	0,864	0,829	0,829	0,828	0,826	0,824	0,823
Loma Larga 22 kV	0,987	0,972	0,91	0,892	0,893	0,891	0,889	0,888	0,886
Turi 22kV	1,01	1,008	1,004	1,002	1,002	1,002	1,001	1,001	0,992
BARRAS DE CARGA	Voltajes [PU] para demanda máxima								
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
Arenal 22 kV	0,993	0,988	0,984	0,98	0,977	0,974	0,971	0,968	0,968
Chullayacu 22 kV	1,006	1,00	0,976	0,969	0,964	0,959	0,953	0,948	0,944
Léntag 22 kV	0,989	0,978	0,947	0,935	0,929	0,924	0,917	0,912	0,905
Rio Blanco 22kV	0,954	0,922	0,854	0,797	0,793	0,789	0,785	0,78	0,776
MSG 22 kV	0,952	0,899	0,841	0,80	0,796	0,792	0,787	0,783	0,779
Loma Larga 22 kV	0,977	0,959	0,885	0,864	0,861	0,857	0,853	0,849	0,845
Turi 22kV	1,001	0,997	0,992	0,99	0,989	0,988	0,986	0,985	0,975

Tabla 6-20: Voltajes en barras para alternativa 5 con compensación reactiva

BARRAS DE CARGA	Voltajes [PU] para demanda mínima								
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
Arenal 22 kV	1,008	1,008	1,004	1,00	1,003	1,001	0,999	0,996	0,998
Chauullayacu 22 kV	1,017	1,018	1,005	0,999	1,003	1,00	0,998	0,992	0,993
Léntag 22 kV	1,007	1,011	0,997	0,988	0,999	0,997	0,994	0,986	0,989
Rio Blanco 22kV	0,964	1,036	1,001	0,964	1,045	1,044	1,042	0,972	1,04
MSG 22 kV	0,962	1,025	0,999	0,973	1,012	1,011	1,009	0,982	1,007
Loma Larga 22 kV	0,987	0,997	0,976	0,962	1,007	1,006	1,005	0,992	1,002
Turi 22kV	1,01	1,01	1,008	1,006	1,009	1,008	1,008	1,006	1,00

BARRAS DE CARGA	Voltajes [PU] para demanda máxima								
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
Arenal 22 kV	0,993	0,992	0,99	0,99	0,987	0,984	0,981	0,978	0,978
Chauullayacu 22 kV	1,006	1,006	0,986	0,985	0,981	0,976	0,97	0,965	0,961
Léntag 22 kV	0,989	0,991	0,97	0,972	0,967	0,962	0,956	0,951	0,97
Rio Blanco 22kV	0,954	1,024	0,981	1,023	1,02	1,017	1,014	1,012	1,008
MSG 22 kV	0,952	1,014	0,98	0,991	0,989	0,986	0,983	0,98	0,976
Loma Larga 22 kV	0,977	0,985	0,954	0,986	0,983	0,98	0,977	0,974	0,97
Turi 22kV	1,001	1,00	0,997	0,997	0,996	0,995	0,993	0,992	0,984

Los valores obtenidos en la Tabla 6-20 implican la implementación de una compensación de reactivos en los proyectos mineros para el horizonte de análisis. Dicha compensación se detalla en la Tabla 6-21.

Tabla 6-21: Compensación de reactivos para mejorar perfiles de voltaje en alternativa 5

PROYECTO MINERO	COMPENSACIÓN DE REACTIVOS [MVAR]								
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
Rio Blanco	-5	-5	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10
MSG	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5
Loma Larga	0	-5	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10

6.5.1 Costo de la infraestructura necesaria para la alternativa 5

La alternativa 5 comprende la construcción de 3 subestaciones eléctricas, una para cada uno de los proyectos mineros analizados, además de la construcción de líneas de subtransmisión para el suministro eléctrico de las mismas y en ésta alternativa se considera dos puntos de seccionamiento el primero servirá para abastecer de energía a la minera Loma Larga y se encontrará ubicado en el sector de Girón; el segundo seccionamiento servirá a las mineras en el sector San Gerardo y al proyecto minero Rio Blanco y se ubicará a 38 km de la subestación Loma Larga el costo aproximado de esta alternativa se detalla en la Tabla 6-22.

Tabla 6-22: Costo aproximado de la infraestructura necesaria para la alternativa 5

S/E PARA PROYECTO MINERO RIO BLANCO	
INFRAESTRUCTURA	V. TOTAL [\$]
Obra civil para alta tensión	100,000
Interruptor de alta tensión + cableado	70,000
Obra civil para transformador de potencia	150,000
Transformador de potencia 10/12,5 MVA 69/22/6,3 kV	380,000
Accesorios para transformador de potencia	100,000
Obra civil para media tensión	100,000
Interruptor de media tensión + Relés + Tableros + Cableado + MEM*	170,000
Servicios auxiliares + sistema comunicaciones + Sistema SCADA	450,000
Línea de transmisión a nivel de 69 kV (19 km)	2 280,000
Banco de condensadores 5 MVAR (x2)	200,000
Terreno (4000 m ² aproximadamente)	8,000
TOTAL	4 208,000
S/E PARA PROYECTO MINERO SAN GERARDO	
INFRAESTRUCTURA	V. TOTAL [\$]
Obra civil para alta tensión	100,000
Interruptor de alta tensión + cableado	70,000
Obra civil para transformador de potencia	150,000
Transformador de potencia 10/12,5 MVA 69/22/4,2 kV	380,000
Accesorios para transformador de potencia	100,000
Obra civil para media tensión	100,000
Interruptor de media tensión + Relés + Tableros + Cableado + MEM*	170,000
Servicios auxiliares + sistema comunicaciones + Sistema SCADA	450,000
Línea de transmisión a nivel de 69 kV (86,35 km)	10 362,000
Banco de condensadores 5 MVAR (x1)	100,000
Terreno (4000 m ² aproximadamente)	8,000
TOTAL	11 990,000
S/E PARA PROYECTO MINERO LOMA LARGA	
INFRAESTRUCTURA	V. TOTAL [\$]
Obra civil para alta tensión	100,000
Interruptor de alta tensión + cableado	70,000
Obra civil para transformador de potencia	150,000
Transformador de potencia 24 MVA 69/22/6,3 kV	450,000
Accesorios para transformador de potencia	100,000
Obra civil para media tensión	100,000
Interruptor de media tensión + Relés + Tableros + Cableado + MEM*	170,000
Servicios auxiliares + sistema comunicaciones + Sistema SCADA	450,000
Banco de condensadores 5 MVAR (x2)	200,000
Terreno (4000 m ² aproximadamente)	8,000
TOTAL	1 798,000
TOTAL (1)+(2)+(3)	17 996,000

*MEM=Montaje electromecánico

6.6 **Alternativa 6:** Suministro eléctrico a MSG a nivel de 69 kV desde subestación Pagua de CNEL EP Unidad de Negocio El Oro.

En esta alternativa se plantea que el proyecto MSG sea abastecido de energía a través de la S/E Pagua perteneciente a CNEL El Oro ya que dicho proyecto se encuentra ubicado a 14 km de esta subestación.

La alternativa 6 de suministro eléctrico contempla las siguientes consideraciones:

- Construcción de una nueva subestación para el proyecto minero Rio Blanco.
- Construcción de una nueva subestación para el proyecto minero Loma Larga, con seccionamiento de la línea S/E 08 Turi-S/E 14 Léntag.
- Construcción de una nueva subestación para el proyecto minero MSG, siendo alimentada desde la S/E Pagua propiedad de CNEL El Oro.

Para esta alternativa, en la Figura 6-12 se presenta la ubicación geográfica de la infraestructura necesaria.



Figura 6-12: Ubicación de infraestructura necesaria y puntos de seccionamiento para alternativa adicional

En la Figura 6-13 se visualiza el esquema unifilar del caso de estudio.

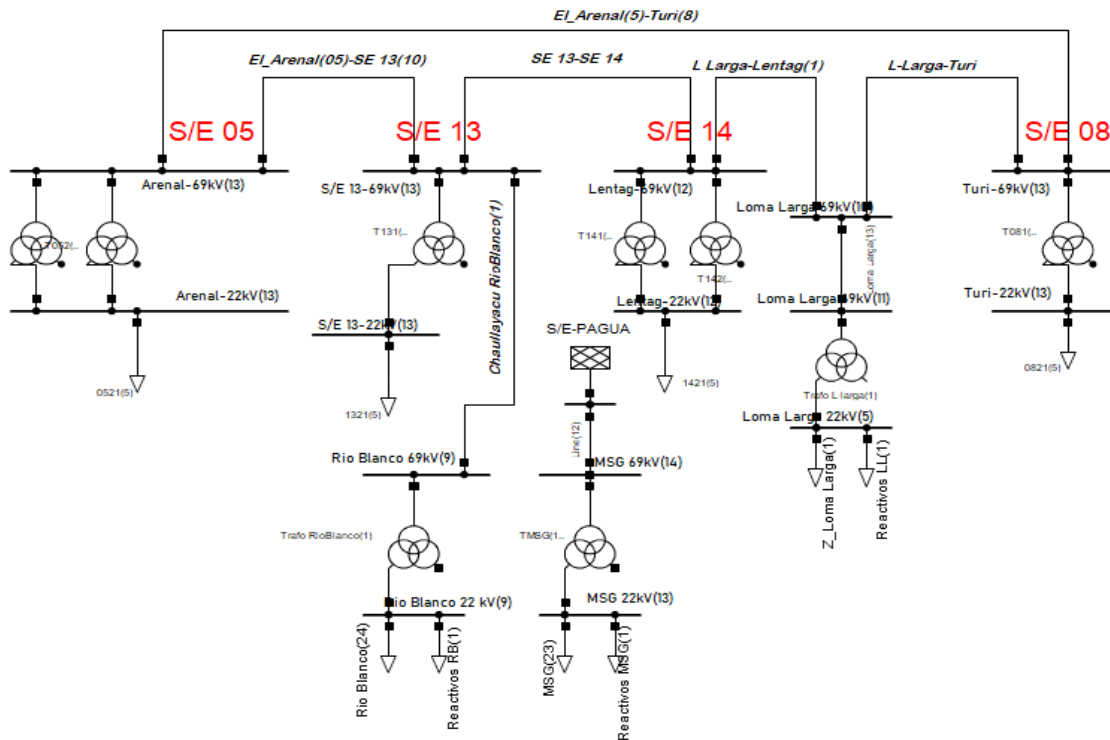


Figura 6-13: Diagrama unifilar para alternativa adicional

En la Tabla 6-23 se muestran los voltajes en barras para la alternativa de suministro eléctrico sin considerar una compensación de reactivos.

Tabla 6-23: Voltajes en barras para alternativa 6 sin compensación reactiva

BARRAS DE CARGA	Voltajes [PU] para demanda mínima								
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
Arenal 22 kV	1,008	1,006	1,00	0,996	0,996	0,994	0,99	0,991	0,988
Chaulayacu 22 kV	1,017	1,014	0,996	0,987	0,986	0,984	0,978	0,978	0,974
Léntag 22 kV	1,009	1,006	0,987	0,981	0,98	0,978	0,974	0,973	0,969
Rio Blanco 22kV	0,981	0,974	0,945	0,914	0,914	0,912	0,908	0,908	0,905
MSG 22 kV	0,953	0,933	0,933	0,931	0,931	0,931	0,931	0,931	0,931
Loma Larga 22 kV	0,97	0,966	0,92	0,916	0,916	0,914	0,911	0,911	0,908
Turi 22kV	1,011	1,009	1,007	1,005	1,005	1,005	1,003	1,004	0,995
BARRAS DE CARGA	Voltajes [PU] para demanda máxima								
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
Arenal 22 kV	0,993	0,99	0,986	0,983	0,98	0,977	0,969	0,971	0,966
Chaulayacu 22 kV	1,007	1,002	0,977	0,967	0,963	0,957	0,948	0,946	0,938
Léntag 22 kV	0,991	0,988	0,96	0,954	0,948	0,943	0,934	0,932	0,947
Rio Blanco 22kV	0,971	0,963	0,927	0,892	0,889	0,885	0,876	0,877	0,869
MSG 22 kV	0,953	0,933	0,933	0,931	0,931	0,931	0,931	0,931	0,931
Loma Larga 22 kV	0,959	0,954	0,899	0,895	0,892	0,889	0,882	0,882	0,875
Turi 22kV	1,001	0,999	0,995	0,994	0,992	0,991	0,988	0,989	0,977

Tabla 6-24: Voltajes en barras para alternativa 6 con compensación reactiva

BARRAS DE CARGA	Voltajes [PU] para demanda mínima								
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
Arenal 22 kV	1,008	1,006	1,007	1,003	1,002	1,00	0,997	0,997	0,998
Chauullayacu 22 kV	1,017	1,014	1,010	1,001	1,00	0,997	0,993	0,991	0,995
Léntag 22 kV	1,009	1,006	1,005	0,999	0,998	0,996	0,992	0,991	0,991
Rio Blanco 22kV	0,981	0,974	1,014	0,988	0,987	0,985	0,982	0,982	1,038
MSG 22 kV	0,953	0,985	0,985	0,983	0,983	0,983	0,983	0,983	0,983
Loma Larga 22 kV	0,97	0,966	0,986	0,982	0,982	0,98	0,978	0,978	0,978
Turi 22kV	1,011	1,009	1,01	1,009	1,009	1,008	1,007	1,008	1,002

BARRAS DE CARGA	Voltajes [PU] para demanda máxima								
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
Arenal 22 kV	0,993	0,99	0,993	0,99	0,986	0,984	0,98	0,98	0,979
Chauullayacu 22 kV	1,007	1,002	0,991	0,981	0,977	0,972	0,97	0,968	0,964
Léntag 22 kV	0,991	0,986	0,979	0,972	0,967	0,962	0,958	0,955	0,979
Rio Blanco 22kV	0,971	0,963	0,998	0,968	0,964	0,961	1,015	1,014	1,012
MSG 22 kV	0,953	0,985	0,985	0,983	0,983	0,983	0,983	0,983	0,983
Loma Larga 22 kV	0,959	0,954	0,967	0,963	0,961	0,958	0,955	0,955	0,979
Turi 22kV	1,001	0,999	0,999	0,998	0,996	0,995	0,993	0,994	0,983

Los valores obtenidos en la Tabla 6-24 son resultado de una compensación de reactivos en los proyectos mineros para el horizonte de análisis. Dicha compensación se detalla en la Tabla 6-25

Tabla 6-25: Compensación de reactivos para mejorar perfiles de voltaje en alternativa 6

PROYECTO MINERO	COMPENSACIÓN DE REACTIVOS [MVAR]								
	2019	2020	2022	2024	2026	2028	2030	2032	2034
Rio Blanco	0	0	-5	-5	-5	-5	-5	-10	-10
MSG	0	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5
Loma Larga	0	0	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-15

6.6.1 Costo de la infraestructura necesaria para la alternativa 6

La alternativa 6 comprende la construcción de toda la infraestructura para los proyectos mineros Rio Blanco y Loma Larga por parte de CENTROSUR y la infraestructura para el proyecto MSG por parte de CNEL El Oro, el costo aproximado de esta alternativa se detalla en la Tabla 6-26.

Tabla 6-26: Costo aproximado de la infraestructura necesaria por parte de CENTROSUR

S/E PARA PROYECTO MINERO RIO BLANCO	
INFRAESTRUCTURA	V. TOTAL [\$]
Obra civil para alta tensión	100,000
Interruptor de alta tensión + cableado	70,000
Obra civil para transformador de potencia	150,000
Transformador de potencia 10/12,5 MVA 69/22/6,3 kV	380,000
Accesorios para transformador de potencia	100,000
Obra civil para media tensión	100,000

Tabla 6-26: Continuación

Interruptor de media tensión + Relés + Tableros + Cableado MEM*	170,000
Servicios auxiliares + sistema comunicaciones + Sistema SCADA	450,000
Línea de transmisión a nivel de 69 kV (45 km)	5 400,000
Banco de condensadores 5 MVAR (x2)	200,000
Terreno (4000 m ² aproximadamente)	8,000
TOTAL (1)	7 128,000
S/E PARA PROYECTO MINERO LOMA LARGA	
INFRAESTRUCTURA	V. TOTAL [\$]
Obra civil para alta tensión	100,000
Interruptor de alta tensión + cableado	70,000
Obra civil para transformador de potencia	150,000
Transformador de potencia 24 MVA 69/22/6,3 kV	450,000
Accesorios para transformador de potencia	100,000
Obra civil para media tensión	100,000
Interruptor de media tensión + Relés + Tableros + Cableado MEM*	170,000
Servicios auxiliares + sistema comunicaciones + Sistema SCADA	450,000
Línea de transmisión a nivel de 69 kV (27,35 km)	3 282,000
Banco de condensadores 5 MVAR (x3)	300,000
Terreno (4000 m ² aproximadamente)	8,000
TOTAL (2)	5 180,000
TOTAL INVERSIÓN CENTROSUR: (1)+(2)	12 308,000

*MEM=Montaje electromecánico

Tabla 6-27: Costo aproximado de la infraestructura necesaria por parte de CNEL El Oro

S/E PARA PROYECTO MINERO SAN GERARDO	
INFRAESTRUCTURA	V. TOTAL [\$]
Obra civil para alta tensión	100,000
Interruptor de alta tensión + cableado	70,000
Obra civil para transformador de potencia	150,000
Transformador de potencia 10/12,5 MVA 69/22/6,3 kV	380,000
Accesorios para transformador de potencia	100,000
Obra civil para media tensión	100,000
Interruptor de media tensión + Relés + Tableros + Cableado MEM*	170,000
Servicios auxiliares + sistema comunicaciones + Sistema SCADA	450,000
Línea de transmisión a nivel de 69 kV (14 km)	1 680,000
Banco de condensadores 5 MVAR (x1)	100,000
Terreno (4000 m ² aproximadamente)	8,000
TOTAL INVERSIÓN CNEL El Oro	3 308,000

*MEM=Montaje electromecánico

6.7 Análisis técnico-económico de las alternativas de suministro eléctrico

A continuación, se analizan las alternativas de expansión con el objetivo de establecer cuál de ellas es la más apropiada para su implementación, evaluando el costo de cada una de ellas.

En las siguientes figuras se muestra la trayectoria de la infraestructura.

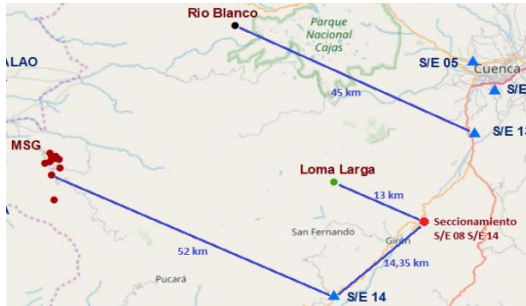


Figura 6-12: Alternativa 1



Figura 6-13: Alternativa 2



Figura 6-14: Alternativa 3



Figura 6-15: Alternativa 4



Figura 6-16: Alternativa 5



Figura 6-16: Alternativa 6

En la Tabla 6-28 se muestra un cuadro comparativo de los costos de infraestructura.

Tabla 6-28: Cuadro comparativo del costo de infraestructura de las alternativas de suministro eléctrico

CUADRO COMPARATIVO DE COSTOS DE ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN				
ALTERNATIVA	Inversión Rio Blanco [€]	Inversión MSG [€]	Inversión Loma Larga [€]	Costo total [€]
1	7 128,000	7 968,000	5 080,000	20 176,000
2	7 128,000	8 208,000	5 080,000	20 416,000
3	7 128,000	10 430,000	3 358,000	20 916,000
4	7 128,000	10 790,000	1 798,000	19 716,000
5	4 208,000	11 990,000	1 798,000	17 996,000
	Inversión CENTROSUR		Inversión CNEL EP	Costo total [€]
6	12 308,000		3 308,000	15 616,000



En todas las alternativas se puede notar que la mayor inversión a realizar se encuentra en el proyecto MSG, debido a que el mismo se encuentra a una distancia considerable de la infraestructura actual de CENTROSUR, por lo tanto, la mayor cantidad de los fondos destinados para las alternativas se concentrarán en este proyecto.

En cuanto a las otras alternativas de suministro se define que la alternativa 5 resulta ser la más factible en cuanto a costos, a pesar de la fuerte inversión en el proyecto MSG, la infraestructura de éste en línea de subtransmisión sirve para abastecer de energía al proyecto Loma Larga y al proyecto Rio Blanco desde el segundo punto de seccionamiento, lo cual reduciría el tiempo y mano de obra empleados en la construcción de la misma, además del hecho de que se reduce sustancialmente la inversión en los proyectos Rio Blanco y Loma Larga en ésta alternativa.

La alternativa 6 de suministro eléctrico reduce considerablemente la inversión de CENTROSUR puesto que tendría que construir infraestructura para dos proyectos mineros dejando de lado al proyecto minero MSG que pasaría a ser responsabilidad de CNEL EP.

Esta alternativa termina siendo la más factible siempre y cuando CENTROSUR llegue a un acuerdo con CNEL El Oro para transferir la competencia de suministro eléctrico del proyecto MSG.



Capítulo 7 : CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 Conclusiones

Al término de este trabajo de titulación se obtiene un estudio de proyección espacial de la demanda utilizando el método de las micro áreas, el cual es uno de varios métodos utilizados ampliamente en los estudios de proyección de las empresas de distribución de energía eléctrica, esta metodología utiliza la información espacial del área de estudio y con ayuda de herramientas computacionales se la procesa de acuerdo a los requerimientos de la metodología usada.

Con el objetivo de reducir el error en los resultados de la proyección, el proceso como tal involucró varios métodos que han tenido un gran avance a lo largo de los años en los cuales se los ha venido aplicando, de acuerdo a la revisión de la literatura especializada que se consultó para la implementación de la metodología, es conveniente aclarar que no hay un proceso fijo para la proyección de la demanda eléctrica, más bien se pueden combinar varias metodologías con el fin de obtener mejores resultados, el criterio de elección y combinación de los métodos queda a cargo del personal dedicado a esta tarea en las distribuidoras y comercializadoras de energía.

El trabajo fue desarrollado con ayuda de las herramientas computacionales ArcGIS, DigSILENT y CYME-Cymdist, las mismas que son de gran ayuda para el análisis de los sistemas eléctricos tanto de subtransmisión como de distribución, ofreciendo las facilidades necesarias para poder evaluar las condiciones actuales y futuras de las redes eléctricas por medio de la simulación de escenarios.

En cuanto a la recopilación de la información necesaria para los estudios de proyección de la demanda, si bien es cierto que durante los últimos años ha existido un gran avance en cuanto a la información georreferenciada, aun es complicado obtener cierta clase de información como es el caso de la cartografía del área de estudio, información de uso de suelo y desarrollo territorial la cual deberían tener las entidades municipales pero lamentablemente la cantidad de información que poseen es baja, por lo que el costo computacional de obtener y procesar la misma para su uso en los estudios de proyección aumenta y con ello el tiempo para obtener resultados.

Los resultados del estudio de proyección de la demanda indican que el mayor crecimiento de la misma se dará en los clientes de tipo “residencial”, esta tendencia es común en los estudios puesto que a lo largo del tiempo la infraestructura para vivienda aumenta en mayor medida en comparación con la infraestructura comercial e industrial.

Las zonas del área de estudio que experimentarán mayor desarrollo en el horizonte de planificación son las de: Santa Isabel, Girón y Oña; de acuerdo a la asignación de nuevos clientes que se obtuvo, se estima que el cantón Santa Isabel tendrá más desarrollo de nuevos clientes por las preferencias analizadas para el uso de suelo.



Para la evaluación del sistema de subtransmisión el software DigSILENT brinda la facilidad de simular flujos de potencia para varias configuraciones, lo que fue de gran ayuda al momento de simular los escenarios de crecimiento de la demanda pues los mismos contemplaban valores proyectados para un análisis tanto en condiciones de demanda mínima como máxima, además del hecho de poder activar o desactivar la incidencia de la S/E Tarqui, pues no se sabe con certeza si esta será implementada en el futuro.

Es importante tener conocimiento acerca de los proyectos propuestos en el Plan Maestro de Electrificación vigente, pues el mismo indica los proyectos relevantes que se ejecutarán y la fecha en la que serán implementados, esto con el fin de considerar los cambios que sufrirá el sistema eléctrico en los próximos años y prever los mismos en los estudios de proyección.

Los escenarios de crecimiento bajo, medio y alto de la demanda permiten conocer el comportamiento del anillo sur en el futuro sin la influencia de las cargas de los proyectos mineros, por lo cual estos no evidencian problemas importantes en cuanto a cargabilidades excesivas en los transformadores o caídas de voltaje considerables, pues en el largo plazo se registra un voltaje de 0,936 P.U. lo cual podría ser solucionado con un cambio en la posición del TAP de la subestación respectiva.

Los escenarios de crecimiento alto de la demanda con la inclusión de los proyectos mineros dan como resultado varios problemas en el sistema de subtransmisión de CENTROSUR, principalmente un descenso drástico en los voltajes de barra de las subestaciones del anillo sur, llegando a registrarse valores de 0,80 P.U. para el caso de la conexión de los tres proyectos mineros en el mismo escenario de análisis.

Si bien el ingreso de la S/E Tarqui mejora los perfiles de voltaje en las demás subestaciones, aún se evidencia problemas de bajo voltaje, principalmente en las barras de la S/E para la minera Loma Larga registrándose un valor de 0,899 P.U para el año 2034.

El análisis del sistema de distribución no contempla el ingreso de las cargas mineras, pues el suministro de estas se lo realizará a nivel de subtransmisión, por lo tanto, los resultados de este análisis solo contemplan el crecimiento vegetativo de la demanda de energía eléctrica para el horizonte de planificación.

La herramienta CYME brinda la facilidad del análisis de las redes de distribución considerando el porcentaje de crecimiento de la demanda en cada alimentador, esto es de gran ayuda al momento de simular los flujos de potencia, pues los datos ingresados corresponden al crecimiento global de la demanda para cada corte de proyección y no al crecimiento individual de cada transformador, lo que reduce sustancialmente el tratamiento e ingreso de la información para el estudio.

Para el caso del sistema de distribución que se analizó en el capítulo 5, se evidenciaron problemas de caída de voltaje al final del horizonte de análisis, estos problemas pueden ser resueltos con la implementación de reguladores de voltaje y bancos de condensadores para mejorar los perfiles de



voltaje en los tramos afectados, también se puede transferir carga del alimentador 1424 a la nueva subestación del proyecto MSG ya que dicha subestación se encontraría cerca de los tramos que registran problemas de voltaje.

Finalmente, el análisis de las alternativas de suministro eléctrico a los proyectos mineros se lo realizó considerando el sistema de 69 kV, ya que la topología actual no permite el suministro de potencia a nivel de 22 kV debido a los requerimientos de potencia de las cargas mineras, siendo esta alta e imposible de alimentar con la red de distribución actual.

La alternativa 1 de suministro eléctrico que implica la conexión del proyecto MSG a la S/E 4 Léntag a nivel de 69 kV no se la puede implementar actualmente debido a la falta del espacio necesario para la construcción de una posición de línea a 69 kV, esto se debe a que actualmente la subestación cuenta con un espacio para dicha infraestructura, pero se la usa para las tareas de mantenimiento de la misma. Esta alternativa podría ser objeto de implementación en el futuro si se considera la adquisición de terrenos aledaños a la subestación, una vez socializada la iniciativa de compra del predio, se puede proceder a realizar un estudio de repotenciación de la misma considerando el análisis del suelo con el fin de verificar si el terreno es factible para la expansión de la subestación, si las condiciones del suelo son favorables se podría proponer formalmente la compra del terreno antes mencionado.

El análisis de costos de cada una de las alternativas se hizo para cada proyecto minero, esto porque en un principio se consideraba que las empresas responsables de estos proyectos iban a correr con los gastos de infraestructura, pero una regulación recién implementada indica que CENTROSUR debe suministrar toda la infraestructura necesaria con el fin de brindar el servicio eléctrico manteniendo niveles óptimos de confiabilidad.

La alternativa 5 resulta ser la más económica para CENTROSUR pues es la que menos kilómetros de línea de subtransmisión emplea para el suministro de energía a los proyectos mineros.

Por otro lado, el proyecto minero ubicado en San Gerardo podría ser abastecido por las S/E Pagua de la unidad de negocio CNEL El Oro, esto debido a la cercanía de estas subestaciones al proyecto minero, esta alternativa también fue analizada y como resultado final se concluye que la misma podría ser conveniente puesto que la inversión de CENTROSUR se reduce dejando al proyecto minero MSG como responsabilidad de CNEL EP, quien deberá correr con los gastos de infraestructura para el proyecto MSG

7.2 Recomendaciones

Al finalizar el desarrollo del presente trabajo de titulación y con la experiencia y conocimientos que se han adquirido por el mismo se plantean considerar las siguientes recomendaciones:



- ✓ Procesar y depurar la información de entrada para los estudios de proyección de demanda con el objetivo de reducir el porcentaje de error en los resultados, puesto que la incertidumbre aumenta si esta información contiene datos erróneos o faltantes.
- ✓ Se debería promover alianzas y acuerdos de cooperación entre las entidades municipales y las empresas comercializadoras de energía eléctrica y en general de servicios básicos con el fin de poder actualizar las bases de datos del SIG para mejorar la calidad de datos de las mismas ya que es de vital importancia tener una información buena para los planes de expansión de las empresas.
- ✓ Para la implementación de las subestaciones de los proyectos mineros y la infraestructura de subtransmisión se recomienda realizar estudios del suelo y estudios de impacto ambiental para verificar la factibilidad de esta infraestructura.
- ✓ Para el caso del punto de seccionamiento de la línea de subtransmisión El Arenal-Léntag se podría considerar la adquisición de un terreno con un área suficiente para construir una subestación con características similares a la detallada para los proyectos mineros puesto que el punto de seccionamiento se encuentra en una ubicación en la que la densidad de carga podría incrementarse en el futuro, por lo tanto el terreno podría ser empleado en la construcción de una S/E de distribución en los próximos años.
- ✓ Se recomienda considerar la posibilidad de ceder a CNEL El Oro la alternativa de suministrar energía a los proyectos mineros del sector San Gerardo puesto que los mismos se encuentran cerca de la infraestructura de CNEL lo que reduciría en gran medida la inversión de CENTROSUR ya que los mismos se encuentran a una distancia considerable de la infraestructura de subtransmisión por lo cual la inversión en línea de transmisión es considerable según lo indican la evaluación de costos de las alternativas de expansión.

BIBLIOGRAFÍA

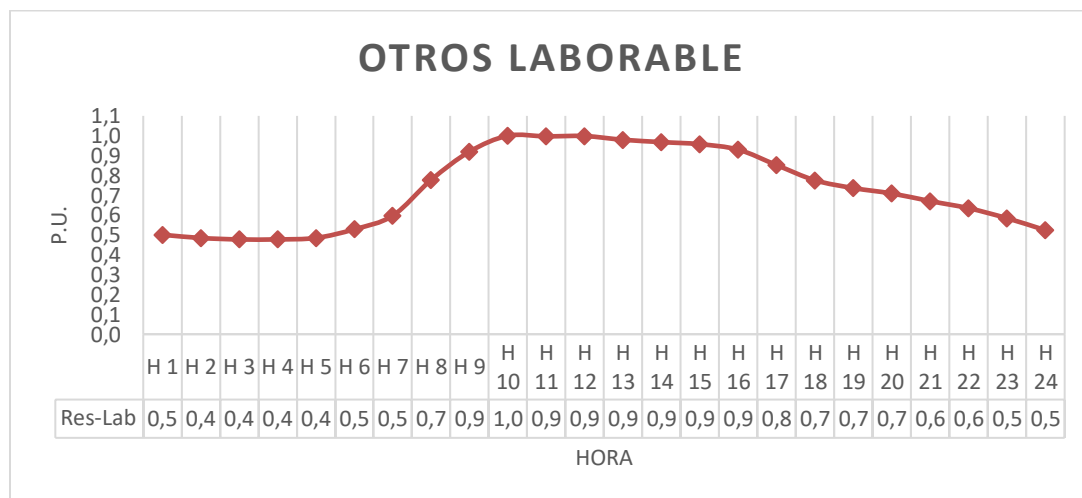
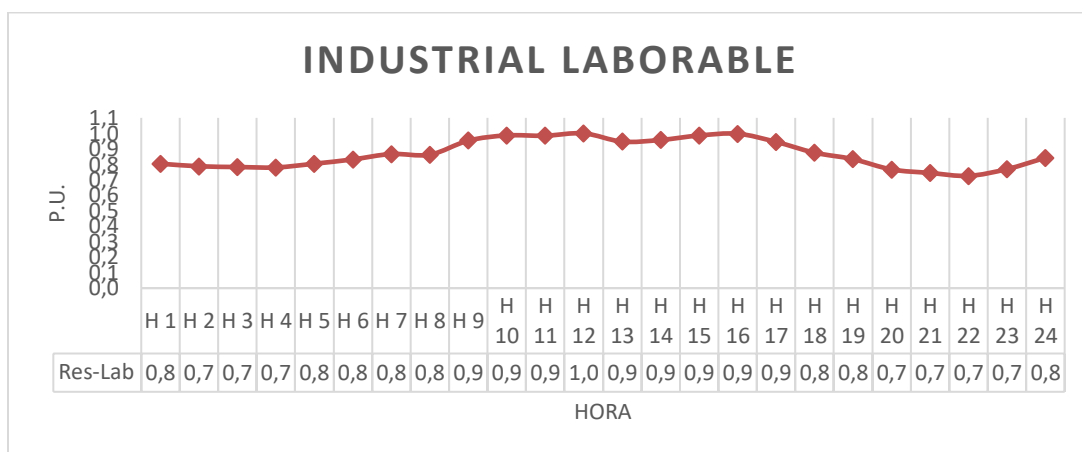
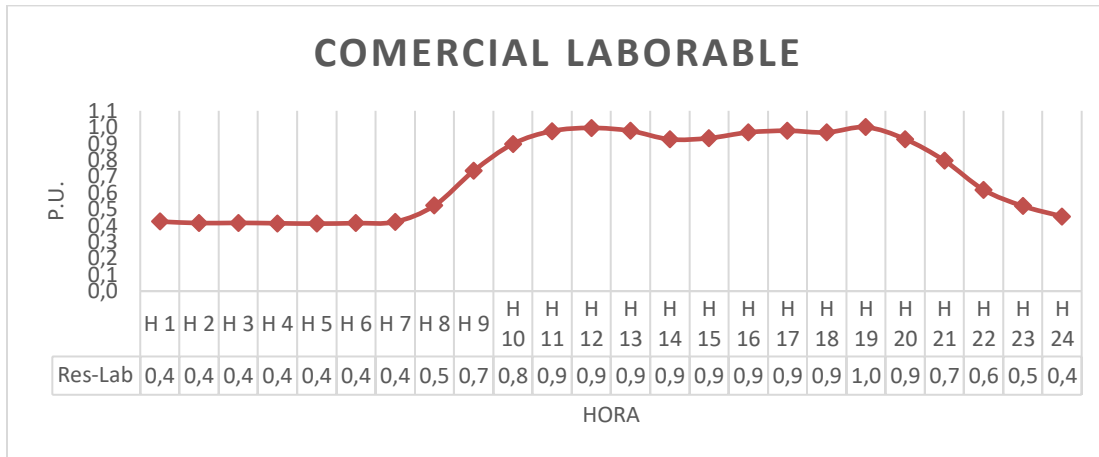
- [1] Dirección de Planificación CENTROSUR, «Informe de expansión del sistema de subtransmisión,» Cuenca-Ecuador, 2019.
- [2] M. R. Martínez Rodas y C. G. Morocho Ortiz, Diagnóstico del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur, frente al impacto masivo de las cocinas de inducción, Cuenca-Ecuador, 2014.
- [3] «Descripción de la CENTROSUR,» Cuenca-Ecuador, Diciembre 2018.
- [4] Quito Chumbi Wilson Enrique y Patiño Chitacapa César Andrés, Proyección espacial de la demanda en la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. mediante el método de simulación espacio-temporal, Cuenca-Ecuador, 2017.
- [5] S. Ramírez Castaño, Redes de distribución de energía, Manizales-Colombia: Universidad Nacional de Colombia.
- [6] J. C. Carvajal Parra, Zonificación del mercado de consumo eléctrico de la Empresa Eléctrica Azogues, Cuenca-Ecuador, 2018.
- [7] C. A. Patiño Chitacapa y S. P. Quituisaca Astudillo, «PROYECCIÓN ESPACIO-TEMPORAL DE LA DEMANDA PARA DEFINIR EL ÁREA DE SERVICIO DE UNA NUEVA SUBESTACIÓN,» de XXXIV *Seminario Nacional del Sector Eléctrico*, Manta-Ecuador, 2019.
- [8] J. Rengifo Trigozo y R. Puerta Tuesta, ArcGIS básico 10, Perú, 2011.
- [9] F. González Longatt, Manual de Usuario DigSILENT Power Factory parte 1, 2004.
- [10] C. I. T y D, Capacitación de CYMDIST, ejercicios y soluciones, USA, 2010.
- [11] J. A. Zamora Chuchuca y F. P. Piedra Lazo, Proyección espacial de la demanda eléctrica del cantón Cuenca, provincia del Azuay perteneciente a la Centro Sur C.A. mediante la ayuda de las herramientas del CYMDIST, GIS y estadísticos, Cuenca-Ecuador, 2013.
- [12] Dirección de Planificación CENTROSUR, «Alternativas de suministro eléctrico de la S/E Léntag basado en la proyección espacio-temporal de la demanda,» Cuenca-Ecuador, 2019.
- [13] E. M. Carreno, R. Mazo Rocha y A. Padilha Feltrin, «A Cellular Automaton Approach to Spatial Electric Load Forecasting,» *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, vol. 26, n° 2, p. 9, 2011.
- [14] Dirección de Planificación CENTROSUR, «Evaluación técnica del sistema de subtransmisión en función del crecimiento de la demanda,» Cuenca-Ecuador, 2019.
- [15] M. A. Toscano Palacios, Automatización de una subestación eléctrica utilizando el Protocolo IEC 61850 y el ICCP para el envío de datos, Lima-Perú, 2010.



- [16] D. Cervan, Proyección de la demanda eléctrica: clasificación, variables y métodos empleados, Perú, Abril 2017.
- [17] A. A. Ajila Chapín, Los sistemas de información geográfica como herramienta para la proyección de la demanda de energía eléctrica en CNEL (Corporación Nacional de Electricidad) Regional EL Oro, Quito-Ecuador, mayo 2012.
- [18] S. Zambrano y M. Molina, Investigación y caracterización de la carga, muestreo aleatorio por estratos, Cuenca-Ecuador, Marzo 2016.
- [19] ARCONEL, «Agencia de Regulación y Control de la Electricidad,» abril 2018. [En línea]. Available: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2018/11/Infraestructura-ele%CC%81ctrica-de-E.E.-Centro-Sur.pdf>. [Último acceso: 13 junio 2019].
- [20] J. I. Jimenez Rodriguez, Estudio de la demanda actual y futura del área de cobertura de la subestación 57 Pomasqui del Distrito Metropolitano de Quito por microáreas, Quito-Ecuador, Agosto 2016.
- [21] S. P. Quituisaca Atudillo y G. R. Pedroza Astudillo, «PLANEAMIENTO DE LA EXPANSIÓN DE UNA NUEVA SUBESTACIÓN DE SUBTRANSMISIÓN SOBRE LA BASE DE UNA PROYECCIÓN ESPACIO-TEMPORAL DE LA DEMANDA,» de *XXXVI Seminario Nacional del Sector Eléctrico*, Manta-Ecuador, 2019.

ANEXOS

CURVAS DE CARGA DIARIA



MAPAS DE NUEVOS CLIENTES

