



EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL SUR S.A. EERSSA

Desde 1897, con ENERGÍA desarrolla e ilumina su futuro.

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO 2015-2025

**GERENCIA DE PLANIFICACIÓN
DICIEMBRE - 2013**

ÍNDICE DE CONTENIDOS

CAPÍTULO I	3
1.1 INTRODUCCION.	3
1.2 OBJETIVOS.	3
1.3 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EERSSA	4
1.3.1 AREA DE CONCESION.....	4
1.3.2 SUBESTACIONES	5
1.3.3 LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN.	12
1.3.4 ALIMENTADORES PRIMARIOS	14
1.3.5 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.....	16
1.4 COBERTURA ELECTRICA	17
1.4.1 PUNTOS DE ENLACE.....	17
CAPÍTULO II	19
2.1 ANTECEDENTES	19
2.2 INTRODUCCIÓN	19
2.3 PROYECCIÓN DEL NÚMERO DE CLIENTES	19
2.4 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE POTENCIA	20
2.5 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DEL SISTEMA.....	21
CAPÍTULO III	24
3.1 METODOLOGÍA.....	24
3.2 LOCALIZACION Y AREA DE INFLUENCIA	25
3.3 DIAGNÓSTICO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA ACTUAL DE SUBTRANSMISIÓN	25
3.4 PLAN DE OBRAS PROYECTADAS.....	26
3.4.1 Año 2014	27
3.4.2 Año 2015	28
3.4.3 Año 2016	30
3.4.4 Año 2017	33
3.4.5 Año 2018	36
3.4.6 Año 2019	39
3.4.7 Año 2020	42
3.4.8 Año 2021	44
3.4.9 Año 2022	47
3.4.10 Año 2023	50
3.4.11 Año 2024	52
3.4.12 Año 2025	55
CAPÍTULO IV.....	60
4.1 METODOLOGÍA.....	60
4.2 DIAGNÓSTICO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA ACTUAL DE MEDIA TENSIÓN.	60
4.3 PLAN DE OBRAS PROYECTADAS.....	60
4.3.1. Año 2014	61
4.3.2. Año 2015	62
4.3.3. Año 2016	63
4.3.4. Año 2017	65
4.3.5. Año 2018	66
CAPÍTULO V	69
ANEXOS	70

CAPÍTULO I

ANTECEDENTES

1.1 INTRODUCCION.

La Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. - EERSSA, es una concesionaria de distribución de energía eléctrica que opera en la región sur del Ecuador conformada por las Provincias de Loja y Zamora Chinchipe, contando también en su área de concesión con el cantón Gualaquiza de la Provincia de Morona Santiago, en una superficie de 22.721 km².

La EERSSA es una institución que tiene a su cargo las actividades de generación, distribución y comercialización, por ello es de suma importancia mantener un sistema confiable que brinde el mejor servicio al usuario al menor costo posible. Para alcanzar este objetivo es muy importante realizar una evaluación y diagnóstico del sistema eléctrico actual, determinando sus posibles deficiencias o restricciones operativas, con la finalidad de definir las soluciones emergentes a aplicar, siendo el desarrollo del Plan de Expansión uno de los pilares fundamentales en el cumplimiento de este objetivo.

El Plan de Expansión del Sistema Eléctrico de la EERSSA se encuentra en concordancia con lo expuesto en la normativa legal correspondiente al sector eléctrico para obtener una "Empresa Modelo", optimizando la calidad del producto eléctrico, calidad del servicio técnico, disminución de las pérdidas de energía, y mejora en la confiabilidad y eficiencia del sistema brindando a los clientes del área de concesión calidad y confiabilidad en el servicio al menor costo posible.

Con estos antecedentes se ha previsto implementar un Plan de Expansión del Sistema Eléctrico para el período 2015-2025, que optimice los recursos económicos existentes en el país para el desarrollo del sector eléctrico de tal manera que permita mejorar la operación del Sistema Eléctrico de Potencia de la EERSSA, buscando mejorar la calidad del servicio eléctrico de distribución al consumidor final a bajo costo, lo cual permita mejorar las condiciones de vida de la población y contribuir a su desarrollo.

1.2 OBJETIVOS.

El Plan de Expansión de la EERSSA para el período 2015-2025 tiene como propósito fundamental alcanzar:

- Evaluación del sistema eléctrico actual de la EERSSA, determinación de restricciones actuales y sus soluciones.
- Actualización y análisis de los datos estadísticos.
- Proyección de la demanda de potencia y energía de cada alimentador primario, subestación y del sistema, período 2015-2025.
- Determinación y análisis de la operación del sistema bajo condiciones de contingencia y de las restricciones futuras, para obtener las soluciones más adecuadas.
- Estudio de Flujos de Carga por año para el decenio 2015-2025, para los proyectos de subtransmisión.
- Estudio de Flujos de Carga utilizando la información del SIG y las herramientas Spard Power y Cymdist.
- Descripción de los proyectos integrantes del plan de expansión.

- Plan de reducción de pérdidas por año para el periodo 2015-2025.
- Cronograma de ejecución de obras y plan de inversiones.

1.3 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EERSSA

1.3.1 AREA DE CONCESION

El área de concesión de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. otorgada, mediante contrato de concesión por parte del CONELEC, cubre una superficie de 22.721 km² y comprende:

- Provincia de Loja, exceptuando los sectores de Tablón de Oña y San Sebastián de Yuluc.
- Provincia de Zamora Chinchipe.
- Cantón Gualaquiza en la provincia de Morona Santiago.

La distribución política del área de concesión se indica a continuación:

Tabla 1. División Política del Área de Concesión

PROVINCIA	CANTON
Loja	Loja
	Calvas
	Catamayo
	Celica
	Chaguarpamba
	Espíndola
	Gonzanamá
	Macará
	Paltas
	Pindal
	Puyango
	Quilanga
	Saraguro
	Sozoranga
	Zapotillo
	Olmedo
	Zamora Chinchipe
Yantzaza	
Yacuambi	
Chinchipe	
Nangaritza	
El Pangui	
Centinela de Cóndor	
Palanda	
Paquisha	
Morona Santiago	Gualaquiza

Para la atención operativa y administrativa a los clientes del área de concesión la EERSSA cuenta con las oficinas de su edificio Matriz y tres ventanillas ubicadas estratégicamente en la ciudad de Loja, con 17 agencias ubicadas en las localidades de: Zamora, Cariamanga, Macará, Celica, Catacocha, Alamor, Sozoranga, Gonzanamá, Catamayo, Malacatos, Zumba, Saraguro, Amaluza, Yantzaza, Zapotillo, Chaguarpamba, Gualaquiza y con 3 ventanillas en las localidades de: Pindal, Palanda y El Pangui.

1.3.2 SUBESTACIONES

Las subestaciones -S/E- forman parte del sistema de subtransmisión en número de 21, ubicadas a lo largo del área de concesión; la capacidad instalada de las mismas es de 110,7 MVA. Se tiene también un número de 9 S/E proyectadas cuya capacidad instalada es de 50 MVA, 3 de las cuales (Yanacocha, Las Palmas, Dos Puentes) son de seccionamiento.

La S/E Obrapía (01) y Catamayo (05) son actualmente las principales, debido a que reciben directamente la energía del Sistema Nacional Interconectado –SIN- y sirven de enlace para el resto de subestaciones. A futuro se contará con dos puntos de conexión directa al SNI por medio de la S/E Yanacocha y S/E Cumbaratza.

1.3.2.1 Descripción de las instalaciones existentes

A continuación se describen en forma detallada cada una de las subestaciones que conforman el Sistema:

Subestación No 1 (Obrapía).

Instalación exterior, ubicada en el área periférica de la ciudad, sector Obrapía, con una potencia instalada de 15 MVA, en dos transformadores trifásicos cuya potencia es de 5 y 10 MVA respectivamente.

La alimentación principal se realiza a través de la línea a 69 kV que parte desde la S/E del S.N.I. Se interconecta al nivel de 69 kV con las subestaciones: San Cayetano (02), Norte (19) y Sur (20). Suministra energía al sector occidental y urbano de la ciudad a nivel de 13,8 kV mediante 6 alimentadores denominados: 0111 (Chontacruz), 0112 (IV Centenario), 0113 (Hospital), 0114 (Celi Román), 0115 (Consacola) y 0116 (Villonaco).

Subestación No 2 (San Cayetano).

Instalación exterior, ubicada en la intersección de las calles París y Bruselas, sector San Cayetano, potencia instalada de 20 MVA, distribuidos en un transformador trifásico de 10 MVA (69/13,8 KV) y un transformador trifásico de 10 MVA (69/23 KV).

Al nivel de 69 kV y mediante un tramo de línea se energizar la L/T Loja Cumbaratza presta servicio a la zona oriental (Yantzaza, Yacuambi, Nangaritza, El Pangui y Gualaquiza). La alimentación principal se realiza con la línea aislada para 69 kV que parte desde la S/E Obrapía y a través de la línea a 22 kV que parte de la S/E Carlos Mora. Suministra energía a al sector urbano de la ciudad de Loja a nivel de 13.8 kV por medio de 5 alimentadores denominados 0211 (Sur), 0212 (Norte), 0213 (Juan de Salinas), 0215 (Centro) y 0216 (El Calvario).

Subestación No 4 (Carlos Mora).

Instalación exterior, tiene una potencia instalada de 3,05 MVA, se halla junto a la central hidráulica Ing. Carlos Mora la que tiene 3 generadores instalados a las barras de 2,3 kV: 2 de 0,75 MVA (2 x 0,6 MW) y 1 de 1,5 MVA (1 x 1,2 MW).

Mediante 3 transformadores: 1 de 0,75 MVA, 1 de 0,8 MVA y 1 de 1,5 MVA se eleva la tensión de 2,3 a 22 KV, a este nivel se encuentra la línea hacia la S/E

San Cayetano; además se tiene el alimentador 0421 (Zamora), que al momento sirve a la ciudad de Zamora, en la provincia de Zamora Chinchipe.

Subestación No 5 (Catamayo).

Instalación exterior, se halla ubicada junto a la central Catamayo, con una potencia instalada de 15 MVA mediante dos transformadores trifásicos de 10 y 5 MVA.

Se tienen 5 generadores conectados a barras de 4,16 kV con una potencia efectiva de 8,8 MW; además se cuenta con 4 generadores conectados a la barra de 13,8 kV con una potencia efectiva de 6,2 MW. La potencia efectiva de la central es de 14,2 MW. La tensión se eleva de 4,16 a 13,8 kV, a través de 5 transformadores, 2 de 3,125 MVA, 1 de 3,75 MVA y 2 de 2 MVA.

Al nivel de 13,8 kV se tiene la salida de los alimentadores 0511 (Catamayo) que da servicio al cantón Catamayo, 0512 (Malca - San Pedro), que sirve a la agroindustria Malca y población de San Pedro y el 0513 (El Tambo).

La energía es evacuada elevando la tensión de 13,8 a 69 kV a través de 2 transformadores de 10 y 5 MVA; a este nivel se interconecta mediante líneas de subtransmisión con las S/Es Loja, Velacruz (6) y Gonzanamá (13).

Subestación No 6 (Velacruz).

Instalación exterior, ubicada en Velacruz con una potencia instalada de 0,8 MVA. La alimentación principal se realiza a través de la línea a 69 kV desde la S/E Catamayo (5). A este nivel se interconecta con las S/Es Catacocha (7) y Chaguarpamba (15).

La tensión se reduce de 69 a 13,8 kV para suministrar energía eléctrica al sector mediante el alimentador 0611 (Velacruz).

Subestación No 7 (Catacocha).

Instalación exterior, ubicada en la ciudad de Catacocha con una potencia instalada de 2,5 MVA. La alimentación principal se realiza a través de la L/S/T Velacruz - Catacocha a 69 kV y continúa hacia la S/E Playas (8).

Suministra energía eléctrica al sector mediante el alimentador 0711 (Catacocha).

Subestación No 8 (Playas).

Instalación exterior, ubicada en Playas con una potencia instalada de 0,8 MVA. La alimentación principal se realiza a través de la línea a 69 kV desde la S/E Catacocha. A este nivel se interconecta con la S/E El Empalme.

Suministrar energía eléctrica al sector mediante el alimentador monofásico 0811 (Playas) y 0812 (Lauro Guerrero).

Subestación No 9 (Saraguro).

Instalación exterior, ubicada a 4 km al sur de la ciudad de Saraguro, tiene una potencia instalada de 5 MVA. La alimentación principal se realiza a través de la línea a 69 kV desde la S/E Norte.

Suministra energía eléctrica a la mayor parte del cantón Saraguro por medio de los alimentadores 0911 (San Lucas), 0912 (Saraguro) y 0913 (Manú).

Subestación No 10 (Celica).

Instalación exterior, ubicada a la entrada de la ciudad de Celica, tiene una potencia instalada de 2,5 MVA. La alimentación principal se realiza a través de la línea a 69 kV que parte desde la S/E el Empalme (12). En este nivel de tensión parte una línea de subtransmisión para alimentar a la S/E Pindal (18).

En un nivel de 13,8 kV se conectan los alimentadores: 1011 (Cruzpamba), 1012 (Mercadillo), 1013 (Guachanamá), 1014 (Celica) y 1015 (El Empalme).

Subestación No 11 (Macará).

Instalación exterior, ubicada a la entrada de la ciudad de Macará con una potencia instalada de 5 MVA. La alimentación principal se realiza a través de la línea a 69 kV que parte desde la S/E el Empalme (12).

La tensión se reduce de 69 a 13,8 kV para el suministro de energía mediante los alimentadores 1111 (Macará 1) y 1112 (Macará 2) que dan servicio a la ciudad de Macará, el 1113 (Sozoranga) y 1114 (La Guatara).

Subestación No 12 (El Empalme).

Instalación exterior, ubicada en el sector el Empalme, cuenta con un castillo de 69 kV y sirve únicamente de seccionamiento. La alimentación se realiza a través de la línea a 69 kV desde la S/E Playas; a partir del castillo se bifurcan dos líneas de subtransmisión, la una que va a la S/E Celica (10) y la otra que parte hacia la S/E Macará (11).

Subestación No 13 (Gonzanamá).

Instalación exterior, ubicada a la salida de la ciudad de Gonzanamá tiene una potencia instalada de 2,5 MVA. La alimentación principal se realiza a través de la línea a 69 kV desde la S/E Catamayo (5). A este nivel se interconecta con la S/E Cariamanga (14). Cabe indicar que existe seccionamiento tanto para la entrada a la S/E Gonzanamá como para la línea hacia la S/E Cariamanga.

Da servicio de energía eléctrica a un nivel de tensión de 13,8 kV mediante los alimentadores 1311 (Gonzanamá), 1312 (Quilanga) y 1313 (Changaimina).

Subestación No 14 (Cariamanga).

Instalación exterior, ubicada en la ciudad de Cariamanga, con una potencia instalada de 5 MVA mediante un transformador trifásico de 5 MVA. La alimentación principal se realiza a través de la línea a 69 kV que parte desde la S/E Gonzanamá (13).

El suministro de energía se lo realiza mediante los alimentadores 1411 (Cariamanga), 1412 (Utua), 1413 (Espíndola), 1414 (Sta. Teresita) y Cariamanga 2 a un nivel de tensión de 13,8 kV.

Subestación No 15 (Chaguarpamba).

Instalación exterior, ubicada a la entrada de la ciudad de Chaguarpamba con una potencia instalada de 0,8 MVA. La alimentación principal se realiza desde la S/E Velacruz (06) a través de la línea trifásica a 69 kV.

Suministra energía eléctrica al sector mediante el alimentador 1511 (Chaguarpamba).

Subestación No 17 (Yantzaza).

Instalación exterior, ubicada a la entrada de la ciudad de Yantzaza, cuenta con un castillo de 22 kV, en la actualidad sirve únicamente de seccionamiento aunque para el año 2016 se proyecta como una S/E de distribución.

La alimentación se realiza a través de la línea a 22 kV desde la S/E Cumbaratza (23); a partir del castillo se bifurcan dos alimentadores primarios: Yantzaza y Muchime.

Subestación No 18 (Pindal).

Instalación exterior, ubicada a la entrada de la ciudad de Pindal con una potencia instalada de 5 MVA. La alimentación principal se realiza desde la S/E Celica (10) a través de la línea trifásica a 69 kV.

La tensión se reduce de 69 a 13,8 kV para suministrar energía eléctrica al sector mediante el alimentador 1811 (Pózul), 1812 (Pindal), 1813 (Zapotillo) y 1814 (Alamor).

Subestación No 19 (Norte).

Instalación exterior, ubicada en el sector noroccidental de la ciudad de Loja tiene una potencia instalada de 5 MVA. La alimentación principal se realiza a través de la línea a 69 kV desde la S/E Obrapía (01). A este nivel se interconecta con la S/E Saraguro (09).

Suministra energía eléctrica al sector a un nivel de tensión de 13,8 kV mediante los alimentadores 1911 (Chuquiribamba), 1912 (Parque Industrial), 1913 (Motupe) y el 1914 (Carigán).

Subestación No 20 (Sur).

Instalación exterior, ubicada en el sector suroccidental de la ciudad de Loja, tiene una potencia instalada de 5 MVA. La alimentación principal se realiza a través de la línea a 69 kV que parte desde la S/E Obrapía (01). En este nivel de tensión parte una línea de subtransmisión para alimentar a la S/E Vilcabamba (21).

L El suministro de energía se lo realiza mediante los alimentadores: 2011 (Cajanuma), 2012 (Pio Jaramillo) y 2013 (Yaguarcuna).

Subestación No 21 (Vilcabamba).

Instalación exterior, ubicada junto a la vía que une a las poblaciones de Malacatos y Vilcabamba, en el cantón Loja. Con una potencia instalada de 2,5. La alimentación principal se realiza a través de la L/S/T que parte de la S/E Sur (20) a 69 kV y continúa hacia la S/E Palanda (22).

Suministra energía eléctrica a los cantones de Malacatos y Vilcabamba a un nivel de tensión de 13,8 kV mediante los alimentadores 2111 (Vilcabamba), 2112 (Malacatos) y 2113 (Rumishitana).

Subestación No 22 (Palanda).

Instalación exterior, ubicada a la entrada de la ciudad de Palanda con una potencia instalada de 2,5 MVA. La alimentación principal se realiza a través de la línea a 69 kV que parte desde la S/E el Vilcabamba (21).

La tensión se reduce de 69 a 22 kV para el suministro de energía mediante los alimentadores 2221 (Palanda), 2222 (Valladolid) y 2223 (Zumba).

Subestación No 23 (Cumbaratza).

Instalación exterior, ubicada en a pocos kilómetros de la población de Cumbaratza en la Provincia de Zamora Chinchipe, potencia instalada de 5 MVA. Al nivel de 69 kV se energiza mediante la L/T Loja - Cumbaratza, y desde este patio alimenta a la S/E El Pangui (24).

Suministra energía eléctrica a un nivel de tensión de 22 kV al sector por medio de 3 alimentadores denominados 2321 (Zamora), 2322 (Nambija), 2323 (Yantzaza) y 2324 (Yacuambi). Transferirá la carga del alimentador 2323 en el momento que la S/E Yantzanza sea de distribución (año 2015).

Subestación No 24 (El Pangui).

Instalación exterior, ubicada a la entrada de la ciudad de El Pangui con una potencia instalada de 5 MVA. La alimentación principal se realiza a través de la línea a 69 kV que parte desde la S/E Cumbaratza (23).

La tensión se reduce de 69 a 22 KV para el suministro de energía mediante los alimentadores 2421 (El Pangui), 2422 (Gualaquiza) y 2423 (Los Encuentros). Al igual que la S/E de Cumbaratza, la S/E de El Pangui transferirá la carga del alimentador 2422 (Gualaquiza) a la S/E proyectada Gualaquiza en el año 2015.

Las características descritas se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 2. Características de las Subestaciones de la EERSSA

Nomenclatura		TENSION (kV)		Capacidad (MVA) OA	Ubicación	Cantón
Numeración	Nombre	Primario	Secundario			
01	OBRAPÍA	69	13.80	15.00	Obrapia	Loja
02	SAN CAYETANO	69	13.80	10.00	San Cayetano	Loja
03	CENTRO	13.80	0.22	0.30	Imbabura y Olmedo	Loja
04	CARLOS MORA	22	2.30	3.00	El Tambo	Zamora
05	CATAMAYO	69	13.80	15.00	Trapichillo	Catamayo
06	VELACRUZ	69	13.80	0.80	Velacruz	Paltas
07	CATACOCCHA	69	13.80	2.50	Reina del Cisne	Paltas
08	PLAYAS	69	13.80	0.80	Playas	Paltas
09	SARAGURO	69	13.80	5.00	Yarimala	Sarauro
10	CELICA	69	13.80	2.50	La Alborada	Celica
11	MACARA	69	13.80	5.00	San Sebastian	Macara
12	EL EMPALME	69		Seccionamiento	EIE mpalme	Celica
13	GONZANAMA	69	13.80	2.50	San Pedro	Gonzanama
14	CARIAMANGA	69	13.80	5.00	Baño el Inca	Calvas
15	CHAGUARPAMBA	69	13.80	0.80	La Alborada	Chaguapamba
17	YANZATZA		22.00	Seccionamiento	Entrada Norte	Yanzatza
18	PINDAL	69	13.80	5.00	El Panecillo	Pindal
19	NORTE	69	13.80	5.00	Motupe Alto	Loja
20	SUR	69	13.80	5.00	Colinas Lojanas	Loja
21	VILCABAMBA	69	13.80	2.50	Malacatos	Loja
22	PALANDA	69	22.00	2.50	Palanda	Chinchi
23	CUMBARATZA	69	22.00	5.00	Rancho Alegre	Zamora
24	EL PANGUI	69	22.00	5.00	El Panqui	El Panqui

1.3.2.2 Descripción de las instalaciones Proyectadas

Subestación Yanacocha.

Instalación exterior, ubicada al lado oriental de la ciudad de Loja en el sector de Yanacocha. Sirve como una S/E de seccionamiento, se alimentará directamente del SNI al nivel de 69 kV y desde este patio alimenta a la S/Es de San Cayetano (02) y Las Palmas. Se proyecta el ingreso de esta S/E para el año 2015.

Subestación Las Palmas.

Instalación exterior, ubicada al lado oriental de la ciudad de Loja en la vía antigua a Zamora. Se alimentará directamente de la S/E Yanacocha al nivel de 69 kV por medio de una línea de 6 km calibre 266.8 MCM ACSR. Servirá como seccionamiento para la S/E de El Estadio y como punto de unión de la S/E Yanacocha con la S/E Dos Puentes. Se proyecta el ingreso de esta S/E para el año 2016.

Subestación Dos Puentes.

Instalación exterior, ubicada al sur de la ciudad de Loja en la vía a Malacatos en el sector de Dos Puentes. Sirve como una S/E de seccionamiento y se alimentará de la S/E Las Palmas al nivel de 69 kV por medio de una línea de 9 km calibre 266.8 MCM ACSR. Se proyecta el ingreso de esta S/E para el año 2016.

Subestación El Estadio.

Instalación subterránea, ubicada cerca del recinto del estadio federativo Reina del Cisne de la ciudad de Loja, tendrá una potencia instalada de 20 MVA. Se alimentará de la S/E Las Palmas al nivel de 69 kV por medio de una línea de 1 km calibre 266.8 MCM ACSR.

Suministrará energía eléctrica a un nivel de tensión de 13,8 kV al sector de influencia de la red subterránea (casco urbano de la ciudad de Loja) por medio de 1 alimentador. Se proyecta el ingreso de esta S/E para el año 2016.

Subestación Occidental.

Instalación exterior, ubicada en la zona occidental de la ciudad de Loja cerca de la S/E Obrapía (01), tendrá una potencia instalada de 10 MVA. Se alimentará desde los patios la S/E Loja 69 kV por medio de una línea de 3 km calibre 4/0 ACSR.

Suministrará energía eléctrica a un nivel de tensión de 13,8 kV al sector occidental de la ciudad de Loja y servirá de punto de unión con la S/E de Catamayo. Se proyecta el ingreso de esta S/E para el año 2016.

Subestación Amaluza.

Instalación exterior, ubicada en el cantón Amaluza, tendrá una potencia instalada de 5 MVA. Se alimentará de la S/E Cariamanga (14) al nivel de 69 kV por medio de una línea de 37,5 km calibre 2/0 ACSR.

Suministrará energía eléctrica a un nivel de tensión de 13,8 kV al sector. Se proyecta el ingreso de esta S/E para el año 2014.

Subestación Zapotillo.

Instalación exterior, ubicada en el cantón Zapotillo en el sector de Saucillo, tendrá una potencia instalada de 5 MVA. Se alimentará de la S/E Pindal (18) al nivel de 69 kV por medio de una línea de 29 km calibre 266.8 MCM ACSR y además se conectará a los proyectos de generación mediante energía solar que se implementarán en la zona.

Suministrará energía eléctrica a un nivel de tensión de 13,8 kV al sector. Se proyecta el ingreso de esta S/E para el año 2016.

Subestación Yantzaza.

S/E de distribución proyectada con una potencia instalada de 5 MVA, que suministrará energía eléctrica a un nivel de tensión de 22 kV al sector. Se proyecta el ingreso de esta S/E para el año 2015.

Subestación Gualaquiza.

Instalación exterior, ubicada en el cantón Gualaquiza en la provincia de Morona Santiago, tendrá una potencia instalada de 5 MVA. Se alimentará de la S/E El Pangui (24) al nivel de 69 kV por medio de una línea de 25 km calibre 266.8 MCM ACSR.

Suministrará energía eléctrica a un nivel de tensión de 22 kV al sector. Se proyecta el ingreso de esta S/E para el año 2015.

Las características descritas se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 3. Características de las Subestaciones Proyectadas de la EERSSA

Nombre	TENSIÓN (kV)		Capacidad (MVA) OA	Ubicación	Cantón
	Primario	Secundario			
YANACOCCHA	69		Seccionamiento	Yanacocha	Loja
LAS PALMAS	69		Seccionamiento	Las Palmas	Loja
DOS PUENTES	69		Seccionamiento	Dos Puentes	Loja
EL ESTADIO	69	13.8	20.00	Av. Orillas del Zamora	Loja
OCCIDENTAL	69	13.8	10.00	Occidental	Loja
AMALUZA	69	13.8	5.00	Amaluza	Amaluza
ZAPOTILLO	69	13.8	5.00	Zapotillo	Zapotillo
YANZATZA	69	22	5.00	Yanzatza	Yanzatza
GUALAQUIZA	69	22	5.00	Gualaquiza	Gualaquiza

1.3.3 LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN.

El sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. – EERSSA- esta constituido por líneas de subtransmisión -L/S/T- en 554 km que se encuentran operando como tales, y con 13,7 km que se encuentran energizados provisionalmente como alimentador primario expreso (Namírez – Nambija); además se encuentra operando a 69 KV en forma provisional la L/T Loja-Cumbaratza de propiedad de Transelectric aislada para 138KV, mediante el arrendamiento de la misma, medida que se implementó con la finalidad de alimentar el sistema de subtransmisión que sirve a la parte norte de la provincia de Zamora Chinchipe y al cantón Gualaquiza de Morona Santiago.

El nivel de tensión de las líneas de subtransmisión de la EERSSA es de 69 kV y 22 kV.

Las líneas de 69 KV, cuyo trazado podría describirse en forma general de la siguiente manera: una parte en el área periférica, sobre estructuras metálicas reticuladas autosoportantes y estructuras con postes de hormigón armado; y, otra parte en zonas marginales y rurales, sobre estructuras con postes de hormigón armado exclusivamente.

El material de los conductores utilizados al nivel de 69 kV es aluminio reforzado con alma de acero, calibres 266,8 MCM, 4/0 AWG y 2/0 AWG. La línea de 22 KV se dispone en estructuras con postes de hormigón armado y metálicas reticuladas autosoportantes.

La siguiente tabla contiene la información resumida de las características de las líneas de Subtransmisión de la EERSSA:

Tabla 4. Características de las Líneas de Subtransmisión de la EERSSA

Nomenclatura		LONGITUD	TENSION	Calibre Conductor	Fecha de Operación
Numeración	Nombre	(km)	(kV)		
L69LO011	SNI - S/E OBRAPIA	0.79	69.00	266.8 MCM	1987
L6901021	S/E OBRAPIA - S/E SAN CAYETANO	2.28	69.00	266.8 MCM	1988
L6901051	S/E SNI - S/E CATAMAYO	18.55	69.00	4/0 AWG	1976
L6905061	S/E CATAMAYO - S/E VELACRUZ	25.42	69.00	2/0 AWG	1976
L6906151	S/E VELACRUZ - S/E CHAGUARPAMBA	14.34	69.00	2/0 AWG	1994
L6906071	S/E VELACRUZ - S/E CATACOCHA	11.74	69.00	2/0 AWG	1976
L6907081	S/E CATACOCHA - S/E PLAYAS	5.79	69.00	2/0 AWG	1976
L6908121	S/E PLAYAS - S/E EL EMPALME	27.31	69.00	2/0 AWG	1976
L6912101	S/E EL EMPALME - S/E CELICA	14.25	69.00	2/0 AWG	1989
L6912111	S/E EL EMPALME - S/E MACARA	30.77	69.00	2/0 AWG	1979
L6905131	S/E CATAMAYO - S/E GONZANAMA	31.50	69.00	2/0 AWG	1976
L6913141	S/E GONZANAMA - S/E CARIAMANGA	17.80	69.00	2/0 AWG	1978
L6901191	S/E OBRAPIA - S/E NORTE	5.00	69.00	2/0 AWG	1996
L6919091	S/E NORTE - S/E SARAGURO	40.10	69.00	2/0 AWG	1996
L2202041	S/E SAN CAYETANO - S/E SAN RAMON	16.08	22.00	1/0 AWG	1956
L6902231	S/E SAN CAYETANO - YANACOCHA	2.46	69.00	266.8 MCM	2001
S/N	YANACOCHA - S/E CUMBARATZA	51.54	69.00	266.8 MCM	2001
L6910181	S/E CELICA - S/E PINDAL	18.83	69.00	2/0 AWG	2003
L2223NA1	S/E CUMBARATZA - NAMBIJA	18.32	69.00	266.8 MCM	2002
L6923241	S/E CUMBARATZA - S/E EL PANGUI	60.68	69.00	266.8 MCM	2001
L6901201	S/E OBRAPIA - S/E SUR	5.03	69.00	266.8 MCM	38108
L6920211	S/E SUR - S/E VILCABAMBA	25.82	69.00	266.8 MCM	38108
L691221	S/E VILCABAMBA - S/E PALANDA	54.00	69.00	266.8 MCM	38108
L6914111	S/E CARIAMANGA - S/E MACARA	54.76	69.00	266.8 MCM	38991

La Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. - EERSSA, es una concesionaria de distribución de energía eléctrica que opera en la región sur del Ecuador conformada por las Provincias de Loja y Zamora Chinchipe, contando también en su área de concesión con el cantón Gualaquiza de la Provincia de Morona Santiago, en una superficie de 22.721 km².

1.3.4 ALIMENTADORES PRIMARIOS

Los 65 alimentadores primarios de distribución que operan en la EERSSA, parten de las barras de sus respectivas subestaciones a nivel de 22 y 13,8 KV, son predominantemente trifásicos y de tipo radial; dentro del área de concesión se tienen ramales a tres fases con neutro, desde donde se derivan ramales bifásicos y monofásicos con neutro. Tanto en las zonas urbanas como rurales predominan los conductores de aluminio sobre aisladores de porcelana en cruceta metálica y en postes de hormigón armado rectangulares y circulares.

Los conductores utilizados son de tipo ACSR, de calibres 4/0 a 4 AWG. Se tienen instalados 4.412 Km de redes monofásicas, 32,5 Km de redes bifásicas y 1.407,20 Km de redes trifásicas¹.

Los alimentadores que operan a 13.8 KV prestan servicio a la provincia de Loja, y los alimentadores que operan a 22 KV a la provincia de Zamora Chinchipe y al cantón Gualaquiza de la provincia de Morona Santiago.

En la **Tabla 5** se indica el detalle de la información correspondiente a los Alimentadores Primarios que se encuentran en operación en el Sistema de Distribución del Área de Concesión de la EERSSA:

Tabla 5. Características de los Alimentadores Primarios de la EERSSA

Alimentador	Subestación	Voltaje (kV)	Longitud Ramal Monofásico (km)	Longitud Ramal Bifásico (km)	Longitud Ramal Trifásico (km)	Longitud Total (km)
0111 (Chontacruz)	Obrapia	13,80	24,59	0,00	16,85	41,44
0112 (IV Centenario)	Obrapia	13,80	6,14	0,60	4,90	11,64
0113 (Hospital)	Obrapia	13,80	1,67	0,00	6,83	8,50
0114 (Celi Román)	Obrapia	13,80	8,12	0,20	7,96	16,28
0115 (Consacola)	Obrapia	13,80	16,98	0,17	14,98	32,13
0116 (Villonaco)	Obrapia	13,80	21,40	4,77	17,50	43,68
0211 (Sur)	San Cayetano	13,80	14,10	0,12	13,73	27,95
0212 (Norte)	San Cayetano	13,80	20,94	0,09	15,03	36,06
0213 (Juan de Salinas)	San Cayetano	13,80	1,49	0,00	7,58	9,07
0221 (San Ramón)	San Cayetano	22,00	0,52	0,00	15,10	15,62

¹ SISDAT 2013.

PLAN DE EXPANSIÓN 2015-2025

0215 (Centro)	San Cayetano	13,80	0,12	0,00	3,70	3,82
0216 (El Calvario)	San Cayetano	13,80	14,91	1,44	5,97	22,31
0511 (Catamayo)	Catamayo	13,80	9,74	0,04	6,01	15,78
0512 (Malca - San Pedro)	Catamayo	13,80	47,37	5,22	49,66	102,25
0513 (El Tambo)	Catamayo	13,80	82,41	0,95	42,77	126,12
0611 (Velacruz)	Velacruz	13,80	202,23	0,00	0,00	202,23
0711 (Catacocha)	Catacocha	13,80	38,32	0,06	3,52	41,90
0811 (Playas)	Playas	13,80	62,65	0,00	13,15	75,80
0911 (San Lucas)	Saraguro	13,80	328,23	0,70	11,34	340,27
0912 (Saraguro)	Saraguro	13,80	90,20	0,25	24,03	114,48
0913 (Manú)	Saraguro	13,80	213,50	0,00	54,09	267,59
1011 (Cruzpamba)	Celica	13,80	52,97	0,00	21,81	74,78
1012 (Mercadillo)	Celica	13,80	41,28	0,00	22,64	63,93
1013 (Guachanamá)	Celica	13,80	15,79	1,40	13,30	30,49
1014 (Celica)	Celica	13,80	2,45	0,11	1,73	4,29
1015 (El Empalme)	Celica	13,80	43,17	0,00	14,67	57,84
1111 (Macará 1)	Macara	13,80	6,04	0,01	6,59	12,64
1112 (Macará 2)	Macara	13,80	3,70	0,23	3,61	7,54
1113 (Sozoranga)	Macara	13,80	0,42	0,00	0,84	1,26
1114 (La Guatara)	Macara	13,80	80,28	0,00	19,93	100,22
1311 (Gonzanamá)	Gonzanama	13,80	104,70	0,00	1,52	106,22
1312 (Quilanga)	Gonzanama	13,80	94,04	0,00	11,50	105,54
1313 (Changaimina)	Gonzanama	13,80	177,05	0,00	31,41	208,47
1411 (Cariamanga I)	Cariamanga	13,80	5,38	0,00	6,72	12,10
1412 (Utua)	Cariamanga	13,80	154,40	4,25	39,97	198,62
1413 (Amaluza)	Cariamanga	13,80	268,87	3,54	49,17	321,59
1414 (Santa Teresita)	Cariamanga	13,80	12,63	0,00	7,67	20,29
1415 (Cariamanga 2)	Cariamanga	13,80	4,81	0,11	5,16	10,09
1511 (Chaguarpamba)	Chaguarpamba	13,80	29,85	0,00	4,99	34,84
1811 (Pózul)	Pindal	13,80	46,15	0,00	5,57	51,72

1812 (Pindal)	Pindal	13,80	185,60	0,00	46,32	231,92
1813 (Zapotillo)	Pindal	13,80	2,05	0,00	38,66	40,71
1814 (Alamor)	Pindal	13,80	316,44	0,40	49,74	366,58
1815 (Sabanilla)	Pindal	13,80	171,93	0,53	63,95	236,41
1911 (Chuquiribamba)	Norte	13,80	84,00	0,00	33,26	117,26
1912 (Parque Industrial)	Norte	13,80	13,36	0,38	11,93	25,67
1913 (Motupe)	Norte	13,80	37,34	0,66	12,30	50,29
1914 (Carigan)	Norte	13,80	16,79	0,00	7,33	24,12
2011 (Cajanuma)	Sur	13,80	34,89	2,00	18,43	55,32
2012 (Pío Jaramillo)	Sur	13,80	12,33	0,18	8,30	20,81
2013 (Yaguarcuna)	Sur	13,80	21,28	0,86	14,65	36,80
2111 (Vilcabamba)	Vilcabamba	13,80	28,40	0,23	16,54	45,18
2112 (Malacatos)	Vilcabamba	13,80	42,22	0,53	20,07	62,82
2113 (Rumishitana)	Vilcabamba	13,80	12,79	1,15	19,70	33,64
2221 (Palanda)	Palanda	22,00	47,56	0,00	26,94	74,50
2222 (Valladolid)	Palanda	22,00	69,08	0,00	2,00	71,08
2223 (Zumba)	Palanda	22,00	103,56	0,00	31,78	135,34
0421 (Zamora 1)	San Ramon	22,00	28,87	0,00	47,87	76,74
2321 (Zamora 2)	Cumbaratza	22,00	61,13	0,16	16,54	77,82
2322 (Nambija)	Cumbaratza	22,00	1,13	0,00	26,12	27,25
2323 (Yantzaza)	Cumbaratza	22,00	97,65	0,73	35,16	133,53
2324 (Yacuambi)	Cumbaratza	22,00	57,90	0,00	48,03	105,92
2421 (El Pangui)	El Pangui	22,00	134,87	0,14	15,56	150,57
2422 (Gualaquiza)	El Pangui	22,00	163,72	0,29	71,12	235,14
2423 (Los Encuentros)	El Pangui	22,00	317,71	0,00	121,39	439,10

1.3.5 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

Al año 2013 la EERSSA cuenta en su sistema de distribución con 12.463 transformadores de distribución de los cuales 11.930 son monofásicos, en su mayoría del tipo autoprotegido, y 533 son trifásicos convencionales².

La capacidad instalada en transformadores de distribución monofásicos es de 155,3 MVA y de trifásicos 44,2 MVA, con un total de 199,5 MVA.

Tabla 6. Características de los Transformadores de Distribución

# Transformadores Monofásicos	# Transformadores Trifásicos	Total Transformadores (#)	Potencia Transformadores Monofásicos (MVA)	Potencia Transformadores Trifásicos (MVA)	Total Potencia (MVA)
11930	533	12463	155,3	44,2	199,5

1.4 COBERTURA ELECTRICA

La población situada en el área de concesión, según los resultados del Censo 2010 de población y vivienda en el Ecuador, es de 557.504 habitantes, siendo la cobertura eléctrica del 92,67%.

Tabla 7. Cobertura Eléctrica

PROVINCIA	Población total	Total de viviendas	Viviendas electrificadas	Electrificación %
Loja	448966	113708	107541	94,58%
Zamora Chinchipe	91376	20985	18406	87,71%
Morona Santiago (Gualaquiza)	17162	6346	4760	75,01%
Total	557504	141039	130707	92,67%

Censo Poblacional INEN 2010

1.4.1 PUNTOS DE ENLACE.

El SEP de la EERSSA, recibe la potencia y energía del S.N.I. a través de la línea de transmisión radial Cuenca-Loja de una sola terna, con una longitud de 135 Km, aislada para 138 kV, con conductor 397.5 MCM. La Línea de transmisión se origina en la S/E Rayoloma (Cuenca) y llega a la S/E Loja, ubicada en el sector Obrapía; en la cual se realiza la reducción del nivel de tensión de 138 a 69 kV, mediante un autotransformador trifásico de 66 MVA.

Los puntos de frontera entre la Empresa y el Sistema Nacional Interconectado, se encuentran localizados en la S/E Loja a nivel de 69 KV. La evacuación de energía se realiza por medio de dos líneas de subtransmisión, la primera hacia la Subestación (Obrapía), la segunda hacia la subestación Catamayo y la tercera hacia San Ramón.

² Estadísticas EERSSA.

CAPÍTULO II
PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE POTENCIA

CAPÍTULO II

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE POTENCIA

2.1 ANTECEDENTES

El “Plan de Expansión del Sistema Eléctrico de la EERSSA” estará basado fundamentalmente en la proyección de la demanda de potencia para el periodo 2014 – 2025, considerando la información estadística disponible de los siguientes elementos: alimentadores primarios y S/E de distribución.

Su alcance es la planificación de la expansión del sistema eléctrico para el próximo decenio 2015-2025, justificando técnicamente la ejecución de una serie de proyectos que permitan mejorar la infraestructura eléctrica, eliminando las restricciones y deficiencias operativas del sistema actual y futuro, causadas por el crecimiento de la demanda de los próximos 10 años.

La ejecución de estas obras permitirá atender sin restricciones los requerimientos de la demanda en cualquier punto del área de concesión, durante los próximos 10 años. Garantizarán la operación segura y confiable del sistema bajo condiciones normales y de contingencias.

2.2 INTRODUCCIÓN

El área de concesión que fuera entregado a la EERSSA mediante contrato comprende las provincias de Loja, Zamora Chinchipe y el cantón Gualaquiza de Morona Santiago, exceptuando los sectores del Tablón de Oña (Saraguro) y San Sebastián de Yuluc (Saraguro), y es de aproximadamente de 22.721 km². La población situada en el área de concesión según el VII censo de Población y VI de Vivienda realizado en noviembre del 2010, es de 557.504 habitantes, siendo la cobertura eléctrica del 92,67%.

La EERSSA recibe la energía eléctrica de los generadores conectados al Sistema Nacional Interconectado –SNI cuyas líneas pertenecen a la empresa de transmisión CELEC EP - TRANSELECTRIC. Adicionalmente recibe energía de su propio sistema de generación constituido por las centrales: hidráulica San Francisco y Térmica Catamayo; además del parque Eólico Villonaco, operado por CELEC EP – GENSUR.

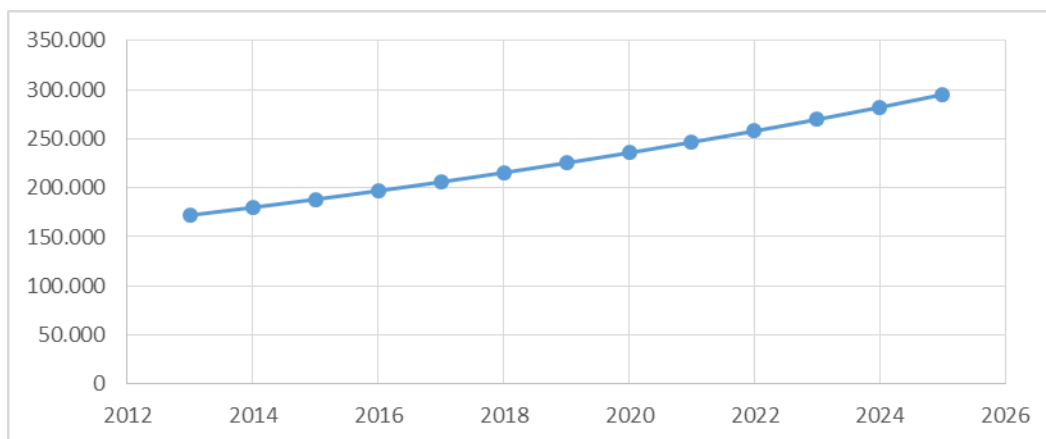
Adicionalmente, CELEC EP- GENSUR tiene planificado el ingreso de la Central Hidroeléctrica Delsitanisagua de 180 MW para el año 2016; por su parte la EERSSA tiene planificado el ingreso de la Central Hidroeléctrica de Isimanchi de 2,25 MW para el año 2014.

2.3 PROYECCIÓN DEL NÚMERO DE CLIENTES

El incremento del número de clientes se debe fundamentalmente a la electrificación de nuevas zonas y depende de la capacidad de instalación y aprovisionamiento de materiales (acometidas, medidores y accesorios), siendo la disponibilidad de estos elementos una característica determinante en el crecimiento de clientes de la EERSSA. El presente estudio plantea la premisa de realizar nuevas obras de electrificación, disponer de todos los materiales y recursos, así como realizar instalaciones a la capacidad nominal.

El número de clientes según el informe de Auditoría de la EERSSA en el 2012 fue de 172.101, siendo la categoría Clientela Residencial la más alta con 149.006 que corresponde al 86,58% del total de la clientela de la EERSSA, estimándose que para el 2025 el número de clientes sea aproximadamente de 295.232, equivalente al crecimiento anual promedio del 4.6%³. A continuación se puede observar el crecimiento estimado en el número de clientes de acuerdo a la información antes citada.

Gráfico 1. Crecimiento del número de Clientes de la EERSSA



La proyección de habitantes y clientes ha permitido evaluar el índice de Electrificación⁴, este índice se incrementa continuamente debido al crecimiento del número de clientes es mayor que el crecimiento de habitantes del área de concesión.

2.4 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE POTENCIA

El propósito de proyectar la demanda de potencia es el de recrear el futuro con alta probabilidad de ocurrencia, considerando el cumplimiento de ciertos parámetros. Para la proyección de la demanda se ha considerado un escenario tendencial, el mismo que contempla la proyección de la demanda máxima basada en información estadística mediante la extrapolación usando métodos de regresión lineal. La información estadística es analizada previamente para determinar el periodo que debería considerarse en la simulación matemática.

Para el cálculo de la proyección de la demanda de los alimentados de las S/E, utilizamos la información otorgada por los sistemas SCADA instalados desde el año 2009 hasta el año 2013 para las S/Es Catamayo, El Pangui, Cumaratza, Norte, Obrapia, San Cayetano, Carlos Mora, Sur, Cariamanga, Celica, Pindal, Saraguro, Vilcabamba, Gonzanamá y Palanda. Además utilizamos los registros manuales y mediciones de años anteriores.

Con esta información se aplicó el modelo de regresión lineal a todas las subestaciones. La potencia en los alimentadores es proyectada, considerando la

³ Parámetro tomado del Informe de Auditoría de la EERSSA del año 2012.

⁴ Índice de Electrificación se define como la relación expresada como porcentaje del número de habitantes servidos con energía eléctrica frente al número total de habitantes para una determinada zona, en este caso el área de concesión de la EERSSA.

posibilidad de realizar transferencias de carga. El detalle de la proyección de presenta en el Anexo 1.

2.5 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DEL SISTEMA

La proyección de la demanda del sistema resulta de la suma de las demandas de cada una de las S/E que conforman el sistema, de tal manera que se puede tener un panorama general del sistema, obteniendo valiosa información como la potencia anual proyectada, el factor de crecimiento anual y el porcentaje de pérdidas del sistema.

En el presente trabajo se han considerado dos escenarios para la proyección de la Demanda, un escenario con un crecimiento tendencial normal y otro con la puesta en marcha del Plan de Cocción Eficiente⁵. Para la simulación del Sistema de Subtransmisión y Distribución de la EERSSA una vez implementado el Plan de Cocción Eficiente se incrementó el 50% de la demanda a partir del año 2016, año en que se realizará el cambio de la matriz energética. Este porcentaje representa la estimación por concepto del ingreso de 3,5 millones de cocinas eléctricas al Sistema de Distribución además de lo proyectado en el crecimiento de demanda en el Plan Maestro de Electrificación 2013 – 2022 del Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC). Además se comparó la proyección con la proyección de demanda realizada por el CENACE para ambos escenarios.

A continuación se muestran los resultados obtenidos para cada uno de los escenarios en las siguientes gráficas.

Gráfico 2. Proyección de la potencia (MW) del sistema eléctrico de la EERSSA, Escenario Tendencial

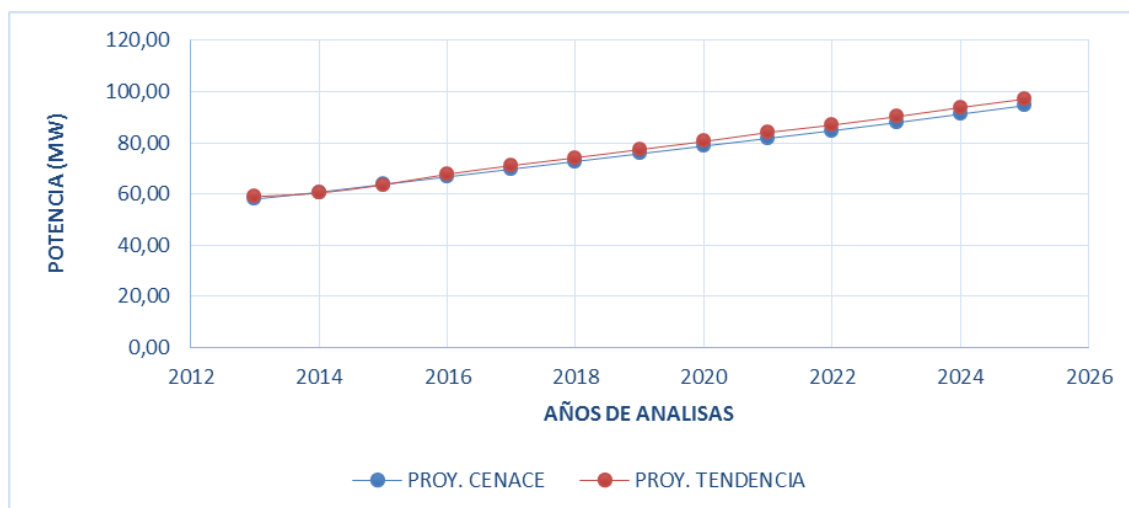
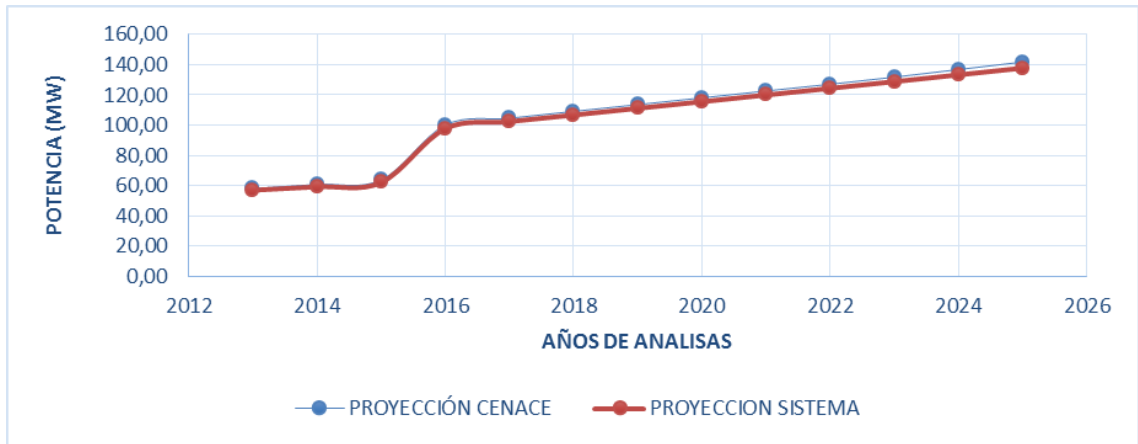


Gráfico 3. Proyección de la potencia (MW) del sistema eléctrico de la EERSSA, Incluyendo el Plan de Cocción Eficiente.

⁵ El Plan de Cocción Eficiente es un plan propuesto por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable –MEER que busca el reemplazo del Gas Licuado de Petróleo –GLP dirigido a la cocción de alimentos por energía eléctrica, por medio del uso de cocinas de inducción electromagnética, contribuyendo de esta manera al cambio de la Matriz Productiva y eliminando el subsidio del GLP.



Todas las Tablas que contienen los datos destinados a la construcción de los gráficos anteriores se encuentran en el Anexo 1.1 y 1.2.

**CAPÍTULO III
SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN**

CAPÍTULO III

SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN

3.1 METODOLOGÍA

La metodología usada para determinar los proyectos a incluirse en el Plan de Expansión de la EERSSA se basa en mejorar los perfiles de tensión, disminuir las pérdidas de potencia y energía, y en el incremento de confiabilidad.

Los valores de carga considerados en el presente estudio corresponden a los obtenidos en el Capítulo II Proyección de la Demanda de Potencia, los mismos que han sido introducidos en el Programa Computacional “SPARD mp POWER”, propiedad de la EERSSA, desde el año 2013 hasta el año 2025, con el objetivo de analizar los cambios año por año.

Las simulaciones para cada año se han considerado para cuatro posibles escenarios:

- La operación del sistema en demanda máxima, con Centrales de Generación y sin la inclusión de obras nuevas.
- La operación del sistema en demanda máxima, con Centrales de Generación y con la inclusión de obras nuevas.
- La operación del sistema en demanda máxima considerando el ingreso de las cocinas de inducción, con Centrales de Generación y sin la inclusión de obras nuevas.
- La operación del sistema en demanda máxima considerando el ingreso de las cocinas de inducción, con Centrales de Generación y con la inclusión de obras nuevas.

Cuando se menciona “con Centrales de Generación” corresponde a la generación de:

Central Catamayo:

Tabla 8. Datos Central Catamayo

Unidad	Nro.	Potencia Efectiva kW	Pot. Min. Emergencia (hasta 30 min.) kW	Pot. Max. Emergencia kW	Pot. Max. Alta Temp. kW	Pot. Flotante inicial kW
EMD General Motors	4	1.000	500	1.000	700	600
EMD General Motors	5	1.000	500	1.000	700	600
Mirrlees Blackstone	6	2.300	800	2.000	1.800	1.400
Mirrlees Blackstone	7	2.300	800	2.000	1.800	1.400
EMD General Motors	10	2.200	800	1.700	1.600	1.200
Potencia Total (KW)		8.800		7.700	6.600	5.200

Fuente: Gerencia de Operación y Mantenimiento, Superintendencia de Subestaciones.

Central Carlos Mora:**Tabla 9.** Datos Central Carlos Mora

Unidad	Nro.	Potencia Efectiva kW	Pot. Min. Emergencia (hasta 30 min.) kW	Pot. Max. Emergencia kW	Pot. Max. Alta Temp. kW	Pot. Flotante inicial kW
Pelton	1	600	300	600	600	600
Pelton	2	600	300	600	600	600
Francis	3	1.200	1.000	1.200	1.200	1.200
Potencia Total (KW)		2.400		2.400	2.400	2.400

Fuente: Gerencia de Operación y Mantenimiento, Superintendencia de Subestaciones.

3.2 LOCALIZACION Y AREA DE INFLUENCIA

Debido a la dificultad de construir líneas de subtransmisión aéreas en zonas densamente pobladas, las subestaciones que conforman el sistema eléctrico de potencia de la EERSSA, en su mayoría se hallan ubicadas en lugares periféricos de los centros urbanos del área de concesión. Consecuentemente, en la mayoría de casos, las subestaciones no se encuentran en los centros de carga de sus áreas de influencia, lo que dificulta obtener niveles adecuados de voltajes en las líneas de subtransmisión y por tanto se incrementa el nivel de pérdidas técnicas, problema que se aumenta al tener líneas con gran longitud.

3.3 DIAGNÓSTICO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA ACTUAL DE SUBTRANSMISIÓN

La operación del sistema de subtransmisión de la EERSSA, durante el año 2013 muestra algunas deficiencias, sobretodo en cuanto a los niveles de tensión en ciertas barras que presentan caídas de tensión sobre los rangos establecidos de variabilidad (franja de calidad), esto es el +/- 5% para el nivel de 69 kV; los transformadores de potencia se encuentran por debajo de la capacidad nominal.

En las tablas a continuación se pueden observar los resultados de la simulación del Sistema de Subtransmisión para el año 2013 (año base), para la demanda máxima:

Tabla 10. Tensiones en barras de 69 kV

Nombre de Barra	Vn (Tensión Nominal)	Tensión en Barra	Caída de Tensión
Cariamanga	69	64,84	6,03%
Catacocha	69	65,87	4,54%
Catamayo	69	67,02	2,87%
Celica	69	64,12	7,07%
Chaguarpamba	69	66,26	3,97%
Cumbaratza	69	67,26	2,52%
El Empalme	69	64,63	6,33%
Gonzanama	69	65,48	5,10%
Loja	69	68,69	0,45%

Macará	69	64,48	6,55%
Norte	69	68,40	0,87%
Obrapia	69	68,60	0,58%
Palanda	69	68,22	1,13%
Pindal	69	63,54	7,91%
Playas	69	65,64	4,87%
San Cayetano	69	68,47	0,77%
Saraguro	69	67,87	1,64%
Sur	69	68,45	0,80%
Velacruz	69	66,31	3,90%
Vilcabamba	69	67,93	1,55%

Tabla 11. Transformadores de potencia

Barra 1	Barra 2	Potencia (MVA)	P (MW)	Q (MVAR)
Obrapia 69	Obrapia 13.8	5	3,16	1,00
Obrapia 69	Obrapia 13.8	10	6,19	2,36
Norte 69	Norte 13.8	5	3,23	1,16
Saraguro 69	Saraguro 13.8	5	2,00	0,44
Sur 69	Sur 13.8	5	4,93	1,20
Vilcabamba 69	Vilcabamba 13.8	2,5	1,80	0,68
Palanda 69	Palanda 22	2,5	0,85	0,22
San Cayetano 69	San Cayetano 13.8	10	7,89	1,80
San Cayetano 69	San Cayetano 22	5	-0,22	0,11
Cumbaratza 69	Cumbaratza 22	5	3,83	0,71
El Panguí 69	El Panguí 22	5	2,61	0,62
Catamayo 69	Catamayo 13.8	10	2,51	0,87
Catamayo 69	Catamayo 13.8	5	1,27	0,36
Gonzanama 69	Gonzanama 13.8	2,5	1,73	0,48
Cariamanga 69	Cariamanga 13.8	5	3,30	0,93
Velacruz 69	Velacruz 13.8	0,8	0,45	0,14
Chaguarpamba 69	Chaguarpamba 13.8	0,8	0,47	0,12
Catacocha 69	Catacocha 13.8	2,5	0,41	0,12
Playas 69	Playas 13.8	0,8	0,66	0,19
Macara 69	Macará 13.8	2,5	2,35	0,77
Celica 69	Celica 13.8	2,5	0,90	0,20
Pindal 69	Pindal 13.8	5	2,73	1,73

Las pérdidas de potencia en líneas de subtransmisión para el 2013, son de 1,98 MW que equivalen al 3,49 % de la demanda máxima del sistema.

En el Anexo 2 se pueden observar los resultados de la simulación para el período comprendido entre el año 2014 y 2025 para el escenario sin la inclusión de nuevas obras de subtransmisión.

3.4 PLAN DE OBRAS PROYECTADAS

De los resultados obtenidos de las simulaciones en el Programa Computacional “SPARD mp POWER”, desde el año 2013 hasta el año 2025, se pueden determinar los proyectos

requeridos para el adecuado funcionamiento del Sistema de Subtransmisión. En el Anexo 3 se muestran las diferentes obras planteadas para cada uno de los años, y en el Anexo 4 los resultados de las simulaciones para los escenarios con la inclusión de dichas obras. Así mismo, en el Anexo 5 se pueden observar los diagramas unifilares correspondientes a cada uno de los años del período de análisis con la inclusión de las correspondientes obras. Es necesario señalar que sin la inclusión de las obras proyectadas para cada uno de los años de estudio, el Sistema de Subtransmisión sufriría un colapso, esto debido principalmente a la inclusión de la carga de las cocinas de inducción; como se muestra en las tablas a continuación se tendrían caídas extremadamente altas, sobrepasando en un amplio margen los límites establecidos (+/- 5%).

3.4.1 Año 2014

Para operación del sistema en demanda máxima, se prevé las siguientes condiciones críticas:

3.4.1.1. Escenario 1

- Operación del sistema en demanda máxima, con Centrales de Generación y sin la inclusión de obras nuevas.

Tabla 13. Sistema en demanda máxima sin inclusión de obras

SUBESTACIÓN (69 kV)	CAÍDA DE TENSIÓN
Celica	5,49%
Macará	5,68%
Pindal	6,13%

Las pérdidas de potencia en el sistema de subtransmisión (L/S/T y S/E) para el año 2014 con este escenario, son de 1,19 MW que equivale al 2,08% de la demanda máxima del sistema.

Obras proyectadas

Para solventar los problemas de caídas de tensión y pérdidas en este año se deberá proceder a la ejecución de las siguientes obras:

- Repotenciación de las líneas de subtransmisión aisladas a 69 kV Catamayo-Macará, tramo Catacocha-Playas-El Empalme. Cambio de 32,4 Km de conductor 2/0 por 266,8 MCM-ACSR.
- Construcción de la subestación de distribución Amaluza, con una potencia de 5 MVA.
- Construcción de 17,9 Km de línea de transmisión aislada a 138 kV, desde la subestación Loja hasta la subestación Catamayo, con un conductor 500 MCM-ACSR que operará inicialmente a 69 kV.

- Operación Central Hidroeléctrica Isimanchi, con una capacidad instalada de 2,25 MW.
- Ampliación del patio de 69 kV de la subestación Cariamanga.

3.4.1.2. Escenario 2

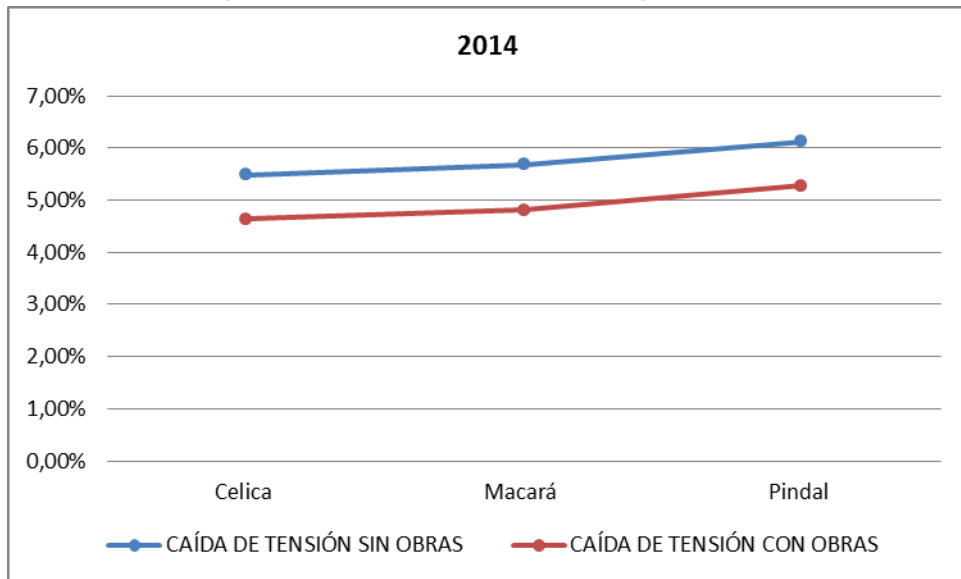
- Operación del sistema en demanda máxima, con Centrales de Generación y con la inclusión de obras nuevas.

Tabla 13. Sistema en demanda máxima con inclusión de obras

SUBESTACIÓN (69 kV)	CAÍDA DE TENSIÓN
Celica (69 kV)	4,64%
Macará (69 kV)	4,81%
Pindal (69 kV)	5,28%

Las pérdidas de potencia en el sistema de subtransmisión (L/S/T y S/E) para el año 2014 con este escenario, serían de 1,1 MW que equivale al 1,92% de la demanda máxima del sistema. A continuación se muestra el gráfico comparativo entre ambos escenarios:

Gráfico 4. Comparación de caídas de tensión para ambos escenarios



3.4.2 Año 2015

Para operación del sistema en demanda máxima, se prevé las siguientes condiciones críticas:

3.4.2.1. Escenario 1

- Operación del sistema en demanda máxima, con Centrales de Generación y sin la inclusión de obras nuevas.

Tabla 14. Sistema en demanda máxima sin inclusión de obras

SUBESTACIÓN (69 kV)	CAÍDA DE TENSIÓN
Celica	6,03%
El Empalme	5,35%
Gualaquiza	5,65%
Macará	6,10%
Pindal	6,70%

Las pérdidas de potencia en el sistema de subtransmisión (L/S/T y S/E) para el año 2015 con este escenario, son de 1,59 MW que equivale al 2,67% de la demanda máxima del sistema.

Obras proyectadas

Para solventar los problemas de caídas de tensión y pérdidas en este año se deberá proceder a la ejecución de las siguientes obras, además de las planteadas en el año anterior:

- Repotenciación de las líneas de subtransmisión aisladas a 69 kV Catamayo-Macará, tramo El Empalme-Macará. Cambio de 30,77 Km de conductor 2/0 por 266,8 MCM-ACSR.
- Ampliación del patio de 69 kV de la subestación Velacruz.
- Construcción de 30 Km de línea de subtransmisión aislada a 69 kV El Pangui-Gualaquiza, con un conductor 266,8 MCM-ACSR.
- Construcción de la subestación Gualaquiza, con una potencia de 5 MVA.
- Construcción de 4Km de línea de subtransmisión aislada a 69 kV desde la subestación Virgenpamba (SIN) hasta la subestación Yanacocha, con un conductor 266,8 MCM-ACSR.
- Construcción de la subestación Yanacocha y del patio de 69 kV de la subestación Virgenpamba (propiedad de Transelectric).
- Construcción de la subestación Yanzatza, con una potencia de 5 MVA.

3.4.2.2. Escenario 2

- Operación del sistema en demanda máxima, con Centrales de Generación y con la inclusión de obras nuevas.

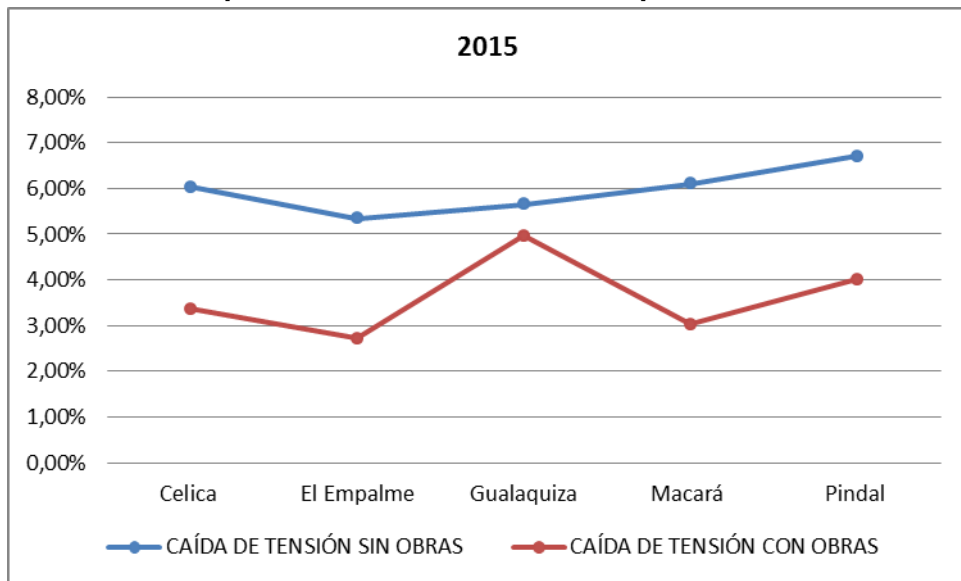
Tabla 15. Sistema en demanda máxima con inclusión de obras

SUBESTACIÓN (69 kV)	CAÍDA DE TENSIÓN
Celica	3,36%

El Empalme	2,72%
Gualaquiza	4,97%
Macará	3,03%
Pindal	4,01%

Las pérdidas de potencia en el sistema de subtransmisión (L/S/T y S/E) para el año 2015 con este escenario, serían de 1,41 MW que equivale al 2,37% de la demanda máxima del sistema. A continuación se muestra el gráfico comparativo entre ambos escenarios:

Gráfico 5. Comparación de caídas de tensión para ambos escenarios



3.4.3 Año 2016

Para operación del sistema, se ha considerado un 50% en el aumento de la demanda máxima, ya que para el presente año se tiene prevista la implementación del Plan de Cocción Eficiente por parte del Ministerio de Electricidad y Energías Renovables, por lo cual se prevé las siguientes condiciones críticas:

3.4.3.1. Escenario 3

- Operación del sistema en demanda máxima considerando el ingreso de las cocinas de inducción, con Centrales de Generación y sin la inclusión de obras nuevas.

Tabla 16. Sistema en demanda máxima con cocinas de inducción y sin inclusión de obras

SUBESTACIÓN (69 kV)	CAÍDA DE TENSIÓN
Amaluza	23,97%
Cariamanga	23,25%
Catacocha	23,41%
Catamayo	18,23%

Celica	28,64%
Chaguarpamba	22,10%
El Empalme	27,13%
Gonzanama	21,77%
Loja	10,09%
Macará	28,48%
Norte	10,86%
Obrapia	10,28%
Occidental	10,81%
Palanda	12,84%
Pindal	30,12%
Playas	24,12%
San Cayetano	10,49%
Saraguro	12,48%
Sur	10,93%
Velacruz	21,91%
Vilcabamba	12,12%
Zapotillo	30,32%

Las pérdidas de potencia en el sistema de subtransmisión (L/S/T y S/E) para el año 2016 con este escenario, son de 4,94 MW que equivale al 5,38% de la demanda máxima del sistema.

Obras proyectadas

Para solventar los problemas de caídas de tensión y pérdidas en este año se deberá proceder a la ejecución de las siguientes obras, además de las planteadas en el año anterior:

- Repotenciación de las líneas de subtransmisión aisladas a 69 kV Catamayo-Cariamanga, tramo Catamayo-Gonzanamá. Cambio de 31,5 Km de conductor 2/0 por 266,8 MCM-ACSR.
- Ampliación del patio de 69 kV de la subestación Playas.
- Construcción de la subestación seccionamiento Dos puentes.
- Construcción de 15 Km de línea de subtransmisión aislada a 69 kV desde la subestación Yanacocha hasta la subestación Dos puentes, con un conductor 266,8 MCM-ACSR.
- Construcción de 69,6 Km de línea de transmisión aislada a 138 kV desde la subestación Catamayo hasta la subestación El Empalme, con un conductor 500 MCM-ACSR.
- Construcción de la subestación Occidental, con una potencia de 10 MVA.

- Construcción de 29 Km de línea de subtransmisión aislada a 69 kV Pindal-Zapotillo, con un conductor 266,8 MCM-ACSR.
- Construcción de la subestación Zapotillo, con una potencia de 5 MVA.
- Ampliación del patio de 69 kV de la subestación Macará.
- Construcción de la subestación aislada a 69 kV de seccionamiento Las Palmas.
- Construcción de 1Km de línea de subtransmisión aislada a 69 kV desde la subestación Las Palmas hasta la subestación Estadio, con un conductor 266,8 MCM-ACSR.
- Construcción de la subestación aislada para 69 kV sector Estadio, con una potencia de 20 MVA.
- Implementación de banco de capacitores de 5 MVAR en la barra de 69 kV de la Subestación Cariamanga.
- Cambio del transformador de la Subestación Chaguarpamba de 0,8 MVA por uno de 5 MVA.
- Cambio del transformador de la Subestación Playas de 0,8 MVA por uno de 5 MVA.
- Cambio del transformador de la Subestación Velacruz de 0,8 MVA por uno de 2,5 MVA.
- Cambio del transformador de la Subestación Gonzanamá de 2,5 MVA por uno de 10 MVA.
- Cambio del transformador de la Subestación Sur de 5 MVA por uno de 20 MVA.
- Cambio del transformador de la Subestación Vilcabamba de 2,5 MVA por uno de 10 MVA.

Además se prevé el ingreso de la Central Hidroeléctrica Delsitanisagua con una potencia instalada de 180 MW, la cual tendrá un enlace directo a 138 kV hacia la subestación Cumbaratza.

3.4.3.2. Escenario 4

- Operación del sistema en demanda máxima considerando el ingreso de las cocinas de inducción, con Centrales de Generación y con la inclusión de obras nuevas.

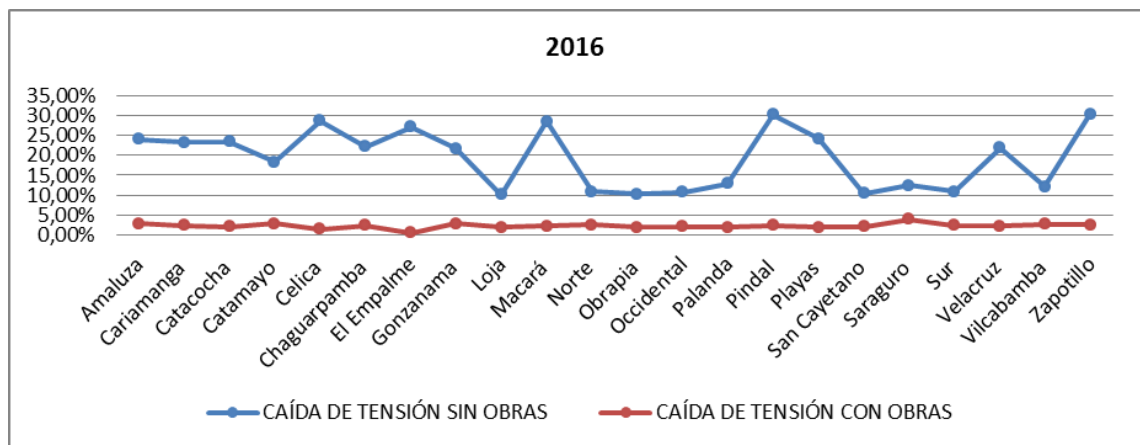
Tabla 17. Sistema en demanda máxima con cocinas de inducción y con inclusión de obras

SUBESTACIÓN (69 kV)	CAÍDA DE TENSIÓN
Amaluza	2,88%

Cariamanga	2,36%
Catacocha	2,07%
Catamayo	2,90%
Celica	1,51%
Chaguarpamba	2,41%
El Empalme	0,55%
Gonzanama	2,87%
Gualaquiza	3,30%
Loja	1,93%
Macará	2,25%
Norte	2,55%
Obrapia	2,03%
Occidental	2,09%
Palanda	1,90%
Pindal	2,43%
Playas	1,96%
San Cayetano	2,07%
Saraguro	3,99%
Sur	2,39%
Velacruz	2,28%
Vilcabamba	2,65%
Zapotillo	2,55%

Las pérdidas de potencia en el sistema de subtransmisión (L/S/T y S/E) para el año 2016 con este escenario, serían de 2,40 MW que equivale al 2,61% de la demanda máxima del sistema. A continuación se muestra el gráfico comparativo entre ambos escenarios:

Gráfico 6. Comparación de caídas de tensión para ambos escenarios



3.4.4 Año 2017

Para operación del sistema en demanda máxima, se prevé las siguientes condiciones críticas:

3.4.4.1. Escenario 3

- Operación del sistema en demanda máxima considerando el ingreso de las cocinas de inducción, con Centrales de Generación y sin la inclusión de obras nuevas.

Tabla 18. Sistema en demanda máxima con cocinas de inducción y sin inclusión de obras

SUBESTACIÓN (69 kV)	CAÍDA DE TENSIÓN
Amaluza	25,68%
Cariamanga	24,90%
Catacocha	25,96%
Catamayo	19,70%
Celica	32,23%
Chaguarpamba	24,33%
Cumbaratza	0,74%
El Empalme	30,54%
El Panguí	2,84%
Estadio	1,83%
Gonzanama	23,52%
Gualaquiza	3,49%
Loja	10,64%
Macará	32,36%
Norte	11,32%
Obrapia	10,78%
Occidental	11,38%
Palanda	12,62%
Pindal	33,88%
Playas	26,81%
San Cayetano	10,93%
Saraguro	12,36%
Sur	11,10%
Velacruz	24,14%
Vilcabamba	12,12%
Yanacocha	1,35%
Yanzatza	2,04%
Zapotillo	34,13%

Las pérdidas de potencia en el sistema de subtransmisión (L/S/T y S/E) para el año 2017 con este escenario, son de 4,81 MW que equivale al 5,10% de la demanda máxima del sistema.

Obras proyectadas

Para solventar los problemas de caídas de tensión y pérdidas en este año se deberá proceder a la ejecución de las siguientes obras, además de las planteadas en el año anterior:

- Repotenciación de las líneas de subtransmisión aisladas a 69 kV Catamayo-Cariamanga, tramo Gonzanamá-Cariamanga. Cambio de 17,8 Km de conductor 2/0 por 266,8 MCM-ACSR.
- Ampliación del patio de 69 kV de la subestación El Empalme.
- Adecuación de las protecciones de 69 kV de las subestaciones que conforman el anillo Catamayo-Catacocha-Macará-Gozanamá.
- Ampliación del patio de 69 kV de la subestación Norte.
- Construcción de 4 Km de línea de subtransmisión aislada a 69 kV desde la subestación Virgenpamba hasta la subestación Norte, con un conductor 266,8 MCM-ACSR.
- Construcción de la subestación de seccionamiento aislada a 69 kV Celica.
- Ampliación del patio a 69 kV de la subestación Carlos Mora.
- Construcción de 10 Km de línea de subtransmisión aislada a 69 kV desde la subestación Carlos Mora hasta la subestación Cumbaratza, con un conductor 266,8 MCM-ACSR.

3.4.4.2. Escenario 4

- Operación del sistema en demanda máxima considerando el ingreso de las cocinas de inducción, con Centrales de Generación y con la inclusión de obras nuevas.

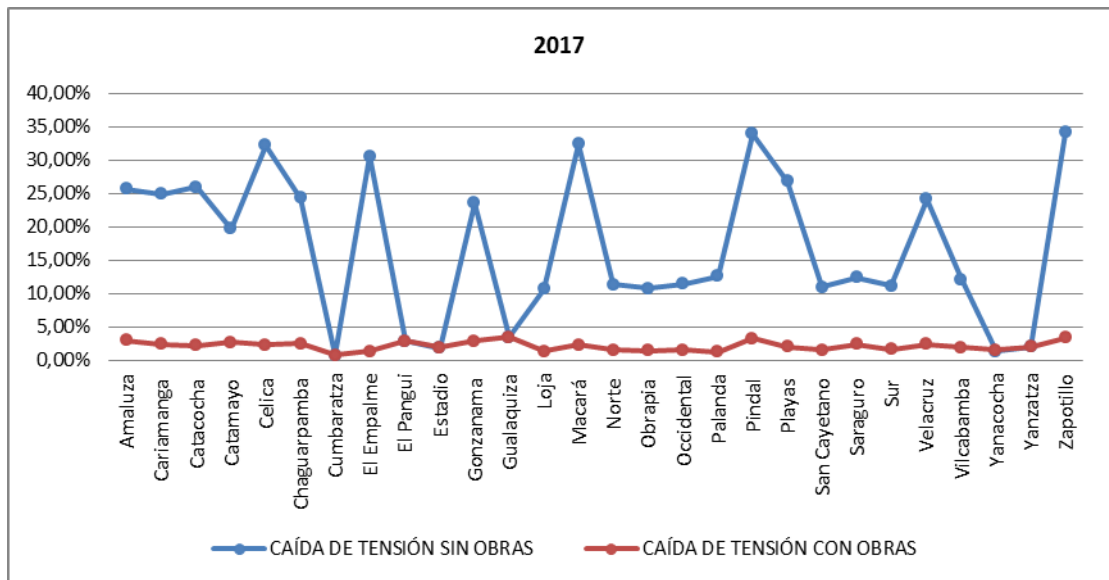
Tabla 19. Sistema en demanda máxima con cocinas de inducción y con inclusión de obras

SUBESTACIÓN (69 kV)	CAÍDA DE TENSIÓN
Amaluzá	2,97%
Cariamanga	2,43%
Catacocha	2,17%
Catamayo	2,67%
Celica	2,29%
Chaguarpamba	2,52%
Cumbaratza	0,74%
El Empalme	1,29%
El Pangui	2,84%
Estadio	1,87%
Gozanamá	2,87%
Gualaquiza	3,49%

Loja	1,35%
Macará	2,33%
Norte	1,52%
Obrapia	1,42%
Occidental	1,52%
Palanda	1,26%
Pindal	3,28%
Playas	2,04%
San Cayetano	1,51%
Saraguro	2,43%
Sur	1,65%
Velacruz	2,38%
Vilcabamba	1,87%
Yanacocha	1,48%
Yanzatza	2,04%
Zapotillo	3,39%

Las pérdidas de potencia en el sistema de subtransmisión (L/S/T y S/E) para el año 2017 con este escenario, serían de 2,41 MW que equivale al 2,55% de la demanda máxima del sistema. A continuación se muestra el gráfico comparativo entre ambos escenarios:

Gráfico 7. Comparación de caídas de tensión para ambos escenarios



3.4.5 Año 2018

Para operación del sistema en demanda máxima, se prevé las siguientes condiciones críticas:

3.4.5.1. Escenario 3

- Operación del sistema en demanda máxima considerando el ingreso de las cocinas de inducción, con Centrales de Generación y sin la inclusión de obras nuevas.

Tabla 20. Sistema en demanda máxima con cocinas de inducción y sin inclusión de obras

SUBESTACIÓN (69 kV)	CAÍDA DE TENSIÓN
Amaluza	30,88%
Cariamanga	29,97%
Catacocha	31,17%
Catamayo	24,00%
Celica	38,35%
Chaguarpamba	29,33%
Cumbaratza	2,25%
El Empalme	36,38%
El Pangui	3,01%
Estadio	1,49%
Gonzanama	28,39%
Gualaquiza	3,70%
Loja	13,70%
Macará	38,20%
Norte	14,43%
Obrapia	13,87%
Occidental	14,54%
Palanda	16,35%
Pindal	40,28%
Playas	32,16%
San Cayetano	14,03%
Saraguro	16,26%
Sur	14,38%
Velacruz	29,12%
Vilcabamba	15,77%
Yanacocha	1,01%
Yanzatza	2,16%
Zapotillo	40,46%

Las pérdidas de potencia en el sistema de subtransmisión (L/S/T y S/E) para el año 2018 con este escenario, son de 5,3 MW que equivale al 5,43% de la demanda máxima del sistema.

Obras proyectadas

Para solventar los problemas de caídas de tensión y pérdidas en este año se deberá proceder a la ejecución de las siguientes obras, además de las planteadas en el año anterior:

- Repotenciación de la línea de subtransmisión aislada a 69 kV subestación Obrapía-subestación Norte. Cambio de 5 Km de conductor 2/0 por 266,8 MCM-ACSR.
- Cambio del transformador de la Subestación Norte de 5 MVA por uno de 15 MVA.

3.4.5.2. Escenario 4

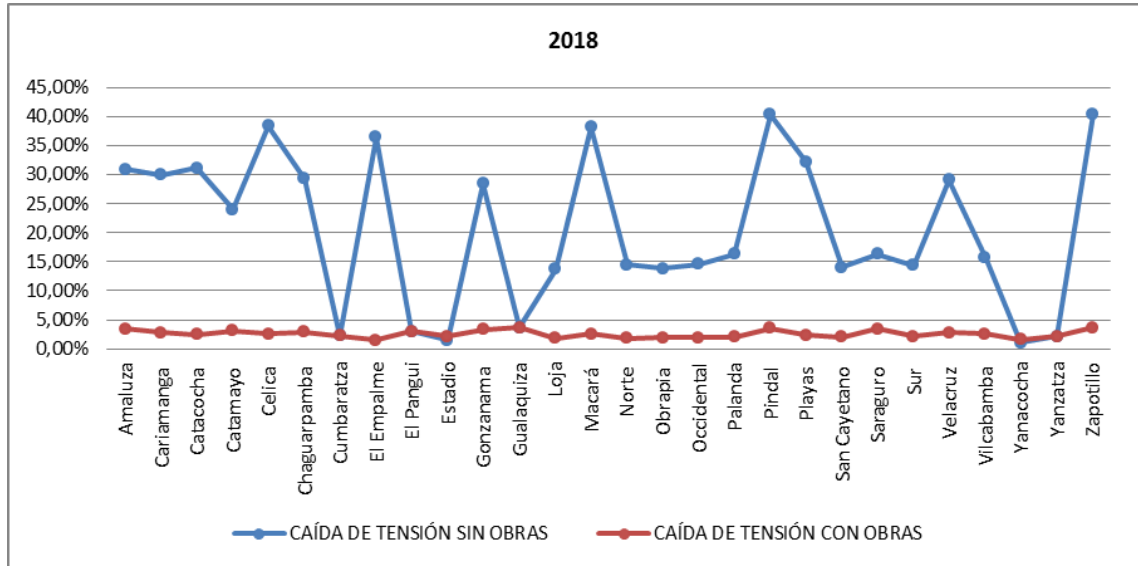
- Operación del sistema en demanda máxima considerando el ingreso de las cocinas de inducción, con Centrales de Generación y con la inclusión de obras nuevas.

Tabla 21. Sistema en demanda máxima con cocinas de inducción y con inclusión de obras

SUBESTACIÓN (69 kV)	CAÍDA DE TENSIÓN
Amaluza	3,43%
Cariamanga	2,84%
Catacocha	2,52%
Catamayo	3,12%
Celica	2,55%
Chaguarpamba	2,91%
Cumbaratza	2,25%
El Empalme	1,51%
El Pangui	3,01%
Estadio	2,19%
Gonzanama	3,32%
Gualaquiza	3,70%
Loja	1,80%
Macará	2,54%
Norte	1,87%
Obrapia	1,88%
Occidental	1,97%
Palanda	1,99%
Pindal	3,58%
Playas	2,38%
San Cayetano	2,01%
Saraguro	3,39%
Sur	2,17%
Velacruz	2,77%
Vilcabamba	2,57%
Yanacocha	1,65%
Yanzatza	2,16%
Zapotillo	3,65%

Las pérdidas de potencia en el sistema de subtransmisión (L/S/T y S/E) para el año 2018 con este escenario, serían de 2,51 MW que equivale al 2,57% de la demanda máxima del sistema. A continuación se muestra el gráfico comparativo entre ambos escenarios:

Gráfico 8. Comparación de caídas de tensión para ambos escenarios



3.4.6 Año 2019

Para operación del sistema en demanda máxima, se prevé las siguientes condiciones críticas:

3.4.6.1. Escenario 3

- Operación del sistema en demanda máxima considerando el ingreso de las cocinas de inducción, con Centrales de Generación y sin la inclusión de obras nuevas.

Tabla 22. Sistema en demanda máxima con cocinas de inducción y sin inclusión de obras

SUBESTACIÓN (69 kV)	CAÍDA DE TENSIÓN
Amaluza	47,46%
Cariamanga	46,30%
Catacocha	52,88%
Catamayo	38,39%
Celica	67,64%
Chaguarpamba	48,91%
Cumbaratza	0,86%
El Empalme	63,84%
El Panguí	3,17%
Estadio	1,36%
Gonzanama	44,23%

Gualaquiza	3,88%
Loja	22,33%
Macará	67,36%
Norte	23,16%
Obrapia	22,52%
Occidental	23,62%
Palanda	25,46%
Pindal	71,42%
Playas	54,91%
San Cayetano	22,71%
Saraguro	25,25%
Sur	23,10%
Velacruz	48,61%
Vilcabamba	24,74%
Yanacocha	0,87%
Yanzatza	2,29%
Zapotillo	71,96%

Las pérdidas de potencia en el sistema de subtransmisión (L/S/T y S/E) para el año 2019 con este escenario, son de 6,26 MW que equivale al 6,21% de la demanda máxima del sistema.

Obras proyectadas

Para solventar los problemas de caídas de tensión y pérdidas en este año se deberá proceder a la ejecución de las siguientes obras, además de las planteadas en el año anterior:

- Ampliación de la subestación aislada a 69 kV Cumbaratza.

3.4.6.2. Escenario 4

- Operación del sistema en demanda máxima considerando el ingreso de las cocinas de inducción, con Centrales de Generación y con la inclusión de obras nuevas.

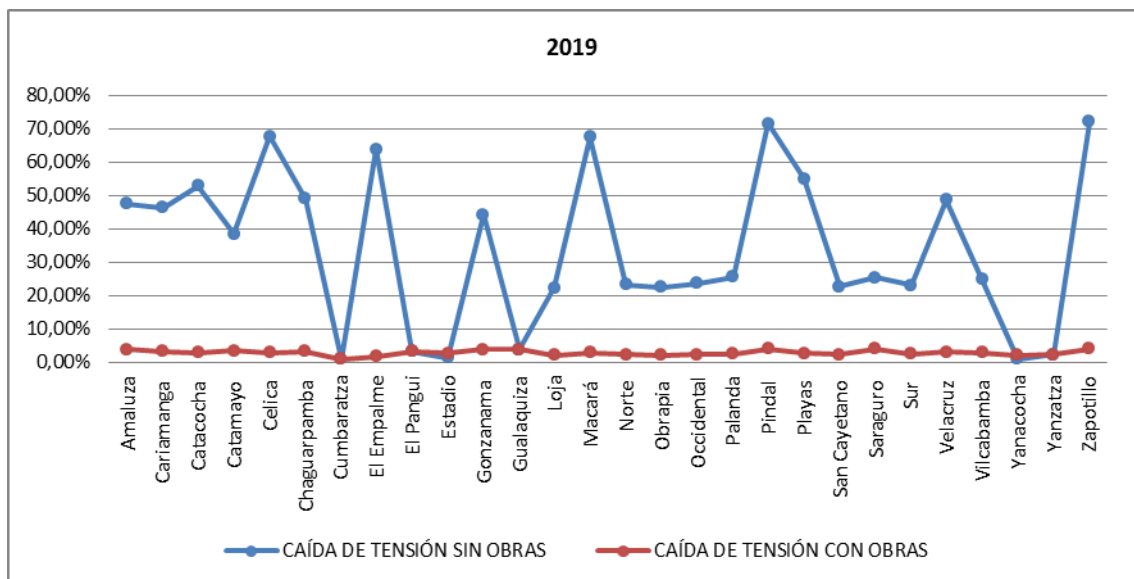
Tabla 23. Sistema en demanda máxima con cocinas de inducción y con inclusión de obras

SUBESTACIÓN (69 kV)	CAÍDA DE TENSIÓN
Amaluza	3,87%
Cariamanga	3,28%
Catacocha	2,86%
Catamayo	3,49%
Celica	2,84%

Chaguarpamba	3,28%
Cumbaratza	0,86%
El Empalme	1,75%
El Pangui	3,17%
Estadio	2,57%
Gonzanama	3,75%
Gualaquiza	3,88%
Loja	2,07%
Macará	2,88%
Norte	2,35%
Obrapia	2,14%
Occidental	2,25%
Palanda	2,38%
Pindal	3,91%
Playas	2,70%
San Cayetano	2,23%
Saraguro	3,94%
Sur	2,48%
Velacruz	3,12%
Vilcabamba	2,94%
Yanacocha	2,03%
Yanzatza	2,29%
Zapotillo	4,06%

Las pérdidas de potencia en el sistema de subtransmisión (L/S/T y S/E) para el año 2019 con este escenario, serían de 2,8 MW que equivale al 2,78% de la demanda máxima del sistema. A continuación se muestra el gráfico comparativo entre ambos escenarios:

Gráfico 9. Comparación de caídas de tensión para ambos escenarios



3.4.7 Año 2020

Para operación del sistema en demanda máxima, se prevé las siguientes condiciones críticas:

3.4.7.1. Escenario 3

- Operación del sistema en demanda máxima considerando el ingreso de las cocinas de inducción, con Centrales de Generación y sin la inclusión de obras nuevas.

Tabla 24. Sistema en demanda máxima con cocinas de inducción y sin inclusión de obras

SUBESTACIÓN (69 kV)	CAÍDA DE TENSIÓN
Amaluza	55,54%
Cariamanga	53,71%
Catacocha	47,42%
Catamayo	41,41%
Celica	48,07%
Chaguarpamba	46,62%
Cumbaratza	0,93%
El Empalme	48,77%
El Panguí	3,35%
Estadio	1,43%
Gonzanama	50,51%
Gualaquiza	4,09%
Loja	28,45%
Macará	48,94%
Norte	29,59%
Obrapia	28,72%
Occidental	29,59%
Palanda	33,04%
Pindal	47,19%
Playas	47,90%
San Cayetano	28,99%
Saraguro	32,35%
Sur	29,58%
Velacruz	46,12%
Vilcabamba	31,83%
Yanacocha	0,91%
Yanzatza	2,42%
Zapotillo	47,16%

Las pérdidas de potencia en el sistema de subtransmisión (L/S/T y S/E) para el año 2020 con este escenario, son de 8,16 MW que equivale al 7,84% de la demanda máxima del sistema.

Obras proyectadas

Para solventar los problemas de caídas de tensión y pérdidas en este año se deberá proceder a la ejecución de las siguientes obras, además de las planteadas en el año anterior:

- Construcción de 17 Km de línea de subtransmisión aislada a 69 kV desde la subestación Occidental hasta la subestación Dos Puentes, con un conductor 266,8 MCM-ACSR.
- Construcción de 12 Km de línea de subtransmisión aislada a 69 kV desde la subestación Occidental hasta la subestación Norte, con un conductor 266,8 MCM-ACSR.

3.4.7.2. Escenario 4

- Operación del sistema en demanda máxima considerando el ingreso de las cocinas de inducción, con Centrales de Generación y con la inclusión de obras nuevas.

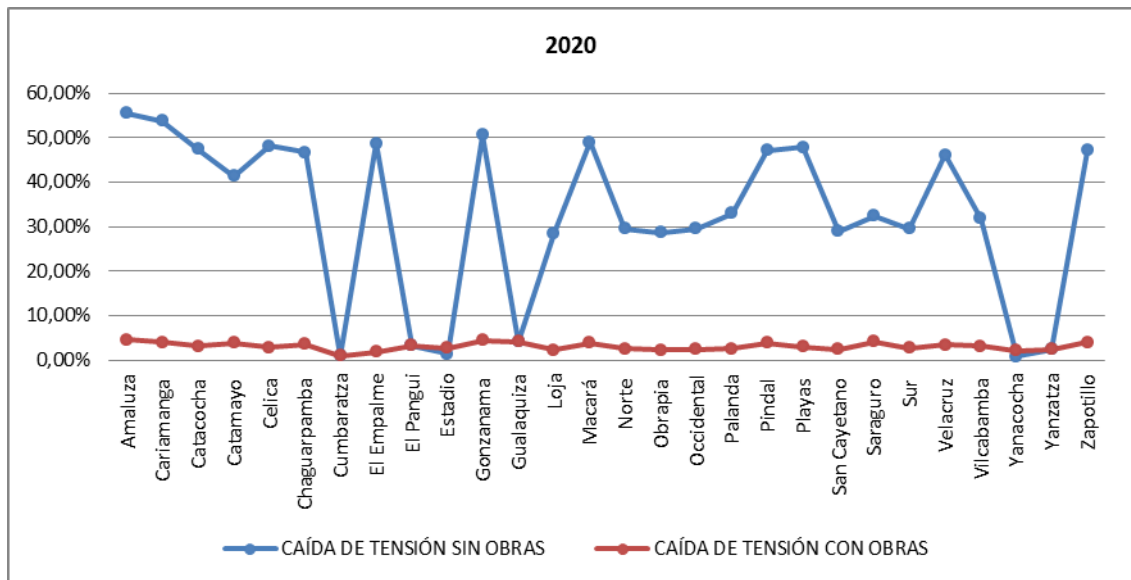
Tabla 25. Sistema en demanda máxima con cocinas de inducción y con inclusión de obras

SUBESTACIÓN (69 kV)	CAÍDA DE TENSIÓN
Amaluza	4,65%
Cariamanga	4,03%
Catacocha	3,12%
Catamayo	3,88%
Celica	2,87%
Chaguarpamba	3,59%
Cumbaratza	0,93%
El Empalme	1,88%
El Panguí	3,35%
Estadio	2,74%
Gonzanama	4,41%
Gualaquiza	4,09%
Loja	2,26%
Macará	3,84%
Norte	2,54%
Obrapia	2,35%
Occidental	2,48%
Palanda	2,58%
Pindal	3,84%
Playas	2,94%

San Cayetano	2,42%
Saraguro	4,17%
Sur	2,65%
Velacruz	3,42%
Vilcabamba	3,13%
Yanacocha	2,20%
Yanzatza	2,42%
Zapotillo	4,00%

Las pérdidas de potencia en el sistema de subtransmisión (L/S/T y S/E) para el año 2020 con este escenario, serían de 3,02 MW que equivale al 2,9% de la demanda máxima del sistema. A continuación se muestra el gráfico comparativo entre ambos escenarios:

Gráfico 10. Comparación de caídas de tensión para ambos escenarios



3.4.8 Año 2021

Para operación del sistema en demanda máxima, se prevé las siguientes condiciones críticas:

3.4.8.1. Escenario 3

- Operación del sistema en demanda máxima considerando el ingreso de las cocinas de inducción, con Centrales de Generación y sin la inclusión de obras nuevas.

Tabla 26. Sistema en demanda máxima con cocinas de inducción y sin inclusión de obras

SUBESTACIÓN (69 kV)	CAÍDA DE TENSIÓN
---------------------	------------------

Amaluza	34,80%
Cariamanga	33,88%
Catacocha	34,83%
Catamayo	27,62%
Celica	40,94%
Chaguarpamba	33,12%
Cumbaratza	0,99%
El Empalme	39,06%
El Pangui	3,52%
Estadio	1,65%
Gonzanama	32,30%
Gualaquiza	4,29%
Loja	15,32%
Macará	40,35%
Norte	16,16%
Obrapia	15,51%
Occidental	16,30%
Palanda	18,14%
Pindal	42,74%
Playas	35,71%
San Cayetano	15,67%
Saraguro	18,16%
Sur	15,99%
Velacruz	32,88%
Vilcabamba	17,14%
Yanacocha	1,12%
Yanzatza	2,55%
Zapotillo	42,93%

Las pérdidas de potencia en el sistema de subtransmisión (L/S/T y S/E) para el año 2021 con este escenario, son de 8,14 MW que equivale al 7,59% de la demanda máxima del sistema.

Obras proyectadas

Para solventar los problemas de caídas de tensión y pérdidas en este año se deberá proceder a la ejecución de las obras planteadas en el año anterior.

3.4.8.2. Escenario 4

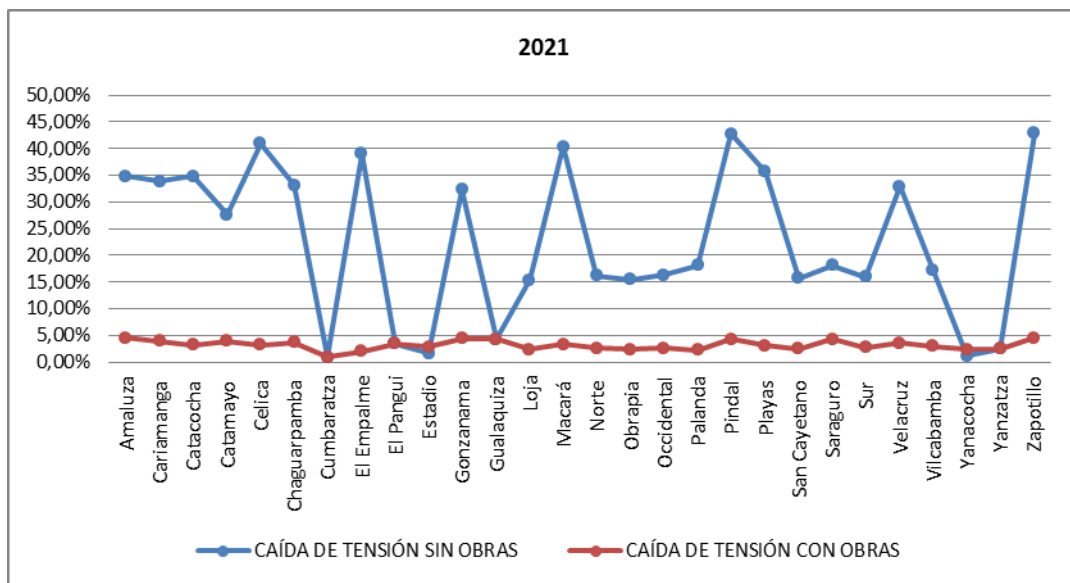
- Operación del sistema en demanda máxima considerando el ingreso de las cocinas de inducción, con Centrales de Generación y con la inclusión de obras nuevas.

Tabla 27. Sistema en demanda máxima con cocinas de inducción y con inclusión de obras

SUBESTACIÓN (69 kV)	CAÍDA DE TENSIÓN
Amaluza	4,55%
Cariamanga	3,91%
Catacocha	3,26%
Catamayo	4,00%
Celica	3,20%
Chaguarpamba	3,75%
Cumbaratza	0,99%
El Empalme	2,03%
El Pangui	3,52%
Estadio	2,86%
Gonzanama	4,39%
Gualaquiza	4,29%
Loja	2,35%
Macará	3,36%
Norte	2,59%
Obrapia	2,43%
Occidental	2,57%
Palanda	2,30%
Pindal	4,35%
Playas	3,09%
San Cayetano	2,52%
Saraguro	4,28%
Sur	2,74%
Velacruz	3,57%
Vilcabamba	2,93%
Yanacocha	2,35%
Yanzatza	2,55%
Zapotillo	4,52%

Las pérdidas de potencia en el sistema de subtransmisión (L/S/T y S/E) para el año 2021 con este escenario, serían de 3,04 MW que equivale al 2,82% de la demanda máxima del sistema. A continuación se muestra el gráfico comparativo entre ambos escenarios:

Gráfico 11. Comparación de caídas de tensión para ambos escenarios



3.4.9 Año 2022

Para operación del sistema en demanda máxima, se prevé las siguientes condiciones críticas:

3.4.9.1. Escenario 3

- Operación del sistema en demanda máxima considerando el ingreso de las cocinas de inducción, con Centrales de Generación y sin la inclusión de obras nuevas.

Tabla 28. Sistema en demanda máxima con cocinas de inducción y sin inclusión de obras

SUBESTACIÓN (69 kV)	CAÍDA DE TENSIÓN
Amaluza	42,12%
Cariamanga	40,90%
Catacocha	41,17%
Catamayo	32,68%
Celica	49,26%
Chaguarpamba	39,06%
Cumbaratza	1,04%
El Empalme	47,38%
El Panguí	3,70%
Estadio	1,57%
Gonzanama	38,78%
Gualaquiza	4,51%
Loja	20,77%
Macará	49,67%

Norte	21,71%
Obrapia	21,00%
Occidental	21,75%
Palanda	24,54%
Pindal	51,04%
Playas	42,33%
San Cayetano	21,20%
Saraguro	23,99%
Sur	21,71%
Velacruz	38,72%
Vilcabamba	23,61%
Yanacocha	1,01%
Yanzatza	2,68%
Zapotillo	51,49%

Las pérdidas de potencia en el sistema de subtransmisión (L/S/T y S/E) para el año 2022 con este escenario, son de 9,66 MW que equivale al 8,74% de la demanda máxima del sistema.

Obras proyectadas

Para solventar los problemas de caídas de tensión y pérdidas en este año se deberá proceder a la ejecución de las siguientes obras, además de las planteadas en el año anterior:

- Construcción de 30 Km de línea de subtransmisión aislada a 69 kV desde la subestación Palanda hasta la subestación Amaluza, con un conductor 266,8 MCM-ACSR.
- Ampliación del patio de 69 kV de la subestación Palanda.

3.4.9.2. Escenario 4

- Operación del sistema en demanda máxima considerando el ingreso de las cocinas de inducción, con Centrales de Generación y con la inclusión de obras nuevas.

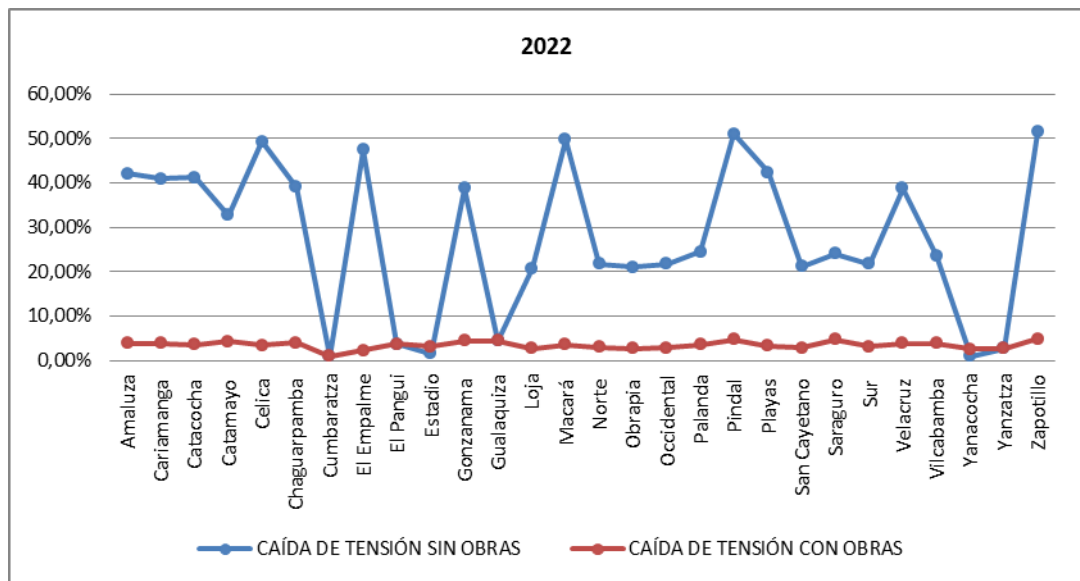
Tabla 29. Sistema en demanda máxima con cocinas de inducción y con inclusión de obras

SUBESTACIÓN (69 kV)	CAÍDA DE TENSIÓN
Amaluza	3,90%
Cariamanga	3,90%
Catacocha	3,54%
Catamayo	4,26%
Celica	3,48%
Chaguarpamba	4,03%

Cumbaratza	1,04%
El Empalme	2,28%
El Pangui	3,70%
Estadio	3,17%
Gonzanama	4,51%
Gualaquiza	4,51%
Loja	2,65%
Macará	3,54%
Norte	2,93%
Obrapia	2,74%
Occidental	2,87%
Palanda	3,55%
Pindal	4,67%
Playas	3,35%
San Cayetano	2,81%
Saraguro	4,68%
Sur	3,09%
Velacruz	3,84%
Vilcabamba	3,88%
Yanacocha	2,58%
Yanzatza	2,68%
Zapotillo	4,86%

Las pérdidas de potencia en el sistema de subtransmisión (L/S/T y S/E) para el año 2022 con este escenario, serían de 3,24 MW que equivale al 2,93% de la demanda máxima del sistema. A continuación se muestra el gráfico comparativo entre ambos escenarios:

Gráfico 12. Comparación de caídas de tensión para ambos escenarios



3.4.10 Año 2023

Para operación del sistema en demanda máxima, se prevé las siguientes condiciones críticas:

3.4.10.1. Escenario 3

- Operación del sistema en demanda máxima considerando el ingreso de las cocinas de inducción, con Centrales de Generación y sin la inclusión de obras nuevas.

Tabla 30. Sistema en demanda máxima con cocinas de inducción y con inclusión de obras

SUBESTACIÓN (69 kV)	CAÍDA DE TENSION
Amaluza	44,72%
Cariamanga	43,42%
Catacocha	43,57%
Catamayo	34,67%
Celica	51,93%
Chaguarpamba	41,36%
Cumbaratza	1,12%
El Empalme	50,04%
El Pangui	3,88%
Estadio	1,52%
Gonzanama	41,19%
Gualaquiza	4,72%
Loja	22,10%
Macará	52,51%
Norte	23,10%
Obrapia	22,33%
Occidental	23,14%
Palanda	25,99%
Pindal	53,81%
Playas	44,78%
San Cayetano	22,55%
Saraguro	25,48%
Sur	23,04%
Velacruz	41,01%
Vilcabamba	24,99%
Yanacocha	0,94%
Yanzatza	2,83%
Zapotillo	54,32%

Las pérdidas de potencia en el sistema de subtransmisión (L/S/T y S/E) para el año 2023 con este escenario, son de 5,70 MW que equivale al 5,01% de la demanda máxima del sistema.

Obras proyectadas

Para solventar los problemas de caídas de tensión y pérdidas en este año se deberá proceder a la ejecución de las siguientes obras, además de las planteadas en el año anterior:

- Construcción de 30 Km de línea de subtransmisión aislada a 69 kV desde la subestación Macará hasta la subestación Zapotillo, con un conductor 266,8 MCM-ACSR.

3.4.10.2. Escenario 4

- Operación del sistema en demanda máxima considerando el ingreso de las cocinas de inducción, con Centrales de Generación y con la inclusión de obras nuevas.

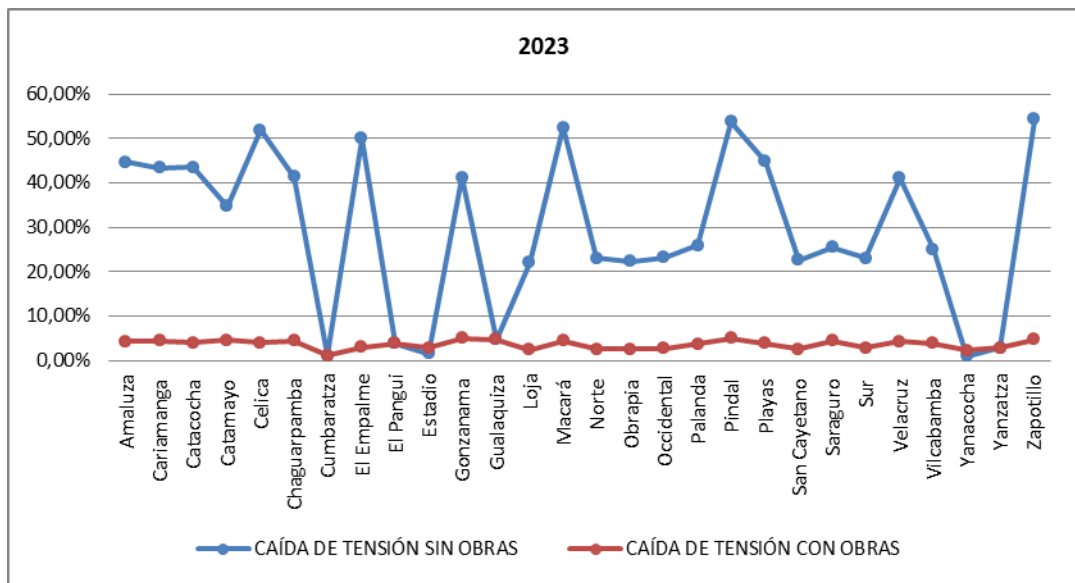
Tabla 31. Sistema en demanda máxima con cocinas de inducción y con inclusión de obras

SUBESTACIÓN (69 kV)	CAÍDA DE TENSIÓN
Amaluza	4,28%
Cariamanga	4,51%
Catacocha	4,04%
Catamayo	4,55%
Celica	3,99%
Chaguarpamba	4,48%
Cumbaratza	1,12%
El Empalme	2,97%
El Panguí	3,88%
Estadio	2,90%
Gonzanama	5,03%
Gualaquiza	4,72%
Loja	2,43%
Macará	4,38%
Norte	2,58%
Obrapia	2,52%
Occidental	2,68%
Palanda	3,75%
Pindal	4,96%
Playas	3,88%
San Cayetano	2,57%
Saraguro	4,38%
Sur	2,88%

Velacruz	4,29%
Vilcabamba	3,86%
Yanacocha	2,23%
Yanzatza	2,83%
Zapotillo	4,75%

Las pérdidas de potencia en el sistema de subtransmisión (L/S/T y S/E) para el año 2023 con este escenario, serían de 3,32 MW que equivale al 2,92% de la demanda máxima del sistema. A continuación se muestra el gráfico comparativo entre ambos escenarios:

Gráfico 13. Comparación de caídas de tensión para ambos escenarios



3.4.11 Año 2024

Para operación del sistema en demanda máxima, se prevé las siguientes condiciones críticas:

3.4.11.1. Escenario 3

- Operación del sistema en demanda máxima considerando el ingreso de las cocinas de inducción, con Centrales de Generación y sin la inclusión de obras nuevas.

Tabla 32. Sistema en demanda máxima con cocinas de inducción y sin inclusión de obras

SUBESTACIÓN (69 kV)	CAÍDA DE TENSIÓN
Amaluza	36,55%
Cariamanga	38,43%
Catacocha	42,59%

Catamayo	33,91%
Celica	50,30%
Chaguarpamba	40,39%
Cumbaratza	1,04%
El Empalme	48,64%
El Panguí	4,07%
Estadio	1,70%
Gonzanama	37,68%
Gualaquiza	4,93%
Loja	23,36%
Macará	50,94%
Norte	24,42%
Obrapia	23,65%
Occidental	24,28%
Palanda	34,23%
Pindal	52,00%
Playas	43,77%
San Cayetano	23,88%
Saraguro	26,68%
Sur	24,86%
Velacruz	40,07%
Vilcabamba	29,29%
Yanacocha	1,14%
Yanzatza	2,97%
Zapotillo	52,46%

Las pérdidas de potencia en el sistema de subtransmisión (L/S/T y S/E) para el año 2024 con este escenario, son de 6,75 MW que equivale al 5,77% de la demanda máxima del sistema.

Obras proyectadas

Para solventar los problemas de caídas de tensión y pérdidas en este año se deberá proceder a la ejecución de las siguientes obras, además de las planteadas en el año anterior:

- Repotenciación de la línea de subtransmisión aislada a 69 kV El Empalme – Celica, cambio de 14,25 Km de conductor 2/0 por 266,8 MCM-ACSR.

3.4.11.2. Escenario 4

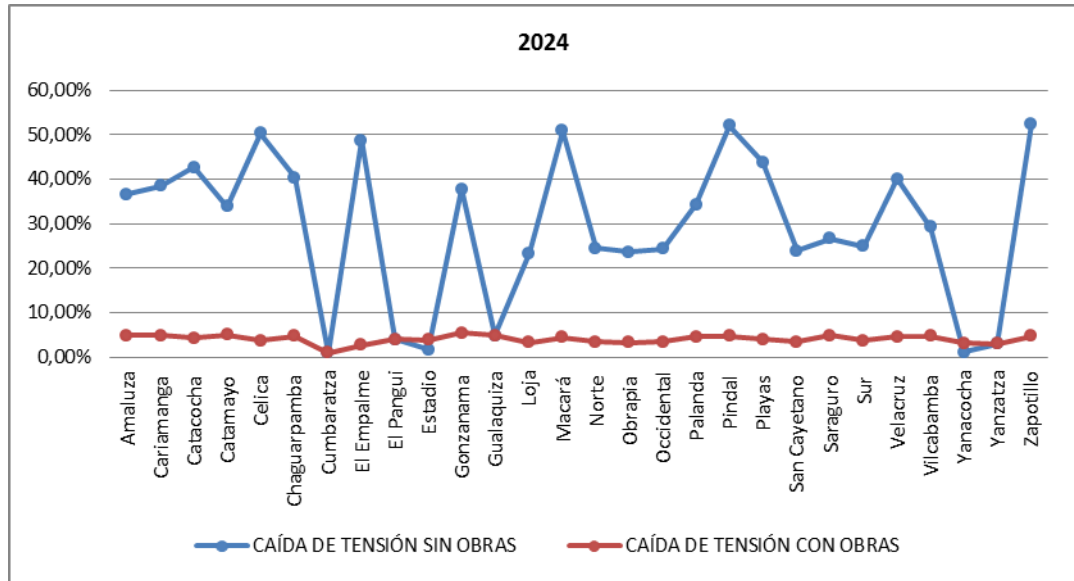
- Operación del sistema en demanda máxima considerando el ingreso de las cocinas de inducción, con Centrales de Generación y con la inclusión de obras nuevas.

Tabla 33. Sistema en demanda máxima con cocinas de inducción y con inclusión de obras

SUBESTACIÓN (69 kV)	CAÍDA DE TENSIÓN
Amaluza	4,91%
Cariamanga	4,93%
Catacocha	4,25%
Catamayo	5,00%
Celica	3,75%
Chaguarpamba	4,75%
Cumbaratza	1,04%
El Empalme	2,78%
El Pangui	4,07%
Estadio	3,80%
Gonzanama	5,46%
Gualaquiza	4,93%
Loja	3,23%
Macará	4,45%
Norte	3,48%
Obrapia	3,33%
Occidental	3,48%
Palanda	4,54%
Pindal	4,77%
Playas	4,06%
San Cayetano	3,42%
Saraguro	4,94%
Sur	3,71%
Velacruz	4,57%
Vilcabamba	4,71%
Yanacocha	3,20%
Yanzatza	2,97%
Zapotillo	4,68%

Las pérdidas de potencia en el sistema de subtransmisión (L/S/T y S/E) para el año 2024 con este escenario, serían de 3,70 MW que equivale al 3,16% de la demanda máxima del sistema. A continuación se muestra el gráfico comparativo entre ambos escenarios:

Gráfico 14. Comparación de caídas de tensión para ambos escenarios



3.4.12 Año 2025

Para operación del sistema en demanda máxima, se prevé las siguientes condiciones críticas:

3.4.12.1. Escenario 3

- Operación del sistema en demanda máxima considerando el ingreso de las cocinas de inducción, con Centrales de Generación y sin la inclusión de obras nuevas.

Tabla 34. Sistema en demanda máxima con cocinas de inducción y sin inclusión de obras

SUBESTACIÓN (69 kV)	CAÍDA DE TENSIÓN
Amaluza	19,81%
Cariamanga	21,73%
Catacocha	29,95%
Catamayo	21,52%
Celica	37,48%
Chaguarpamba	27,79%
Cumbaratza	1,26%
El Empalme	35,82%
El Panguí	4,26%
Estadio	1,76%
Gonzanama	35,83%
Gualaquiza	5,14%
Loja	20,86%
Macará	43,71%

Norte	21,80%
Obrapia	21,10%
Occidental	21,74%
Palanda	25,13%
Pindal	44,36%
Playas	38,19%
San Cayetano	21,32%
Saraguro	23,99%
Sur	21,83%
Velacruz	35,39%
Vilcabamba	23,90%
Yanacocha	1,91%
Yanzatza	3,10%
Zapotillo	44,64%

Las pérdidas de potencia en el sistema de subtransmisión (L/S/T y S/E) para el año 2025 con este escenario, son de 7,58 MW que equivale al 6,29% de la demanda máxima del sistema.

Obras proyectadas

Para solventar los problemas de caídas de tensión y pérdidas en este año se deberá proceder a la ejecución de las siguientes obras, además de las planteadas en el año anterior:

- Repotenciación de la línea de subtransmisión aislada a 69 kV Celica – Pindal, cambio de 18,83 Km de conductor 2/0 por 266,8 MCM-ACSR.
- Cambio del transformador de la subestación Macará de 5 MVA por uno de 15 MVA.

3.4.11.2. Escenario 4

- Operación del sistema en demanda máxima considerando el ingreso de las cocinas de inducción, con Centrales de Generación y con la inclusión de obras nuevas.

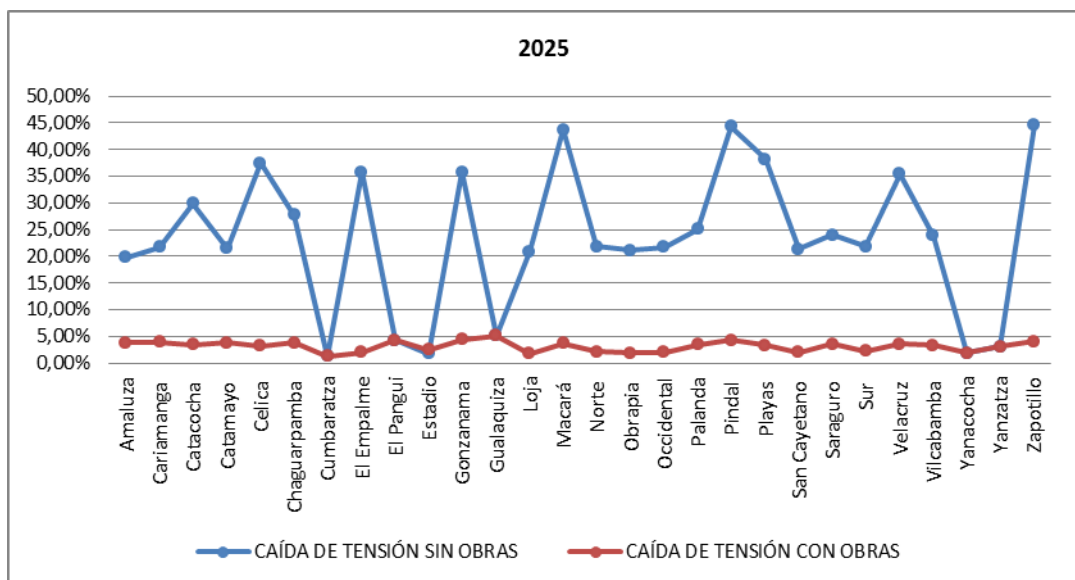
Tabla 35. Sistema en demanda máxima con cocinas de inducción y con inclusión de obras

SUBESTACIÓN (69 kV)	CAÍDA DE TENSIÓN
Amaluza	3,87%
Cariamanga	3,90%
Catacocha	3,43%
Catamayo	3,79%
Celica	3,22%

Chaguarpamba	3,82%
Cumbaratza	1,26%
El Empalme	2,01%
El Panguí	4,26%
Estadio	2,46%
Gonzanama	4,40%
Gualaquiza	5,14%
Loja	1,78%
Macará	3,74%
Norte	2,10%
Obrapia	1,90%
Occidental	2,06%
Palanda	3,42%
Pindal	4,25%
Playas	3,29%
San Cayetano	2,02%
Saraguro	3,62%
Sur	2,30%
Velacruz	3,63%
Vilcabamba	3,40%
Yanacocha	1,88%
Yanzatza	3,10%
Zapotillo	4,01%

Las pérdidas de potencia en el sistema de subtransmisión (L/S/T y S/E) para el año 2025 con este escenario, serían de 4,13 MW que equivale al 3,43% de la demanda máxima del sistema. A continuación se muestra el gráfico comparativo entre ambos escenarios:

Gráfico 15. Comparación de caídas de tensión para ambos escenarios



Los diagramas unifilares correspondientes a la inclusión de las obras en cada uno de los años se muestran en el Anexo 5.

CAPÍTULO IV
SISTEMA DE MEDIA TENSIÓN

CAPÍTULO IV

SISTEMA DE MEDIA TENSIÓN

4.1 METODOLOGÍA

La metodología usada para determinar los proyectos a incluirse en el Plan de Expansión de la EERSSA para el Sistema de Media Tensión se basa en mejorar los niveles de caídas de tensión, balancear las cargas conectadas a cada una de las fases, disminuir las pérdidas de potencia y energía y repotenciación de los alimentadores que así lo requieran.

Los valores de carga considerados en el presente estudio corresponden a los suministrados por el Sistema SCADA para el mes de julio de 2013, los mismos que han sido introducidos en el Programa Computacional Cymdist "CYME 5.04 Rev 07" en el año 2013, condiciones actuales, y para el año 2016 con el ingreso de las cocinas de inducción; esto con el objetivo de analizar los requerimientos debidos al crecimiento considerable de la carga conectada a los alimentadores primarios.

4.2 DIAGNÓSTICO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA ACTUAL DE MEDIA TENSIÓN.

La operación del sistema de Media Tensión de la EERSSA, durante el año 2013 muestra ya algunos problemas, sobretodo en cuanto a las caídas de tensión que en algunos alimentadores se encuentran sobre los rangos establecidos, esto es del 7% para el nivel de 13,8 y 22 kV, existen además transformadores de distribución sobrecargados, porcentajes de pérdidas de potencia elevados y en general un desbalance en las fases de los alimentadores.

En las tablas del Anexo 6 se pueden observar los resultados de la simulación del Sistema de Media Tensión para el año 2013 para la demanda máxima del mes de julio del 2013 en cada una de las Subestaciones del Sistema.

Las pérdidas de potencia en cada uno de los alimentadores del Sistema de Media Tensión para el mes de julio de 2013 se muestran en el Anexo 7.

4.3 PLAN DE OBRAS PROYECTADAS

De los resultados obtenidos de las simulaciones en el Programa Computacional Programa Computacional Cymdist "CYME 5.04 Rev 07" para el año 2013 y el año 2016 (implementación del Plan de Cocción eficiente), se pueden determinar los proyectos requeridos para el adecuado funcionamiento del Sistema de Media Tensión.

En el Anexo 8 se muestran los resultados de la simulación con el ingreso de la carga por concepto de las cocinas de inducción. Mediante su análisis se pueden determinar las obras que se requieren para mitigar el impacto que supondrá este incremento de demanda, cuyo compendio se muestra en el Anexo 9.

Para cada uno de los años el detalle de las obras a realizarse con el fin de obtener las mejoras necesarias, así como los problemas superados se muestran en el Anexo 10.

4.3.1. Año 2014

Para solventar los problemas de caídas de tensión, pérdidas de potencia, transformadores de distribución sobrecargados y un desbalance en las fases de los alimentadores; se deberá proceder a la ejecución de las siguientes obras en este año:

Tabla 36. Plan de Obras en Media Tensión 2014

PLAN DE OBRAS EN MEDIA TENSIÓN		
ALIMENTADOR	Subestación	2014
0111 CHONTACRUZ	Obrapia	Balance de cargas
0112 IV CENTENARIO	Obrapia	Cambio de transformadores sobrecargados
0114 CELI ROMÁN	Obrapia	Cambio de transformadores sobrecargados
0116 VILLONACO	Obrapia	Balance de cargas
0212 NORTE	San Cayetano	Balance de cargas
0511 CATAMAYO	Catamayo	Cambio de transformadores sobrecargados/Balance de cargas
0512 MALCA SAN PEDRO	Catamayo	Cambio de transformadores sobrecargados
0513 EL TAMBO	Catamayo	Cambio de transformadores sobrecargados
0711 CATACOCHA	Catacocha	Balance de cargas
0811 PLAYAS	Catacocha	Balance de cargas
1511 CHAGUARPAMBA	Catacocha	Cambio de transformadores sobrecargados
0912 SARAGURO	Saraguro	Balance de cargas
1014 CELICA	Celica	Balance de cargas
1015 EL EMPALME	Celica	Balance de cargas
1111 MACARÁ 1	Macará	Cambio de transformadores sobrecargados
1112 MACARÁ 2	Macará	Cambio de transformadores sobrecargados
1113 SOZORANGA	Macará	Balance de cargas

1114 LA GUATARA	Macará	Balance de cargas
1412 UTUANA	Cariamanga	Balance de cargas
1413 AMALUZA	Cariamanga	Cambio de transformadores sobrecargados
1414 SANTA TERESITA	Cariamanga	Balance de cargas
1812 PINDAL	Pindal	Balance de cargas
1813 ZAPOTILLO	Pindal	Cambio de transformadores sobrecargados
1815 SABANILLA	Pindal	Reconfiguración
1911 CHUQUIRIBAMBA	Norte	Repotenciación de calibre de conductores
1914 CARIGÁN	Norte	Balance de cargas
2013 YAGUARCUNA	Sur	Balance de cargas
2112 MALACATOS	Vilcabamba	Balance de cargas
2221 PALANDA	Palanda	Cambio de transformadores sobrecargados
2323 YANTZAZA	Cumbaratza	Cambio de transformadores sobrecargados
2324 YACUAMBI	Cumbaratza	Balance de cargas
2421 EL PANGUI	El Panguí	Balance de cargas
2422 GUALAQUIZA	El Panguí	Repotenciación de calibre de conductores
2423 LOS ENCUENTROS	El Panguí	Balance de cargas

4.3.2. Año 2015

Para solventar los problemas de caídas de tensión, pérdidas de potencia, transformadores de distribución sobrecargados y un desbalance en las fases de los alimentadores; se deberá proceder a la ejecución de las siguientes obras en este año:

Tabla 37. Plan de Obras en Media Tensión 2015

PLAN DE OBRAS EN MEDIA TENSIÓN		
ALIMENTADOR	Subestación	2015
0112 IV CENTENARIO	Obrapía	Balance de cargas

0113 HOSPITAL	Obrapia	Balance de cargas
0114 CELI ROMÁN	Obrapia	Balance de cargas
0115 CONSACOLA	Obrapia	Balance de cargas
0211 SUR	San Cayetano	Balance de cargas
0213 JUAN DE SALINAS	San Cayetano	Balance de cargas
0216 EL CALVARIO	San Cayetano	Balance de cargas
1511 CHAGUARPAMBA	Catacocha	Balance de cargas
0913 MANÚ	Saraguro	Cambio de transformadores sobrecargados
1011 CRUZPAMBA	Celica	Balance de cargas
1012 MERCADILLO	Celica	Balance de cargas
1111 MACARÁ 1	Macará	Balance de cargas
1413 AMALUZA	Cariamanga	Balance de cargas
1813 ZAPOTILLO	Pindal	Balance de cargas
1911 CHUQUIRIBAMBA	Norte	Balance de cargas
1912 PARQUE INDUSTRIAL	Norte	Balance de cargas
2111 VILCABAMBA	Vilcabamba	Balance de cargas
2113 RUMISHITANA	Vilcabamba	Balance de cargas
2221 PALANDA	Palanda	Balance de cargas
2322 NAMBIJA	Cumbaratza	Balance de cargas
2323 YANTAZA	Cumbaratza	Reconfiguración / Balance de cargas
2422 GUALAQUIZA	El Pangui	Balance de cargas

4.3.3. Año 2016

Para solventar los problemas de caídas de tensión, pérdidas de potencia, transformadores de distribución sobrecargados y un desbalance en las fases de los alimentadores; se deberá proceder a la ejecución de las siguientes obras en este año:

Tabla 38. Plan de Obras en Media Tensión 2016

PLAN DE OBRAS EN MEDIA TENSIÓN		
ALIMENTADOR	Subestación	2016
0111 CHONTACRUZ	Obrapia	Cambio de transformadores sobrecargados
0112 IV CENTENARIO	Obrapia	Cambio de transformadores sobrecargados
0113 HOSPITAL	Obrapia	Cambio de transformadores sobrecargados
0114 CELI ROMÁN	Obrapia	Cambio de transformadores sobrecargados
0115 CONSACOLA	Obrapia	Cambio de transformadores sobrecargados
0116 VILLONACO	Obrapia	Cambio de transformadores sobrecargados
0211 SUR	San Cayetano	Cambio de transformadores sobrecargados
0212 NORTE	San Cayetano	Cambio de transformadores sobrecargados
0213 JUAN DE SALINAS	San Cayetano	Cambio de transformadores sobrecargados
0215 CENTRO	San Cayetano	Cambio de transformadores sobrecargados
0216 EL CALVARIO	San Cayetano	Cambio de transformadores sobrecargados
0511 CATAMAYO	Catamayo	Cambio de transformadores sobrecargados
0512 MALCA SAN PEDRO	Catamayo	Reconfiguración / Cambio de transformadores sobrecargados
0513 EL TAMBO	Catamayo	Reconfiguración / Cambio de transformadores sobrecargados
0711 CATACOCHA	Catacocha	Cambio de transformadores sobrecargados
0913 MANÚ	Saraguro	Nuevo alimentador

1012 MERCADILLO	Celica	Cambio de transformadores sobrecargados
1014 CELICA	Celica	Cambio de transformadores sobrecargados
1015 EL EMPALME	Celica	Cambio de transformadores sobrecargados
1815 SABANILLA	Pindal	Nuevo alimentador
1911 CHUQUIRIBAMBA	Norte	Reconfiguración / Cambio de transformadores sobrecargados
1912 PARQUE INDUSTRIAL	Norte	Reconfiguración / Cambio de transformadores sobrecargados
1913 MOTUPE	Norte	Cambio de transformadores sobrecargados / Balance de cargas
1914 CARIGÁN	Norte	Cambio de transformadores sobrecargados
2011 CAJANUMA	Sur	Cambio de transformadores sobrecargados
2012 PIO JARAMILLO	Sur	Cambio de transformadores sobrecargados
2013 YAGUARCUNA	Sur	Cambio de transformadores sobrecargados
2221 PALANDA	Palanda	Cambio de transformadores sobrecargados
2324 YACUAMBI	Cumbaratza	Reconfiguración / Cambio de transformadores sobrecargados

4.3.4. Año 2017

Para solventar los problemas de caídas de tensión, pérdidas de potencia, transformadores de distribución sobrecargados y un desbalance en las fases de los alimentadores; se deberá proceder a la ejecución de las siguientes obras en este año:

Tabla 39. Plan de Obras en Media Tensión 2017

PLAN DE OBRAS EN MEDIA TENSIÓN		
ALIMENTADOR	Subestación	2017
0111 CHONTACRUZ	Obrapía	Repotenciación de calibre de conductores
0112 IV CENTENARIO	Obrapía	Reconfiguración
0113 HOSPITAL	Obrapía	Reconfiguración
0212 NORTE	San Cayetano	Reconfiguración
0711 CATACOCHA	Catacocha	Repotenciación de calibre de conductores
1011 CRUZPAMBA	Celica	Cambio de transformadores sobrecargados
1113 SOZORANGA	Macará	Cambio de transformadores sobrecargados
1815 SABANILLA	Pindal	Cambio de transformadores sobrecargados
1913 MOTUPE	Norte	Repotenciación de calibre de conductores
2013 YAGUARCUNA	Sur	Repotenciación de calibre de conductores

4.3.5. Año 2018

Para solventar los problemas de caídas de tensión, pérdidas de potencia, transformadores de distribución sobrecargados y un desbalance en las fases de los alimentadores; se deberá proceder a la ejecución de las siguientes obras en este año:

Tabla 40. Plan de Obras en Media Tensión 2018

PLAN DE OBRAS EN MEDIA TENSIÓN		
ALIMENTADOR	Subestación	2018
0213 JUAN DE SALINAS	San Cayetano	Repotenciación de calibre de conductores
0215 CENTRO	San Cayetano	Repotenciación de calibre de conductores
2012 PIO JARAMILLO	Sur	Repotenciación de calibre de conductores

Cabe recalcar que solamente se corrió flujos de potencia para 3 escenarios en media tensión:

- Condiciones de carga para el año 2013.
- Condiciones de carga con la inclusión del Plan de Cocción Eficiente en el año 2016.
- Cambios necesarios para solventar los problemas suscitados debidos a la inclusión del Plan de Cocción Eficiente.

CAPÍTULO V
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- En vista de que se tiene prevista la construcción de la subestación Virgenpamba, es necesaria la construcción de la subestación Yanacocha, la cual solventará las deficiencias en los niveles de tensión en ciertas barras y además permitirá la conformación del Anillo de Subtransmisión para la ciudad de Loja, el cual brindará una mayor confiabilidad a la ciudad permitiendo realizar una mayor cantidad de maniobras sin que ellas afecten a la continuidad y calidad del servicio.
- Actualmente la EERSSA tiene elevadas pérdidas y considerables caídas de tensión en los cantones fronterizos de la provincia de Loja (Zapotillo, Macará, Pindal), problemas que se solucionarán con la implementación de los proyectos planteados en el presente estudio, entre ellas la construcción de la subestación Zapotillo, la repotenciación de la L/S/T desde la subestación El Empalme hasta la subestación Pindal.
- El Sistema de subtransmisión de la EERSSA para el año 2025, prevé que la Empresa tenga operando 31 subestaciones y su capacidad instalada será de 160,7 MVA. Entre las obras más relevantes tenemos la construcción del anillo en la ciudad de Loja y el anillo entre las S/E de El Empalme, Celica, Pindal, Zapotillo y Macará, así como la construcción de la L/T a 138 kV Loja-El Empalme.
- Se estima que para el año horizonte del presente estudio, 2025, la demanda sea de aproximadamente 93,35 MW con un crecimiento tendencial normal, mientras que con la inclusión de las cocinas de inducción electromagnética será de aproximadamente 137,83 MW. Las obras que se contemplan en este plan mantendrían al sistema en buenas condiciones para el crecimiento de la demanda.
- En este Plan de Expansión se recomienda a CELEC EP – TRANSELECTRIC la construcción de la Línea de Subtransmisión Loja – El Empalme a 138 KV y de la subestación El Empalme a 138 kV para el año 2016, con el fin de poder solventar los posibles problemas que enfrentaría el sistema debido al crecimiento de la demanda y a la inclusión del Plan de Cocción Eficiente.
- Finalmente, se recomienda tanto a la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. como a los organismos encargados de la expansión del sistema eléctrico tomar en cuenta todas y cada una de las obras planteadas en el presente estudio, ya que de no hacerlo el Sistema de Subtransmisión y de Media Tensión tendrán serias deficiencias en su operación, sobrepasando en amplio margen los límites establecidos. Asimismo, es necesario brindarle todo el apoyo al proyecto de construcción de la Red Subterránea de Loja y la reconfiguración de las redes de distribución en las cabeceras cantorales del área de concesión, esto con el fin de brindar un mejor servicio a los abonados y de contar con un sistema reforzado que pueda afrontar la inclusión del Plan de Cocción Eficiente.

ANEXOS