

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD
DEL CUSCO**

**FACULTAD DE: INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,
MECÁNICA Y MINAS.**

“CARRERA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA”



"TESIS FINANCIADA POR LA UNSAAC"

**“ESTUDIO PARA EL MEJORAMIENTO DE LA
OPERACIÓN EN ESTADO ESTACIONARIO DEL
SISTEMA ELÉCTRICO RURAL CHUMBIVILCAS”**

PRESENTADO POR:

BACHILLER JULIO CESAR PORTILLO LOAYZA

Para optar al título profesional de: INGENIERO ELECTRICISTA.

ASESOR:

Mgt. Ing. Vladimiro Canal Bravo.

Cusco-Perú

2015

DEDICATORIA

A mis padres, Cesar y Frida
por enseñarme
que mejor que dar pescado
es enseñar a pescar.

A mis Hermanas Ada Esther
Y María Elizabeth.

A mi hermano Gim Bruce.

AGRADECIMIENTO

A Dios por sobre todas las cosas.

A mis papas Frida y Cesar, por ser una inspiración y ejemplo a seguir.

A mis hermanas Ada, Eli y mi hermano Bruce, por nunca perder la confianza en mí.

A Bixbi, por su valioso apoyo en el desarrollo de la tesis.

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de tesis tiene como finalidad desarrollar el estudio que permita mejorar la operación en estado estacionario del sistema eléctrico rural de Chumbivilcas, previa demostración de los problemas operativos que este presenta, entre ellos cabe mencionar la influencia del efecto Ferranti, el efecto capacitivo en la línea, y las caídas considerables de tensión, que no cumplen con las exigencias que establece la la NTCSER (Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos Rurales).

Luego de demostrada la problemática que presenta este SER (Sistema eléctrico rural), en particular, se proponen alternativas de solución, para el mejoramiento de la operación en estado estacionario del mismo.

De las alternativas de solución propuestas, se escoge la más viable técnica y económicamente, de modo que el sistema opere en sus más óptimas condiciones en estado estable, demostrando que con la implementación de esa alternativa se cumplan con las tolerancias establecidas por la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos, como también la atenuación o desaparición del efecto Ferranti que presenta el sistema.

Para el desarrollo del presente trabajo de tesis se hizo uso de diversos programas computacionales como: DigSilent 14.1.3, Microsoft Office 2013, ArcGis 9.3, Matlab 7.6.0.324, de los que se hace una breve descripción de su aplicación en el desarrollo de la tesis.

RESUMEN

El siguiente trabajo de tesis, surge a raíz de los problemas en la operación en estado estacionario que presenta el SER Chumbivilcas (Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas), que es suministrado por la radial CO04, AMT (Alimentador en Media Tensión) que tiene 145 km de longitud aproximadamente (desde la S.E.T. Combapata, (Subestación de Transmisión Combapata), 138/60/22.9 KV hasta el distrito más lejano de Ccapacmarca).

Debido a esta excesiva longitud se presentan fenómenos de diversos tipos, provocando deficiencias en la operación, entre ellos se menciona la presencia del efecto Ferranti, ocasionando variaciones muy sensibles de tensión en los puntos más críticos del sistema.

El objetivo general es desarrollar el estudio que permita mejorar la operación en estado estable del sistema eléctrico rural Chumbivilcas para el periodo 2014-2034, previa evaluación de la operación actual del SER Chumbivilcas, propuestas de alternativas de solución para mejorar la operación en estado estacionario del SER Chumbivilcas, cumpliendo los márgenes establecidos por la NTCSE y desarrollar la mejor alternativa de solución.

La hipótesis que plantea este trabajo de tesis es: el mejoramiento de la operación en estado estacionario del sistema eléctrico rural Chumbivilcas, permitirá resolver problemas de efecto Ferranti, calidad de servicio (calidad de producto y suministro) y crecimiento de la demanda.

El sistema eléctrico rural Chumbivilcas operará en una tensión de 60kV, que contempla la implementación de una línea de subtransmisión desde la SET de Combapata hasta la SET Llusco. Con el cambio de nivel de tensión en el SER Chumbivilcas, se mejora considerablemente la operación en estado estacionario del SER Chumbivilcas, obteniendo niveles adecuados de tensión en todos los nodos del sistema, los cuales operan dentro de la tolerancia establecida por la NTCSE, aseverando de este modo a la hipótesis planteada.

Descripción de los capítulos:

En el Capítulo I, Se tiene el ámbito geográfico, planteamiento del problema, formulación del problema, objetivos de investigación, justificación del estudio, alcances, limitaciones, hipótesis general y específicas, antecedentes del tema de estudio, variables e indicadores, diseño metodológico, marco normativo y terminología, simbología básica y la matriz de consistencia.

En el Capítulo II, Se tiene el marco teórico que es el sustento de la elaboración de la tesis tales como: Los sistemas eléctricos de potencia, generación distribuida, límite térmico de una línea de transmisión, capacidad máxima de transmisión de líneas aéreas, efecto Ferranti, compensación de potencia reactiva, calidad de los servicios eléctricos, flujo de carga y regulación de tensión.

En el Capítulo III, Se describe la operación actual del Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas, cuando éste opera en estado estacionario, resaltando los problemas de caídas de tensión, efecto Ferranti, operación de la línea troncal cercano a su límite térmico, limitación de atención a suministros proyectados, por operar cercano a su capacidad máxima de transmisión de potencia.

En el Capítulo IV, De las cuatro alternativas de solución que se proponen en el capítulo IV, las que ofrecen una solución a largo plazo, son la instalación de una central térmica Diesel de 4.8MW con compensación de potencia reactiva, y el cambio de nivel de tensión del sistema de 22.9kV a 60kV, de las cuales la opción más adecuada técnica y económicamente, es el cambio de nivel de tensión, porque además de producir un menor impacto ambiental es más rentable.

Para el cambio de nivel de tensión, se requiere de las siguientes instalaciones:

- La ampliación de la subestación de Combapata en la barra de 60Kv
- La instalación de una Subestación de Transformación en Llusco de 9-11/9-11/3-4 MVA ONAN/ONAF en 60/22.9/10 kV.
- La instalación de 87km de línea de subtransmisión en 60kV de la SET Combapata - Nueva SET Llusco, con conductor AAAC de 185mm².

En el Capítulo V, Se desarrolla la mejor alternativa de solución seleccionada del capítulo IV, mencionando el equipamiento necesario para el cambio de nivel de tensión, que consiste en la ampliación de la barra de 60kV de la SET Combapata, la implementación de la SET Llusco y la instalación de 87km de línea de subtransmisión en 60kV.

La inversión inicial del cambio de nivel de tensión, asciende a S/. 33'882,798.60 nuevos soles, el cual se recupera en 7 años, y a partir del 8vo año, se obtiene una ganancia anual promedio de 4.6 millones de nuevos soles, por consiguiente es rentable. Además de la evaluación económica, se obtuvo un resultado del V.A.N.= 28'528,374.73, que significa que el valor presente de los flujos futuros es superior al coste inicial, y una T.I.R.=15.87%, que siendo esta T.I.R.=15.87%>tasa de descuento=6%, el cambio de nivel de tensión es aceptable, pues genera valor.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	IV
RESUMEN	V
LISTADO DE TABLAS	XIV
LISTADO DE FIGURAS	XVIII
LISTADO DE GRÁFICOS	XX
LISTADO DE ESCENARIOS DE SIMULACIÓN	XXI
LISTADO DE FÓRMULAS	XXIV
CAPÍTULO I: GENERALIDADES	2
1.1. INTRODUCCIÓN	2
1.2. ÁMBITO GEOGRÁFICO	2
1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.4. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	7
1.5. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	8
1.5.1. OBJETIVO GENERAL	8
1.5.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	8
1.6. JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO	8
1.7. ALCANCES DEL ESTUDIO	9
1.8. LIMITACIONES DEL ESTUDIO	9
1.9. HIPÓTESIS	9
1.9.1. HIPÓTESIS GENERAL	9
1.9.2. HIPÓTESIS ESPECÍFICAS	9
1.10. ANTECEDENTES DEL TEMA DE ESTUDIO	10
1.11. VARIABLES E INDICADORES	11
1.11.1. VARIABLES DEPENDIENTES E INDICADORES	11
1.11.2. VARIABLES INDEPENDIENTES E INDICADORES	11
1.11.3. VARIABLES INTERVINIENTES E INDICADORES	12
1.12. DISEÑO METODOLÓGICO	12
1.12.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN	12
1.12.2. POBLACIÓN Y MUESTRA	12
1.12.3. TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS	13
1.12.4. HERRAMIENTAS PARA EL PROCESAMIENTO DE DATOS	13
1.12.5. TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE DATOS	13
1.13. MARCO NORMATIVO Y TERMINOLOGÍA	14
1.14. SIMBOLOGÍA BÁSICA DE NORMAS INTERNACIONALES	15
1.15. MATRIZ DE CONSISTENCIA	16
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO	18
2.1. INTRODUCCIÓN	18
2.2. SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA	18
2.2.1. POTENCIA ELÉCTRICA	19
2.2.1.1. POTENCIA ACTIVA	19
2.2.1.2. POTENCIA REACTIVA	19
2.2.1.3. POTENCIA APARENTE	20
2.2.1.4. FACTOR DE POTENCIA	20
2.2.1.5. TRIÁNGULO DE POTENCIA	21

2.2.2.	PARÁMETROS ELÉCTRICOS	22
2.2.2.1.	RESISTENCIA ELÉCTRICA	22
2.2.2.2.	INDUCTANCIA	23
2.2.2.3.	CAPACITANCIA	26
2.2.3.	VARIABLES ELÉCTRICAS	28
2.2.3.1.	TENSIÓN	28
2.2.3.2.	CORRIENTE	30
2.2.4.	LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE LONGITUD MEDIA	30
2.2.5.	REGULACIÓN DE TENSIÓN	31
2.3.	OPERACIÓN DE UN SISTEMA ELÉCTRICO EN ESTADO ESTACIONARIO	32
2.4.	FLUJO DE CARGA	32
2.5.	CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE POTENCIA DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN	33
2.6.	LÍMITE TÉRMICO	33
2.6.1.	PÉRDIDAS POR CONVECCIÓN:	34
2.6.2.	PÉRDIDAS POR RADIACIÓN:	36
2.6.3.	GANANCIA SOLAR:	37
2.6.4.	GANANCIA POR EFECTO JOULE:	38
2.6.5.	EXPRESIONES PARA LAS PROPIEDADES DEL AIRE, ÁNGULO SOLAR Y RADIACIÓN:	39
	A. PROPIEDADES DEL AIRE:	39
	B. ÁNGULO SOLAR:	40
	C. RADIACIÓN:	42
2.7.	EFFECTO FERRANTI	43
2.7.1.	ECUACIONES INFLUENCIADAS POR EL EFECTO FERRANTI	44
2.7.2.	VARIACIÓN TEMPORAL DEL VOLTAJE CON EFECTO FERRANTI	45
2.8.	ESCENARIOS DE SIMULACIÓN	46
2.8.1.	PERIODO DE AVENIDA	46
2.8.2.	PERIODO DE ESTIAJE	46
2.9.	GENERACIÓN DISTRIBUIDA	46
2.9.1.	DEFINICIÓN	46
2.9.2.	FUENTES DE ENERGÍA PARA LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA	48
	A. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	48
	B. ELEMENTOS QUE CONSTITUYEN UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA	48
2.9.3.	VENTAJAS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA	49
2.10.	COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA	51
2.10.1.	COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA CON MOTOR SÍNCRONO	51
2.10.2.	CURVA EN V DEL COMPENSADOR SÍNCRONO	52
2.10.3.	COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA CON FACTS	54
	2.10.3.1. SVC (COMPENSADOR ESTÁTICO DE VARS)	56
	2.10.3.2. STATCOM (COMPENSADOR ESTÁTICO SÍNCRONO)	58
2.11.	CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS	60
2.11.1.	INTRODUCCIÓN	60
2.11.2.	NTCSER	60
2.11.3.	CALIDAD DE PRODUCTO	61
2.11.4.	INDICADOR DE CALIDAD	62
2.11.5.	TOLERANCIA	62
2.11.6.	CALIDAD DE SUMINISTRO	62
2.11.7.	INDICADORES DE INTERRUPCIONES	63
	A. SAIFI (System Average Interruption Duration Index)	63
	B. SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)	64

2.12.	SISTEMAS ELÉCTRICOS -----	64
	2.12.1. SISTEMA DE TRANSMISIÓN -----	64
	2.12.2. SUBSISTEMA DE TRANSMISIÓN -----	64
	2.12.3. SUBSISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN -----	65
	2.12.4. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN-----	65
	2.12.5. RED DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA -----	65
	2.12.6. SISTEMA ELÉCTRICO RURAL (SER) -----	65
2.13.	MEDIA DEMANDA -----	66
2.14.	MÍNIMA DEMANDA -----	66
CAPÍTULO III: EVALUACIÓN DE LA OPERACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA -----		68
3.1.	INTRODUCCIÓN -----	68
3.2.	UBICACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO RURAL CHUMBIVILCAS -----	68
	3.2.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA -----	68
	3.2.2. UBICACIÓN ELÉCTRICA-----	69
3.3.	DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LA RED EN ESTUDIO -----	70
	3.3.1. GENERALIDADES-----	70
	3.3.2. DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE COMBAPATA -----	71
	3.3.2.1. SET COMBAPATA -----	71
	3.3.3. DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE CHAMACA-----	73
	3.3.4. DESCRIPCIÓN DE LOS REGULADORES DE TENSIÓN-----	76
	3.3.5. DESCRIPCIÓN DE LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN-----	78
	3.3.6. DESCRIPCIÓN DEL ALIMENTADOR CO04 -----	79
	3.3.6.1. CONDUCTOR ELÉCTRICO-----	79
3.4.	DESCRIPCIÓN OPERATIVA DEL SISTEMA ELÉCTRICO RURAL CHUMBIVILCAS -----	80
	3.4.1. PARÁMETROS ELÉCTRICOS DEL ALIMENTADOR CO04-----	80
	3.4.1.1. PARÁMETROS ELÉCTRICOS DEL TRAMO 01:-----	81
	3.4.1.2. PARÁMETROS ELÉCTRICOS DEL TRAMO 02:-----	82
	3.4.1.3. PARÁMETROS ELÉCTRICOS DEL TRAMO 03-----	83
	3.4.2. ANÁLISIS DE LA DEMANDA DE POTENCIA DEL SER CHUMBIVILCAS -----	84
	3.4.3. ANÁLISIS DE LA OFERTA DE POTENCIA EN EL SER CHUMBIVILCAS -----	88
	3.4.3.1. CAPACIDAD DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA-----	88
	3.4.3.2. CAPACIDAD DE TRANSPORTE DEL ALIMENTADOR CO04 -----	89
	A. LIMITE TÉRMICO DE LA LÍNEA -----	90
	B. CÁLCULO DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE TRANSMISIÓN DE POTENCIA Y ESTABILIDAD EN ESTADO ESTACIONARIO-----	96
	3.4.4. FLUJO DE POTENCIA EN LA SET COMBAPATA-----	102
	3.4.5. FLUJO DE POTENCIA EN EL SER CHUMBIVILCAS-----	103
	3.4.6. ESCENARIOS DE OPERACIÓN-----	103
	3.4.7. RESULTADOS DEL FLUJO DE POTENCIA EN LAS LÍNEAS -----	118
	3.4.8. PERFIL DE TENSIÓN EN EL SER CHUMBIVILCAS-----	118
	3.4.9. EFECTO FERRANTI EN ESTADO ESTACIONARIO-----	119
	A. VARIACIÓN DE VOLTAJE RESPECTO A LA CARGA-----	119
	B. VARIACIÓN TEMPORAL DE LA ONDA DE VOLTAJE-----	123
	C. CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS INTRÍNSECOS -----	124
	D. CÁLCULO DE PARÁMETROS PASIVOS-----	124
3.5.	EL SER CHUMBIVILCAS Y LA NTC SER -----	126
	3.5.1. CALIDAD DE PRODUCTO-----	126
	3.5.2. CALIDAD DE SUMINISTRO -----	127

CAPÍTULO IV: ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN PARA MEJORAR LA OPERACIÓN EN ESTADO ESTACIONARIO DEL SER CHUMBIVILCAS -----		135
4.1.	INTRODUCCIÓN -----	135
4.2.	PROYECCIÓN DE LA DEMANDA Y OFERTA DE POTENCIA DEL SER CHUMBIVILCAS --	135
4.2.1.	PROYECCIÓN DE LA DEMANDA-----	135
4.3.	BALANCE DE OFERTA Y DEMANDA -----	140
4.4.	ALTERNATIVA 01: TRANSFERENCIA DE CARGA A OTROS ALIMENTADORES -----	141
4.4.1.	INTRODUCCIÓN-----	141
4.4.2.	ALCANCES-----	142
4.4.3.	JUSTIFICACIÓN DE LA ALTERNATIVA N° 01-----	142
4.4.4.	SELECCIÓN DEL ALIMENTADOR AL CUAL SE TRANSFERIRÁ CARGA-----	142
4.4.5.	FLUJO DE POTENCIA CON LA ALTERNATIVA N° 01-----	143
4.4.6.	VENTAJAS-----	144
4.4.7.	DESVENTAJAS-----	144
4.5.	ALTERNATIVA 02: COMPENSACIÓN DE CARGA -----	147
4.5.1.	INTRODUCCIÓN-----	147
4.5.2.	ALCANCES-----	147
4.5.3.	JUSTIFICACIÓN DE LA ALTERNATIVA N° 02-----	147
4.5.4.	SELECCIÓN DEL TIPO DE COMPENSACIÓN-----	147
4.5.5.	SELECCIÓN DEL EQUIPO DE COMPENSACIÓN-----	148
4.5.6.	FLUJO DE POTENCIA CON LA ALTERNATIVA N° 02-----	150
4.5.7.	PERFIL DE TENSIONES-----	151
4.5.8.	VENTAJAS-----	151
4.5.9.	DESVENTAJAS-----	152
4.6.	ALTERNATIVA 03: GENERACIÓN DISTRIBUIDA CON COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA -----	155
4.6.1.	INTRODUCCIÓN-----	155
4.6.2.	ALCANCES-----	155
4.6.3.	JUSTIFICACIÓN DE LA ALTERNATIVA N° 3-----	156
4.6.4.	SELECCIÓN DE LA FUENTE DE ENERGÍA PARA LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA-----	156
4.6.4.1.	GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA-----	156
4.6.4.2.	GENERACIÓN TÉRMICA-----	160
4.6.5.	EQUIPAMIENTO A IMPLEMENTARSE (CENTRAL TÉRMICA – DIESEL -GAS NATURAL)-----	163
4.6.5.1.	GRUPO ELECTRÓGENO-----	164
4.6.5.2.	GRUPO ELECTRÓGENO A GAS NATURAL-----	165
4.6.5.3.	TRANSFORMADOR DE POTENCIA-----	165
4.6.5.4.	SISTEMA DE PROTECCIÓN, CONTROL Y MANIOBRA-----	166
4.6.6.	DESPACHO DE LA CENTRAL TÉRMICA-----	166
4.6.7.	SELECCIÓN DEL EQUIPO DE COMPENSACIÓN-----	167
4.6.8.	OPERACIÓN EN ESTADO ESTABLE DEL SISTEMA CONSIDERANDO LA ALTERNATIVA 3-----	168
4.6.9.	ANÁLISIS ECONÓMICO SIMPLE DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA-----	171
4.6.9.1.	COSTOS DE INSTALACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO-----	171
4.6.9.2.	VENTAJAS DE LA ALTERNATIVA 03-----	172
4.6.9.3.	DESVENTAJAS DE LA ALTERNATIVA 03-----	172
4.7.	ALTERNATIVA 04: CAMBIO DE NIVEL DE TENSIÓN DE 22.9KV A 60KV -----	173
4.7.1.	INTRODUCCIÓN-----	173
4.7.2.	SELECCIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN-----	173
4.7.3.	SELECCIÓN DE CONDUCTOR-----	175
4.7.4.	SELECCIÓN DE CALIBRE DEL CONDUCTOR PARA LA LÍNEA EN 60 KV-----	175
4.7.5.	ANCHOS MÍNIMOS DE FAJAS DE SERVIDUMBRES-----	178

4.7.6.	EQUIPAMIENTO A IMPLEMENTAR-----	178
	A.Ampliación SET Combapata en 60 kV -----	178
	B.Subestación de transformación en Llusco-----	178
	C.Línea de subtransmisión en 60 kV Combapata – Llusco-----	178
4.7.7.	OPERACIÓN EN ESTADO ESTABLE DEL SISTEMA CONSIDERANDO LA ALTERNATIVA 04-----	179
4.7.8.	FLUJO DE POTENCIA SER CHUMBIVILCAS CON EL CAMBIO DE NIVEL DE TENSIÓN-----	179
4.7.9.	ANÁLISIS ECONÓMICO SIMPLE DEL CAMBIO DE NIVEL DE TENSIÓN -----	182
	4.7.9.1.COSTO DE INSTALACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO -----	182
	4.7.9.2.VENTAJAS DE LA ALTERNATIVA 04 -----	182
4.7.10.	DESVENTAJAS DE LA ALTERNATIVA 04 -----	183
4.8.	SELECCIÓN DE LA MEJOR ALTERNATIVA-----	183
CAPÍTULO V: DESARROLLO DE LA MEJOR ALTERNATIVA DE SOLUCIÓN-----		185
5.1.	INTRODUCCIÓN -----	185
5.2.	ALCANCES-----	185
5.3.	AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE COMBAPATA EN LA BARRA DE 60KV -----	186
	5.3.1. SISTEMA DE PROTECCIÓN DE LA AMPLIACIÓN DE LA SET COMBAPATA-----	186
5.4.	SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN LLUSCO -----	187
	5.4.1. NIVEL DE TENSIÓN 60kV:-----	187
	5.4.2. NIVEL DE TENSIÓN 22.9kV: -----	188
	5.4.3. NIVEL DE TENSIÓN DE 10kV:-----	188
	5.4.4. SISTEMA DE PROTECCIÓN DE LA SET LLUSCO -----	189
	5.4.5. UBICACIÓN GEOGRÁFICA -----	189
	5.4.6. DATOS GENERALES DEL DISTRITO DE LLUSCO -----	190
	5.4.7. VÍAS DE ACCESO -----	191
5.5.	LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN COMBAPATA - LLUSCO -----	191
	5.5.1. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS-----	191
	5.5.2. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA-----	192
5.6.	CARACTERÍSTICAS OPERATIVAS DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN -----	193
	5.6.1. PARÁMETROS DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN-----	193
	5.6.2. ESCENARIOS DE SIMULACIÓN -----	193
	5.6.3. FLUJO DE POTENCIA-----	193
5.7.	PERFIL DE TENSIONES CON LA ALTERNATIVA 04 -----	196
5.8.	ANÁLISIS DE CARGABILIDAD DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN COMBAPATA - LLUSCO-----	203
	5.8.1. LÍMITE TÉRMICO -----	203
	5.8.2. CÁLCULO DE CARGABILIDAD DE LA LÍNEA COMBAPATA LLUSCO – 60 KV -----	204
	5.8.3. CÁLCULO DE LA INFLUENCIA DEL EFECTO FERRANTI -----	210
	A.PARA LA LÍNEA EN VACÍO-----	210
	B.PARA EL 25% DE CARGA -----	211
	C.PARA EL 50% DE CARGA -----	212
	D.PARA EL 75% DE CARGA-----	213
	E.PARA EL 100% DE CARGA-----	213
5.9.	COMPENSACIONES POR MALA CALIDAD DE SUMINISTRO EN EL SER CHUMBIVILCAS-----	215
5.10.	ANÁLISIS ECONÓMICO DEL CAMBIO DE NIVEL DE TENSIÓN -----	216
	5.10.1.CÁLCULO DE LOS BENEFICIOS INCREMENTALES-----	216
	5.10.2.CÁLCULO DE LOS GASTOS INCREMENTALES -----	217
	5.10.3.CÁLCULO DEL FLUJO DE CAJA-----	218
	5.10.4.VALOR ACTUAL NETO (VAN)-----	221

5.10.5. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	-----	222
5.10.6. CÁLCULO DE PARÁMETROS FINANCIEROS	-----	223
5.11. CONCLUSIONES Y SUGERENCIAS	-----	226
5.11.1. CONCLUSIONES	-----	226
5.11.2. SUGERENCIAS	-----	227
BIBLIOGRAFÍA	-----	228
GLOSARIO	-----	230
ANEXOS		
ANEXO A	(Escenarios de simulación) -----	A-3
ANEXO B	(Mapas)-----	A-25
ANEXO C	(Planos de Estructuras)-----	A-33
ANEXO D	(Diagramas unifilares)-----	A-37
ANEXO E	(Álbum fotográfico)-----	A-43
ANEXO F	(Resultados de flujo de potencia del año 1 al 20)-----	A-49
ANEXO G	(Contratos de suministro de energía)-----	A-71
ANEXO H	(Estadísticas de Fallas)-----	A-76
ANEXO I	(Diseño de la subestación Llusco) -----	A-82

LISTADO DE TABLAS

TABLA N° 1.1:	Nivel de Tensiones del SER Chumbivilcas.
TABLA N° 1.2:	SAIFI del Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas.
TABLA N° 1.3:	SAIDI del Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas.
TABLA N° 1.4:	Simbología básica NEMA.
TABLA N° 1.5:	Matriz de consistencia.
TABLA N° 2.1:	Valor de la constante C en función de ω y χ .
TABLA N° 2.2:	Coeficientes de la ecuación (2.46) en función del tipo de atmósfera.
TABLA N° 3.1:	Tabla de características de cada regulador monofásico de la SE Chamaca.
TABLA N° 3.2:	Tabla de características de cada regulador monofásico en LLUSCO.
TABLA N° 3.3:	Tabla de características de cada regulador monofásico en QUIÑOTA.
TABLA N° 3.4:	Cantidad de subestaciones del SER Chumbivilcas por localidad.
TABLA N° 3.5:	Características del Tramo 01.
TABLA N° 3.6:	Parámetros eléctricos del Tramo 01.
TABLA N° 3.7:	Características del Tramo 02.
TABLA N° 3.8:	Parámetros eléctricos del Tramo 02.
TABLA N° 3.9:	Características del Tramo 03.
TABLA N° 3.10:	Parámetros Eléctricos del Tramo 03.
TABLA N° 3.11:	Demanda de energía del Alimentador en media tensión CO-04 en el año 2013.
TABLA N° 3.12:	Datos para la estimación de la demanda.
TABLA N° 3.13:	Demanda actual estimada.
TABLA N° 3.14:	Oferta disponible en la SET Combapata.
TABLA N° 3.15:	Oferta disponible en la barra de 22.9kv de la SET Combapata.
TABLA N° 3.16:	Flujo de Potencia en el Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas (Época de Avenida, Máxima demanda 2014).
TABLA N° 3.17:	Flujo de Potencia en el Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas (Época de Avenida, Media demanda 2014).

- TABLA N° 3.18:** Flujo de Potencia en el Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas (Época de Avenida, Mínima demanda 2014).
- TABLA N° 3.19:** Flujo de Potencia en el Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas (Época de Estiaje, Máxima demanda 2014).
- TABLA N° 3.20:** Flujo de Potencia en el Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas (Época de Estiaje, Media demanda 2014).
- TABLA N° 3.21:** Flujo de Potencia en el Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas (Época de Estiaje, Mínima demanda 2014).
- TABLA N° 3.22:** Perfil de tensiones del SER Chumbivilcas en época de AVENIDA.
- TABLA N° 3.23:** Variación temporal de la tensión en el SER Chumbivilcas.
- TABLA N° 3.24:** Parámetros Intrínsecos de la sección 120 mm^2 – 145km.
- TABLA N° 3.25:** Desempeño esperado de Electricidad de media tensión 2008-2011.
- TABLA N° 3.26:** Tolerancia del SAIDI.
- TABLA N° 3.27:** Tolerancia del SAIFI.
- TABLA N° 4.1:** Ampliaciones de redes eléctricas.
- TABLA N° 4.2:** Proyección de la demanda del año 0 al año 6.
- TABLA N° 4.3:** Proyección de la demanda del año 7 al año 13.
- TABLA N° 4.4:** Proyección de la demanda del año 14 al año 20.
- TABLA N° 4.5:** Balance de potencia proyectada en la SET Combapata.
- TABLA N° 4.6:** Flujo de Potencia en el Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas (Máxima demanda año 01, 2015).
- TABLA N° 4.7:** Tabla comparativa entre equipos de compensación de potencia reactiva.
- TABLA N° 4.8:** Comparación técnico entre el SVC y el STATCOM.
- TABLA N° 4.9:** Flujo de Potencia en el Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas (Máxima demanda año 04, 2018).
- TABLA N° 4.10:** Niveles de radiación en el SER Chumbivilcas.
- TABLA N° 4.11:** Especificaciones técnicas del grupo electrógeno a Diesel.
- TABLA N° 4.12:** Rendimiento de los grupos electrógenos a DIESEL.
- TABLA N° 4.13:** Despacho de la central térmica al ser Chumbivilcas.
- TABLA N° 4.14:** Flujo de Potencia en el Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas (Máxima demanda año 04, 2018).

- TABLA N° 4.15:** Precios del gas para generación de electricidad y otros usuarios.
- TABLA N° 4.16:** Análisis económico simple de la alternativa 3.
- TABLA N° 4.17:** Tabla comparativa entre niveles de tensión.
- TABLA N° 4.18:** Evaluación de la sección óptima del conductor.
- TABLA N° 4.19:** Anchos mínimos de franja de servidumbre.
- TABLA N° 4.20:** Flujo de Potencia en el Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas (Máxima demanda año 04, 2018), Cambio de nivel de tensión de 22.9kV a 60Kv.
- TABLA N° 4.21:** Costos referenciales de las instalaciones necesarias para el cambio de nivel de tensión.
- TABLA N° 4.22:** Costo total de las instalaciones necesarias para el cambio de nivel de tensión.
- TABLA N° 5.1:** Características Técnicas de la Línea de subtransmisión COMBAPATA – LLUSCO.
- TABLA N° 5.2:** Parámetros Eléctricos de la Línea de subtransmisión COMBAPATA – LLUSCO.
- TABLA N° 5.3:** Tensiones nodales del SER Chumbivilcas con cambio de nivel de tensión de 22.9kV a 60kV (año 1-3).
- TABLA N° 5.4:** Tensiones nodales del SER Chumbivilcas con cambio de nivel de tensión de 22.9kV a 60kV (año 4-6).
- TABLA N° 5.5:** Tensiones nodales del SER Chumbivilcas con cambio de nivel de tensión de 22.9kV a 60kV (año 7-9).
- TABLA N° 5.6:** Tensiones nodales del SER Chumbivilcas con cambio de nivel de tensión de 22.9kV a 60kV (año 10-12).
- TABLA N° 5.7:** Tensiones nodales del SER Chumbivilcas con cambio de nivel de tensión de 22.9kV a 60kV (año 13-15).
- TABLA N° 5.8:** Tensiones nodales del SER Chumbivilcas con cambio de nivel de tensión de 22.9kV a 60kV (año 16-18).
- TABLA N° 5.9:** Tensiones nodales del SER Chumbivilcas con cambio de nivel de tensión de 22.9kV a 60kV (año 19-20).
- TABLA N° 5.10:** Variación temporal de la tensión en el SER Chumbivilcas con cambio de nivel de tensión de 22.9kV a 60kV.

- TABLA N° 5.11:** Pago por compensación por mala calidad de suministro (interrupciones).
- TABLA N° 5.12:** Tarifa de venta de energía en baja y media tensión del SER Chumbivilcas.
- TABLA N° 5.13:** Tarifa de compra de energía en el SER Chumbivilcas.
- TABLA N° 5.14:** Beneficios incrementales de la alternativa del año 1 al 10.
- TABLA N° 5.15:** Beneficios incrementales de la alternativa del año 11 al 20.
- TABLA N° 5.16:** Gastos incrementales de la alternativa 02 del año 01 al 10.
- TABLA N° 5.17:** Gastos incrementales de la alternativa 02 del año 11 al 20.
- TABLA N° 5.18:** Flujo de caja del año 1 al 10.
- TABLA N° 5.19:** Flujo de caja del año 11 al 20.
- TABLA N° 5.20:** Interpretación del Valor Actual Neto (VAN).
- TABLA N° 5.21:** Datos la inversión del cambio de nivel de tensión.
- TABLA N° 5.22:** Tabla de recuperación de la inversión y flujo de caja
- TABLA N° 5.23:** Análisis de la rentabilidad.

LISTADO DE FIGURAS

- FIGURA N° 1.1:** Mapa político administrativo de la Provincia de Chumbivilcas.
- FIGURA N° 2.1:** Triángulo de potencia.
- FIGURA N° 2.2:** Campo magnético externo de un conductor sólido.
- FIGURA N° 2.3:** Armado de estructura de mayor cantidad en el SER Chumbivilcas.
- FIGURA N° 2.4:** Sección transversal de un alinea trifásica con espaciamiento asimétrico.
- FIGURA N° 2.5:** Representación en π nominal para línea de longitud media.
- FIGURA N° 2.6:** Elementos de un sistema fotovoltaico.
- FIGURA N° 2.7:** Circuito equivalente del compensador síncrono.
- FIGURA N° 2.8:** Curva en V del compensador síncrono.
- FIGURA N° 2.9:** Diagrama fasorial de un motor síncrono:
a) Diagrama fasorial de un motor síncrono subexcitado.
b) Diagrama fasorial de un motor síncrono sobreexcitado.
- FIGURA N° 2.10:** Símbolo general de a) GTO y b) IGBT.
- FIGURA N° 2.11:** Esquema simplificado de un SVC.
- FIGURA N° 2.12:** Configuración de un TSC.
- FIGURA N° 2.13:** Configuración de un TCR.
- FIGURA N° 2.14:** Diagrama unifilar del STATCOM.
- FIGURA N° 2.15:** Circuito equivalente del STATCOM.
- FIGURA N° 2.16:** Intercambio de potencia reactiva entre el STATCOM y la red de C.A.
- FIGURA N° 3.1:** Diagrama unifilar de interconexión de la SET Combapata al SEIN.
- FIGURA N° 3.2:** Configuración actual del SER Chumbivilcas.
- FIGURA N° 3.3:** Configuración de la red Chamaca 02.
- FIGURA N° 3.4:** Configuración de la salida 03 de Chamaca.
- FIGURA N° 3.5:** Ubicación de los reguladores de tensión del SER Chumbivilcas.
- FIGURA N° 3.6:** Línea troncal del Alimentador en Media Tensión CO04.
- FIGURA N° 3.7:** Distancias entre conductores – TRAMO 01.

- FIGURA N° 3.8:** Distancias entre conductores – TRAMO 02.
- FIGURA N° 3.9:** Distancias entre conductores – TRAMO 03.
- FIGURA N° 3.10:** Flujo de potencia en la línea L-1005 y SET Combapata.
- FIGURA N° 3.11:** Diagrama unifilar del sistema actual.
- FIGURA N° 3.12:** Codificación en Matlab de la variación temporal del voltaje con efecto Ferranti para el conductor de la troncal (120 mm^2).
- FIGURA N° 3.13:** Variación temporal de la tensión de la línea troncal del AMT CO04.
- FIGURA N° 4.1:** Representación de la carga a transferir del AMT CO04 al AMT CQ003.
- FIGURA N° 4.2:** Ubicación de la central térmica Llusco.
- FIGURA N° 4.3:** Potencia efectiva por tipo de generación en el Perú.
- FIGURA N° 4.4:** Conexionado de la Central Térmica Quiñota al Gasoducto Sur Peruano.
- FIGURA N° 4.5:** Derivación del gasoducto Sur Peruano a la CT Llusco.
- FIGURA N° 4.6:** Esquema de la Central Térmica Llusco (4.8 MW).
- FIGURA N° 4.7:** Ubicación del equipo de compensación de potencia reactiva.
- FIGURA N° 5.1:** Ubicación de la Subestación LLUSCO.
- FIGURA N° 5.2:** Estructura para 60Kv.

LISTADO DE GRÁFICOS

- GRÁFICO N° 1.1:** Niveles de tensión del SER Chumbivilcas.
- GRÁFICO N° 1.2:** SAIFI del Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas.
- GRÁFICO N° 1.3:** SAIDI del Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas.
- GRÁFICO N° 3.1:** Evolución de la demanda del SER Chumbivilcas.
- GRÁFICO N° 3.2:** Frecuencia de interrupciones de energía en el SER Chumbivilcas en el año 2013.
- GRÁFICO N° 3.3:** Frecuencia de interrupciones de suministro por causa en el año 2013.
- GRÁFICO N° 3.4:** Evolución del SAIFI del SER Chumbivilcas en el semestre 01 y 02 del año 2013.
- GRÁFICO N° 3.5:** Evolución del SAIDI SER Chumbivilcas en el semestre 01 y 02 del año 2013.
- GRÁFICO N° 3.6:** Valores del SAIDI del Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas desde el 2011 hasta el 2013.
- GRÁFICO N° 3.7:** Valores del SAIFI del Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas desde el 2011 hasta el 2013.
- GRÁFICO N° 4.1:** Disminución de la oferta de potencia disponible en la barra de 22.9kV a través del tiempo.
- GRÁFICO N° 4.2:** Comportamiento de la potencia generada de la central solar fotovoltaica.
- GRÁFICO N° 4.3:** Costo de inversión por sección de conductor.
- GRÁFICO N° 4.4:** Pérdidas de potencia por sección de conductor.
- GRÁFICO N° 5.1:** Diagrama del recupero de la inversión a través del tiempo.

LISTADO DE ESCENARIOS DE SIMULACIÓN

- ESCENARIO N° 3.1:** Época de avenida – máxima demanda - 2014.
- ESCENARIO N° 3.2:** Época de avenida – media demanda - 2014.
- ESCENARIO N° 3.3:** Época de avenida – mínima demanda - 2014.
- ESCENARIO N° 3.4:** Época de estiaje – máxima demanda - 2014.
- ESCENARIO N° 3.5:** Época de estiaje – media demanda - 2014.
- ESCENARIO N° 3.6:** Época de estiaje – mínima demanda - 2014.
- ESCENARIO N° 4.1:** Máxima demanda – año 1 (2015) considerando la alternativa 01 (transferencia de carga a otros alimentadores).
- ESCENARIO N° 4.2:** Máxima demanda – año 4 (2018) considerando la alternativa 02 (compensación de potencia reactiva).
- ESCENARIO N° 4.3:** Máxima demanda – año 4 (2018) considerando la alternativa 03 (generación distribuida con compensación de potencia reactiva).
- ESCENARIO N° 4.4:** Máxima demanda – año 4 (2018) considerando la alternativa 04 (Cambio de nivel de tensión).
- ESCENARIO N° A.0:** Época de avenida – máxima demanda – año 00 (2014) considerando la alternativa 04 (Cambio de nivel de tensión).
- ESCENARIO N° A.1:** Época de avenida – media demanda – año 01 (2015) considerando la alternativa 04 (Cambio de nivel de tensión).
- ESCENARIO N° A.2:** Época de avenida – mínima demanda – año 02 (2016) considerando la alternativa 04 (Cambio de nivel de tensión).
- ESCENARIO N° A.3:** Época de avenida – máxima demanda – año 03 (2017) considerando la alternativa 04 (Cambio de nivel de tensión).
- ESCENARIO N° A.4:** Época de avenida – media demanda – año 04 (2018) considerando la alternativa 04 (Cambio de nivel de tensión).

- ESCENARIO N° A.5:** Época de avenida – mínima demanda – año 05 (2019) considerando la alternativa 04 (Cambio de nivel de tensión).
- ESCENARIO N° A.6:** Época de avenida – máxima demanda – año 06 (2020) considerando la alternativa 04 (Cambio de nivel de tensión).
- ESCENARIO N° A.7:** Época de avenida – media demanda – año 07 (2021) considerando la alternativa 04 (Cambio de nivel de tensión).
- ESCENARIO N° A.8:** Época de avenida – mínima demanda – año 08 (2022) considerando la alternativa 04 (Cambio de nivel de tensión).
- ESCENARIO N° A.9:** Época de avenida – máxima demanda – año 09 (2023) considerando la alternativa 04 (Cambio de nivel de tensión).
- ESCENARIO N° A.10:** Época de avenida – máxima demanda – año 10 (2024) considerando la alternativa 04 (Cambio de nivel de tensión).
- ESCENARIO N° A.11:** Época de avenida – máxima demanda – año 11 (2025) considerando la alternativa 04 (Cambio de nivel de tensión).
- ESCENARIO N° A.12:** Época de avenida – máxima demanda – año 12 (2026) considerando la alternativa 04 (Cambio de nivel de tensión).
- ESCENARIO N° A.13:** Época de avenida – máxima demanda – año 13 (2027) considerando la alternativa 04 (Cambio de nivel de tensión).
- ESCENARIO N° A.14:** Época de avenida – máxima demanda – año 14 (2028) considerando la alternativa 04 (Cambio de nivel de tensión).
- ESCENARIO N° A.15:** Época de avenida – máxima demanda – año 15 (2029) considerando la alternativa 04 (Cambio de nivel de tensión).

- ESCENARIO N° A.16:** Época de avenida – máxima demanda – año 16 (2030) considerando la alternativa 04 (Cambio de nivel de tensión).
- ESCENARIO N° A.17:** Época de avenida – máxima demanda – año 17 (2031) considerando la alternativa 04 (Cambio de nivel de tensión).
- ESCENARIO N° A.18:** Época de avenida – máxima demanda – año 18 (2032) considerando la alternativa 04 (Cambio de nivel de tensión).
- ESCENARIO N° A.19:** Época de avenida – máxima demanda – año 19 (2033) considerando la alternativa 04 (Cambio de nivel de tensión).
- ESCENARIO N° A.20:** Época de avenida – máxima demanda – año 20 (2034) considerando la alternativa 04 (Cambio de nivel de tensión)

LISTADO DE FÓRMULAS

FÓRMULA N° (2.1.):	Potencia Activa.
FÓRMULA N° (2.2.):	Potencia Reactiva.
FÓRMULA N° (2.3.):	Potencia Aparente.
FÓRMULA N° (2.4.):	Factor de potencia.
FÓRMULA N° (2.5.):	Resistencia eléctrica.
FÓRMULA N° (2.6.):	Relación de la variación de la resistencia de los conductores con respecto a la temperatura.
FÓRMULA N° (2.7.):	Inductancia de un conductor eléctrico.
FÓRMULA N° (2.8.):	Inductancia interna de un conductor eléctrico.
FÓRMULA N° (2.9.):	Enlaces de flujo entre dos puntos.
FÓRMULA N° (2.10.):	Inductancia entre dos puntos
FÓRMULA N° (2.11.):	Enlace de flujo total en un conductor eléctrico.
FÓRMULA N° (2.12.):	Inductancia total de un conductor eléctrico.
FÓRMULA N° (2.13.):	Inductancia promedio por fase.
FÓRMULA N° (2.14.):	Inductancia promedio por fase.
FÓRMULA N° (2.15.):	Distancia entre dos conductores de una línea con espaciamento.
FÓRMULA N° (2.16.):	Espaciamento equilátero equivalente de una línea asimétrica.
FÓRMULA N° (2.17.):	Reactancia inductiva de un conductor eléctrico.
FÓRMULA N° (2.18.):	Capacitancia de línea a neutro.
FÓRMULA N° (2.19.):	Capacitancia de línea para un medio como el aire $\epsilon=1$.
FÓRMULA N° (2.20.):	Corriente de carga de la línea trifásica.
FÓRMULA N° (2.21.):	Reactancia capacitiva.
FÓRMULA N° (2.22.):	Ecuación matricial de la configuración π nominal.
FÓRMULA N° (2.23.):	Parámetro A y D de la línea en configuración π nominal.
FÓRMULA N° (2.24.):	Parámetro B de la línea en configuración π nominal.
FÓRMULA N° (2.25.):	Parámetro C de la línea en configuración π nominal.
FÓRMULA N° (2.26.):	Regulación de tensión.
FÓRMULA N° (2.27.):	Límite térmico.
FÓRMULA N° (2.28.):	Ley de conservación de energía.

- FÓRMULA N° (2.29.):** Refrigeración por convección forzada con viento bajo en W/m.
- FÓRMULA N° (2.30.):** Refrigeración por convección forzada con viento fuerte en W/m.
- FÓRMULA N° (2.31.):** Factor por efecto de la dirección del viento (adimensional).
- FÓRMULA N° (2.32.):** Para las pérdidas por convección natural.
- FÓRMULA N° (2.33.):** Pérdidas por radiación.
- FÓRMULA N° (2.34.):** Ganancia térmica por efecto solar.
- FÓRMULA N° (2.35.):** Ángulo de incidencia de los rayos solares.
- FÓRMULA N° (2.36.):** Ganancia por efecto Joule.
- FÓRMULA N° (2.37.):** Resistencia del conductor a la temperatura de operación de la línea T_c .
- FÓRMULA N° (2.38.):** Viscosidad dinámica del aire.
- FÓRMULA N° (2.39.):** Densidad del aire.
- FÓRMULA N° (2.40.):** Conductividad térmica del aire.
- FÓRMULA N° (2.41.):** Es la temperatura de la capa límite térmica medida en °C.
- FÓRMULA N° (2.42.):** Altitud solar.
- FÓRMULA N° (2.43.):** Declinación solar.
- FÓRMULA N° (2.44.):** Acimut solar.
- FÓRMULA N° (2.45.):** Variable del acimut solar.
- FÓRMULA N° (2.46.):** Radiación solar incidente total.
- FÓRMULA N° (2.47.):** Radiación solar incidente total corregida por la altura.
- FÓRMULA N° (2.48.):** Constante adimensional para corregir la radiación por altura.
- FÓRMULA N° (2.49.):** Corriente en el extremo emisor.
- FÓRMULA N° (2.50.):** B es el coeficiente de amortiguación y \sqrt{A} velocidad angular resonante de la línea.
- FÓRMULA N° (2.51.):** Variación temporal del voltaje con efecto Ferranti.
- FÓRMULA N° (2.52.):** Coeficientes en la variación del voltaje con efecto Ferranti.
- FÓRMULA N° (2.53.):** Tensión de fase.
- FÓRMULA N° (2.54.):** Tensión de interna.

FÓRMULA N° (2.55.):	Indicador de calidad.
FÓRMULA N° (2.56.):	SAIDI (System Average Interruption Duration Index).
FÓRMULA N° (2.57.):	SAIFI (System Average Interruption Frequency Inde).
FÓRMULA N° (3.1.):	Admitancia en derivación al neutro.
FÓRMULA N° (3.2.):	La impedancia total de la línea.
FÓRMULA N° (3.3.):	La admitancia total de la línea.
FÓRMULA N° (3.4.):	Pérdidas en la línea.
FÓRMULA N° (3.5.):	Eficiencia de la línea a plena carga.
FÓRMULA N° (3.6.):	Impedancia característica.
FÓRMULA N° (3.7.):	Carga de impedancia característica.
FÓRMULA N° (3.8.):	Límite teórico de estabilidad.
FÓRMULA N° (3.9.):	Longitud de onda.
FÓRMULA N° (3.10.):	Tensión en el extremo emisor.
FÓRMULA N° (5.1.):	VAN (Valor Actual Neto).
FÓRMULA N° (5.2.):	TIR (Tasa Interna de Retorno).
FÓRMULA N° (5.3.):	TIR (Tasa Interna de Retorno).

CAPÍTULO I

GENERALIDADES

CAPÍTULO I

GENERALIDADES

1.1. INTRODUCCIÓN

Un indicador del desarrollo industrial y económico de los pueblos se demuestra con la demanda energética que requiere, se comprende que a mayor demanda energética, es mayor su producción industrial, por consiguiente mayor flujo de dinero en una determinada región. Sin embargo, no todos los sistemas eléctricos están preparados para atender su demanda energética, y menos aún el inevitable crecimiento vegetativo de su demanda, frente a esta situación se consideran soluciones a corto plazo, como por ejemplo la restricción de carga de usuarios industriales, o la transferencia de carga a otros sistemas eléctricos. Pues todo el tiempo se tiene que suministrar de energía eléctrica con calidad de producto y suministro.

El presente capítulo contempla las generalidades del trabajo de tesis donde se determina el planteamiento del problema, el objetivo, la hipótesis, los antecedentes del trabajo de tesis, las variables, el diseño metodológico y finalmente la matriz de consistencia.

1.2. ÁMBITO GEOGRÁFICO

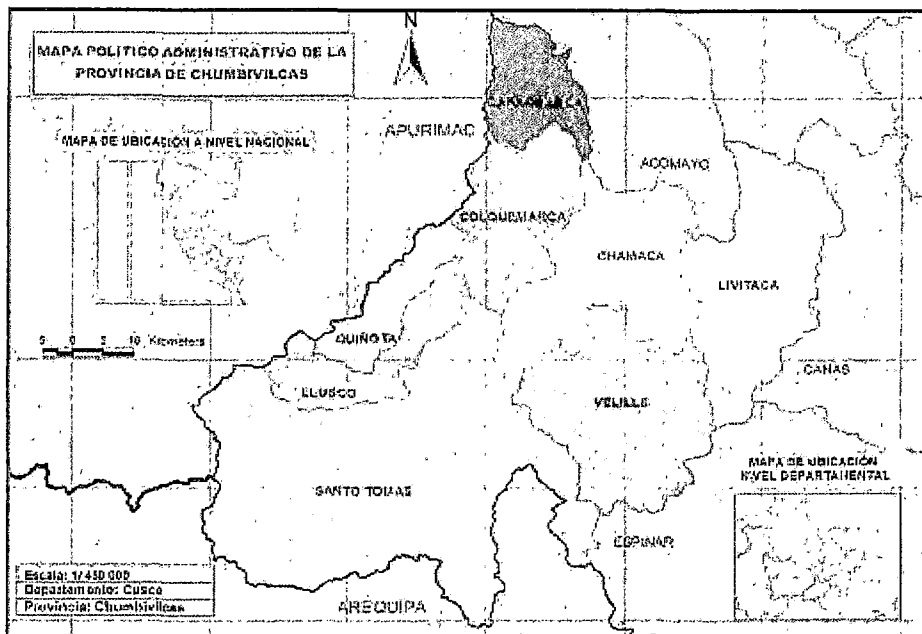
El ámbito geográfico del sistema eléctrico rural en estudio comprende la provincia de Chumbivilcas y parte de las provincias de Paruro, Canas, Cotabambas, Progreso y Cayarani, cuya altitud varía entre 3 360 msnm y 4 155 msnm.

La provincia de Chumbivilcas limita al norte con la provincia de Paruro y la provincia de Acomayo, al este con la provincia de Canas y la provincia de Espinar, al sur con la Región Arequipa y al oeste con la Región Apurímac. Tiene una superficie de 5.371,10 km².

La figura N° 1.1 muestra el mapa político administrativo de la provincia de Chumbivilcas.

FIGURA N° 1.1

Mapa político administrativo de la provincia de Chumbivilcas



t (<http://www.map-peru.com/es/mapas>) [20].

1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Actualmente el SER Chumbivilcas (Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas), es suministrado por la radial CO04, AMT (Alimentador en Media Tensión) que tiene 145 km de longitud aproximadamente (desde la S.E.T. Combapata, (Subestación de Transmisión Combapata), 138/66/24 KV hasta el distrito más lejano de Ccapacmarca) [23]. Debido a esta excesiva longitud se presentan fenómenos de diversos tipos, provocando deficiencias en la operación, entre ellos se menciona la presencia del efecto Ferranti, ocasionando variaciones muy sensibles de tensión en los puntos más críticos del sistema.

Otra causa de la deficiente operación del mencionado sistema es el inevitable crecimiento vegetativo de la demanda. En el año 2012 y 2013 la demanda máxima registrada en el AMT CO04, fue de 1.97MW y 2.3MW respectivamente, tomando en consideración la restricción de carga del cliente libre: Mina Anabi de 1250KW (Demanda máxima contratada) a 500KW (Potencia contratada en horas punta) [19], para evitar una mayor

caída de tensión en las localidades más lejanas que actualmente alimenta el mismo circuito.

La NTCSER (Norma Técnica de Calidad de Servicio Eléctrico Rural) busca un adecuado equilibrio entre las prestaciones de servicio (calidad de producto y suministro) y las tarifas que pagan los usuarios, estableciendo una tolerancia para la tensión nominal de la red de $\pm 6\%$, esto para niveles de media tensión en zonas rurales (Según el CNE-Suministro 2011). Actualmente los niveles de tensión de algunas zonas del SER Chumbivilcas, transgreden a mencionada tolerancia (tal como se muestra en la tabla N° 1.1), A pesar que cuenta con 03 reguladores de tensión.

En la tabla N° 1.1 se muestran los niveles de tensión obtenidos en la operación del SER Chumbivilcas, en escenarios de: máxima, media y mínima demanda, donde se aprecia la notable transgresión a la tolerancia establecida por la NTCSER; en máxima demanda (Escenario 1), sólo en la barra de la SET Combapata se cumple con la NTCSER. En media demanda (Escenario 2), el nivel de tensión en localidades Omacha, Chamaca, Velille, Ahuichante y Saccanca se encuentran fuera del rango establecido. Y aún en mínima demanda (Escenario 3), se puede apreciar que las localidades de Chamaca, Velille, Ahuichante y Saccanca reciben una tensión inferior en 6% de la tensión nominal. Lo que amerita una atención urgente a esta problemática del SER Chumbivilcas.

TABLA N° 1.1

Nivel de tensiones del ser Chumbivilcas.

Barra	Distancia	Tensión en barra	ESCENARIO 1 Máxima demanda			ESCENARIO 2 Media demanda			ESCENARIO 3 Mínima demanda		
	[km]	[kV]	[p.u.]	(%V)	[kV]	[p.u.]	(%V)	[kV]	[p.u.]	(%V)	[kV]
SET Combapata	0	22.9	0.98	2	22.44	1	0	22.9	1.02	-2	23.36
Cayno	24.3	22.9	0.9	10	20.77	0.96	4	22.1	0.98	2	22.63
Quewincha	42.2	22.9	0.85	15	19.65	0.94	6	21.55	0.96	4	22.13
Livitaca	45.05	22.9	0.84	16	19.36	0.93	7	21.41	0.96	4	22
Omacha	55.91	22.9	0.82	18	18.72	0.92	8	21.09	0.94	6	21.7
Chamaca	62.75	22.9	0.8	20	18.25	0.91	9	20.85	0.93	7	21.47
Velille	77.75	22.9	0.79	21	18.19	0.9	10	20.83	0.93	7	21.46
Ahuichante	79.35	22.9	0.75	25	17.35	0.89	11	20.39	0.91	9	20.78

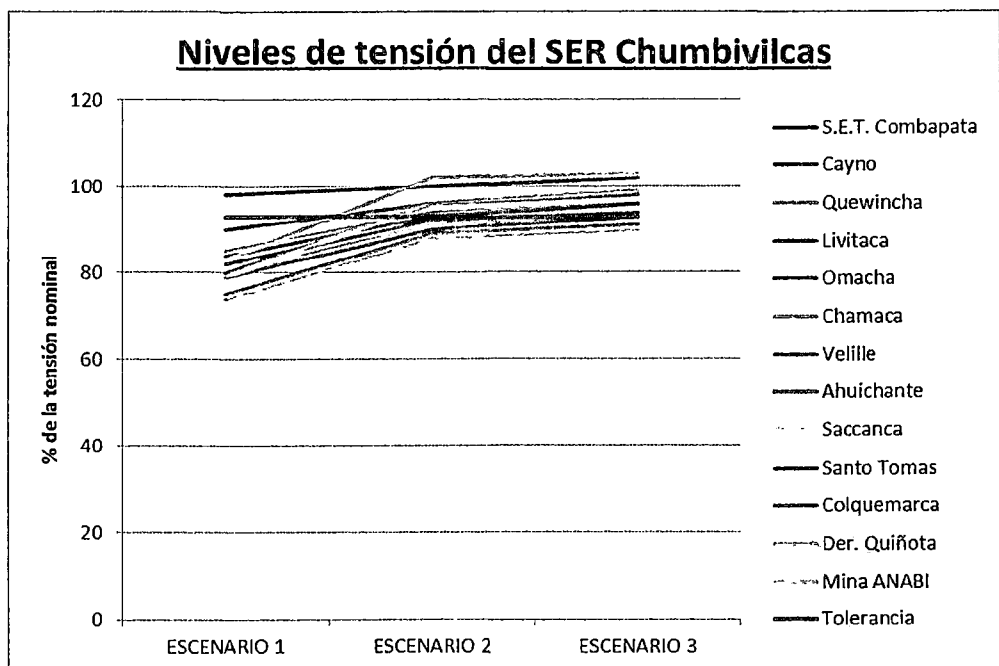
Saccanca	85.75	22.9	0.74	26	16.97	0.88	12	20.19	0.9	10	20.83
Santo Tomas	92.25	22.9	0.8	20	18.49	0.96	4	22.17	0.99	1	22.87
Colquemarca	91.25	22.9	0.8	20	18.49	0.96	4	22.18	0.99	1	22.88
Der. Quiñota	100.85	22.9	0.79	21	18.16	0.96	4	22	0.99	1	22.71
Mina ANABI	112.85	22.9	0.83	17	19.19	1.02	-2	23.55	1.03	-3	23.69

Fuente: Elaboración propia, simulado, en base a datos del GIS-Electro Sur Este S.A.A. [23] (Mayo-2013).

En el gráfico N° 1.1 se aprecia la tendencia de la tensión en los tres escenarios simulados.

GRÁFICO N° 1.1

Niveles de tensión del ser Chumbivilcas



Fuente: Elaboración propia, en base a datos del GIS-Electro Sur Este S.A.A. (Mayo-2013) [23].

La deficiencia en la operación del SER Chumbivilcas ocasiona el incremento de los indicadores de frecuencia y duración de interrupciones de suministro de energía SAIFI y SAIDI respectivamente.

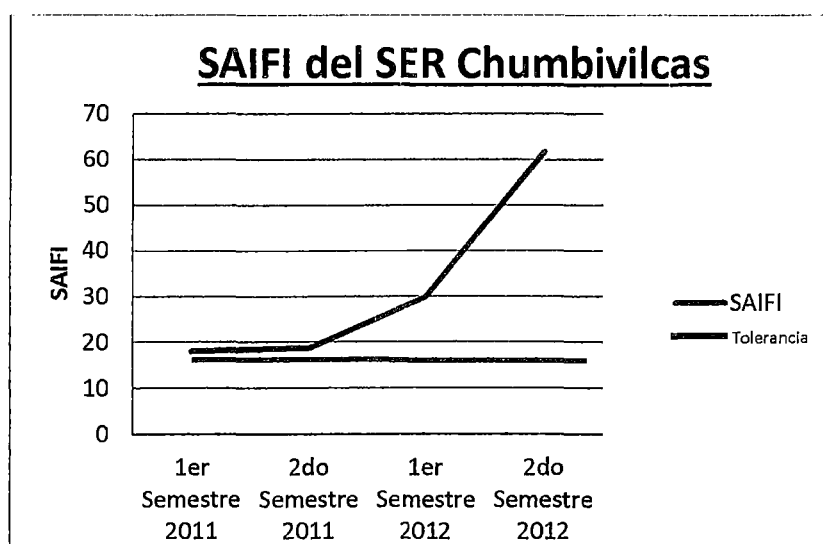
En la tabla N° 1.2, se muestra que del primer semestre del 2011 al segundo semestre del 2012, el SAIFI del SER Chumbivilcas presentó un cuantioso incremento (se considera el total de interrupciones que afectan a los usuarios), siendo la tolerancia para ese entonces de 16 interrupciones por semestre.

TABLA N° 1.2
 SAIFI del Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas.

Periodo	SAIFI	Tolerancia
1er Semestre 2011	18.117	16
2do Semestre 2011	18.856	16
1er Semestre 2012	30.067	16
2do Semestre 2012	61.712	16

Fuente: Elaboración propia, datos obtenidos del reporte mensual del "procedimiento para supervisión de la operación de los sistemas eléctricos-Resolución N° 074-2004-OS/CD" [24].

GRÁFICO N° 1.2
 SAIFI del Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas.



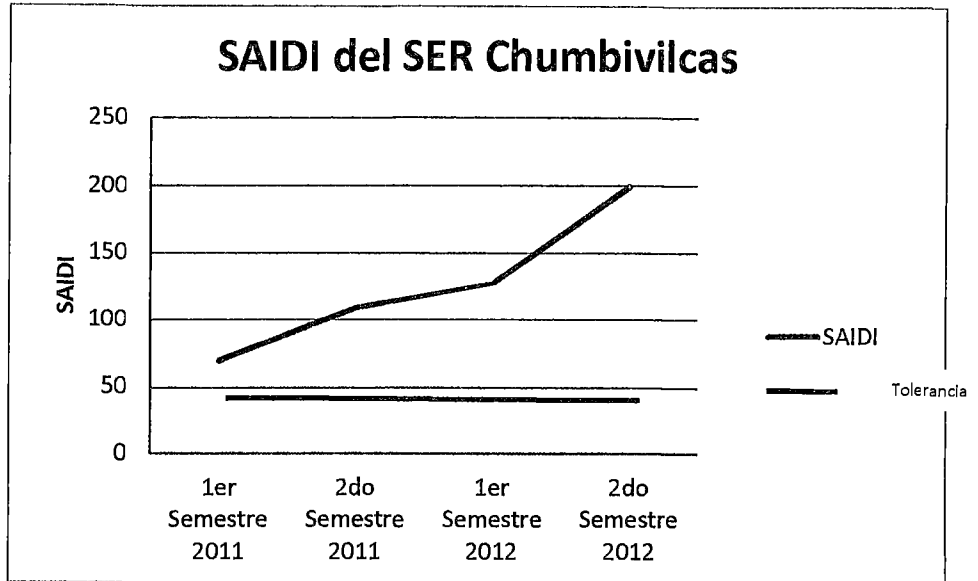
Fuente: Elaboración propia, datos obtenidos del reporte mensual del "procedimiento para supervisión de la operación de los sistemas eléctricos-Resolución N° 074-2004-OS/CD" [24].

TABLA N° 1.3
 SAIDI del Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas.

Periodo	SAIDI	Tolerancia
1er Semestre 2011	70.345	40
2do Semestre 2011	109.208	40
1er Semestre 2012	127.917	40
2do Semestre 2012	199.931	40
Acumulado a Abril del 2013	35.565	40

Fuente: Elaboración propia, datos obtenidos del reporte mensual del "procedimiento para supervisión de la operación de los sistemas eléctricos-Resolución N° 074-2004-OS/CD" [24].

GRÁFICO N° 1.3
SAIDI del Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas.



Fuente: Elaboración propia, datos obtenidos del "procedimiento para supervisión de la operación de los sistemas eléctricos-Resolución N° 074-2004-OS/CD" [24].

En la tabla N° 1.3, se aprecia un considerable incremento del SAIDI en el periodo del 2011 al 2012, donde se aprecia que en el segundo semestre del 2012 se tuvo el valor más elevado (199.9), teniendo el sistema eléctrico Chumbivilcas una tolerancia de 40 para ese año.

Por lo indicado es de urgente necesidad desarrollar el estudio para el mejoramiento de la operación del sistema eléctrico rural Chumbivilcas en estado estacionario, en un periodo comprendido desde el año 2014 al 2034, correspondiendo este estudio a un análisis de operación a largo plazo.

1.4. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

¿Cómo mejorar la operatividad en estado estable del Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas?

1.5. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.5.1. OBJETIVO GENERAL

Desarrollar el estudio que permita mejorar la operación en estado estable del sistema eléctrico rural Chumbivilcas para el periodo 2014-2034.

1.5.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Evaluar la operación actual del SER Chumbivilcas.
- Proponer alternativas de solución para mejorar la operación en estado estacionario del SER Chumbivilcas, cumpliendo los márgenes establecidos por la NTCSE.
- Desarrollar la mejor alternativa de solución.

1.6. JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO

Cuando un sistema eléctrico presenta ineficiencia de operación, trae consigo desagradables secuelas para los usuarios, por ejemplo el deterioro de sus electrodomésticos a causa de perfiles inadecuados de tensión y suspensión de diversas actividades por prolongadas interrupciones de energía eléctrica.

La empresa concesionaria, también tolera estas consecuencias, con elevadas compensaciones por consumo de energía, que se traducen en pérdidas económicas para la empresa.

Mientras más elevados sean los valores del SAIDI y SAIFI de una empresa concesionaria, estos demuestran mayor ineficiencia en la operación de sus redes, desprestigiando a la misma frente a otras empresas similares.

Los distritos de Mara, Ccapacmarca, Challhuahuacho, Haqira entre otros, con 3500 usuarios aproximadamente, pertenecen al SER Chumbivilcas, por ende deberían ser suministrados con el AMT CO04 [13]. Sin embargo a causa de la caída de tensión presente en la línea, fueron transferidos al AMT CQ03, que tiene por origen la SET Chuquibambilla (Grau-Apurímac). Con el presente estudio se pretende

suministrar de energía eléctrica a mencionadas localidades en el SER correspondiente.

Otra justificación es el incremento de la capacidad de transporte de potencia de la línea, para cubrir la demanda actual y proyectada.

1.7. ALCANCES DEL ESTUDIO

El estudio se realiza en MT (22.9 kV), y consiste en el análisis operativo actual. Asimismo se incluye el análisis de diferentes alternativas en estado estable, no se incluyen estudios transitorios (aislamiento, protección, armónicos y estabilidad)

El presente trabajo de tesis propone una alternativa de solución para la operación en estado estacionario del año 2014 al 2034, para la máxima demanda del SER Chumbivilcas.

1.8. LIMITACIONES DEL ESTUDIO

Demora en la recopilación de información, ya que se requiere viajar a la zona en diferentes épocas del año para la toma de datos (época de avenida y estiaje).

1.9. HIPÓTESIS

1.9.1. HIPÓTESIS GENERAL

El mejoramiento de la operación en estado estacionario del sistema eléctrico rural Chumbivilcas, permitirá resolver problemas de efecto Ferranti, calidad de servicio (calidad de producto y suministro) y crecimiento de la demanda.

1.9.2. HIPÓTESIS ESPECÍFICAS

- La evaluación de la operación actual del SER Chumbivilcas, permitirá mostrar las deficiencias de operación del sistema en estudio, y proponer alternativas de solución.

- El análisis de las alternativas de solución, posibilitará escoger aquella que mejor se ajuste a las necesidades del sistema, y permita cumplir con la normatividad vigente.
- El desarrollo de la alternativa seleccionada, proporcionará una propuesta de solución para resolver los problemas en la operación del SER en estudio, y que cumpla con los requisitos establecidos por las normas correspondientes de calidad de suministro y producto.

1.10. ANTECEDENTES DEL TEMA DE ESTUDIO

Las tesis vinculadas a este tema en estudio, ubicadas en la biblioteca especializada de la facultad de: Ing. Eléctrica, Electrónica, Mecánica y Minas, son:

- Estudio de la línea de transmisión Combapata, Chamaca, Llusco (NFN 0123 TE 94.0123 Pezo Luza Luzgarda)-1994.

Se tiene las siguientes conclusiones:

- ✓ Se determina como alternativa de solución al problema del déficit energético en el P.S.E. Chumbivilcas la alternativa II que tiene como solución técnica económica más óptima, para satisfacer la demanda energética utilizando una S.E. elevadora de 24/33 kV, y la construcción de una línea de Sub Transmisión en 33kV.
- ✓ El balance de energía y potencia muestra que la oferta de la S.E. de Combapata tiene suficiente capacidad de energía para todo el horizonte de estudio de 1994 al 2013.
- ✓ De la evaluación técnica y económica de las alternativas propuestas, el más recomendable es el de la alternativa II, con un nivel de tensión de 33kV y un conductor de aluminio de 70mm² de aleación de aluminio (ALDREY) que podrá satisfacer la demanda proyectada debido a que el conductor tiene una temperatura de trabajo de 70°C impuesta por el fabricante, el mismo que podrá transmitir 3.83 MW, su inversión inicial es de 2'643,172.7 U.S. \$.

- Estudio de la implementación de la nueva Sub Estación Llusco 66/33/22.9 kV (TE 11.2764 Ascue Umpire Arnaldo).

Se tiene las siguientes conclusiones.

- ✓ La implementación de la Nueva S.E. Llusco con un transformador de $64\pm 10 \times 1\% / 33/22.9$ kV; 7-9/4.5-5.2/2.5-3.5 MVA ONAN – ONAF.
- ✓ Los niveles de pérdidas se reducen; con la entrada de la nueva Subestación Llusco 66/22.9 kV.
- ✓ De los resultados y reportes de flujo de carga se concluye que la oferta está limitada a la potencia disponible en el transformador de Llusco en el lado de 66kV; es decir 7MVA; En este sentido se debe implementar la refrigeración forzada (ONAF) a fin de cubrir la demanda en el periodo de estiaje.

1.11. VARIABLES E INDICADORES

1.11.1. VARIABLES DEPENDIENTES E INDICADORES

- El flujo de potencia. Cuyos indicadores son:
 - ✓ Potencia activa.
 - ✓ Potencia reactiva.
- Calidad de suministro. Cuyos indicadores son:
 - ✓ SAIDI.
 - ✓ SAIFI.

1.11.2. VARIABLES INDEPENDIENTES E INDICADORES

- Efecto Ferranti. Cuyo indicador es:
 - ✓ Tensión.
- Incremento de la demanda en el SER Chumbivilcas. Cuyo indicador es:
 - ✓ Tasa de crecimiento.
- Capacidad de transporte del AMT CO04. Cuyo indicador es:
 - ✓ Cargabilidad de la línea.

1.11.3. VARIABLES INTERVINIENTES

- Factor de potencia del sistema.
- Normatividad.

1.12. DISEÑO METODOLÓGICO

La investigación científica busca explicar un fenómeno, hecho o proceso formulando teorías al respecto. La investigación tecnológica, en cambio, pretende modificar un determinado hecho o proceso para beneficio de la colectividad [12].

Por lo tanto el "Estudio para el mejoramiento de la operación en estado estacionario del Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas", es una investigación tecnológica porque se pretende modificar la operación de mencionado sistema eléctrico rural para beneficio de los usuarios suministrados en el mismo.

1.12.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN

Por la naturaleza del estudio, esta investigación es de tipo explicativo y clase prospectiva.

Es explicativo porque responde a las causas del problema de operación del SER Chumbivilcas, previo análisis de cada parámetro determinado que interviene en la operación de mencionado sistema eléctrico. Y es de clase prospectiva porque busca encontrar una alternativa de solución de operación en estado estacionario del SER Chumbivilcas, desde una nueva perspectiva para escenarios de máxima demanda (2014-2034).

1.12.2. POBLACIÓN Y MUESTRA

- **Universo:** El universo del presente trabajo de investigación está conformada por el SER Chumbivilcas.
- **Muestra:** La muestra está conformada por el perfil de tensiones y el comportamiento de la demanda registrados actualmente en el sistema eléctrico rural Chumbivilcas.

1.12.3. TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

En este trabajo de investigación las técnicas de muestreo según su variabilidad es variable, porque la recopilación no es suficiente debido a que se siguen acumulando datos de la demanda y perfiles de tensión. Según la posibilidad de integrar la muestra es de oportunidad múltiple porque cada uno de los elementos tiene varias posibilidades de integrar la muestra.

La información requerida se adquirirá empleando las siguientes técnicas de recolección de datos:

- La observación.
- La simulación.
- El análisis.
- La entrevista.

1.12.4. HERRAMIENTAS PARA EL PROCESAMIENTO DE DATOS

Para el procesamiento de datos se usa:

- DigSilent Power Factory 14.1.3
- Office 2013 (Word, Excel y One Note)
- Autocad versión 2015
- ArcGis versión 9.3 (Sistemas de Información Georeferenciado)
- Matlab versión 7.6.0.324F
- Adobe Photoshop CC 2014
- Paint 2013

1.12.5. TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE DATOS

El carácter del análisis de datos de este trabajo de investigación, es exploratorio porque se pretende encontrar nuevas perspectivas de operación en estado estacionario del SER Chumbivilcas, y según la naturaleza del análisis es cualitativo.

El análisis de datos obtenidos se efectuará mediante el método de estadística descriptiva.







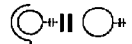

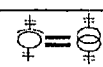





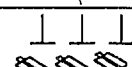

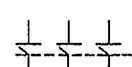
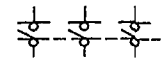

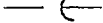






- Técnicas estadísticas
 - ✓ Medidas de tendencia central: media aritmética, la mediana y la moda.
- Presentación de datos:
 - ✓ Tabla de frecuencias y porcentajes
 - ✓ Gráficas de frecuencias
 - ✓ Gráficas de porcentajes
 - ✓ Gráficas comparativas

1.13. MARCO NORMATIVO Y TERMINOLOGÍA

- Normas nacionales
 - ✓ Norma Técnica de Calidad del Servicio Eléctrico Rural (NTCSER).
 - ✓ Código Nacional de Electricidad Suministro 2011.
 - ✓ Norma DGE RM091-2002-EM-VME-Terminología en electricidad.
 - ✓ Procedimiento técnico del COES N° 21, "Ingreso de unidades de generación, líneas y subestaciones de transformación en el COES-SINAC".
 - ✓ Resolución de consejo directivo OSINERGMIN N° 177-2012-OS-CD (2012).
 - ✓ Resolución de consejo directivo del Organismo Supervisor De La Inversión en Energía OSINERGMIN N° 074-2004-OS/CD.
 - ✓ Norma DGE – Símbolos gráficos en Electricidad
- Normas Internacionales
 - ✓ IEC : International Electrotechnical Commission.
 - ✓ IEEE : Institute of Electrical and Electronics Engineers.
 - ✓ SI : Sistema Internacional de unidades.
 - ✓ ANSI : American National Standards Institute.
 - ✓ DIN :Deutsches Institut für Normung (Instituto Alemán de Normalización).

1.14. SIMBOLOGÍA BÁSICA DE NORMAS INTERNACIONALES

TABLA N° 1.4
 Simbología básica

DESCRIPCIÓN	DIN Edición 1980	IEC
1) Transformador con dos devanados separados		
2) Auto-Transformador		
3) Bobina de reactancia		
4) Transformador de corriente		
5) Transformador de potencia		
6) Seleccionador de potencia		
7) Interruptor		
8) Seleccionador de fusibles tripolar		
9) Seccionador tripolar		
10) Condensador		
11) Fusible		
12) Tierra		
13) Batería		

Fuente: Internet (<http://es.scribd.com/doc/135499582/Simbologia-DIN-y-NEMA-pdf#scribd>)

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. INTRODUCCIÓN

Para evaluar la operación en estado estacionario de un sistema eléctrico, se debe considerar: los parámetros de la red eléctrica en estudio, variables que intervienen en su operación, demanda energética del sistema, efecto Ferranti, límite térmico de la línea, topología de la red eléctrica, calidad de suministro y calidad de producto. Por consiguiente es importante tener una base teórica en mencionados aspectos.

Teniendo como objetivo principal de estudio, mejorar la operación del SER Chumbivilcas en estado estacionario, en este capítulo también se define: generación distribuida, compensación de potencia reactiva, métodos de compensación de potencia reactiva y niveles de tensión normalizada en el Perú.

2.2. SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

Un sistema eléctrico de potencia es el conjunto de elementos conectados eléctricamente entre sí, con la finalidad de generar, transmitir y distribuir energía eléctrica, llegando hasta los últimos puntos de consumo.

El estudio de la operación en estado estacionario de un sistema eléctrico de potencia consiste en el análisis del sistema en régimen permanente bajo algunas condiciones determinadas de operación (escenarios de máxima, media y mínima demanda en época de avenida y estiaje).

A través del estudio de la operación en estado estacionario se obtienen la magnitud y el ángulo de fase de la tensión, así como los flujos de potencia activa y reactiva en cada rama (líneas y transformadores), constituyendo una importante herramienta en la operación y planificación del sistema, ya que permite detectar situaciones como sobrecarga de líneas y transformadores, violación de los límites de tensión, etc.

2.2.1. POTENCIA ELÉCTRICA

2.2.1.1. POTENCIA ACTIVA

La potencia neta o media que consume una carga durante un periodo se denomina potencia activa [9].

La potencia activa no puede ser negativa [9]

Es la energía capaz de transformar la energía eléctrica en trabajo, viene definida por la siguiente fórmula matemática:

$$P = V \cdot I \cdot \cos \varphi \quad (2.1.)$$

Donde:

P : Potencia de consumo eléctrico, expresado en watt (W).

I : Intensidad de la corriente que fluye por el circuito, en ampere (A).

$\cos \varphi$: Valor del factor de potencia.

2.2.1.2. POTENCIA REACTIVA

Si un circuito pasivo contiene bobinas, condensadores o ambos tipos de elementos, una parte de la energía durante un ciclo se almacena en ellos y posteriormente vuelve a la fuente. Durante el periodo de retorno de la energía, la potencia es negativa. La potencia envuelta en este intercambio se denomina potencia reactiva o en cuadratura. [9]

La potencia reactiva representa la energía que primero se almacena y luego se libera en el campo magnético de un inductor o en el campo eléctrico de un capacitor, [6] esto quiere decir que la potencia es positiva cuando el campo magnético acumula en el interior de la bobina. Un momento después, cuando la potencia es negativa, la energía disminuye en el campo magnético y fluye de regreso a la fuente. [8]

Un capacitor es una fuente de potencia reactiva. Actúa como fuente de potencia reactiva siempre que forma parte de un circuito de estado permanente basado en ondas sinusoidales. [8]

La potencia reactiva representa energía que al igual que un péndulo, oscila de un lado a otro sin realizar trabajo útil. [8]

El capacitor actúa como un dispositivo almacenador de energía temporal aceptando repetidamente energía durante periodos breves y liberándola de nuevo, sin embargo en lugar de almacenar la energía magnética como lo hace un reactor, un capacitor almacena energía electrostática. [8]

La fórmula matemática para hallar la potencia es la siguiente:

$$Q = V \cdot I \cdot \sin \varphi \quad (2.2.)$$

Donde:

Q : Potencia reactiva [VAR]

V : Tensión nominal [V]

φ : Ángulo del factor de potencia [°]

2.2.1.3. POTENCIA APARENTE

Los componentes P y Q de la potencia tienen diferentes significados y no pueden ser sumados aritméticamente. Sin embargo, pueden ser representados apropiadamente en forma de una magnitud vectorial denominada potencia compleja. [9]

La potencia aparente se expresa en voltamperes (VA). [8]

$$S = V \cdot I \quad (2.3.)$$

$$S = P + jQ$$

Donde:

V : Tensión (v)

I : Corriente (A)

P : Potencia activa (W)

Q : Potencia reactiva (VAR)

2.2.1.4. FACTOR DE POTENCIA

El factor de potencia de un dispositivo o circuito de corriente alterna es la relación de la potencia activa P a la potencia aparente S, es decir

$$\text{Factor de potencia} = P/S \quad (2.4.)$$

Donde:

P : Potencia activa suministrada absorbida por el circuito o dispositivo [W].

S : Potencia aparente del circuito o dispositivo [VA]

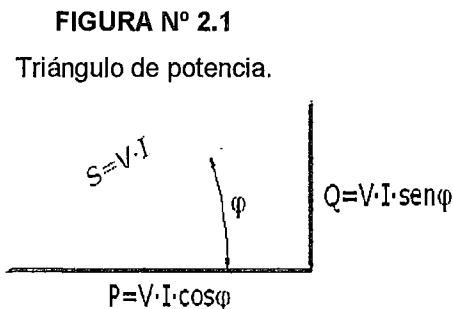
El factor de potencia se expresa como un número simple o como un porcentaje.

Como la potencia activa P nunca se puede exceder de la potencia aparente S, se deduce que el factor de potencia nunca puede ser mayor que la unidad (o que 100 por ciento), el factor de potencia de un resistor es de 100 por ciento por que la potencia aparente que absorbe es igual a la potencia activa.

2.2.1.5. TRIÁNGULO DE POTENCIA

Las potencias real, reactiva y aparente suministradas a una carga se relacionan por medio del triángulo de potencia. [6]

En la siguiente figura se muestra el triángulo de potencia al cual se hace mención.



El ángulo en la esquina inferior izquierda es el ángulo de impedancia φ . El lado adyacente a este triángulo es la potencia real P suministrada a la carga, el lado opuesto del triángulo es la potencia reactiva Q suministrada a la carga, y la hipotenusa del triángulo es la potencia aparente S de la carga [6].

Normalmente la cantidad $\cos \varphi$ se conoce como factor de potencia de una carga, y este se define como la fracción de la potencia aparente s que en realidad suministra potencia real a la carga. [6]

2.2.2. PARÁMETROS ELÉCTRICOS

2.2.2.1. RESISTENCIA ELÉCTRICA

Se denomina resistencia eléctrica a la igualdad de oposición que tienen los electrones al moverse a través de un conductor.

La resistencia de los conductores de las líneas de transmisión es la causa más importante de pérdida de potencia en ellas. El término "resistencia", a menos que sea calificado específicamente, se refiere a la resistencia efectiva, y está definida por [1]:

$$R = \frac{\text{Pérdida de Potencia en el conductor}}{|I|^2} \quad (2.5.)$$

Donde:

Pérdida de potencia en el conductor = potencia [watts]

I : Corriente rms en el conductor [A]

La resistividad depende del metal del conductor. El cobre recocido es el estándar internacional para medir la resistividad ρ (o la conductividad $\sigma = \frac{1}{\rho}$) [2]

El aluminio estirado en frío, el cual tiene 61% de la conductividad del estándar internacional, tiene una resistividad a 20 °C de $2.83 \times 10^{-8} \Omega \cdot m$. [2]

La variación en resistencia de los conductores metálicos con la temperatura es prácticamente lineal en el rango normal de operación [1].

La relación de la variación de la resistencia de los conductores con respecto a la temperatura se da con la siguiente fórmula:

$$\frac{R_2}{R_1} = \frac{T+t_2}{T+t_1} \quad (2.6.)$$

Donde R_1 y R_2 son las resistencias del conductor a las temperaturas t_1 y t_2 , respectivamente, en grados Celsius, y T es una constante.

La distribución de corriente en corriente alterna no es uniforme, conforme aumenta la frecuencia, la corriente en el conductor cilíndrico

sólido tiende a galoparse hacia la superficie del mismo, con menor densidad de corriente en el centro de éste. [2]

2.2.2.2. INDUCTANCIA

A. INDUCTANCIA INTERNA Y EXTERNA DE UN CONDUCTOR

La inductancia es con mucho el parámetro de línea más dominante desde el punto de vista del ingeniero de sistemas de potencia, pues es la reactancia inductiva que limita la capacidad de transmisión de una línea [4]. Y se calcula como enlaces de flujo por ampere. Si la permeabilidad μ es constante, la corriente sinusoidal produce flujos que varían sinusoidalmente en fase con la corriente [1]. Entonces, la inductancia está dada por:

$$L = \frac{\lambda}{I} [H] \quad (2.7.)$$

Donde:

L : Inductancia [H]

λ : Acoplamiento de flujo magnético [wb/m]

I : Corriente rms [A]

Las líneas de flujo son concéntricas al conductor [1]. Y para obtener un valor aproximado de la inductancia de una línea de transmisión, es necesario considerar el flujo dentro y fuera de cada conductor [1].

La inductancia interna L_{int} por unidad de longitud del conductor debido al flujo enlazado total λ_{int} en el interior del conductor es: [2]

$$L_{int} = \frac{\lambda_{int}}{I} = \frac{\mu_0}{8\pi} = \frac{1}{2} \times 10^{-7} \text{ H/m} \quad (2.8.)$$

Donde:

L_{int} : Inductancia interna [H/m]

λ_{int} : Flujo enlazado total interno [Wbv/m]

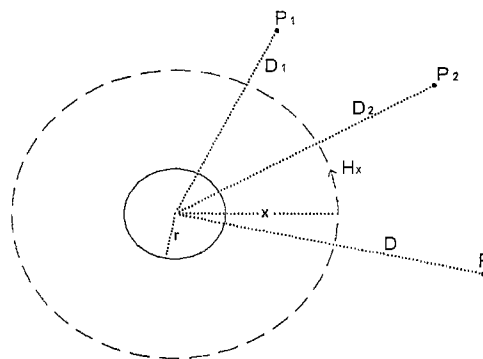
μ_0^1 : Permeabilidad en el aire

¹ $\mu_0 = 4\pi \times 10^{-7} \frac{H}{m}$: permeabilidad en el aire [3].

En la siguiente figura se muestra dos puntos P_1 y P_2 a distancias D_1 y D_2 de un conductor que lleva una corriente de I Amperes. Como el conductor está lejos de la trayectoria de retorno de la corriente, el campo magnético externo al conductor consta de círculos concéntricos alrededor del conductor y, por lo tanto, todo el flujo entre P_1 y P_2 se alinea dentro de las superficies cilíndricas concéntricas que pasan por P_1 y P_2 [4].

FIGURA N° 2.2

Campo magnético externo de un conductor sólido.



Fuente: Elaboración propia

Por lo tanto, los vínculos totales del conductor debidos al flujo entre los puntos P_1 y P_2 son:

$$\lambda_{12} = 2 \times 10^{-7} I \ln\left(\frac{D_2}{D_1}\right) \text{ Wb} - \text{v/m} \quad (2.9.)$$

Y la inductancia del conductor aportada por el flujo magnético entre los puntos P_1 y P_2 es:

$$L_{12} = \frac{\lambda_{12}}{I} = 2 \times 10^{-7} \ln\left(\frac{D_2}{D_1}\right) \text{ H/m} \quad (2.10.)$$

El flujo total que enlaza al conductor hasta el punto externo P , a la distancia D es la suma del flujo enlazado interno y el flujo enlazado externo desde $D_1=r$ hasta $D_2=D$, entonces:

$$\lambda_p = 2 \times 10^{-7} I \ln\left(\frac{D}{r'}\right) \text{ Wb} - \text{v/m} \quad (2.11.)$$

Donde:

r : Radio del conductor

r' : $0.7788r = \text{RMG}$

Asimismo, la inductancia total L_p debida tanto al flujo enlazado interno como al externo hasta la distancia D es:

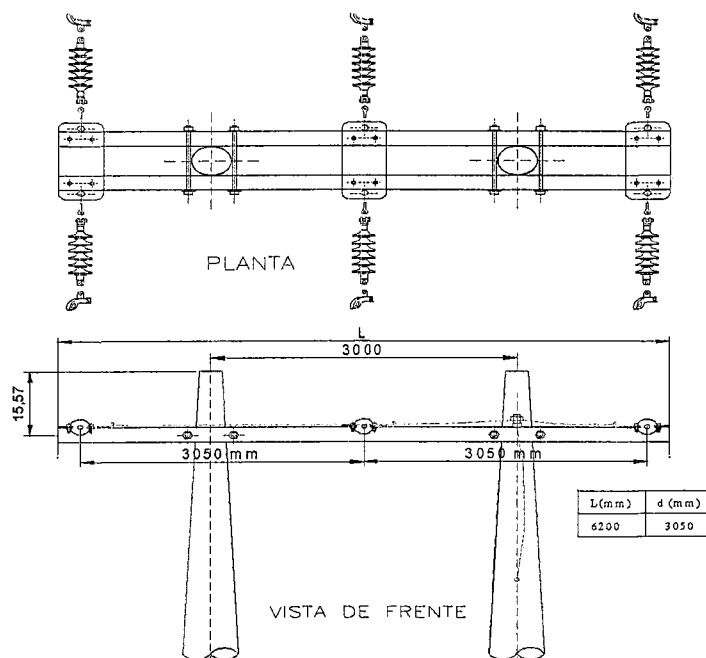
$$L_p = \frac{\lambda_p}{I} = 2 \times 10^{-7} \ln\left(\frac{D}{r'}\right) \text{ H/m} \quad (2.12.)$$

B. INDUCTANCIA DE LÍNEAS TRIFÁSICAS CON ESPACIAMIENTO ASIMÉTRICO

La configuración de los conductores eléctricos de la línea en media tensión del alimentador CO04, no es simétrica, ya que mencionados conductores se encuentran espaciados según el tipo de soporte que los sostienen, en la mayoría del recorrido de la línea se encuentran suspendidos por armados tipo AMT H8, cuya configuración se muestra en la siguiente figura.

FIGURA N° 2.3

Armado de estructura HS de mayor cantidad en el SER Chumbivilcas



Fuente: Normas y estandarización Electro Sur Este S.A.A.

El espaciado asimétrico entre conductores hace que los acoplamientos de flujo magnético y, por lo tanto, la inductancia de cada fase sean diferentes, lo cual da por resultado voltajes

desequilibrados en el lado receptor, incluso cuando se encuentra balanceado en el extremo emisor. [4]

En un circuito desbalanceado se obtiene una inductancia diferente en cada fase [1], por consiguiente, la inductancia promedio por fase es:

$$L = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D_{eq}}{D_s} \text{ H/m} \quad (2.13.)$$

o

$$L = 0.461 \log \frac{D_{eq}}{D_s} \text{ mH/km} \quad (2.14.)$$

De la ecuación anterior se tiene.

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{ab} \times D_{bc} \times D_{ac}} \quad (2.15.)$$

El cuál es la distancia entre conductores de una línea de dos conductores, o la DMG mutua entre los lados de una línea monofásica de conductores compuestos, o bien, la distancia entre conductores de una línea con espaciamento equilátero o el espaciamento equilátero equivalente de una línea asimétrica. [1]

$$D_s = \sqrt[n]{D \times d} \quad (2.16.)$$

Donde n es el número de conductores por fase, d es la distancia entre conductores al mismo haz y D es la distancia DMG descrita en catálogos de conductores.

A la oposición de la corriente alterna a través de un inductor se llama reactancia inductiva (X_L), este tipo de reactancia absorbe potencia reactiva (Q) del sistema, y está dada por:

$$X_L = W \times L = 2 \times \pi \times f \times L \quad (2.17.)$$

Donde f es la frecuencia del sistema (60Hz), y L es la inductancia de la línea.

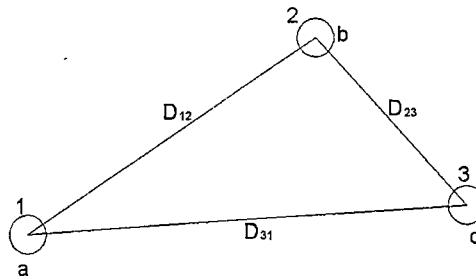
2.2.2.3. CAPACITANCIA

La capacitancia y la conductancia constituyen juntas la admitancia en derivación de una línea de transmisión. La conductancia es el resultado de la fuga sobre la superficie de los aisladores y es de orden

de magnitud despreciable. Cuando se aplica un voltaje alterno a la línea, la capacitancia de esta produce un adelanto en la corriente sinusoidal llamada corriente de carga, que se genera incluso cuando el circuito de la línea está abierto en el extremo distante. Como la capacitancia de la línea es proporcional a su longitud, la corriente de carga es despreciable para líneas con longitud menor de 100 km. Para líneas más largas, la capacitancia adquiere una importancia mayor y se tiene que tomar en cuenta. [4]

FIGURA N° 2.4

Sección transversal de una línea trifásica con espaciamento asimétrico.



Fuente: Elaboración propia.

El campo eléctrico cerca de la superficie de un conductor trenzado no es el mismo que el de uno cilíndrico sólido. No obstante, es usual, al calcular la capacitancia de la línea, reemplazar un conductor trenzado por un cilíndrico sólido de conducción perfecta cuyo radio sea igual al radio exterior de este conductor trenzado. El error resultante en la capacitancia es pequeño ya que sólo resulta afectado el campo eléctrico cerca de las superficies de los conductores. [2]

La dimensional de la capacitancia de línea a neutro (C_n) es de microfaradios por kilómetro ($\mu\text{F} / \text{km}$), y está dada por.

$$C_n = \frac{q_a}{V_{an}} = \frac{2\pi k}{\ln\left(\frac{D_{eq}}{r}\right)} \quad (2.18.)$$

Donde:

C_n : Capacitancia de línea a neutro.

q_a : Carga del conductor a .

V_{an} : Tensión del conductor a a neutro.

D_{eq} : Es la distancia equivalente entre centros de conductores de cada una de las fases.

k : Es la permitividad del espacio libre que en unidades SI es $k_0 = 8.85 \times 10^{-12}$ F/m.

Y la permitividad relativa para el aire es $k_r = \frac{k}{k_0} = 1$.

$$C_n = \frac{0.0242}{\log\left(\frac{D_{eq}}{r}\right)} \mu F / km \text{ a neutro} \quad (2.19.)$$

Donde:

r : Es el radio medio geométrico del conductor.

La corriente de carga de la línea para una línea trifásica en forma de fasor es: [4]

$$I_a(\text{carga de línea}) = j\omega C_n V_{an} \text{ A/km} \quad (2.20.)$$

A la oposición de una corriente alterna a través de un capacitor se llama Reactancia Capacitiva (X_c), este tipo de reactancia genera potencia reactiva (Q) al sistema, siendo esta:

$$X_c = \frac{1}{w.C} = \frac{1}{2\pi f C} \quad (2.21.)$$

Donde f es la frecuencia (60Hz), C es la capacitancia de la línea de transmisión y w es la velocidad angular.

2.2.3. VARIABLES ELÉCTRICAS

2.2.3.1. TENSIÓN

Denominado también potencial eléctrico.

Si el trabajo es necesario para mover una carga Q de un coulomb es de un julio, cuando esta se encuentra en un campo eléctrico, desde un lugar a otro, entonces se dice que el punto final tiene 1 voltio respecto al punto inicial. [9]

A continuación se definen la tensión nominal, tensión de servicio y nivel de tensión.

I. TENSIÓN NOMINAL

La tensión nominal es una magnitud característica en base a la que se dimensionan los medios de servicio en lo referente a la tensión y a la frecuencia de la red. Frente a esto la tensión de servicio es la tensión aplicada a la red [13].

II. NIVEL DE TENSIÓN

Uno de los valores de tensión nominal utilizados en un sistema dado [13].

A. BAJA TENSIÓN (abreviatura: B.T.): Conjunto de niveles de tensión utilizados para la distribución de la electricidad. Su límite superior generalmente es $U \leq 1 \text{ kV}$, siendo U la Tensión Nominal [13].

Las tensiones normalizadas IEC son:

- 380/220V
- 440/220V

B. MEDIA TENSIÓN (abreviatura: M.T.): Cualquier conjunto de niveles de tensión comprendidos entre la alta tensión y la baja tensión [13].

Los límites son $1 \text{ kV} < U \leq 35 \text{ kV}$, siendo U la Tensión Nominal.

Las tensiones normalizadas IEC son:

- 20.0kV
- 22.9kV
- 33kV
- 22.9/13.2 kV
- 33/19 kV

C. ALTA TENSIÓN (abreviatura: A.T.): En un sentido general, conjunto de niveles de tensión que exceden la baja tensión (en el contexto del Código Nacional de Electricidad-Utilización).

En un sentido restringido, conjunto de niveles de tensión superior utilizado en los sistemas eléctricos para la transmisión masiva de

electricidad. Con Límites comprendidos entre $35 \text{ kV} < U \leq 230 \text{ kV}$ [13].

Las tensiones normalizadas IEC son:

- 60kV
- 138kV
- 220Kv

D. MUY ALTA TENSIÓN (abreviatura: M.A.T.): Niveles de tensión utilizados en los sistemas eléctricos de transmisión, superiores a 230 kV [13].

La tensión normalizada IEC es:

- 500kV

2.2.3.2. CORRIENTE

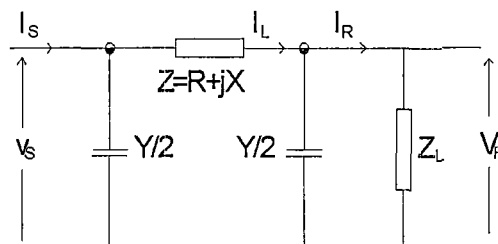
La corriente eléctrica o intensidad eléctrica es el flujo de carga eléctrica por unidad de tiempo que recorre un material. Se debe al movimiento de las cargas (normalmente electrones) en el interior del material. En el Sistema Internacional de Unidades se expresa en C/s (coulomb por segundo), unidad que se denomina amperio (A).

2.2.4. LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE LONGITUD MEDIA

Para líneas de longitud media, que por lo general varían de 80 a 250 km, a 60 Hz, es común concentrar la capacitancia total en derivación y ubicar la mitad en cada extremo de la línea. En la siguiente figura se muestra un circuito de este tipo, conocido como circuito π nominal [2].

FIGURA N° 2.5

Representación en π nominal para línea de longitud media



Fuente: Kotari, pág. 138

De la figura N° 2.5, se tiene:

$$I_S = I_R + \frac{1}{2}V_R Y + \frac{1}{2}V_S Y$$

$$V_S = V_R + \left(I_R + \frac{1}{2}V_R Y\right)Z = V_R \left(1 + \frac{1}{2}YZ\right) + I_R Z$$

$$I_S = I_R + \frac{1}{2}V_R Y + \frac{1}{2}Y[V_R \left(1 + \frac{1}{2}YZ\right) + I_R Z]$$

$$= V_R Y \left(1 + \frac{1}{4}YZ\right) + I_R \left(1 + \frac{1}{2}YZ\right)$$

Finalmente se llega a:

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(1 + \frac{1}{2}YZ\right) & Z \\ Y\left(1 + \frac{1}{4}YZ\right) & \left(1 + \frac{1}{2}YZ\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \quad (2.22.)$$

Donde:

- V_S : Tensión en el extremo emisor.
- I_S : Corriente en el extremo emisor.
- V_R : Tensión en el extremo receptor.
- I_R : Corriente en el extremo receptor.
- Y : Matriz de admitancias.
- Z : Matriz de impedancia.

Por lo tanto los parámetros A, B, C y D de la línea son:

$$A = D = 1 + \frac{YZ}{2} \text{ por unidad} \quad (2.23.)$$

$$B = Z \Omega \quad (2.24.)$$

$$C = Y \left(1 + \frac{YZ}{4}\right) S \quad (2.25.)$$

2.2.5. REGULACIÓN DE TENSIÓN

La regulación de tensión de una línea de transmisión se define como la elevación de voltaje en el extremo de recepción, expresada como porcentaje del voltaje a plena carga, cuando se desconecta la carga total a un factor de potencia especificado, es decir [2]:

$$\text{Regulación Porcentual} = \frac{|V_{RO}| - |V_{RL}|}{|V_{RL}|} \times 100\% \quad (2.26.)$$

Dónde:

$|V_{RO}|$: Magnitud de voltaje sin carga en el extremo de recepción.

$|V_{RL}|$: Magnitud de voltaje a plena carga en el extremo de recepción (para un factor de potencia especificado).

La regulación de voltaje de una línea depende mucho del factor de potencia de la carga. La regulación de voltaje mejora (disminuye) al aumentar el factor de potencia de una carga en retraso y se hace cero a un factor de potencia en adelanto [2].

2.3. OPERACIÓN DE UN SISTEMA ELÉCTRICO EN ESTADO ESTACIONARIO

Es una condición de operación de un sistema eléctrico en la cual todas las cantidades de operación que la caracterizan pueden ser consideradas constantes [14], es decir, no varían a través del tiempo (transitorios).

2.4. FLUJO DE CARGA

Realizar un flujo de cargas consiste en obtener las tensiones en los nodos, y los flujos de potencia por todos los elementos de un sistema de transmisión o distribución (líneas, transformadores, reactancias y condensadores).

Para ello, se toma como datos de partida el consumo e inyección de potencia en todos los nodos. Salvo la potencia reactiva de los nodos regulados en tensión, que se sustituye por el módulo de la tensión regulada.

Dado que cualquier magnitud de un circuito eléctrico queda definida una vez conocidas las tensiones complejas en todos sus nodos, el primer y más importante paso de un flujo de carga se dedica precisamente a esta tarea. Esto implica un proceso iterativo, como consecuencia de que las restricciones de potencia impuestas en los nodos conducen a un sistema no lineal de ecuaciones. Si este primer paso tiene éxito, una serie de cálculos rutinarios posteriores permite calcular el resto de magnitudes de interés, como flujos de potencia activa, potencia reactiva, pérdidas, etc. [1].

2.5. CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE POTENCIA DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

La máxima potencia que puede transmitirse por una línea hasta el extremo receptor, desde un punto de vista estático, depende fundamentalmente de la impedancia serie (proporcional a la longitud de la línea), y de la tensión de servicio, pero también del factor de potencia de la carga y de la presencia de dispositivos capaces de regular la tensión mediante una inyección apropiada de potencia reactiva [1].

La tensión de operación de las líneas eléctricas está acotada por el límite térmico y de aislamiento. Ello significa que para aumentar la potencia transmitida es normalmente preciso incrementar la intensidad que circula. El límite térmico es provocado por la capacidad de transmisión de calor del aislante del conductor y la máxima temperatura que puede soportar, restringiendo la capacidad de transporte de una línea de transmisión eléctrica.

2.6. LÍMITE TÉRMICO

El límite térmico de un conductor para líneas aéreas es la corriente máxima permitida, considerando una temperatura máxima a través del conductor para condiciones ambientales establecidas. El cálculo del límite térmico para líneas aéreas se obtiene mediante métodos de balance de calor. Para determinar el límite térmico de conductores aéreos desnudos es necesario considerar en el análisis el efecto de la temperatura ambiente, la velocidad y dirección del viento, la emisión solar y la altura sobre el nivel del mar (IEEE Std. 738-2002).

Para el cálculo del límite térmico considera que las condiciones atmosféricas y ambientales son invariantes en el tiempo. La metodología IEEE ofrece la opción de realizar dos cálculos diferentes en estado estable:

- Calcular la temperatura del conductor cuando la corriente circulante es conocida.
- Calcular la intensidad de corriente que lleva el conductor al límite térmico definido por el usuario.

$$I^2 R_{(T_c)} + q_s - q_c - q_r = m C_p \frac{dT_c}{dt} \overset{0}{=} 0$$

$$I^2 R_{(T_c)} + q_s - q_c - q_r = 0 \quad (2.27.)$$

$\frac{dT_c}{dt} = 0$: En estado estable la variación de la temperatura en el tiempo es cero

Partiendo de la ley de conservación de energía aplicada a una superficie y considerando la radicación solar (q_s) como flujo de entrada, a la radiación (q_r) desde la superficie al fluido externo (aire) y la convección (q_c) desde la superficie como flujo de salida, así como la conversión de energía térmica a partir de energía eléctrica la expresión de balance de energía toma la ecuación (2.28) [11].

$$q_s + q_I - q_c - q_r = 0 \quad (2.28.)$$

Donde:

q_I : Representa la potencia absorbida por efecto Joule medida en W/ft^2 .

q_s : Representa la potencia absorbida debido al sol medida en W/ft^2 .

q_c : Representa la potencia disipada por convección medida en W/ft^2 .

q_r : Representa la potencia disipada por radiación medida en en W/ft^2 .

La superficie considerada es el conductor empleado en la línea de transmisión, y al ser una línea aérea el fluido que lo rodea es el aire.

2.6.1. PÉRDIDAS POR CONVECCIÓN:

Las pérdidas por convección (q_c) en el conductor, representa el flujo de calor desde la superficie del conductor hacia el aire a su alrededor, lo cual provoca una disminución de la temperatura en el conductor, es decir, representa una pérdida de calor de la superficie de control, es un flujo de salida en la ecuación de balance térmico [11].

La convección se clasifica a su vez en forzada o natural, según que la mezcla se realice o no por medios mecánicos, en este caso se considerará al viento como elemento externo [11].

La convección forzada tiene lugar cuando una fuerza motriz exterior mueve un fluido sobre una superficie que se encuentra a una temperatura mayor o menor que la del fluido. Esa fuerza motriz exterior proviene del viento.

En la convección natural, la fuerza motriz procede de la variación de densidad en el fluido como consecuencia del contacto con una superficie a diferente temperatura. El fluido próximo a la superficie adquiere una velocidad debida únicamente a esta diferencia de densidad, sin ninguna influencia de fuerza motriz exterior [11].

La velocidad del fluido en la convección forzada es mayor que en la convección natural, se transfiere, por lo tanto, una mayor cantidad de calor para una determinada temperatura.

Para representar estas pérdidas en la ecuación de balance térmico se tiene que:

- Para las pérdidas por convección forzada, cuando el valor del número de Reynolds se ubica entre $0.1 \leq NR \leq 1000$, la ecuación viene dada por:

$$q_c = \left[1.01 + 0.0372 * \left(\frac{d * V * \rho}{\mu} \right)^{0.52} \right] * k_f * K_{ang} (t_c - t_a) \quad (2.29.)$$

- Velocidad de viento alta (convección forzada, cuando el número de Reynolds se encuentra entre $1000 \leq NR \leq 18000$), la ecuación viene dada por [11]:

$$q_c = 0.0119 * \left(\frac{d * V * \rho}{\mu} \right)^{0.6} * k_f * K_{ang} * (t_c - t_a) \quad (2.30.)$$

Donde:

- q_c : Refrigeración por convección forzada W/ft^2 .
- d : Diámetro del conductor en ft .
- V : Velocidad del viento medido en ft/hr .
- ρ : Densidad del aire medida en lb/ft^3 .

- μ : Viscosidad dinámica del aire en $lb/ft - hr$.
- k_f : Conducción térmica del aire viene medida en $W/ft - ^\circ C$.
- t_c : Temperatura del conductor en $^\circ C$.
- t_a : Temperatura ambiente en $^\circ C$.
- K_{ang} : Factor de corrección angular del viento, es adimensional.

Donde el factor K_{ang} es función del ángulo formado por la dirección del viento y la línea, la expresión para este factor es la ecuación siguiente [11]:

$$K_{ang} = 1.194 - \cos(\phi) + 0.194 * \cos(2\phi) + 0.368 * \sin(2\phi) \quad (2.31.)$$

Donde:

K_{ang} : Factor por efecto de la dirección del viento (adimensional).

ϕ : Angulo entre la dirección del viento y el eje de la línea en grados $^\circ$.

Para las pérdidas por convección natural, donde la velocidad de viento cero, se tiene la siguiente ecuación [11]:

$$q_{cn} = 0.0205 * \rho^{0.5} * d^{0.75} (t_c - t_a)^{1.25} \quad (2.32.)$$

Donde:

q_{cn} : Es el flujo de calor medido en W/ft^2 .

d : Diámetro del conductor en ft .

ρ : Densidad del aire en lb/ft^3 .

t_c : Es la temperatura del conductor medida en $^\circ C$.

t_a : Es la temperatura del aire medida en $^\circ C$.

2.6.2. PÉRDIDAS POR RADIACIÓN:

Las pérdidas por radiación (q_r), es la transferencia de calor debido a la energía emitida por el conductor en forma de onda electromagnética, esto provoca una disminución de la temperatura del conductor, por lo tanto en la ecuación del balance térmico se ve reflejado como un flujo de salida [11].

Este fenómeno depende básicamente del coeficiente de emisividad propio del conductor " ε ". Dale Douglass en su libro, "Conductor Selection and Transmission Line Optimization", recomienda utilizar en conductores nuevos $\varepsilon = 0,2$, y en conductores deteriorados por el tiempo $\varepsilon = 0,9$. Adicionalmente sugiere asumir una emisividad de 0,5 cuando el estado del conductor se desconoce [11].

$$q_r = 0.0178 * d * \varepsilon * \left[\left(\frac{t_c + 273}{100} \right)^4 - \left(\frac{t_a + 273}{100} \right)^4 \right] \quad (2.33.)$$

Dónde:

- q_r : Es el flujo de calor medido en W/ft^2 .
- d : Diámetro del conductor en ft .
- ε : Emisividad (adimensional).
- t_c : Temperatura del conductor en $^{\circ}C$.
- t_a : Temperatura ambiente en $^{\circ}C$.

2.6.3. GANANCIA SOLAR:

La ganancia solar es la transferencia de calor debida a la radiación proveniente del sol, donde la condición de la superficie del conductor determina la cantidad de energía que este puede absorber. Esto provoca un aumento en la temperatura del conductor, por lo tanto en el modelo de balance térmico se refleja como un flujo de entrada [11].

La expresión para representar la ganancia solar está dado por:

$$q_s = \alpha * Q_s * \sin(\theta) * A \quad (2.34.)$$

Donde:

- q_s : Es el flujo de calor medido en W/ft^2 .
- α : Factor de absorción solar (adimensional).
- Q_s : Flujo total solar irradiado W/ft^2 .
- A : Área proyectada del conductor ft^2/ft .
- θ : Ángulo de incidencia de los rayos solares medido en grados $^{\circ}$.

La ecuación para determinar el valor de θ es la siguiente:

$$\theta = \cos^{-1}[\cos(H_c) * \cos(Z_c - Z_L)] \quad (2.35.)$$

Donde:

θ : Ángulo de incidencia de los rayos solares medido en grados °.

H_c : Altitud solar.

Z_c : Acimut solar en (°).

Z_L : Acimut de la línea de transmisión en (°).

2.6.4. GANANCIA POR EFECTO JOULE:

La ganancia por efecto Joule (q_I) es debida a la conversión de energía eléctrica en energía térmica, esto debido al calentamiento que sufre el conductor cuando por el fluye la corriente eléctrica, esto lo coloca como un flujo de entrada en la ecuación de balance térmico [11].

La corriente I pasa a través de una resistencia R , que representa al conductor de la línea, se disipa energía eléctrica a una razón de I^2R , que corresponde a la velocidad a la que se genera energía térmica [11].

Esta ganancia se representa en la siguiente ecuación:

$$q_I = i^2 * r \quad (2.36.)$$

Donde:

q_I : Es el flujo de calor medido en W/ft^2 .

i : Corriente por el conductor medida en A.

r : Resistencia del conductor medida en Ω/ft .

La resistencia del conductor es función de la temperatura de operación, por lo tanto debe ser referida a la temperatura de operación del conductor, para ello se emplea la siguiente ecuación [11]:

$$R_{(T_c)} = \left[\frac{R_{(T_H)} - R_{(T_L)}}{T_H - T_L} \right] (T_c - T_L) + R_{(T_L)} \quad (2.37.)$$

Donde:

$R_{(T_c)}$: Es la resistencia del conductor medida en Ω/ft a la temperatura de operación de la línea T_c .

$R_{(TH)}$: Es la resistencia del conductor medido en Ω/ft a la temperatura T_H (un valor de temperatura alta Thigh).

$R_{(TL)}$: Es la resistencia del conductor medido en Ω/ft a la temperatura T_L (un valor de temperatura bajo Tlow).

T_c : Es la temperatura de operación de la línea medida en $^{\circ}C$.

T_H : Es uno de los valores de temperatura tomado como referencia para el conductor, es un valor bajo y se mide en $^{\circ}C$.

T_L : Es uno de los valores de temperatura tomado como referencia para el conductor, es una valor bajo y se mide en $^{\circ}C$.

Donde debe ser conocido el valor de resistencia para dos temperaturas distintas, puesto que la resistencia tiene un comportamiento lineal con el cambio de temperatura. Dado por la norma IEEE 738 Standard for Calculating the Current-Temperature of Overhead Conductors.

2.6.5. EXPRESIONES PARA LAS PROPIEDADES DEL AIRE, ÁNGULO SOLAR Y RADIACIÓN SOLAR

Para determinar los términos involucrados en la expresión de balance térmico hacen falta algunas expresiones las cuales se muestran a continuación:

A. PROPIEDADES DEL AIRE:

La viscosidad del aire está dada por la siguiente ecuación:

$$\mu = \frac{1.458 \cdot 10^{-6} (T_f + 273)^{1.5}}{T_f + 383.4} \quad (2.38.)$$

Donde:

μ : Viscosidad dinámica del aire en $lb/ft - hr$.

T_f : Es la temperatura de la capa limite térmica medida en $^{\circ}C$.

La densidad del aire viene dado por la siguiente ecuación:

$$\rho = \frac{1.293 - 1.525 \cdot 10^{-4} \cdot H + 6.379 \cdot 10^{-9} \cdot H^2}{1 + 0.00367 T_f} \quad (2.39.)$$

Donde:

ρ : Densidad del aire en en lb/ft^3 .

H : Altura medida en ft .

T_f : Es la temperatura de la capa limite térmica medida en $^{\circ}C$.

La conductividad térmica del aire se expresa en la siguiente ecuación:

$$k_f = 2.424 \cdot 10^{-2} + 7.477 \cdot 10^{-5} T_f - 4.407 \cdot 10^{-9} T_f^2 \quad (2.40.)$$

Donde:

k_f : Conductividad térmica del aire viene medida en $W/(ft - ^{\circ}C)$.

T_f : Es la temperatura de la capa limite térmica medida en $^{\circ}C$.

La expresión que define la capa del límite térmico (T_f) viene dado por la siguiente ecuación:

$$T_f = \frac{(T_c + T_a)}{2} \quad (2.41.)$$

Donde:

T_f : Es la temperatura de la capa limite térmica medida en $^{\circ}C$.

T_c : Es la temperatura del conductor medida en $^{\circ}C$.

T_a : Es la temperatura del aire medida en $^{\circ}C$.

B. ÁNGULO SOLAR:

La altitud solar viene expresada por la ecuación (2.42):

$$H_c = \sin^{-1}[\cos(Lat) \cos(\delta) \cos(\omega) + \sin(Lat) \sin(\delta)] \quad (2.42.)$$

Donde:

H_c : Altitud solar en ($^{\circ}$).

- Lat* : Latitud geográfica de la zona donde se encuentra ubicada la línea se mide en grados °.
- ϖ : Ángulo de la hora local en °, donde cada hora se mide en múltiplos de 15° correspondiendo con las 12 pm al valor 0°, las 11 am el valor de -15° y la 1 pm corresponde al valor de +15°.
- δ : Es la declinación solar y se mide en grados °.

La declinación solar (δ) viene dada por la siguiente ecuación:

$$\delta = 25.4583 \sin\left(\frac{284+N}{365} * 360\right) \quad (2.43.)$$

Donde:

- δ : Es la declinación solar y se mide en grados °.
- N : El día del año en el que se realiza el cálculo, siendo el 1° de enero N=1 y el 31 de diciembre N=365.

El acimut del sol (Z_c) está dado por:

$$Z_c = C + \arctan(\chi) \quad (2.44.)$$

Donde la variable del acimut solar (χ) viene dada por la ecuación siguiente:

$$\chi = \frac{\sin(\varpi)}{\sin(Lat) \cos(\varpi) - \cos(Lat) \tan(\delta)} \quad (2.45.)$$

Donde:

- Lat* : Latitud geográfica de la zona donde se encuentra ubicada la línea se mide en grados °.
- ϖ : Ángulo de la hora local en °, donde cada hora se mide en múltiplos de 15° correspondiendo con las 12 pm al valor 0°, las 11 am el valor de -15° y la 1 pm corresponde al valor de +15°.
- δ : Es la declinación solar y se mide en grados °.

El valor de la constante solar del acimut (C) viene dado en la tabla N° 2.1 y depende de los valores de ϖ y χ .

TABLA N° 2.1

Valor de la constante C en función de ω y χ

ANGULO HORARIO (°)	C SI ≥ 0	C SI < 0
$-180 \leq \omega < 0$	0	180
$0 \leq \omega \leq 180$	180	360

Fuente: Std IEEE 738 DE 2006

C. RADIACIÓN:

La radiación se expresa en la tabla N° 2.2., para una condición de atmosfera clara y para una condición de atmosfera industrial o contaminada [11].

$$Q_s = A + BH_c + CH_c^2 + DH_c^3 + EH_c^4 + FH_c^5 + GH_c^6 \quad (2.46.)$$

Donde:

Q_s : Radiación solar incidente total en (W/m^2).

H_c : Altitud solar calculada a partir de la ecuación (2.42).

A, B, C, D, E y F Coeficientes del modelo matemático y se selecciona de la tabla N° 2.2 con base en el tipo de atmósfera presente en la zona.

TABLA N° 2.2

Coeficientes de la ecuación (2.46) en función del tipo de atmósfera

Atmósfera limpia (Nivel de contaminación Bajo o Medio)	
A	-42.2391
B	63.8044
C	-1.922
D	3.46921E-02
E	-3.61118E-04
F	1.94318E-06
G	-4,07608E-09
Atmósfera industrial (Nivel de contaminación Medio-Alto o Alto)	
A	53.1821
B	14.2110
C	6.6138E-01
D	-3.1658E-02
E	5.4654E-04
F	-4.3446E-06
G	1.3236E-08

Fuente: Std IEEE 738 de 2006

Entonces quedaría la ecuación para la radiación:

$$Q_{Se} = K_{SOL} Q_s \quad (2.47.)$$

Donde:

Q_{Se} : Radiación solar incidente total corregida por la altura en W/ft^2 .

Q_s : Radiación con atmosfera clara o contaminada se mide en W/ft^2 .

Los valores obtenidos en la tabla N° 2.2 son corregidos por la altura con la siguiente ecuación:

$$K_{SOL} = 1 + 1.148 * 10^{-4} * H - 1.108 * 10^{-8} * H^2 \quad (2.48.)$$

Donde:

K_{SOL} : Cte. adimensional para corregir la radiación por altura.

H : Altura medida en ft .

De las expresiones dada por la IEEE 738 Standard for Calculating the Current-Temperature of Bare Overhead Conductors para las propiedades del aire y radiación solar se emplean solo las que no reportan las estaciones meteorológicas.

2.7. EFECTO FERRANTI

El efecto de la capacitancia de la línea es causar que el voltaje en el extremo receptor en condiciones sin carga sea mayor que el voltaje en el extremo transmisor. El efecto se vuelve más pronunciado cuando la longitud de la línea aumenta. Este fenómeno se conoce como el efecto Ferranti [2].

Es importante reducir el efecto Ferranti ya que, una elevación peligrosa de la tensión en el extremo receptor de la línea, puede provocar efectos destructivos en las instalaciones.

Principio: Las características eléctricas de los condensadores dependen de sus características geométricas y del material del cual estén contruidos. Pero para ser un buen condensador tiene que cumplir

requisitos geométricos mínimos: grandes placas con separaciones pequeñas.

Cuando se habla de condensadores en líneas aéreas, el efecto condensador se produce entre dos conductores de una línea o entre un conductor y tierra. Es decir, las placas son los conductores o la proyección de estos sobre la tierra; por tanto, placas de muy pequeño tamaño, como mucho de unos centímetros. En cambio la separación entre las placas (conductores) es muy grande (de hasta 15m en algunos casos).

Para líneas mayores a 80km las placas son demasiado pequeñas y el efecto capacitivo puede desprejarse, en cambio con líneas mayores de esta longitud y a suficiente superficie acumuladora, el efecto ya es significativo, debiéndose incluir en los cálculos [7].

A continuación se define el modelo matemático del efecto Ferranti.

2.7.1. ECUACIONES INFLUENCIADAS POR EL EFECTO FERRANTI

El efecto Ferranti como bién se ha dicho, es el que se genera en la apertura total de la carga, y se hace evidente poco a poco mientras se reduce la carga conectada a la línea de transmisión. Al abrirse por completo la carga conectada, circula en ella una corriente que es llamada corriente de carga de la línea, ésta se genera primordialmente en el punto de envío y se atenúa conforme se avanza el punto de recibo.

El efecto de disparo de un interruptor y la apertura de las cuchillas del seccionador hace que la corriente de recibo sea igual a cero y la impedancia de carga sea infinita ($I_R = 0, Z_L = \infty$), entonces tenemos:

$$V_S = V_R \cosh \gamma l \qquad I_S = \frac{V_R}{Z_C} \cosh \gamma l \qquad (2.49.)$$

Donde:

- V_S : Tensión en el extremo emisor.
- I_S : Corriente en el extremo emisor.
- V_R : Tensión en el extremo receptor.
- γ : Constante de propagación.
- l : Longitud de la línea.

2.7.2. VARIACIÓN TEMPORAL DEL VOLTAJE CON EFECTO FERRANTI

La variación temporal del voltaje se realizará de por medio del método de transformada de Laplace, debido a que este procedimiento matemático nos muestra el comportamiento del Voltaje versus Tiempo, al antitransformar el circuito equivalente de la línea de transmisión con pérdidas [7].

$$B = \frac{R}{2L} \quad A = \frac{1}{LC} - B^2 \quad (2.50.)$$

La ecuación (2.50), nos brinda información acerca del comportamiento del voltaje en la subestación con respuesta en la frecuencia, a B se le llama coeficiente de amortiguación y al término \sqrt{A} se le llama velocidad angular resonante de la línea, y ω es la velocidad angular del sistema [7].

La resolución de dicha transformada, es bastante trabajosa, se resumirá diciendo que para la resolución de dicha ecuación Laplaciana se utilizó el método de convolución de la antitransformada de Laplace, siendo el resultado [7]:

$$V_f(t) = U \times [((M \times \cos(\sqrt{A} \times t) + N \times \sin(\sqrt{A} \times t)) \times e^{-Bt}) + P \times \cos(\omega \times t) + O \times \sin(\omega \times t)] \quad (2.51.)$$

Los valores de los coeficientes U, M, N, y O, son los siguientes:

$$U = \frac{1}{C} \times V \times \frac{\omega}{\sqrt{R^2 + (\omega L)^2}}$$

$$r = (\omega + \sqrt{A}) \quad s = (\omega - \sqrt{A})$$

$$t = \left(\frac{B}{r}\right)^2 + 1 \quad v = \left(\frac{B}{s}\right)^2 + 1$$

$$M = \frac{1}{(2 \times r \times t)} + \frac{1}{(2 \times s \times v)} + \frac{B^2}{(2 \times \sqrt{A} \times s^2 \times v)} - \frac{B^2}{(2 \times \sqrt{A} \times r^2 \times t)}$$

$$N = \frac{B}{(2 \times \sqrt{A} \times r \times t)} + \frac{B}{(2 \times \sqrt{A} \times s \times v)} - \frac{B}{(2 \times s^2 \times v)} + \frac{B}{(2 \times r^2 \times t)}$$

$$P = \frac{B^2}{(2 \times \sqrt{A} \times r^2 \times t)} - \frac{B^2}{(2 \times \sqrt{A} \times s^2 \times v)} - \frac{1}{(2 \times s \times v)} - \frac{1}{(2 \times r \times t)}$$

$$O = \frac{B}{(2 \times \sqrt{A} \times r \times t)} - \frac{B}{(2 \times \sqrt{A} \times s \times v)} + \frac{B}{(2 \times s^2 \times v)} + \frac{B}{(2 \times r^2 \times t)} \quad (2.52.)$$

Donde:

- ω : Velocidad angular.
- C : Capacitancia de la línea.

- V : Tensión de la línea.
- R : Resistencia de la línea a 20 ° C.
- L : Inductancia de la línea.

El juego de ecuaciones que representan la ecuación (2.52), nos muestra los valores exactos de los coeficientes en la variación del voltaje con efecto Ferranti.

2.8. ESCENARIOS DE SIMULACIÓN

2.8.1. PERIODO DE AVENIDA

Período donde en forma cíclica se producen las precipitaciones pluviométricas con cierta regularidad, comprende los meses de noviembre a mayo [15].

2.8.2. PERIODO DE ESTIAJE

Período donde en forma cíclica se registra una disminución de precipitaciones pluviométricas [15], está comprendida entre los meses de abril a noviembre.

2.9. GENERACIÓN DISTRIBUIDA

2.9.1. DEFINICIÓN

Se entiende por generación distribuida el proceso de producción (ó generación) y distribución de energía eléctrica a pequeña o mediana escala (desde los cientos de kW hasta los 10 MW), con una cercanía a los centros finales de consumo y con posibilidad de interactuar con las redes de interconexión eléctrica. Debe aclararse, sin embargo, que el concepto de generación distribuida no es un nuevo paradigma que haya sido formulado en los últimos tiempos, pues en realidad se trata de un concepto básico que ha cobrado nuevo impulso, alentado por diversos factores tecnológicos, así como por condiciones del mercado y políticas energéticas y ambientales.

Resulta necesario adicionar a la definición de generación distribuida algunos elementos más que marcan la esencia fundamental de esta

alternativa de generación, tales como el empleo de diversas fuentes de energía, como pueden ser la energía eólica, solar, térmica, hidráulica, entre otras; diferentes tipos de combustibles, tales como biomasa, gas natural, diesel, biodiesel, etanol, gasolina, etc.

En la generación distribuida se pueden identificar cuatro tipos de aplicaciones básicas definidas como:

- I.** Generación para carga base: ubica a la generación distribuida como un sistema de generación principal y continua, interconectado a la red de distribución para operaciones de compra y venta de energía.
- II.** Generación para carga en picos: muestra la generación distribuida como un sistema alternativo de respaldo para reducir el consumo desde la red de distribución en los periodos de mayor precio del kWh, de acuerdo con las fluctuaciones de la oferta en el mercado.
- III.** Generación aislada: ubica a la generación distribuida como un sistema de generación para poblaciones totalmente aisladas del sistema de interconexión eléctrica.
- IV.** Generación para soporte de la red de distribución: sitúa la generación distribuida como un sistema de respaldo empleado especialmente en empresas de alto consumo energético solo en ciertos periodos del año, o para casos en los que se requiere elevar los niveles de confiabilidad en el suministro eléctrico.

Las discusiones acerca de las relaciones beneficio - costo real de las tecnologías de generación distribuida son un tema de permanente controversia. Este balance de beneficios y costos ha frenado notablemente la difusión de este tipo de tecnologías en mercados importantes en donde la generación distribuida con combustibles fósiles es vista en algunos casos como una alternativa menos limpia que la generación centralizada. Sin embargo en Europa el empleo de plantas de generación distribuida junto con sistemas tecnológicos CHP² ha permitido mejorar la aceptación de este tipo de sistemas, mostrando un

² CHP: Combined Heat and Power CHP (procesos de cogeneración o producción simultánea de potencia y calor)

aumento de las eficiencias totales de estos sistemas hasta un 90% en casos documentados.

El cumplimiento de las estrictas normas ambientales formuladas en los últimos años en materia de emisiones, es uno de los puntos más álgidos dentro de las discusiones relativas a los beneficios de la generación distribuida; las políticas de calidad de aire son un factor que eventualmente puede lograr frenar el avance de los sistemas de generación distribuida. Se trata pues de una carrera entre los desarrollos tecnológicos que logren mejorar la eficiencia y el nivel de emisiones de los sistemas de generación distribuida, especialmente aquellos alimentados con combustibles fósiles.

2.9.2. FUENTES DE ENERGÍA PARA LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

A. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía primordial que mantiene la vida en nuestro planeta proviene de la radiación solar, la que se transfiere al ecosistema transformándose en las muy variadas formas de energía que conocemos, dentro de ellas la energía solar fotovoltaica (ESF).

El sol irradia 174 423 000 000 000 [kWh] de energía por hora hacia la tierra y se estima que no cambiará sus características por lo menos en los próximos tres mil años, por consiguiente se podría considerar una fuente inagotable de energía.

La radiación solar es una forma de la energía transmitida por el sol compuesta de fotones, que son partículas con propiedades de onda.

Características de los generadores Fotovoltaicos:

- ✓ Utilizan una fuente de energía natural renovable.
- ✓ La energía primaria es sin costo y no requiere de transformación o producción previa.
- ✓ El sistema de generación no altera el medio ambiente, requiriendo solamente de la superficie necesaria para la instalación de los paneles

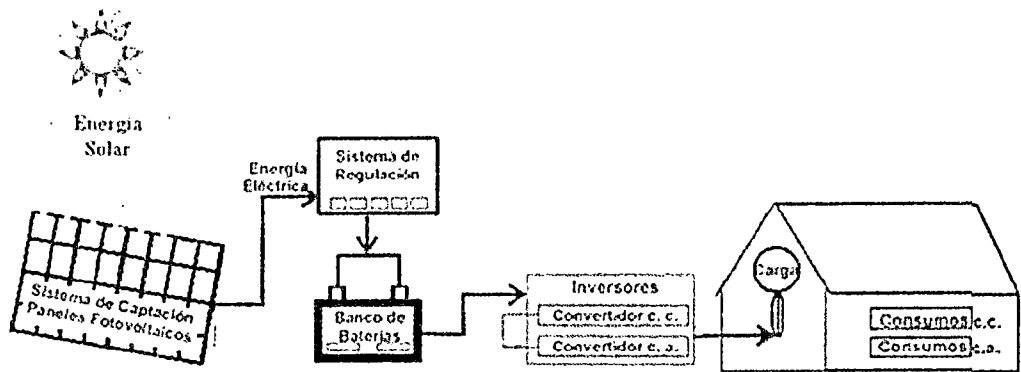
- ✓ La generación fotovoltaica no produce ruidos, no transforma el paisaje, no produce erosión, ni ningún tipo de impacto al medio ambiente.

B. ELEMENTOS QUE CONSTITUYEN UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA

Para que una instalación solar fotovoltaica funcione correctamente y tenga una elevada fiabilidad de suministro y durabilidad tiene que estar constituida por un conjunto de componentes básicos: placas fotovoltaicas, regulador, baterías eléctricas e inversor. Además de estos subsistemas, las instalaciones fotovoltaicas incluyen otros equipamientos como pueden ser el cableado o los sistemas de protección y, por supuesto, los elementos de consumo de la energía obtenida, denominados también cargas.

FIGURA N° 2.6

Elementos de un sistema fotovoltaico



Fuente: <http://www.monografias.com/trabajos82/energia-solar-fotovoltaica-y-sus-aplicaciones/energia-solar-fotovoltaica-y-sus-aplicaciones2.shtml>

2.9.3. VENTAJAS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La generación distribuida responde ajustadamente a los problemas de la generación tradicional. Por lo tanto las ventajas se catalogan en cuatro tipos:

- En la producción y en la construcción
- En el funcionamiento

- c. En el servicio
- d. En el ambiente.

La tecnología de la generación distribuida es modular y puede ser producida en masa por la industria. Además, una estandarización de los componentes, de la interconexión y de los permisos de instalación facilitará su producción e implementación. La producción en masa hará las unidades de la generación distribuida disponibles para comprarlas e instalarlas en un tiempo corto. Así el tiempo limitado, desde una intensificación de una necesidad hasta el momento de satisfacerla, cambia todo el modo de planificación. Las predicciones de la demanda en el futuro lejano y las instalaciones para satisfacerla anticipadamente, se convierten en menos necesarias.

La decisión de uso de la generación distribuida por una empresa eléctrica, le ayuda a afrontar los problemas del aumento de la demanda en regiones urbanas o rurales, donde la red de distribución es restringida. La solución que renueve la red no es siempre la menos costosa ni la más inmediata [Willis, 2000]. Así, el uso de la generación distribuida por parte de la empresa permite, evitando costes extensos y obras largas, suministrar la demanda. Si se usa la generación distribuida como reserva, puede aliviar la carga de la red en horas punta.

El uso, finalmente, de la generación distribuida por empresas eléctricas o consumidores disminuye drásticamente las pérdidas de energía en el transporte y la distribución.

Finalmente, una generación dispersa y basada a las fuentes energéticas locales, diversifica los recursos y aumenta la autosuficiencia de una región. Generadores pequeños interconectados, formando una microrred, pueden ofrecer un servicio fiable ya que la probabilidad de un fallo de todos es muy baja. Cuando uno falla es muy fácil para los otros compartir la carga. Generalmente, la generación distribuida hará el sistema eléctrico menos vulnerable a desastres naturales o provocados.

2.10. COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA

El perfil ideal de voltaje para una línea de transmisión es plano [4], para acercarnos más a mencionado perfil de voltaje se pueden modificar las características de la línea mediante compensadores de línea para, minimizar el efecto Ferranti y aumentar la capacidad de transferencia de potencia de la línea. La modificación de las características de una o varias líneas se llama compensación de línea.

2.10.1. COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA CON MOTOR SÍNCRONO

Cuando una maquina síncrona trabaja con F.D.P. capacitivo se dice que funciona como compensador síncrono o condensador síncrono.

Un motor síncrono, como cualquier maquina rotatoria tiene una estructura básica formada por dos componentes principales. [10]

ESTATOR: representa la parte de la máquina que no se mueve y por lo general es la parte externa a la máquina. [10]

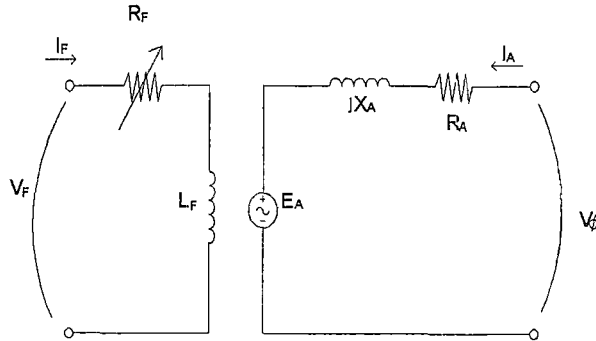
ROTOR: Esta es la parte de la máquina que está libre para el movimiento y normalmente es la parte interior de la máquina. [10]

Un motor síncrono es igual en todos los aspectos a un generador síncrono, excepto en que la dirección del flujo de potencia es la opuesta. Ya que se invierte la dirección del flujo de potencia en la máquina, se puede esperar que la dirección de la corriente en el estator del motor también se invierta. Por lo tanto, el circuito equivalente de un motor síncrono es exactamente igual al circuito equivalente de un generador síncrono excepto en que la dirección de referencia de I_A (corriente de armadura) está invertida. [6]

A continuación se muestra el circuito equivalente de un compensador síncrono.

FIGURA: N° 2.7

Circuito equivalente del compensador síncrono.



De la figura anterior, por la ley de voltaje de Kirchhoff, se tiene:

$$V_{\phi} = E_A + jX_A I_A + R_A I_A \quad (2.53.)$$

$$E_A = V_{\phi} - jX_A I_A - R_A I_A \quad (2.54.)$$

Donde:

- V_{ϕ} : Tensión de fase [V]
- E_A : Tensión interna [V]
- X_A : Reactancia interna [Ω]
- R_A : Resistencia interna [Ω]
- X_S : Reactancia de campo [Ω]

2.10.2. CURVA EN V DEL COMPENSADOR SÍNCRONO

En la siguiente figura se observa que al crecer la excitación (cuya consecuencia es E_m), la corriente comienza a disminuir, se hace mínima para $\cos \phi = 1$ y vuelve a aumentar cuando se hace capacitivo. Esta ley de variación es la que reproduce la característica $I = f(I_{ex})$, llamada por su forma "curva de V". Se puede trazar una familia de curvas, una para cada estado de carga, así en la (Figura N° 2.8) se han trazado para plena carga (P_c), media carga ($\frac{1}{2} P_c$) y un cuarto de ($\frac{1}{4} P_c$).

Para bajos valores de excitación la máquina es inductiva (zona izquierda). Para $\cos = 1$ la corriente es mínima, por consiguiente los mínimos determinan la curva de $\cos \phi = 1$. Estos puntos se encuentran

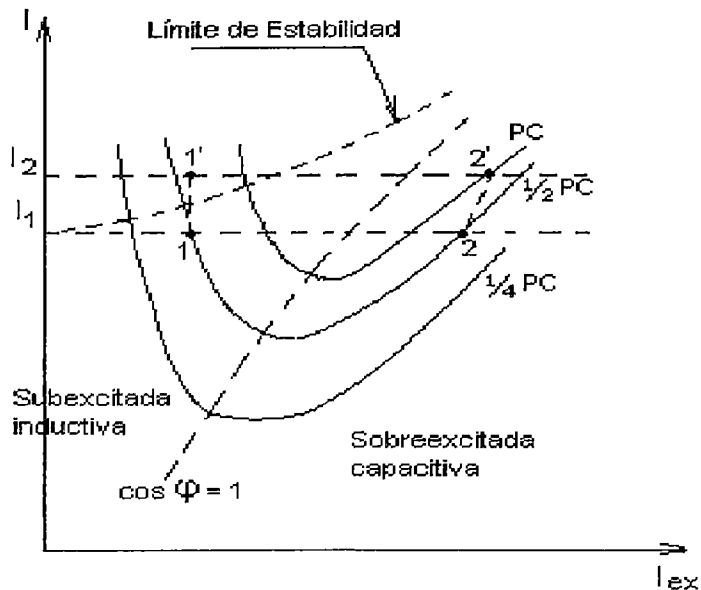
desplazados hacia la derecha porque a mayor carga más reacción de inducido, por lo tanto se necesita aumentar la excitación.

Para valores grandes de excitación, la máquina es capacitiva (zona de la derecha). Para muy bajos valores de excitación, para cada estado de carga, llega a un punto que la fuerza de atracción magnética no es suficiente para mantener al rotor ligado al campo rodante, la máquina se desengancha y se detiene, estos puntos determinan el límite de estabilidad.

Un motor puede trabajar sub o sobreexcitado, para un mismo estado de carga (punto 1 ó 2 a $\frac{1}{2}P_c$), pero ante una sobrecarga ($I_2 - I_1$), en el primer caso se detiene (punto 1') en cambio en el segundo caso solo pasa a un estado de carga mayor (punto 2'), por consiguiente el compensador síncrono sobreexcitado es más estable.

FIGURA: N° 2.8

Curva en V del compensador síncrono



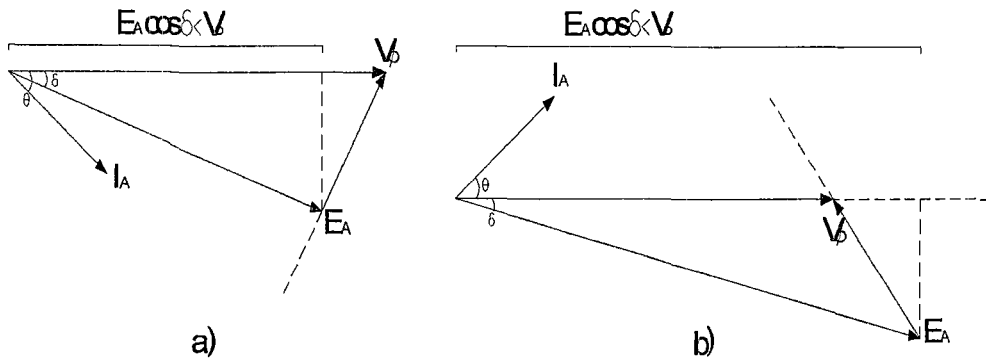
Fuente: Electrotecnia, Motor síncrono

Puesto que los motores síncronos son físicamente iguales a los generadores síncronos, los valores nominales básicos de la máquina son los mismos. La principal diferencia es que un valor alto de E_A produce un factor de potencia en adelanto en lugar de uno en retraso y, por lo tanto, el efecto del límite máximo de corriente de campo se

expresa como un valor nominal con un factor de potencia en adelanto.
[6]

FIGURA: N° 2.9

Diagrama fasorial de un motor síncrono



a) Diagrama fasorial de un motor síncrono subexcitado.

b) Diagrama fasorial de un motor síncrono sobreexcitado.

2.10.3. COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA CON FACTS

El término FACTS se refiere a sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna, por sus siglas en Ingles (Flexible AC Transmission Systems), el cual engloba la totalidad de sistemas basados en la electrónica de alta potencia que se utilizan para la transmisión de energía de CA.

Los sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna principales son:

- Compensador estático (SVC)
- Compensador estático síncrono (STATCOM)

Debido al complejo crecimiento de los sistemas eléctricos de potencia alrededor del mundo y a la gran necesidad de suministrar una energía segura, estable, controlada, económica y de alta calidad se considera que los controladores FACTS tomarán un papel muy relevante en la evolución y desarrollo de los sistemas de potencia en un futuro no muy lejano.

Para fines de este estudio se consideraran los siguientes controladores FACTS:

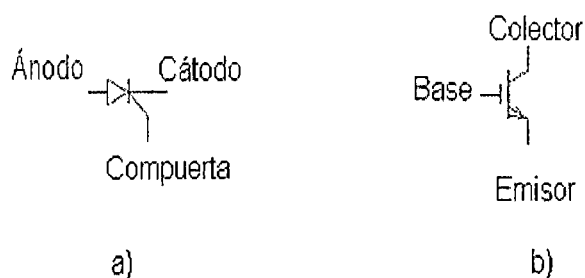
- SVC
- STATCOM

Actualmente, se ha aprovechado la velocidad de respuesta de los compensadores que emplean tiristores, para variar la longitud de líneas de transmisión eléctrica, logrando una compensación casi sin retardo, en lugar del clásico capacitor en serie el cual es controlado mecánicamente. En las aplicaciones dentro de una red de distribución, la transferencia de potencia empleando elementos de estado sólido es utilizada para mejorar la fiabilidad del suministro a cargas críticas.

Los transformadores, interruptores y demás dispositivos de los FACTs, son conectados en serie o paralelo para obtener el controlador deseado. Los dispositivos semiconductores empleados en esta nueva generación de convertidores electrónicos de potencia tienen un control total, puesto que basan su construcción en dispositivos controlables tales como el Transistor Bipolar con compuerta aislada, (IGBT, Insulated Gate Bipolar Transistor), y el tiristor con compuerta de apagado, (GTO, Gate Turn-off).

FIGURA N° 2.10

Símbolo general de a) GTO y b) IGBT



Fuente: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/766/A7.pdf?sequence=7>

El GTO es una versión más avanzada del tiristor convencional, ya que ofrece la ventaja de que puede ser encendido por un solo pulso positivo en la compuerta (gate), y apagarse por un pulso negativo en la misma terminal. En la actualidad, la máxima frecuencia de conmutación de un GTO es posible en el orden de 1kHz.

En cambio, el IGBT es uno de los elementos más desarrollados dentro de la familia de los transistores que son empleados para la transmisión de energía. Es el dispositivo más popular y utilizado en el ámbito de CA. Los convertidores destinados a aplicaciones dentro de sistemas de potencia han comenzado a utilizar IGBT's, debido a la velocidad de transición del estado de conducción al estado de bloqueo.

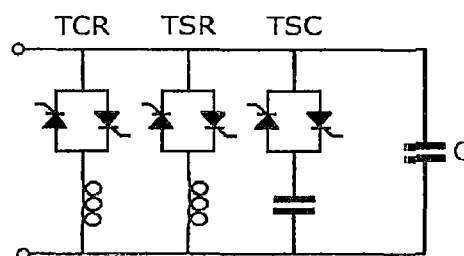
En base a su principio de funcionamiento, los convertidores pueden ser agrupados como una fuente de voltaje (normalmente un capacitor) o una fuente de corriente (normalmente una fuente de tensión en serie con un inductor), debido a que su entrada es una señal de CD.

2.10.3.1. SVC (COMPENSADOR ESTÁTICO DE VARS)

Los elementos más característicos de un SVC son los condensadores conmutados por tiristores (TSC) y las bobinas conmutadas (TSR) o controladas (TCR) por tiristores, ya que estos dispositivos son los que incluyen la electrónica de potencia. En la Figura N° 2.11, se muestra un esquema simplificado para un SVC donde se incluyen los elementos anteriormente mencionados.

FIGURA N° 2.11

Esquema simplificado de un SVC

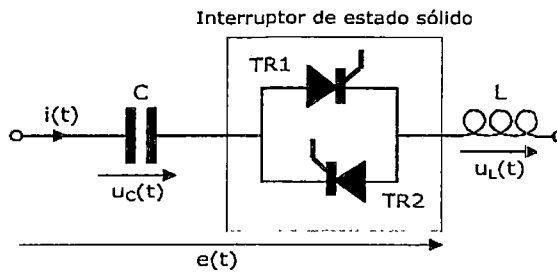


Fuente: <http://webs.uvigo.es/carrillo/publicaciones/SVC.pdf>

A. CONDENSADOR CONMUTADO POR TIRISTOR (TSC)

El esquema del condensador conmutado por tiristor o thyristor switched capacitor (TSC) representa la configuración más sencilla de la utilización de dispositivos electrónicos de potencia en el control de reactiva. Este elemento está formado por un interruptor de estado sólido en serie con un condensador o batería de condensadores como se muestra a continuación.

FIGURA N° 2.12
Configuración de un TSC



Fuente: <http://webs.uvigo.es/carrillo/publicaciones/SVC.pdf>

En la figura anterior se muestra un interruptor de estado sólido formado por dos tiristores (TR1 y TR2) en antiparalelo. De forma que, para conectar el condensador (C) se disparan los dos tiristores al mismo tiempo empezando a conducir tan pronto estén polarizados positivamente.

Para la desconexión se anula la señal de disparo y los tiristores se apagarán en el instante en que la corriente que los atraviesa cruce por cero.

La actuación del interruptor estático es prácticamente instantánea, por consiguiente, se puede elegir como instante de conexión aquel en que el valor de la tensión de alimentación provoque la menor corriente transitoria.

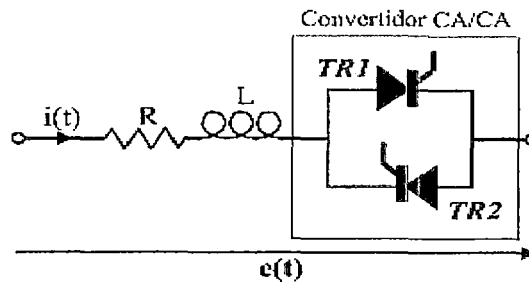
B. BOBINA CONTROLADA POR TIRISTORES (TCR)

Otro elemento característico en los SVC es la bobina controlada por tiristores o thyristor controlled reactor (TCR). La principal misión de este elemento es la de conseguir una regulación continua y rápida de la potencia reactiva consumida por una bobina.

El esquema de un TCR se muestra en la siguiente figura, y está formado por una bobina (R+L) y un convertidor CA/CA compuesto por dos tiristores en antiparalelo.

En este caso, a la electrónica de potencia se le aplica un control de fase, de forma que se regula el valor eficaz de la corriente que circula a través de la reactancia.

FIGURA N° 2.13
Configuración de un TCR



Fuente: <http://webs.uvigo.es/carrillo/publicaciones/SVC.pdf>

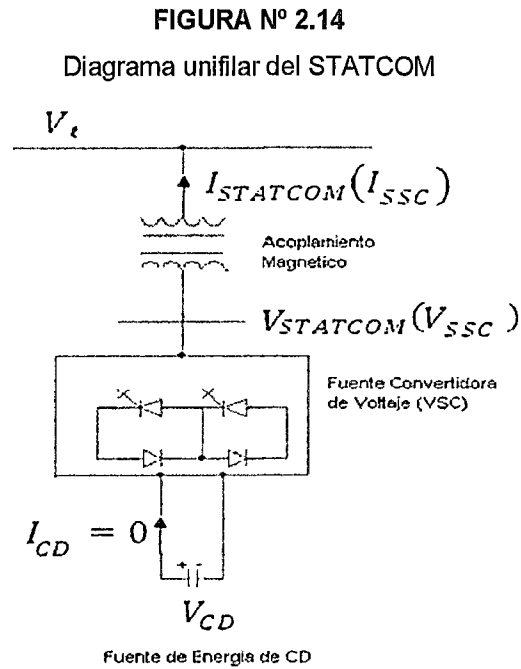
Si en vez de realizar un control de fase, los tiristores se emplean como si fuesen un interruptor estático, la configuración descrita recibe el nombre de bobina conmutada por tiristores o thyristor swithed reactor (TSR).

Para minimizar los transitorios de desconexión el instante más favorable sería cuando la tensión de alimentación alcanzase su nivel máximo o mínimo.

Otra alternativa podría ser la de utilizar los tiristores para controlar la intensidad de una batería de condensadores, no obstante, el aplicar el control de fase sobre capacidades ocasionaría fuertes corrientes de conexión que tendrían que soportar los propios tiristores, además de la dificultad que esto originaría en el control.

2.10.3.2. STATCOM (COMPENSADOR ESTÁTICO SÍNCRONO)

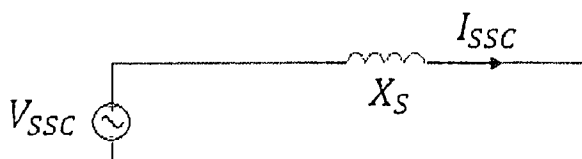
De manera general, podemos considerar al STATCOM como un dispositivo conformado por un transformador asociado a una VSC, cuya entrada es una señal de voltaje de CD y a la salida tenemos una señal trifásica de voltaje, cada señal está en fase y acoplada a la correspondiente señal de CA del sistema y donde cada una de estas presenta un valor relativamente pequeño de reactancia debida a los reactores y al acoplamiento magnético. Esta señal de salida puede ser variada para controlar parámetros específicos de un SEP. El voltaje de CD necesario para la operación del SSC será suministrado por un capacitor capaz de almacenar la energía necesaria.



Fuente: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/766/A7.pdf?sequence=7>

El STATCOM es análogo a una máquina rotatoria síncrona ideal, debido a que genera tres señales de voltaje, cada una a la frecuencia fundamental de la red, donde se puede variar la magnitud de la onda y el ángulo de fase de la señal generada. Debido a que el compensador estático está compuesto por elementos de estado sólido, no tiene inercia, lo cual representa una de las ventajas más significativas, ya que hace que tenga una respuesta prácticamente inmediata.

FIGURA N° 2.15
 Circuito equivalente del STATCOM



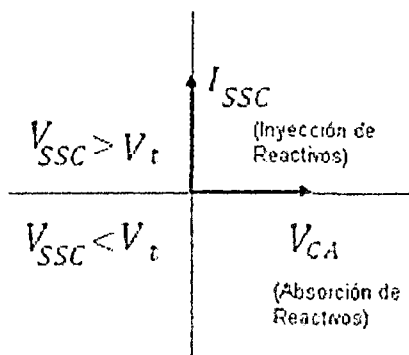
Fuente: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/766/A7.pdf?sequence=7>

El STATCOM cuenta con un diseño compacto a comparación del SVC al no necesitar de bancos de capacitores reactivos conectados en derivación, también presenta un bajo ruido e impacto.

El intercambio de potencia reactiva entre el convertidor y el sistema de CA, puede ser controlado variando la amplitud de la salida trifásica de voltaje, (V_{SSC}), del convertidor como se ilustra en la siguiente figura.

FIGURA N° 2.16

Intercambio de potencia reactiva entre el STATCOM y la red de C.A.



Fuente: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/766/A7.pdf?sequence=7>

2.11. CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS

2.11.1. INTRODUCCIÓN

La calidad de los servicios eléctricos es normado por la NTCSER³, el cual es de aplicación imperativa para el suministro de servicios relacionados con la generación, transmisión y distribución de la electricidad sujetos a regulación de precios y aplicable a suministros bajo el régimen de libertad de precios, en todo aquello que las partes no haya acordado o no hayan pactado lo contrario. [14]

2.11.2. NTCSER

La NTCSER, (Norma Técnica de Calidad de Servicio Eléctrico Rural), tiene por objeto establecer los niveles mínimos de calidad de los Sistemas Eléctricos Rurales (SER) desarrollados y/o administrados dentro del marco de la Ley General de Electrificación Rural y su Reglamento.

³ NTCSER: Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales.

La presente Norma es de aplicación imperativa en todo Sistema Eléctrico Rural (SER) desarrollado, operado y/o administrado, en el marco de la Ley General de Electrificación Rural, y su Reglamento.

El control de la calidad de los servicios eléctricos se realiza en los siguientes aspectos:

a) Calidad de producto:

- A. Tensión;
- B. Frecuencia;
- C. Perturbaciones (Flicker y tensiones armónicas).

b) Calidad de suministro:

- D. Interrupciones.

c) Calidad de servicio comercial:

- E. Trato al cliente;
- F. Medios de atención;
- G. Precisión de medida.

d) Calidad de alumbrado público:

- H. Deficiencias del alumbrado.

En este trabajo se toma énfasis en la calidad de producto (tensión) y calidad de suministro (interrupciones), debido a la naturaleza del estudio que se realiza.

2.11.3. CALIDAD DE PRODUCTO

La Calidad de Producto suministrado al cliente se evalúa por las transgresiones de las tolerancias en los niveles de tensión, frecuencia y perturbaciones en los puntos de entrega.

De acuerdo a lo especificado en cada caso, con equipos de uso múltiple o individual se llevan a cabo mediciones independientes de cada parámetro de la calidad de producto. El lapso mínimo de medición de un parámetro es de siete (7) días calendarios continuos.

En cada Período de Medición, los valores instantáneos de los parámetros de la calidad de producto son medidos y promediados por intervalos de quince (15) minutos para la tensión. Estos períodos se denominan "Intervalos de Medición".

Si en un intervalo de medición se comprueba que el indicador de un determinado parámetro esta fuera de los rangos tolerables, entonces la energía o potencia entregada durante ese intervalo se considera de mala calidad.

Las compensaciones se calculan en función a la potencia contratada o energía entregada al cliente por su suministrador en condiciones de mala calidad.

2.11.4. INDICADOR DE CALIDAD

El indicador para evaluar la tensión de entrega, en un intervalo de medición de quince (15) minutos de duración, es la diferencia (%Vk) entre la media de los valores eficaces (RMS) instantáneos medidos en el punto de entrega (Vk) y el valor de la tensión nominal (VN) del mismo punto. Este indicador esta expresado como un porcentaje de la tensión nominal del punto:

$$\Delta V(\%) = \frac{V_K - V_N}{V_N} * 100\% \quad (2.55.)$$

Donde:

ΔV : Expresada en %

2.11.5. TOLERANCIA

Las tolerancias admitidas sobre las tensiones nominales de los puntos de entrega de energía, son de $\pm 6\%$ para media tensión (MT). Y tratándose de redes secundarias (BT) en servicios calificados como Urbano-Rurales y/o Rurales, dichas tolerancias son de hasta el $\pm 7.5\%$. [14]

2.11.6. CALIDAD DE SUMINISTRO

La Calidad de Suministro se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico a los Clientes, es decir, de acuerdo a las

interrupciones del servicio por deficiencias originadas en el mismo SER.
[14]

Para evaluar la Calidad de Suministro, se toman en cuenta indicadores que miden el número de interrupciones del servicio eléctrico, la duración de las mismas y la energía no suministrada a consecuencia de ellas. El Período de Control de interrupciones es de seis (6) meses calendario de duración.

Se considera como interrupción a toda falta de suministro eléctrico en un cliente, lo que incluye consecuentemente, aquellas que hayan sido programadas oportunamente.

Se define como interrupciones importantes aquellas interrupciones de suministro eléctrico del servicio público de electricidad que afecta a todo un Sistema Eléctrico o cuando el número de usuarios afectados sean el 5% o más de los usuarios del sistema eléctrico; en este último caso, solo se consideraran interrupciones importantes aquellas que afecten más de 5000 usuarios.[14]

La NTCSE, considera interrupciones aquellas que pueden ser causadas, entre otras razones, por salidas de equipos de las instalaciones del suministrador u otras instalaciones que lo alimentan, y que se producen por mantenimiento, por maniobras, por ampliaciones, etc., o aleatoriamente por mal funcionamiento o fallas, lo que incluye, consecuentemente, aquellas que hayan sido programadas oportunamente. [14]

2.11.7. INDICADORES DE INTERRUPCIONES

A. SAIFI (System Average Interruption Duration Index)

Es un indicador de duración -de interrupción de suministro de energía, y es igual al tiempo total promedio (en horas) de interrupción por usuario de un sistema eléctrico en un periodo determinado.

$$SAIFI = \frac{\sum DN^{\circ} \text{ de usuarios}}{T \text{ usuarios}} \quad (2.56.)$$

Donde:

$\sum DN^{\circ}$ de usuarios: Suma de duración de interrupciones de todos los suministros correspondiente al sistema eléctrico y al mes determinado.

$T_{usuarios}$: Número total de clientes correspondiente al sistema eléctrico y al mes determinado.

B. SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)

Es un indicador de frecuencia de interrupción de suministro de energía eléctrica, y es igual a la frecuencia media de interrupción por usuario de un sistema eléctrico en un periodo determinado [9].

$$SAIFI = \frac{\sum DN^{\circ} de usuarios}{T_{usuarios}} \quad (2.57.)$$

Donde:

$\sum DN^{\circ}$ de usuarios: Número de usuarios afectados en el sistema eléctrico⁴.

$T_{usuarios}$: Número total de clientes correspondiente al sistema eléctrico y al mes determinado.

2.12. SISTEMAS ELÉCTRICOS

2.12.1. SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Es el conjunto de instalaciones para el transporte de energía eléctrica producida por el sistema de generación [13].

2.12.2. SUBSISTEMA DE TRANSMISIÓN

Es aquel destinado a transportar la energía eléctrica suministrada a altas tensiones por un sistema de generación, generalmente a grandes distancias, hasta su entrega a un subsistema de subtransmisión, sistema de distribución y/o a uno o más usuarios, abarca tanto las redes como las subestaciones intermedias y/o finales de transformación [13].

⁴ Afectados en el sistema eléctrico: Puede ser SE (Sistema Eléctrico), Alimentador en media tensión (AMT), Sección Alimentador MT, SED (Subestación de Distribución), según sea el caso.

2.12.3. SUBSISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN

Es aquel destinado a transportar la energía eléctrica suministrada por un sistema de generación y eventualmente un subsistema de transmisión a un sistema de distribución y/o a uno o más usuarios que abarca tanto las redes como las subestaciones intermedias y/o finales de transformación [13].

2.12.4. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Es aquel conjunto de instalaciones de entrega de energía eléctrica a los diferentes usuarios [13].

Comprende:

- C. Subsistema de distribución primaria.
- D. Subsistema de distribución secundaria.
- E. Instalaciones de alumbrado público.
- F. Conexiones.
- G. Punto de entrega.

2.12.5. RED DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA

Conjunto de cables o conductores, sus elementos de instalación y sus accesorios, proyectado para operar atenciones normalizadas de distribución primarias, que partiendo de un sistema de generación o de un sistema de transmisión, está destinado a alimentar/interconectar una o más subestaciones de distribución; abarca los terminales de salida desde el sistema alimentador hasta los de entrada a la subestación alimentada [13].

2.12.6. SISTEMA ELÉCTRICO RURAL (SER)

Previa evaluación satisfactoria se califica como SER a las instalaciones eléctricas o proyecto de instalaciones eléctricas, que cumplan con las características establecidas en el artículo 4 del reglamento de la Ley General de Electrificación rural. "Todas las instalaciones ubicadas en zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del país, que sirven para abastecer al Servicio Público de Electricidad según lo establecido en el artículo 2 de la Ley de Concesiones Eléctricas, constituyen los

Sistemas Eléctricos Rurales por su condición de necesidad nacional, utilidad pública y de preferente interés social [14].

2.13. MEDIA DEMANDA

Valor medio de la carga de un sistema eléctrico durante un período de tiempo dado, por ejemplo, un día, un mes, un año.

2.14. MÍNIMA DEMANDA

Valor mínimo de la carga de un sistema eléctrico durante un período de tiempo dado, por ejemplo, un día, un mes, un año.

CAPÍTULO III

EVALUACIÓN DE LA OPERACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA

CAPÍTULO III

EVALUACIÓN DE LA OPERACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA

3.1. INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo se describe y estudia la operación actual del SER⁵ Chumbivilcas, cuando éste opera en estado estacionario, es decir cuando mencionado SER no presenta ningún transitorio en su operación.

Al principio del capítulo se describe técnicamente el SER Chumbivilcas, las características técnicas de los equipos instalados y la configuración de la red, este último es muy importante para el adecuado análisis operativo.

Se describirá operativamente el SER en estudio, donde se analizarán diferentes aspectos, como el flujo de potencia activa y reactiva, el factor de potencia del sistema, el porcentaje de cargabilidad de la línea, su capacidad máxima de transmisión de potencia y si la línea se encuentra operando cerca de su límite térmico. También se pretende demostrar la influencia del efecto Ferranti en la operación.

Para que el análisis de la operación actual del sistema sea más objetiva, con el apoyo del software DigSilent en su versión 14.1.3 se simula el sistema en diferentes escenarios de operación.

Análogamente se compara el perfil de tensiones de un sistema eléctrico con el diagnóstico médico de una persona, debido a que con este se determina si los niveles de tensión del sistema en estudio requieren algún tipo de tratamiento.

3.2. UBICACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO RURAL CHUMBIVILCAS

3.2.1. UBICACIÓN GEOGRÁFICA

Geográficamente gran parte del sistema eléctrico rural Chumbivilcas se ubica en la provincia de Chumbivilcas⁶ (ver Figura N° 1.1), de ahí que deriva su denominación.

⁵ SER: Sistema Eléctrico Rural

3.2.2. UBICACIÓN ELÉCTRICA

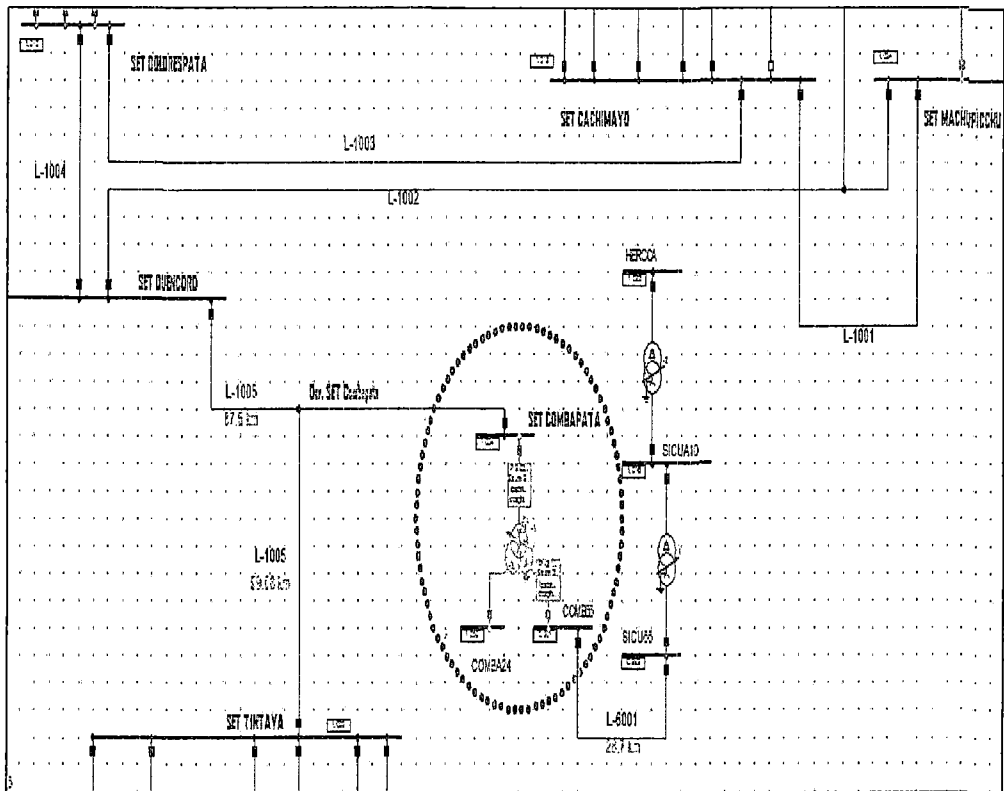
El SER⁷ en estudio eléctricamente se encuentra ubicado al Sur Este del SEIN⁸, conectado a una de las 05 celdas de salida en 22.9kV de la Subestación de Transformación (SET) Combapata.

La SET Combapata se conecta al SEIN en la derivación de la línea L-1005⁹ (Quencoro - Tintaya), a 85.5km de la SET Quencoro.

En la siguiente figura se aprecia parte del diagrama unifilar del Sur Este del SEIN, y la SET Combapata conectada a ella.

FIGURA N° 3.1

Diagrama unifilar de interconexión de la SET Combapata al SEIN



Fuente: Elaboración propia, en base a datos del COES¹⁰.

⁶ Chumbivilcas: Una de las 13 provincias del Cusco, también perteneciente a las provincias altas del Cusco (ver Figura 1.1)

⁷ SER: Sistema Eléctrico Rural

⁸ SEIN : Sistema Interconectado Nacional

⁹ L-1005: Denominación según el COES a la línea de transmisión en 138kV de 186km desde la SET Quencoro a SET Tintaya.

¹⁰ COES: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional.

3.3. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LA RED EN ESTUDIO

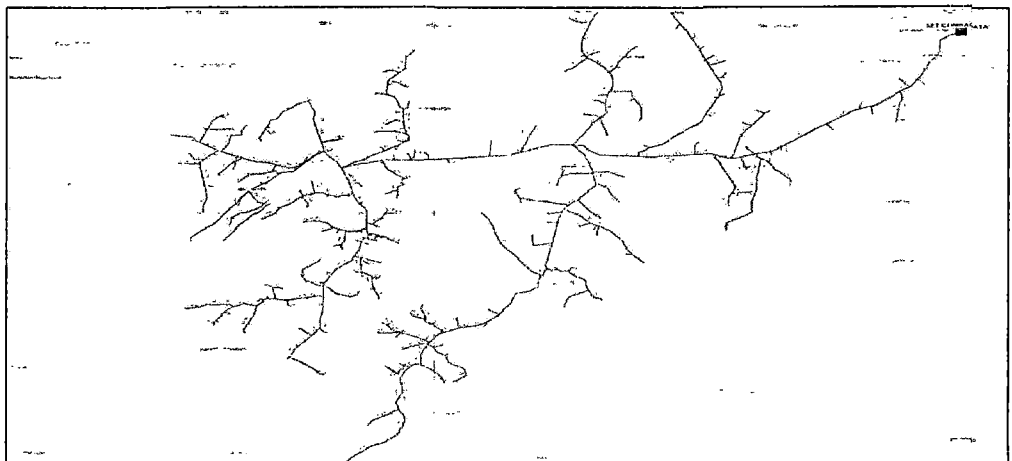
3.3.1. GENERALIDADES

El sistema eléctrico rural Chumbivilcas está compuesto por el Alimentador en Media Tensión (AMT) CO04 y todos elementos conectados eléctricamente a este. El AMT CO04 tiene origen en la celda de salida N° 04 en 22.9kV de la Subestación de Combapata y su recorrido llega hasta la localidad de Escorno (Progreso – Grau - Apurímac), siendo esta distancia de 145 km aproximadamente. Sin embargo actualmente¹¹ la carga de los distritos de Haquira, Mara, Ccapacmarca y Challhuahuacho se encuentran suministrados al alimentador en media tensión CQ03, ésta transferencia de carga se debe a los problemas operativos que presenta el SER Chumbivilcas, como se demuestra más adelante.

El AMT CQ03, tiene origen en la SET Chuquibambilla, y llega hasta el distrito de Progreso¹² (Grau - Apurímac), con un recorrido de línea de 42km, sin embargo como se menciona en el párrafo anterior parte de la carga del AMT CO04 se encuentra transferido al CQ03, hasta el distrito de Haquira (Cotabambas - Apurímac), por consiguiente la longitud de la línea CQ03 se extiende a 84km, como se aprecia en la figura N° 3.2.

FIGURA N° 3.2

Configuración actual del SER Chumbivilcas



Fuente: GIS Electro Sur Este S.A.A. (Julio - 2014).

¹¹ Enero del 2014.

¹² Ver mapa del alimentador CQ03 en el Anexo B.1

La longitud actual (2013) de la línea CO04, comprende desde la SET Combapata hasta el distrito de Haquira, recorriendo 111km, haciendo al sistema vulnerable a caídas de tensión y presencia del efecto Ferranti.

3.3.2. DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE COMBAPATA

3.3.2.1. SET COMBAPATA

La subestación de transformación Combapata pertenece a la empresa REP (Red de Energía del Perú). Mencionada subestación es de barra simple y se encuentra operando en los niveles de tensión de 132/66/24 Kv, con un transformador de potencia de 15/7/8 MVA, con sistema de refrigeración ONAN.

A. NIVEL DE TENSIÓN 138KV

Por medio de la barra de 138kV se interconecta al SER Chumbivilcas con el SEIN, a una derivación de la línea L-1005 (a 85km aproximadamente de la subestación de transformación Quencoro). El equipamiento principal de maniobra, a este nivel de tensión se muestra a continuación.

- Seccionador de barra
- Interruptor de potencia
- Pararrayos de Óxido de Zinc
- Transformadores de corriente
- Transformadores de tensión

Los devanados del transformador de potencia a este nivel de tensión se encuentran en conexión estrella aterrado.

B. NIVEL DE TENSIÓN 60KV

De la barra de 60kV de la subestación de Combapata se conecta la línea L-6001 (Combapata - Sicuani), con una longitud de 28.7km hasta la barra de 60kV de la subestación de transformación Sicuani, esta última tiene 05 salidas en media tensión, los cuales suministran de energía eléctrica a la provincia de Canchis.

Cabe resaltar que en la salida 05 de la SET de Sicuani se encuentran colgadas las mini centrales eléctricas Hercca y Langui, las cuales despachan 0.72MW y 2.3MW respectivamente.

Los equipos principales de maniobra a este nivel de tensión son:

- Transformadores de corriente para medida y protección del transformador de potencia.
- Interruptor de potencia, para protección del transformador.
- Barra de AAAC con $P_{cc}=250\text{MVA}$ y $I_{cc}=2.18\text{ kA}$
- Transformador de tensión.
- Seccionador de barra de la línea L-6001(Combapata - Sicuani).
- Seccionador de línea de la L-6001
- Seccionador de puesta a tierra de la línea L-6001.
- Interruptor de potencia en SF6 de la línea L-6001.
- Transformadores de corriente para medida y protección de la línea L-6001.
- Pararrayos de la línea L-6001.

C. NIVEL DE TENSIÓN DE 22.9KV

La conexión de los devanados del transformador de potencia de la SET Combapata se encuentra en delta, a este nivel de tensión se encuentran los siguientes equipos.

- Transformadores de corriente para protección del transformador de potencia.
- Seccionador a la salida del transformador, para mantenimiento.
- Interruptor de potencia con SF6.
- Seccionador de barra.
- Barra de AAAC con $P_{cc}=150\text{ MVA}$ y $I_{cc}=3.6\text{kA}$.
- Transformador de puesta a tierra.
- Transformador de servicios auxiliares de 50kVA de $24\pm 2 \times 2.5\%/0.4\text{ kV}$, con tipo de conexión Dyn11 y $V_{cc}=4.5\%$.

A la barra de 24kV del transformador T42 de la subestación de Combapata se conectan 05 celdas de salida de alimentadores en media tensión (AMT), en 22.9kV, los cuales son:

- **CO-01¹³**: Alimentador en Media Tensión con origen en una celda de 24 kV de la SET Combapata, que suministra a los distritos de Combapata y aledaños, también es denominado L-0230¹⁴.
- **CO-02**: Alimentador en Media Tensión con origen en la barra de 24 kV de la SET Combapata que suministra a los distritos de Ttio y aledaños, también es denominado L-0231.
- **CO-03**: Alimentador en Media Tensión con origen en la barra de 24 kV de la SET Combapata hacia el distrito de Accha y aledaños, también es denominado L-0232.
- **CO-04**: Alimentador en Media Tensión con origen en una celda de 24 kV de la SET Combapata, que suministra de energía eléctrica la provincia de Chumbivilcas y aledaños, también es denominado L-0233. El equipamiento principal de maniobra son:
 - Seccionador de línea.
 - Transformadores de corriente para medida y protección.
 - Interruptor de potencia en SF6.
 - Pararrayos de Óxido de Zinc.
- **CO-05**: Alimentador en Media Tensión con origen en la barra de 24 kV de la SET Combapata hacia el distrito de Chara y aledaños, también es denominado L-0232.

Para mayor detalle se adjunta el diagrama unifilar correspondiente a la subestación de transformación de Combapata ubicada en el Anexo A. 1.

3.3.3. DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE CHAMACA

La subestación de maniobra o switcheo¹⁵ de Chamaca se ubica en el distrito homónimo, a 3 739 msnm¹⁶, esta subestación tiene como función principal seccionar la red troncal del AMT CO04 en dos grandes

¹³ Nomenclatura según Electro Sur Este S.A.A.

¹⁴ Nomenclatura según COES, el mismo criterio se aplica para los 04 AMT restantes (CO-02, CO-03, CO-04 y CO-05).

¹⁵ Subestación de maniobra y switcheo: Son las encargadas de conectar dos o más circuitos y realizar sus maniobras. Por lo tanto, en este tipo de subestaciones no se transforma la tensión.

¹⁶ http://es.wikipedia.org/wiki/Distrito_de_Chamaca

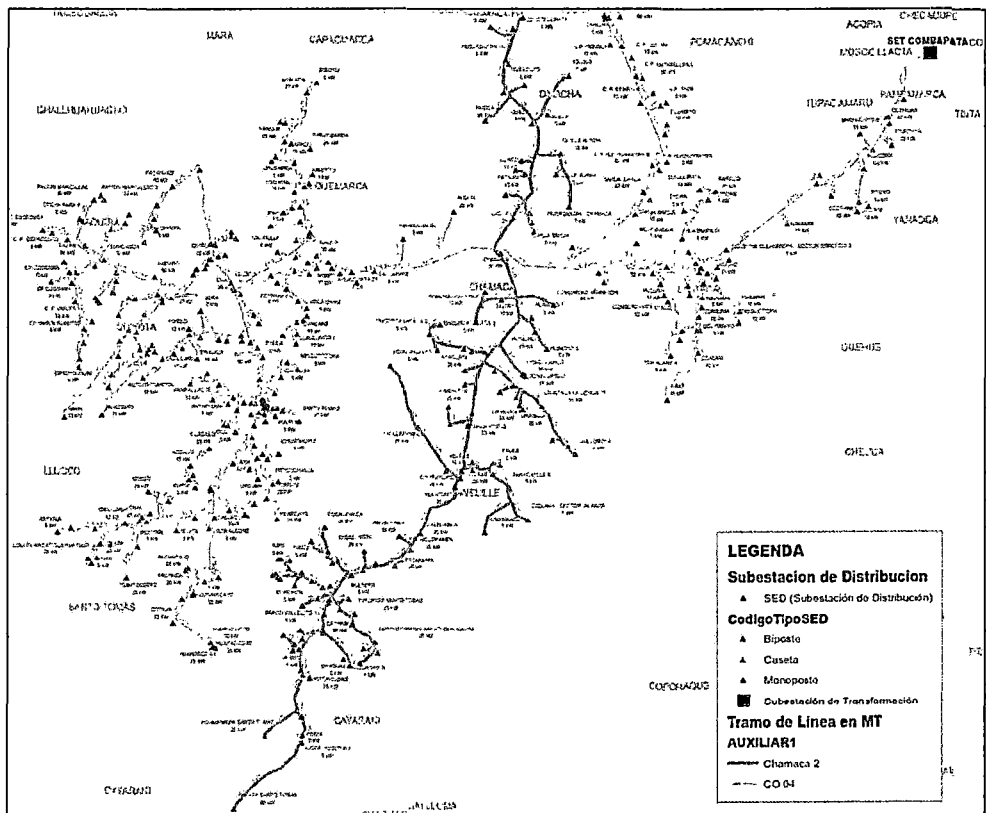
derivaciones, denominadas Chamaca 02¹⁷ y Chamaca 03, a continuación se mencionan las características de mencionadas radiales.

❖ **CHAMACA 02:** Radial en media tensión con origen en la subestación de Chamaca, protegido a la salida con un recloser marca ABB con protección principal (50) instantáneo de sobrecorriente, (51) sobrecorriente temporizado y (79) recierre en C.A.

Esta radial suministra de energía eléctrica a los distritos de Chamaca, Velille, parte de Omacha, Santo Tomás y Cayarani, con un recorrido de 79km hasta la subestación más alejada (Iñapata - Santo Tomás).

En la siguiente figura se aprecia el recorrido de la radial Chamaca 02, para mayor detalle ver anexo N° B2.

FIGURA N° 3.3.
Configuración de la red Chamaca 02



Fuente: GIS Electro Sur Este S.A.A. (Enero - 2014)

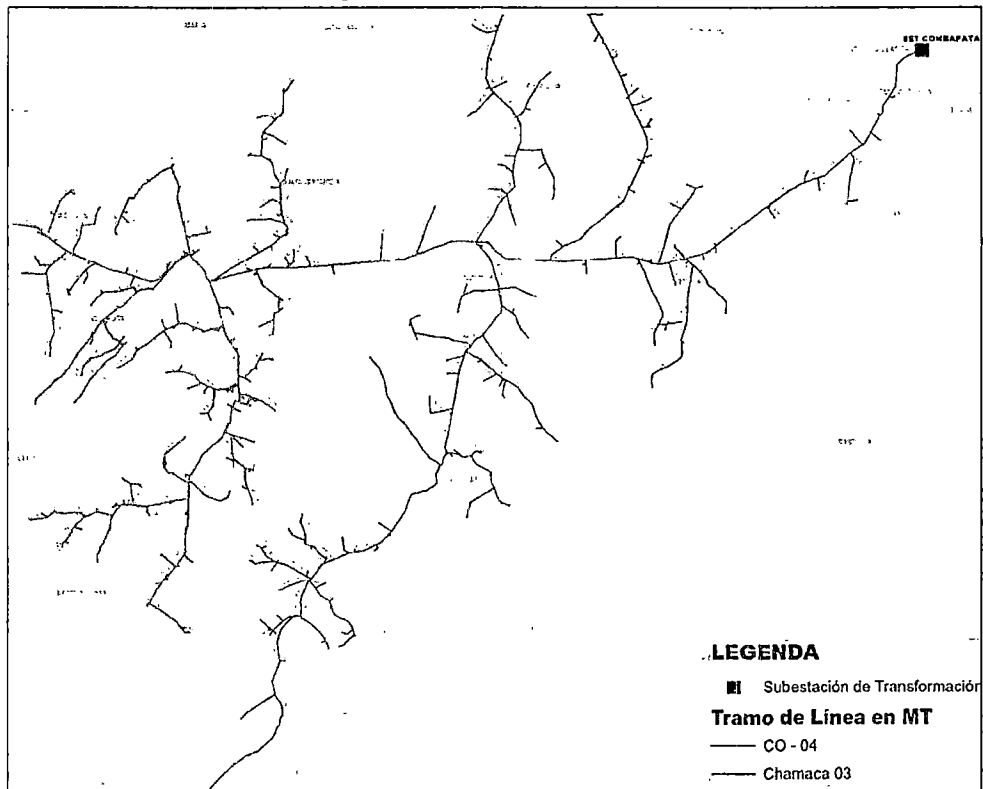
¹⁷ Chamaca 02: Nomenclatura determinada por Electro sur Este a la celda de salida 02 en 24kV de la Subestación Chamaca.

❖ **CHAMACA 03:** Radial en media tensión, que al igual que el alimentador Chamaca 02 tiene origen en la subestación Chamaca, con la diferencia de que esta radial tiene más subestaciones asociadas a ella.

La subestación más alejada que pertenece a mencionada radial se encuentra a 77km de recorrido de línea, llegando hasta la subestación Huaracco 1 (Santo Tomás).

Como se mencionó anteriormente, se transfirió parte de la carga del AMT CO04 al AMT CQ03, por consiguiente la radial Chamaca 03 solamente suministra hasta el distrito de Haquira.

FIGURA N° 3.4
Configuración de la salida 03 de Chamaca



Fuente: GIS Electro Sur Este S.A.A. (Enero - 2014)

Respecto a los equipos de protección se tiene instalado dos recloser uno en la localidad de Llusco y otro en Santo Tomás, ambos de marca G&W, e implementados con protección principal (50) instantáneo de sobrecorriente, (51) sobrecorriente temporizado y (79) recierre en C.A.

3.3.4. DESCRIPCIÓN DE LOS REGULADORES DE TENSIÓN

El SER Chumbivilcas posee tres reguladores de tensión, instalados con la finalidad de mejorar los niveles de tensión del sistema, sin embargo a pesar de la instalación de los mismos, se sigue presentando bruscas variaciones de tensión, que se analiza más adelante.

Las características operativas de los reguladores de tensión instalados en el SER Chumbivilcas son los siguientes.

A. Reguladores de Chamaca.

La subestación de Chamaca cuenta con tres reguladores de tensión monofásicos, de los cuales en la siguiente tabla se muestran sus características operativas.

TABLA N° 3.1

Tabla de características de cada regulador monofásico de la SE Chamaca

DESCRIPCIÓN	CARACTERÍSTICA
Marca	SIEMENS
Frecuencia	60Hz
BIL	150
Corriente nominal	100A
Temperatura de operación a plena carga	55°C
Número de fases	Monofásico
Potencia	144KVA
Tensión	22,9 kV
Regulación	5/8 % Steps
Refrigeración	ONAN
Volumen de aceite	109 gals
Peso total	2189 lbs

Fuente: Elaboración propia en base a la placa de características de cada regulador de Chamaca.

B. Reguladores de tensión de Llusco

Al igual que en la SE Chamaca, en Llusco se tiene instalado tres reguladores de tensión monofásicos, el mismo que cuenta con las siguientes características.

TABLA N° 3.2

Tabla de características de cada regulador monofásico en Llusco

DESCRIPCIÓN	CARACTERÍSTICA
Frecuencia	60Hz
BIL	150
Corriente nominal	100A
Temperatura de operación a plena carga	55°C
Número de fases	Monofásico
Potencia	144KVA
Tensión	22,9 kV
Regulación	5/8 % Steps
Refrigeración	ONAN

Fuente: Elaboración propia en base a la placa de características de cada regulador de Llusco.

C. Reguladores de tensión de la Mina Anabi

En el distrito de Quiñota, a 7km aproximadamente de la mina Anabi, se encuentran instalados tres reguladores de tensión, cuyas características principales se muestran a continuación.

TABLA N° 3.3

Tabla de características de cada regulador monofásico en Quiñota

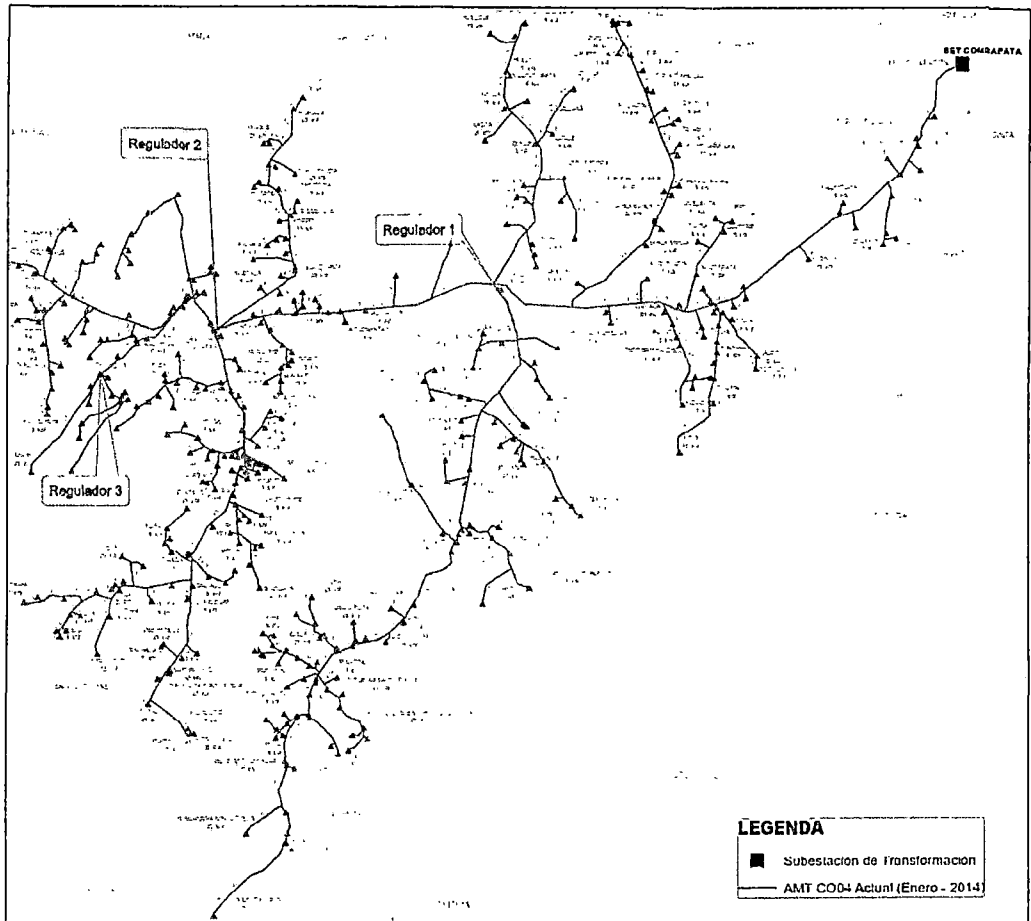
DESCRIPCIÓN	CARACTERÍSTICA
Frecuencia	60Hz
BIL	150
Corriente nominal	75A
Número de fases	Monofásico
Potencia	144 KVA
Tensión	22,9 kV
Refrigeración	ONAN

Fuente: Elaboración propia en base a datos proporcionados por ELSE.

En la siguiente figura se aprecia la ubicación geográfica de los reguladores de tensión instalados en el SER Chumbivilcas.

FIGURA N° 3.5

Ubicación de los reguladores de tensión del SER Chumbivilcas



Fuente: GIS Electro Sur Este S.A.A. (Enero - 2014)

3.3.5. DESCRIPCIÓN DE LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

Los ramales del AMT CO04, no sólo abastecen de energía eléctrica a la provincia de Chumbivilcas, sino también a algunos distritos de otras provincias, e inclusive de otros departamentos. En la siguiente tabla se aprecia la cantidad de subestaciones de distribución por localidad que suministra el SER en estudio, donde la carga de las localidades que se encuentran de color azul nos indican que actualmente (enero del 2014), se encuentran transferidas al AMT CQ03, es decir se transfirió un total de 201 subestaciones de distribución, que representa el 30.06% del total de subestaciones que conforma el sistema eléctrico en estudio, por consiguiente actualmente el AMT CO04 suministra un total de 454 SEDs.

TABLA N° 3.4

Cantidad de subestaciones del SER Chumbivilcas por localidad

DEPARTAMENTO	PROVINCIA	DISTRITO	CANTIDAD DE SEDs		
			POR DISTRITO	POR PROVINCIA	POR DEPARTAMENTO
Cusco	Canas	Pampamarca	1	11	405
Cusco	Canas	Túpac Amaru	6		
Cusco	Canas	Yanaoca	4		
Cusco	Paruro	Omachaca	32	32	
Cusco	Chumbivilcas	Livitaca	41	362	
Cusco	Chumbivilcas	Chamaca	29		
Cusco	Chumbivilcas	Velille	34		
Cusco	Chumbivilcas	Santo Tomás	132		
Cusco	Chumbivilcas	Llusco	22		
Cusco	Chumbivilcas	Quiñota	38		
Cusco	Chumbivilcas	Colquemarca	44		
Cusco	Chumbivilcas	Ccapacmarca	22		
Apurímac	Cotabambas	Haqira	35		
Apurímac	Cotabambas	Haqira	26		
Apurímac	Cotabambas	Challhuahuacho	127		
Apurímac	Cotabambas	Mara	28		
Apurímac	Progreso	Progreso	10	10	
Arequipa	Cayarani	Cayarani	14	14	14

Fuente: Elaboración propia en base a datos del GIS de Electro Sur Este S.A.A. (Abril, 2014)

De la tabla anterior se aprecia que 14 subestaciones del distrito de Cayarani (Arequipa), son suministrados con el AMT CO04, y 226 subestaciones del departamento de Apurímac pertenecen al SER Chumbivilcas, esto nos indica a priori la magnitud del sistema en estudio.

3.3.6. DESCRIPCIÓN DEL ALIMENTADOR CO04

3.3.6.1. CONDUCTOR ELÉCTRICO

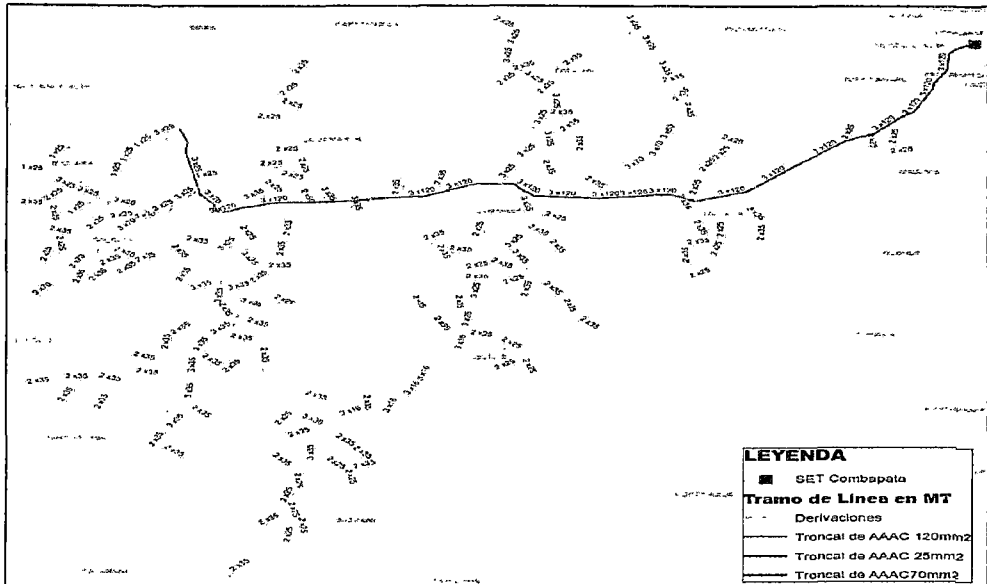
Los conductores eléctricos de las redes de media tensión del SER Chumbivilcas son de aluminio del tipo AAAC (All Aluminium Alloy Conductors), con calibres desde 16 mm² hasta 120 mm², siendo la troncal del AMT CO04 de 120 mm².

En la siguiente figura se muestra la línea troncal del AMT CO04, donde se aprecia que desde la SET Combapata hasta el distrito de Llusco se tiene conductores de 3x120mm², luego de Llusco a Quiñota

se tiene conductores de $3 \times 70 \text{ mm}^2$ y finalmente de Quiñota a Haquira se tiene conductores de $3 \times 25 \text{ mm}^2$.

FIGURA N° 3.6

Línea troncal del Alimentador en Media Tensión CO04



Fuente: GIS Electro Sur Este S.A.A. (Enero – 2014)

3.4. DESCRIPCIÓN OPERATIVA DEL SISTEMA ELÉCTRICO RURAL CHUMBIVILCAS

3.4.1. PARÁMETROS ELÉCTRICOS DEL ALIMENTADOR CO04

Toda línea de distribución en MT, tiene un comportamiento distinto según sea su geometría, los materiales utilizados para los conductores y dieléctricos, así mismo la frecuencia de la señal determina también en parte el comportamiento que tiene la línea de distribución. Por lo tanto son estas las propiedades que determinan los valores de los parámetros de una línea en media tensión.

El alimentador CO04, en su recorrido posee diferentes calibres de conductores, tipos de conductores, disposiciones geométricas y tipos de aislamiento por lo que es necesario la descripción de los principales parámetros del alimentador CO04 según la sección del conductor y tramos que posean las mismas características físicas y eléctricas para obtener una simulación más certera del comportamiento de la operación actual del SER Chumbivilcas en estado estacionario.

La troncal del alimentador CO04, se divide en tres tramos¹⁸, según la sección del conductor y la configuración de la red. A continuación se describen los parámetros eléctricos de mencionados tramos.

3.4.1.1. PARÁMETROS ELÉCTRICOS DEL TRAMO 01:

Comprende desde la SET Combapata hasta la localidad de Llusco, este tramo se caracteriza por ser el de mayor longitud respecto a los otros dos, en la siguiente tabla se muestran las características del tramo 01.

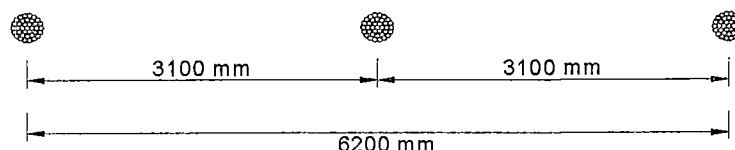
TABLA N° 3.5
 Características del Tramo 01

CARACTERÍSTICA	DESCRIPCION
Desde	SET Combapata
Hasta	Llusco
Tipo de conductor	AAAC
Sección del conductor	120 mm ²
Radio Medio Geométrico (RMG)	5.28 mm
Díámetro de los hilos	2.79 mm
Resistencia (20°C)	0.289 ohm/km
Resistencia (75°C)	0.344 ohm/km
Material de soporte	Concreto y Madera
Tipo de Armados	ATH8
Longitud	87 km

Fuente: Elaboración propia en base a datos proporcionados por Electro Sur Este S.A.A. (Diciembre del 2013).

En el tramo 01, predomina el armado de la estructura FAT H6, y por criterio profesional se generaliza esta configuración con el objeto de calcular los parámetros eléctricos que caracterizan a este tramo, en la siguiente figura se muestran las distancias entre conductores del tramo 01.

FIGURA N° 3.7
 Distancias entre conductores – TRAMO 01



Fuente: Elaboración propia en base a datos de estructuras normalizadas.

¹⁸ La troncal del alimentador CO04, se divide en tres tramos por criterio técnico y operativo (ver figura N° 3.6)

Los parámetros eléctricos del tramo 01 se determinaron con ayuda del software Digsilent 14.1.3, basadas en la teoría que se define en el capítulo II del presente trabajo de tesis, dichos parámetros eléctricos se muestran en la siguiente tabla.

TABLA N° 3.6
 Parámetros Eléctricos del Tramo 01

PARÁMETROS ELÉCTRICOS	SECUENCIA POSITIVA	SECUENCIA CERO
Resistencia (ohm/km)	0.289	0.46665
Reactancia (ohm/km)	0.47716	1.6997
Capacitancia (μ F/km)	0.00893	0.00576
Susceptancia (μ S/km)	3.37	2.296

Fuente: Elaboración propia con ayuda del software Digsilent 14.1.3. (Diciembre del 2013).

3.4.1.2. PARÁMETROS ELÉCTRICOS DEL TRAMO 02:

Comprende desde Llusco hasta la localidad de Quiñota, en este tramo se tiene una línea trifásica AAAC 3x70mm², a continuación se muestran las características del tramo 02.

TABLA N° 3.7
 Características del Tramo 02

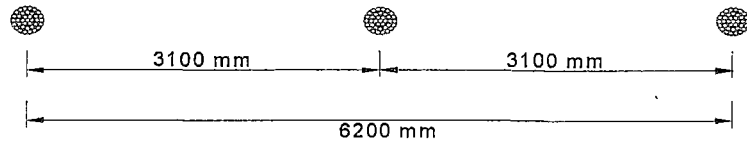
CARACTERÍSTICA	DESCRIPCIÓN
Desde	Llusco
Hasta	Quiñota
Tipo de conductor	AAAC
Sección del conductor	70 mm ²
Resistencia (20°C)	0.458 ohm/km
Resistencia (75°C)	0.545 ohm/km
Radio Medio Geométrico (RMG)	3.97 mm
Material de soporte	Concreto y Madera
Tipo de Armados	ATH8
Longitud	4.9 km

Fuente: Elaboración propia en base a datos proporcionados por Electro Sur Este S.A.A. (Diciembre del 2013).

En el tramo 02, predomina el armado de la estructura FAT H6, y por fines académicos se generaliza esta configuración con la finalidad de calcular los parámetros eléctricos que caracterizan a este tramo, en la siguiente figura se muestran las distancias entre conductores del tramo 02.

FIGURA N° 3.8

Distancias entre conductores – TRAMO 02



Fuente: Elaboración propia en base a datos de estructuras normalizadas.

Los parámetros eléctricos del tramo 02 se determinaron con ayuda del software Digsilent 14.1.3, basadas en la teoría que se define en el capítulo II del presente trabajo de tesis, citados parámetros eléctricos se muestran en la siguiente tabla.

TABLA N° 3.8

Parámetros Eléctricos del Tramo 02

PARÁMETROS ELÉCTRICOS	SECUENCIA POSITIVA	SECUENCIA CERO
Resistencia (ohm/km)	0.458	0.63565
Reactancia (ohm/km)	0.49537	1.7129
Capacitancia ($\mu\text{F}/\text{km}$)	0.0086	0.00562
Susceptancia ($\mu\text{S}/\text{km}$)	3.242	2.119

Fuente: Elaboración propia con el software Digsilent 14.1.3 (Junio del 2013)

3.4.1.3. PARÁMETROS ELÉCTRICOS DEL TRAMO 03

Comprende desde Quiñota (Derivación hacia la Mina Anabi) hasta el distrito de Haquira, este tramo de la troncal se caracteriza por tener menor sección de conductor por fase respecto a los otros dos, en la siguiente tabla se muestran las características del tramo 03.

TABLA N° 3.9

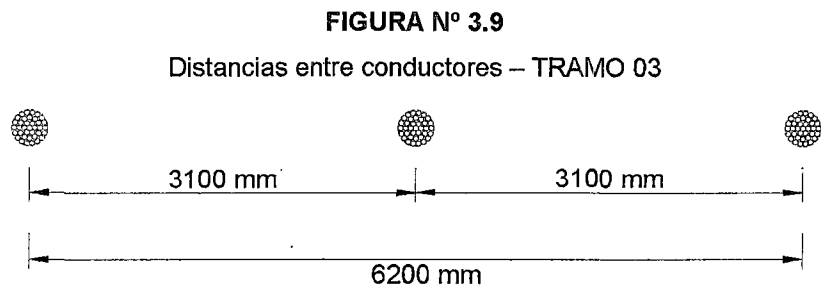
Características del Tramo 03

CARACTERÍSTICA	DESCRIPCIÓN
Desde	Quiñota
Hasta	Haquira
Tipo de conductor	AAAC
Sección del conductor	25 mm ²
Diámetro de los hilos	2.3 mm
Radio Medio Geométrico (RMG)	2.56
Resistencia (20°C)	1.16 ohm/km
Resistencia (75°C)	1.38 ohm/km
Material de soporte	Concreto y Madera
Tipo de Armados	ATH8
Longitud	9.3 km

Fuente: Elaboración propia en base a datos proporcionados por ELSE. (Junio del 2013).

En el tramo 03, predomina el armado de la estructura FAT H6, y por criterio profesional se generaliza esta configuración con la finalidad de calcular los parámetros eléctricos que caracterizan a este tramo.

En la siguiente figura se muestran las distancias entre conductores del tramo 03, los mismos que nos permitirán calcular los parámetros de la línea que se muestran más adelante.



Fuente: Elaboración propia en base a datos de estructuras normalizadas.

Los parámetros eléctricos del tramo 03 se determinaron con ayuda del software Digsilent 14.1.3, basadas en la teoría que se define en el capítulo II del presente trabajo de tesis, citados parámetros eléctricos se muestran en la siguiente tabla.

TABLA N° 3.10
 Parámetros Eléctricos del Tramo 03

PARÁMETROS ELÉCTRICOS	SECUENCIA POSITIVA	SECUENCIA CERO
Resistencia (ohm/km)	1.16	1.3377
Reactancia (ohm/km)	0.5303	1.7478
Capacitancia ($\mu\text{F}/\text{km}$)	0.00802	0.00537
Susceptancia ($\mu\text{S}/\text{km}$)	3.242	2.119

Fuente: Elaboración propia con ayuda del software Digsilent 14.1.3. (Junio del 2013).

3.4.2. ANÁLISIS DE LA DEMANDA DE POTENCIA DEL SER CHUMBIVILCAS

El sistema eléctrico en estudio experimenta constantes incrementos de demanda de energía eléctrica, debido al crecimiento poblacional e instalación de asentamientos mineros en la zona. Actualmente suministra a 11925 usuarios regulados¹⁹ y a la mina Anabi.

¹⁹ Según registro de clientes regulados de ELSE del AMT CO-04 en enero del 2014.

Como se menciona en el capítulo I, la Mina Anabi demanda de 1.25 MW de potencia, sin embargo debido a los problemas de caída de tensión y efecto Ferranti presente en la línea, mencionada empresa minera sólo toma del sistema 500kW²⁰.

Otra carga importante es la mina Xtrata, que eléctricamente pertenece al sistema eléctrico rural Chumbivilcas. Sin embargo se encuentra suministrada con el AMT CQ03, debido también a los problemas operativos que se evalúa más adelante.

Frente a la problemática que presenta el sistema eléctrico rural Chumbivilcas, respecto a su operación en estado estacionario, las empresas mineras al no poder tomar carga del sistema, y teniendo la necesidad de cubrir su demanda, optan por la instalación de grupos electrógenos.

En la siguiente tabla se muestra la máxima, media y mínima demanda del alimentador CO04 experimentada en el año 2013, incluyendo la demanda de 500kW de la Mina Anabi.

TABLA N° 3.11

Demanda de energía del Alimentador en media tensión CO04 en el año 2013

MES	Máxima demanda M(kW)	Media demanda (kW)	Mínima demanda (kW)
Enero	2250	1624	998
Febrero	2259	1530	800
Marzo	2280	1635	990
Abril	2290	1645	1000
Mayo	2270	1645	1020
Junio	2290	1644	998
Julio	2285	1623	960
Agosto	2271	1603	934
Septiembre	2274	1607	940
Octubre	2290	1635	980
Noviembre	2297	1647	998
Diciembre	2305	1650	958

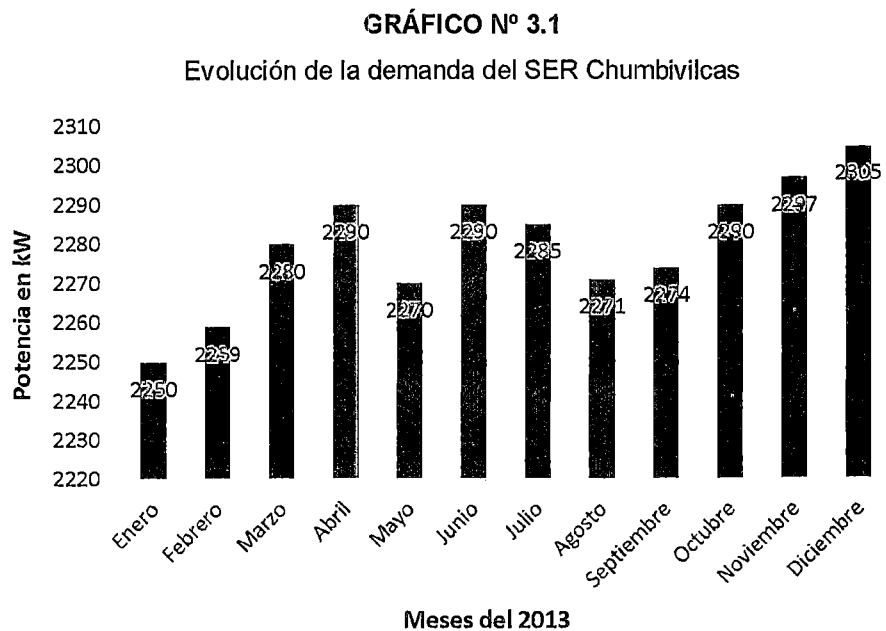
Fuente: Elaboración propia en base a registros del SCADA de Electro Sur Este S.A.A. (Enero del 2014)

En la tabla anterior se observa que la máxima demanda en el Alimentador en Media tensión CO04, fue de 2305 kW, que se dio en el

²⁰ Para mayor referencia ver contrato de suministro de energía en el anexo G.

mes de diciembre del 2013, y la mínima demanda del AMT fue de 800 kW, correspondiente al mes de febrero, es necesario mencionar que el sistema experimentó su mínima demanda suministrando los 500 kW contratados por la mina Anabi y 300 kW sumados de algunos usuarios regulados del sistema, lo que demuestra que si la mina Anabi retira carga al 100% sin previo aviso, se hará notable el efecto Ferranti en el AMT CO04, trayendo como consecuencia, elevadas tensiones en las colas de la red, y la apertura automática del interruptor de potencia IN-1384²¹ en la subestación de Combapata.

A continuación se muestra el gráfico de evolución de la demanda en el año 2013, donde se observa que en los últimos 5 meses tuvo un incremento mensual promedio de aproximadamente 0.3%.



*Fuente: Elaboración Propia en base a datos del SCADA de Electro Sur Este S.A.A.
(enero - 2014).*

Para la estimación de la demanda de un determinado sistema, se requiere recopilar información de campo, mediante encuestas, reportes del INEI, registros en la empresa concesionaria y municipios. También es necesario tener en cuenta la calificación eléctrica de la zona en

²¹ Nomenclatura del COES, para el interruptor de potencia de la línea en 24kV L-0233 (CO04), de la SET Combapata.

estudio. La demanda, de energía que requiere un sistema es muy importante, porque nos permite proyectarnos a través del tiempo.

En la siguiente tabla, se muestra los datos básicos para la estimación de la demanda.

TABLA N° 3.12

Datos para la estimación de la demanda

Población por Vivienda (personas)	5
Calificación Eléctrica (kW/lote)	0.4
Factor de Simultaneidad	0.5
Tasa de Crecimiento Consumo (%)	2.2

Fuente: Elaboración propia, en base a datos proporcionados por ELSE²².

La empresa concesionaria determina la tasa de crecimiento de consumo de la zona, la cual se calcula en base al registro histórico de consumo de energía de la zona. La Guía para la formulación de proyectos de inversión exitosos de electrificación rural, [Ministerio de Economía y Finanzas, 2011], recomienda tomar valores entre 1.5 a 2, para zonas rurales de mediana densidad, sin embargo no se tomó esos valores referenciales, ya que se cuenta con información proporcionada por el departamento de planeamiento de ELSE.

En la siguiente tabla se muestra la demanda de potencia de las localidades que conforman el SER Chumbivilcas, la demanda actual estimada se calculó con la cantidad de población actual por zonas, con un factor de utilización de 0.5 y con una calificación eléctrica de 0.45 kW/lote, asumiendo 5 habitantes por vivienda.

TABLA N° 3.13

Demanda actual estimada

CARGA	DEMANDA (MW)
AUSANTA	0.131056
QUEHUINCHA	0.057258
LIVITACA	0.035627
CHECAPUCARA	0.094157
OMACHA	0.066164
PULPERA	0.259822
VELILLE	0.248116
SACCANCA	0.027993
LLAULLINCO	0.024175
LLUSCO	0.034355
COLQUEMARCA	0.021631
CCOCHAPATA	0.029265
PISURO	0.03181
CAPILLANIA	0.064892

²² Electro Sur Este S.A.A.

SANTO TOMÁS	0.263385
HUARCAYA	0.062347
ANTANIA	0.067437
ALLHUACUYO	0.057258
JANCCOYO	0.083978
QUIÑOTA	0.099246
HUANCCASCA	0.055985
PATAHUASI	0.029265

Fuente: elaboración propia

3.4.3. ANÁLISIS DE LA OFERTA DE POTENCIA EN EL SER CHUMBIVILCAS

La oferta del servicio es la capacidad con la que se ofrece el servicio al usuario en condiciones adecuadas, cumpliendo con la normativa vigente.

Más allá de la capacidad del servicio, es necesario hallar la capacidad del sistema eléctrico existente. Ésta, es expresada en unidades de potencia (kW o MW), considerando las pérdidas de energía.

3.4.3.1. CAPACIDAD DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Como se menciona en párrafos anteriores, la subestación de Combapata, cuenta con un transformador de potencia de 15/7/8 MVA, actualmente ésta máquina estática se encuentra operando a un 86.80% de su capacidad nominal en hora punta²³, el cual está dentro del rango permitido.

A continuación se muestra la demanda de potencia de los alimentadores en media tensión que se encuentran conectadas a la barra de 22.9kV de la SET Combapata.

TABLA N° 3.14

Oferta disponible en la SET Combapata

FUENTE DE SUMINISTRO	(MW)
Oferta existente en la SET de Combapata lado de 60 kV (7 MVA)	7
Potencia total instalada	6.50
C.H. Langui	2.30

²³ En el Perú, la hora punta (HP) del servicio eléctrico es considerada entre las 18:00 a 23:00 horas, ya que en este lapso de tiempo la mayoría de personas llega del trabajo o estudio a sus hogares, iniciándose el uso masivo de equipos consumidores de energía eléctrica.

Por otro lado se tiene la hora fuera de punta (HFP), que comprende desde las 23:00 a 24:00 horas y de 00:00 a 18:00 horas

C.H. Hercca	0.72
Máxima demanda actual en el sistema eléctrico (S.E. Sicuani)	4.17
Máxima demanda actual en el sistema eléctrico barra de 10 kV (S.E. Sicuani)	1.15
Oferta de potencia actual disponible	5.350

Fuente: Elaboración propia en base a datos proporcionados por ELSE.

En la siguiente tabla se muestra la oferta disponible de potencia en la barra de 22.9kV de la SET Combapata, donde se aprecia que el AMT en estudio posee mayor demanda respecto a los demás AMTs conectados a la misma barra, que sumados todos los alimentadores se tiene una demanda de 4.85, luego considerando un factor de simultaneidad de 0.68, se tiene una demanda de potencia total de 3.3MW en la barra de 22.9kV de la SET Combapata.

La oferta disponible en mencionada SET es de 5.35MW (calculada en la tabla anterior). Por consiguiente la oferta disponible para futuras ampliaciones será de 2.05MW.

TABLA N° 3.15

Oferta disponible en la barra de 22.9kV de la SET Combapata

DESCRIPCIÓN	DEMANDA (MW)
ALIMENTADOR EN MEDIA TENSIÓN CO01	0.1850
ALIMENTADOR EN MEDIA TENSIÓN CO02	0.6754
ALIMENTADOR EN MEDIA TENSIÓN CO03	1.2350
ALIMENTADOR EN MEDIA TENSIÓN CO04	2.3050
ALIMENTADOR EN MEDIA TENSIÓN CO05	0.4500
Subtotal de demanda de potencia en la barra de 22.9 kV SET Combapata	4.85
Factor de simultaneidad	0.68
Demanda de potencia en la barra de 22.9 kV	3.30
Oferta disponible (calculada en la tabla anterior)	5.35
Oferta disponible para futuras ampliaciones	2.05

Fuente: Elaboración propia en base a datos proporcionados por ELSE

3.4.3.2. CAPACIDAD DE TRANSPORTE DEL ALIMENTADOR CO04

La cargabilidad de la línea del alimentador en media tensión CO04, al igual que otras, se encuentran básicamente limitadas por:

- El límite térmico de la línea.
- La capacidad máxima de transmisión de potencia.
- Estabilidad en estado estacionario.

A continuación se calculan los parámetros que limitan la capacidad de transporte de la radial CO04.

A. LIMITE TÉRMICO DE LA LÍNEA

La ecuación 2.27, definida en el capítulo anterior pertenece al balance de energía en una línea de transmisión, y se muestra a continuación.

$$I^2 R_{(Tc)} + q_s - q_c - q_r = 0$$

Donde los términos $R_{(Tc)}$, q_s , q_c y q_r representan los valores de la ganancia térmica por insolación, calentamiento producido por efecto solar, enfriamiento por acción del viento y enfriamiento por la radiación térmica hacia el medio, respectivamente.

Previo al cálculo del límite térmico de la línea, se considera:

Sección del conductor	: 120mm ²
Resistencia eléctrica a 75° C	: $R = 0.344 \text{ ohm/km.}$
Distancia de la línea	: 145 km
Altitud promedio	: 4000 msnm.
Factor de absorción solar	: $\alpha = 0.75$ (adimensional).
Emisividad (ϵ)	: 0.95
Día del año	: 15 de noviembre a las 12 del mediodía.
Latitud de Chumbivilcas	: -14.42°
Ángulo de dirección del viento	: 25°
Temperatura del aire	: 8° C
Temperatura del conductor	: 75° C
Diámetro del conductor	: 0.01394 m
Velocidad del viento	: 0.61 m/s

Para determinar las pérdidas y ganancias de energía que muestra la ecuación anterior es necesario calcular los siguientes parámetros:

Cálculo de la temperatura de la capa límite térmico en ° C (T_f), según la ecuación (2.41), definida en el capítulo anterior.

Considerando:

$$T_c = 80^\circ C$$

$$T_a = 8^\circ C$$

$$T_f = \frac{(80 + 8)}{2} = 44^\circ C$$

Cálculo de la viscosidad del aire (μ), según la ecuación (2.38).

$$\mu = \frac{1.458 \times 10^{-6} (T_f + 273)^{1.5}}{T_f + 383.4}$$

$$\mu = \frac{1.458 \times 10^{-6} (44 + 273)^{1.5}}{44 + 383.4}$$

$$\mu = 1.9254 \times 10^{-5} \text{ lb/ft} - h$$

Cálculo de la densidad del aire (ρ), según la ecuación (2.39).

$$\rho = \frac{1.293 - 1.525 \times 10^{-4} \times H + 6.379 \times 10^{-9} \times H^2}{1 + 0.00367 T_f}$$

Considerando una altura sobre el nivel del mar de: $H=13123.3596$ pies (4000 m).

$$\rho = \frac{1.293 - 1.525 \times 10^{-4} \times 13123.3596 + 6.379 \times 10^{-9} \times (13123.3596)^2}{1 + 0.00367 \times 44}$$

$$\rho = 0.336032 \text{ lb/ft}^3$$

Cálculo de la conductividad térmica del aire (k_f), según la ecuación (2.40).

$$k_f = 2.424 \times 10^{-2} + 7.477 \times 10^{-5} \times T_f - 4.407 \times 10^{-9} \times T_f^2$$

$$k_f = 2.424 \times 10^{-2} + 7.477 \times 10^{-5} \times 44 - 4.407 \times 10^{-9} \times 44^2$$

$$k_f = 0.02752 \text{ W/ft} - ^\circ C$$

Cálculo De la declinación solar (δ), según la ecuación (2.43).

$$\delta = 25.4583 \times \sin\left(\frac{284 + N}{365} \times 360\right)$$

Donde:

N = día del año, considerando el mes de máxima radiación solar como se muestra en el mapa del anexo N° B5, entonces para el 15 de noviembre $N=319$.

Reemplazando en la ecuación anterior, se tiene:

$$\delta = 25.4583 \times \sin\left(\frac{284 + 319}{365} \times 360\right)$$

$$\delta = -21.1248042^\circ$$

Cálculo de la varianza del azimut solar (χ), según la ecuación (2.45).

$$\chi = \frac{\sin(\omega)}{\sin(Lat) \times \cos(\omega) - \cos(Lat) \times \tan(\delta)}$$

Donde:

ω = Hora medida en °, considerando el cálculo para las 12 pm, entonces $\omega = 0^\circ$ (medio día).

$$Lat = \text{latitud de la zona,} = -14.420839^\circ$$

Reemplazando en la ecuación anterior

$$\chi = \frac{\sin(0)}{\sin(-14.420839^\circ) * \cos(0) - \cos(-14.420839^\circ) * \tan(-21.1248042^\circ)}$$

$$\chi = 0$$

Cálculo del azimut del sol (Z_c), según la ecuación (2.44).

$$Z_c = C + \arctan(\chi)$$

Considerando un valor de $C = 180$, según la tabla N° 2.1

$$Z_c = 180 + 0 = 180$$

Cálculo de la altitud solar (H_c), según la ecuación (2.42).

$$H_c = \sin^{-1}[\cos(Lat) \cos(\delta) \cos(\omega) + \sin(Lat) \sin(\delta)]$$

$$H_c = \arcsin[\cos(-14.4208) \cos(-21.1248) \cos(0) + \sin(-14.4208) \sin(-21.1248)]$$

$$H_c = 65.8430141^\circ$$

Cálculo de la radiación (Q_s), para una atmósfera clara, según la ecuación (2.46).

$$Q_s = -42.23 + 63.8H_c - 1.92H_c^2 + 3.46 \times 10^{-2}H_c^3 - 3.61 \times 10^{-4}H_c^4 + 1.94 \times 10^{-6}H_c^5 - 4.07 \times 10^{-9}H_c^6$$

Reemplazando la H_c en la ecuación anterior se tiene

$$Q_s = 800.9934 \text{ W/ft}^2$$

Cálculo de la constante adimensional para la corrección por altura (K_{SOL}), según la ecuación (2.48).

$$K_{SOL} = 1 + 1.148 \times 10^{-4} \times H - 1.108 \times 10^{-8} \times H^2$$

Para $H = 13123.3598$ pies (4000 metros)

$$K_{SOL} = 1 + 1.148 \times 10^{-4} \times 13123.3598 - 1.108 \times 10^{-8} \times (13123.3598)^2$$

$$K_{SOL} = 0.598335$$

Entonces la radiación corregida por la altura será (Q_{se}), según la ecuación (2.47).

$$Q_{se} = K_{SOL}Q_s$$

$$Q_{se} = 0.598335 \times 800.9934$$

$$Q_s = 479.2629386 \text{ W/ft}^2$$

Cálculo del factor por efecto de la dirección del viento (K_{ang}), según la ecuación (2.31).

$$K_{ang} = 1.194 - \cos(\phi) + 0.194 \times \cos(2\phi) + 0.368 \times \sin(2\phi)$$

Donde:

ϕ es el ángulo de la dirección del viento y el eje de la línea en grados, la dirección del viento en el departamento del Cusco es de NE y de la línea es de 70° NE, por consiguiente $\phi = 25^\circ$.

$$K_{ang} = 1.194 - \cos(25) + 0.194 \times \cos(50) + 0.368 \times \sin(50)$$

$$K_{ang} = 0.2934$$

Cálculo de las pérdidas por convección (q_{c2}), según la ecuación (2.30).

$$q_c = 0.0119 \times \left(\frac{d \times V \times \rho}{\mu} \right)^{0.6} \times k_f \times K_{ang} \times (t_c - t_a)$$

Reemplazando los valores ya obtenidos.

$$q_c = 0.0119 * \left(\frac{0.04585 \times 0.61 \times 0.3360}{1.9254 \times 10^{-5}} \right)^{0.6} \times (0.02752) \times (0.2934) \times (80 - 8)$$

$$q_c = 78.814140 \text{ W/ft}^2$$

Cálculo de las pérdidas por radiación (q_r), según la ecuación (2.33).

$$q_r = 0.0178 \times d \times \varepsilon \times \left[\left(\frac{t_c + 273}{100} \right)^4 - \left(\frac{t_a + 273}{100} \right)^4 \right]$$

Considerando una emisividad de 0.75 para la zona de estudio, se tiene:

$$q_r = 0.0178 \times 0.04585 \times 0.75 \times \left[\left(\frac{80 + 273}{100} \right)^4 - \left(\frac{8 + 273}{100} \right)^4 \right]$$

$$q_r = 72055.6978 \text{ W/ft}^2$$

Cálculo de la ganancia solar (q_s), según la ecuación (2.34).

$$q_s = \alpha \times Q_s \times \sin(\theta) \times A$$

Donde α es el factor de absorción solar, que por criterio se toma el valor de 0.75 por ser un conductor de más de 10 años de antigüedad, y un valor del área proyectado por el conductor de 27339.619 ft^2 .

Cálculo del valor (θ), según la ecuación (2.35).

$$\theta = \cos^{-1}[\cos(H_c) \times \cos(Z_c - Z_L)]$$

$$\theta = \cos^{-1}[\cos(65.8430) \times \cos(180 - 70)]$$

$$\theta = 163.0913057^\circ$$

Entonces.

$$q_s = 0.75 \times 479.2624 \times \sin(163.0913057) \times 27339.619$$

$$q_s = -26355,630.51 \text{ W/ft}^2$$

De la ecuación (2.27) de balance de energía en un conductor, se tiene.

$$I^2 R_{(TC)} + q_s - q_c - q_r = 0$$

$$I^2 R_{(TC)} = q_c + q_r - q_s$$

Despejando I :

$$I = \sqrt{\frac{q_c + q_r - q_s}{R_{(Tc)}}$$

Reemplazando valores, anteriormente obtenidos:

$$I = \sqrt{\frac{78.814140 + 72055.6978 + 26355630.51}{1128.608924}}$$

$$I = 153.0233949 \text{ A}$$

El resultado anterior se interpreta de la siguiente manera: La línea troncal en estudio llega a su límite térmico cuando transporta una corriente igual o superior a 153.024 amperios.

La corriente de límite térmico, multiplicada por la tensión de línea, y el factor de potencia, nos da como resultado la potencia activa máxima de límite térmico, el cual se muestra en la ecuación (2.1).

$$P = VI \cos(\varphi)$$

Asumiendo un factor de potencia de 0.9, se tiene:

$$P = 22.9 \times 0.1530233 \times 0.9$$

$$P = 3.153810 \text{ MW}$$

Actualmente a través de la línea troncal del alimentador CO04 circula una potencia de 2.30MW, entonces dividiendo este valor con la potencia máxima de límite térmico, se demuestra que la línea troncal del AMT CO04 se encuentra operando al 72.9277% de su límite térmico.

Los fabricantes de conductores eléctricos recomiendan que el conductor opere por debajo del 80% de su límite térmico, por que a mayor temperatura existe mayor pérdida de potencia en la línea, el conductor presenta sobreesfuerzos mecánicos de tracción por la dilatación del cable siendo en varias veces irreversibles los daños causados.

Por consiguiente se concluye que la línea troncal del alimentador CO04, al operar a un 72.9277% de su límite térmico, sólo permite el incremento de carga del 8% más (252.305KW), para que llegue al

80% de su límite térmico, el cual presentaría los problemas mencionados en el párrafo anterior, por lo mencionado es necesario presentar alternativas de solución para que el sistema eléctrico rural Chumbivilcas opere adecuadamente frente al inevitable incremento de demanda.

B. CÁLCULO DE LA CAPACIDAD MÁXIMA DE TRANSMISIÓN DE POTENCIA Y ESTABILIDAD EN ESTADO ESTACIONARIO

Para el cálculo de la cargabilidad de la línea troncal CO04, se considera el circuito π nominal, que se muestra en la figura N° 2.5, del capítulo II.

Datos de cálculo:

$$R_L = 0.289 \Omega/km$$

$$L = 1.3226 mH/km$$

$$D_{eq} = 3.905755 m$$

$$r' = 0.00528 m \text{ (Radio Medio geométrico)}$$

$$C = 0.00880 \mu F/km$$

$$r =$$

$$0.00697 m$$

$$z = 0.289 + j2\pi f(1.3226) \times 10^{-3} \Omega/km$$

$$w = 377 H_z$$

$$z = 0.289 + j0.498608 \Omega/km$$

$$\cos \varphi = 0.85$$

$$X_L = 2\pi fL = 2\pi(60) \times 1.3226 \times 10^{-3} \Omega/km$$

$$P_{carga}$$

$$= 2.03 MW$$

$$X_L = 0.498608 \Omega/km$$

Admitancia en derivación al neutro está definida por:

$$Y_{an} = jwC_{an} S/km \quad (3.1.)$$

Donde:

w : Velocidad angular.

C_{an} : Capacitancia fase neutro.

Entonces:

$$Y_{an} = jwC_{an} = j(2\pi 60)(0.00880 \times 10^{-6}) S/km$$

$$Y_{an} = j3.3176 \times 10^{-6} \frac{S}{km}$$

La impedancia total de la línea está definida por:

$$Z = zl \quad (3.2.)$$

Donde:

z : Impedancia de la línea (Ω/km).

l : Longitud de la línea.

R : Resistencia del conductor.

X_L : Reactancia inductiva de la línea.

Cálculo de la impedancia total de la línea:

$$Z = (0.289 + j0.498608) \times 150km$$

$$Z = 43.35 + j74.7912 = 86.4462 \angle 59.9028 \Omega$$

La admitancia total de la línea está definida por:

$$Y = yl \quad (3.3.)$$

Donde:

y : Admitancia de la línea (S/km).

l : Longitud de la línea.

Entonces:

$$Y = j3.3176 \times 10^{-6} \times 150 km = j4.9764 \times 10^{-4} S$$

$$Y = j4.9764 \times 10^{-4} S$$

$$Z = 86.4462 \angle 59.9023 \Omega$$

Cálculo de los parámetros A,B,C Y D de la línea, según las ecuaciones (2.23), (2.24) y (2.25).

$$A = D = 1 + \frac{YZ}{Z} pu$$

$$= 1 + (0.021510 \angle 149.9028)$$

$$A = D = 0.981449 \angle 0.629686$$

$$A = D = 0.981390 + j0.010786 pu$$

$$B = Z = 86.4462 \angle 59.9028 \Omega$$

$$C = Y \left(1 + \frac{YZ}{Z} \right) S$$

$$C = (0.00049764 \angle 90)(1 + \left(\frac{0.021510 \angle 149.9028}{2} \right))$$

$$C = 4.93 \times 10^{-4} \angle 90.31191 S$$

De la ecuación matricial (2.22) se tiene:

$$V_S = AV_R + BI_R \quad Volt$$

$$I_S = CV_R + DI_R$$

Cálculo de las tensiones en el extremo receptor

$$V_n = 22.9 \text{ kv}$$

$$V_R = \frac{22.9 \angle 0^\circ}{\sqrt{3}} = 13.2213 \angle 0^\circ \text{ kV}_{LN}$$

$$I_R = \frac{P}{\sqrt{3} \times 0.9 \times 22.9}$$

$$P = 2.30 \text{ MW}$$

$$Q = 1.425379 \text{ MVAR}$$

$$I_R = 0.061039 \text{ L} - 18.194872 \text{ kA}$$

Cálculo de los parámetros en el extremo emisor.

$$V_S = AV_R + BI_R$$

$$V_S = (0.981449 \angle 0.629686)(13.2213 \angle 0^\circ) + (86.4462 \angle 59.9028^\circ)(0.061039 \text{ L} - 18.194872)$$

$$V_S = 17.287067 \angle 12.1541 \text{ kV}_{LN}$$

$$V_S = 17.287067 \angle 12.1541^\circ \times \sqrt{3} \text{ kV}_{LL}$$

$$V_S = 29.942078 \text{ kV}_{LL}$$

$$I_S = CV_R + DI_R$$

$$I_S = (0.000493 \angle 90.31191^\circ)(13.2213 \angle 0^\circ) +$$

$$(0.981449 \angle 0.629686)(0.061039 \text{ L} - 18.194872)$$

$$I_S = (0.006518 \angle 90.31191 \text{ kA}) + (0.059907 \text{ L} - 17.5651 \text{ kA})$$

$$I_S = 0.059907 \text{ L} - 11.4504 \text{ kA}$$

La potencia entregada en el extremo emisor es:

$$P_S = \sqrt{3} \times 29.942078 \times 0.059907 \times \cos(12.1541 + 11.4504^\circ)$$

$$P_S = 2.767534 \text{ MW}$$

$$V_{REV} = \frac{V_S}{A} = \frac{29.942078}{0.981449} = 30.508032 \text{ KV}_{LL}$$

Entonces la regulación de tensión según a la ecuación (2.26), es:

$$\% RT = \frac{30.508032 - 22.9}{22.9} \times 100 = 33.2228 \%$$

$$\% RT = 33.2228 \%$$

Las pérdidas en la línea a plena carga está definidas por:

$$Pérdidas = P_S - P_R \quad (3.4.)$$

Donde:

P_S : Potencia activa en el extremo emisor.

P_R : Potencia activa en el extremo receptor.

Entonces:

$$P_S - P_R = 2.7675 - 2.30 = 0.4675 \text{ MW}$$

Del resultado anterior se interpreta que existe 0.4675MW de pérdidas en la transmisión de potencia en la línea troncal.

La eficiencia de la línea a plena carga está definida por:

$$\% EF = \frac{P_R}{P_S} \times 100 \quad (3.5.)$$

Donde:

P_S : Potencia activa en el extremo emisor.

P_R : Potencia activa en el extremo receptor.

Entonces:

$$\% EF = \frac{2.30}{2.7675} \times 100$$

$$\% EF = 83.107498 \%$$

Al obtener un valor de %EF=83.107498% de eficiencia de la línea, se dice que ésta es regularmente eficiente, siempre en cuando se mantenga operando con una demanda de 2.3MW, si se incrementa la demanda en un 50%, es probable que la eficiencia de la línea disminuya a las dos terceras partes de la que tiene ahora.

A continuación se calcula la carga de impedancia característica SIL (Surge Impedance Loading), este representa a la potencia entregada por una línea sin pérdidas a una resistencia de carga igual a la impedancia característica.

La impedancia característica está definida por.

$$Z_C = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (3.6.)$$

Donde:

L : Inductancia de la línea.

C : Capacitancia.

Entonces:

$$Z_C = \sqrt{\frac{1.3226 \text{ mH}}{0.00880 \times 10^{-3} \text{ F}}} = 387.679577 \Omega$$

Entonces la SIL está definida por:

$$SIL = \frac{V_{nominal}^2}{Z_C} \quad (3.7.)$$

Donde:

$V_{nominal}$: Tensión nominal.

Z_C : Impedancia característica de la línea.

Entonces:

$$SIL = \frac{(22.9)^2}{387.679577} = 1.352689 \text{ MW}$$

Cálculo del límite de estabilidad en estado estacionario

En la siguiente ecuación $P_{m\acute{a}x}$, representa el límite teórico de estabilidad en estado estacionario de una línea sin pérdidas.

$$P_{m\acute{a}x} = \frac{V_{S \text{ p.u.}} V_{R \text{ p.u.}} (SIL)}{\sin\left(\frac{2\pi l}{\lambda}\right)} \quad (3.8.)$$

Donde:

$V_{S \text{ p.u.}}$: Tensión en el extremo emisor en p.u.

$V_{R \text{ p.u.}}$: Tensión en el extremo receptor en p.u.

λ : Longitud de onda.

Donde se muestra algo importante que afecta al límite de estabilidad en estado estacionario. En primer lugar el límite crece con el cuadrado de la tensión en la línea. Por ejemplo, una duplicación de la tensión en la línea, permite cuadruplicar el flujo de potencia máximo. Segundo el límite disminuye con la longitud de la línea.

Entonces:

Calculando λ . (Longitud de onda): Una longitud de onda es la distancia requerida para cambiar la fase de la tensión o de la corriente en 2π radianes o 360° .

$$\lambda = \frac{1 \text{ m}}{f\sqrt{LC}} \quad (3.9.)$$

Donde:

f : Frecuencia.

L : Inductancia de la línea.

C : Capacitancia.

Entonces:

$$\lambda = \frac{1}{60 \times \sqrt{1.3226 \times 0.00880 \times 10^{-2} \times 10^{-8}}}$$

$$\lambda = \frac{1}{60} \times \frac{1}{\sqrt{1.3226 \times 10^{-2} \times 8.80 \times 10^{-9}}}$$

$$\lambda = \frac{1}{60} \times \frac{10^8}{\sqrt{1.3226 \times 0.01 \times 8.8}}$$

$$\lambda = \frac{1}{60} \times \frac{10^8}{0.341158} = 4.885322 \times 10^6$$

$$\lambda = 4.885.322 \text{ km}$$

Cálculo de la tensión en el extremo emisor.

$$V_{Sp.u} = \frac{24.274 \text{ kv}}{22.9 \text{ kv}} = 1.06 \text{ p. u}$$

$$V_{Rp.u} = 1 \text{ p. u}$$

$$V_{Sp.u} = 1 \text{ p. u}$$

Reemplazando los valores anteriormente obtenidos en la ecuación (3.8), se tiene.

$$P_{m\acute{a}x} = \frac{1.06 \times 1.352689}{\sin\left(\frac{2\pi \times 145}{4885.322}\right)} \text{ MW}$$

$$P_{m\acute{a}x} = 1.06 \times 1.352689 \times 5.215781$$

$$P_{m\acute{a}x} = 7.478649 \text{ MW}$$

Por consiguiente la línea de distribución actual se encuentra operando al $\frac{2.30}{7.478649} \times 100 = 30.7542\%$ de su límite teórico de estabilidad en estado estacionario, sin embargo no es adecuado para la demanda proyectada del sistema, debido a que el 2018 (año 4), el sistema demandará de 7.813 MW, como se muestra en la tabla N° 4.2, por consiguiente es necesario proponer alternativas de solución para mejorar la operación actual del sistema, e incrementar la máxima transmisión de potencia.

3.4.4. FLUJO DE POTENCIA EN LA SET COMBAPATA

El flujo de potencia de la línea L-1005 tiene dirección; de la SET Quencoro (30.29 MW) hacia la SET Tintaya (-20.22 MW), despachando 9.4566 MVA a la SET Combapata.

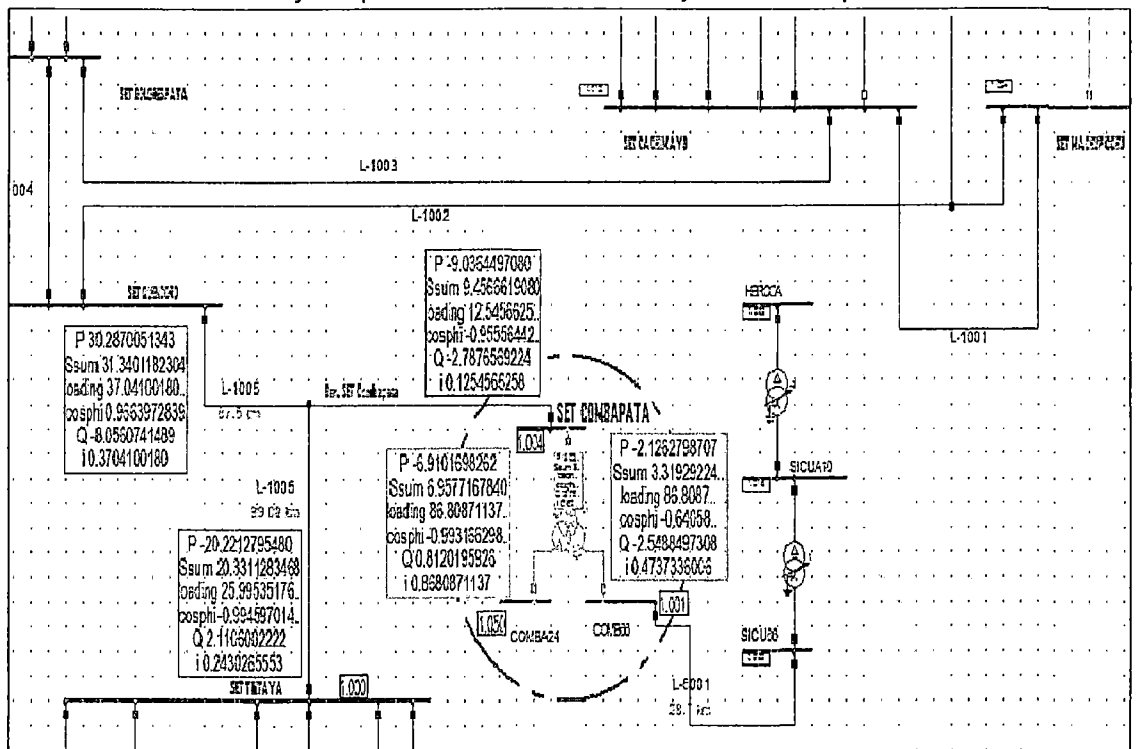
El transformador de potencia T-42²⁴ de la subestación de transformación Combapata se encuentra a un 86.81% de carga, el cual se mantiene dentro de los márgenes normales de operación.

La barra de 24kV de la SET Combapata demanda de una potencia de 6.41 MW, de las cuales el 35.95 %(2.305 MW) corresponde a la demanda el Alimentador CO04.

En la siguiente figura se aprecia la dirección del flujo de potencia en la línea L-1005 y la SET Combapata, también se indica las tensiones en barras de la SET Combapata de 1.004 p.u., 1.001 p.u. y 1.050 p.u. en las barras de 138kV, 60kV y 22.9kV respectivamente.

FIGURA N° 3.10

Flujo de potencia en la línea L-1005 y SET Combapata



Fuente: Base de datos del COES.

²⁴ T-42: Como se mencionó antes, es la nomenclatura que nombra al transformador de potencia de la subestación de Combapata según el COES.

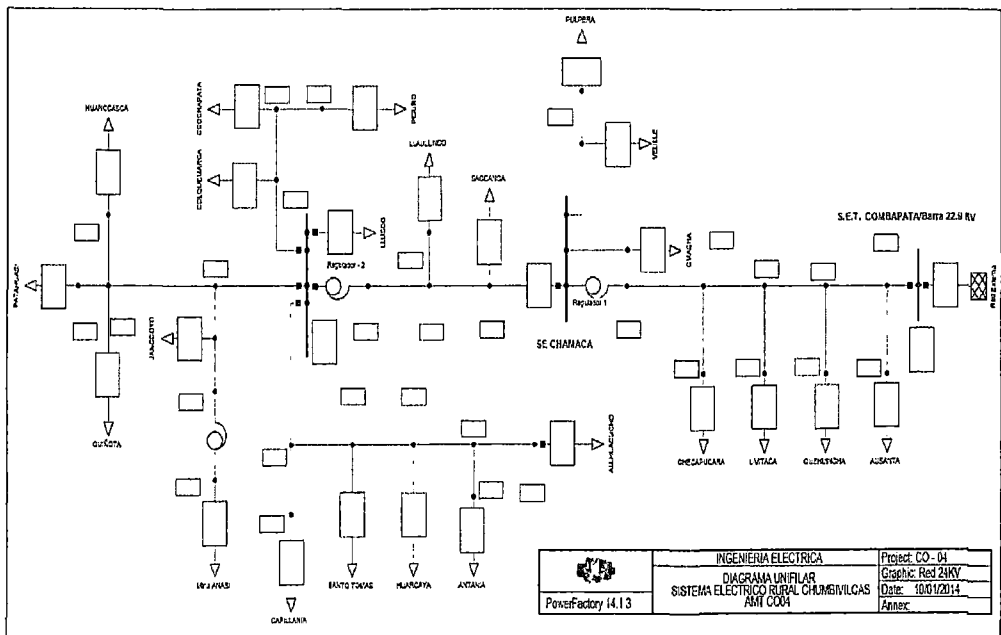
3.4.5. FLUJO DE POTENCIA EN EL SER CHUMBIVILCAS

El siguiente diagrama unifilar se realizó con ayuda del software DigSilent en su versión 14.1.3, para lo cual se requiere considerar los parámetros eléctricos de las líneas, cargas y máquinas que intervienen en la operación del SER en estudio.

Por fines operativos y por criterio profesional se realizó un corto circuito trifásico máximo en la barra de 22.9kV de la SET Combapata, de la base de datos del COES, consecuencia de ello se toma como red externa a mencionada barra, que representa el circuito Thévenin equivalente del SEIN.

En la siguiente figura se muestra el diagrama unifilar actual del sistema, considerando que este se encuentra suministrando hasta Patahuasi, que pertenece al distrito de Haquira²⁵ (Apurímac).

FIGURA N° 3.11
 Diagrama unifilar del sistema actual



Fuente: Elaboración propia

3.4.6. ESCENARIOS DE OPERACIÓN

Los escenarios de simulación que se utilizó para demostrar la operación del sistema eléctrico de potencia en estado estacionario son los más

²⁵ Para ver a detalle la configuración actual de la red ver ANEXO D3

críticos que se presentaron en el 2013 y se diseñaron con ayuda del software DigSilent 14.1.3.

Las cargas que se consideran en los 06 diagramas unifilares, que corresponden a los 06 escenarios de simulación del sistema en estudio, se tomaron en base al reporte de datos extraídos del SCADA de Electro Sur Este S.A.A. Citados escenarios de simulación se muestran a continuación.

Escenario 01 (Época de avenida²⁶ – Máxima demanda): Este escenario comprende la simulación del sistema eléctrico rural en estudio, cuando el alimentador CO04 experimenta su máxima demanda en época de avenida, se toma en cuenta la generación de las minis centrales hidroeléctricas Hercca y Langui de 0.72MW y 2.3MW, respectivamente.

Escenario 02 (Época de avenida – Media demanda): En este escenario se simula la red en estudio, cuando experimenta su media demanda en época de avenida.

Escenario 03 (Época de avenida – Mínima demanda): Comprende la simulación del sistema eléctrico, para una mínima demanda en época de avenida.

Escenario 04 (Época de estiaje²⁷ – Máxima demanda): Escenario en el cual se simula el sistema, considerando las cargas en máxima demanda en época de estiaje.

Escenario 05 (Época de estiaje – Media demanda): Escenario en el cual se considera la demanda media del sistema en estudio, en época de estiaje.

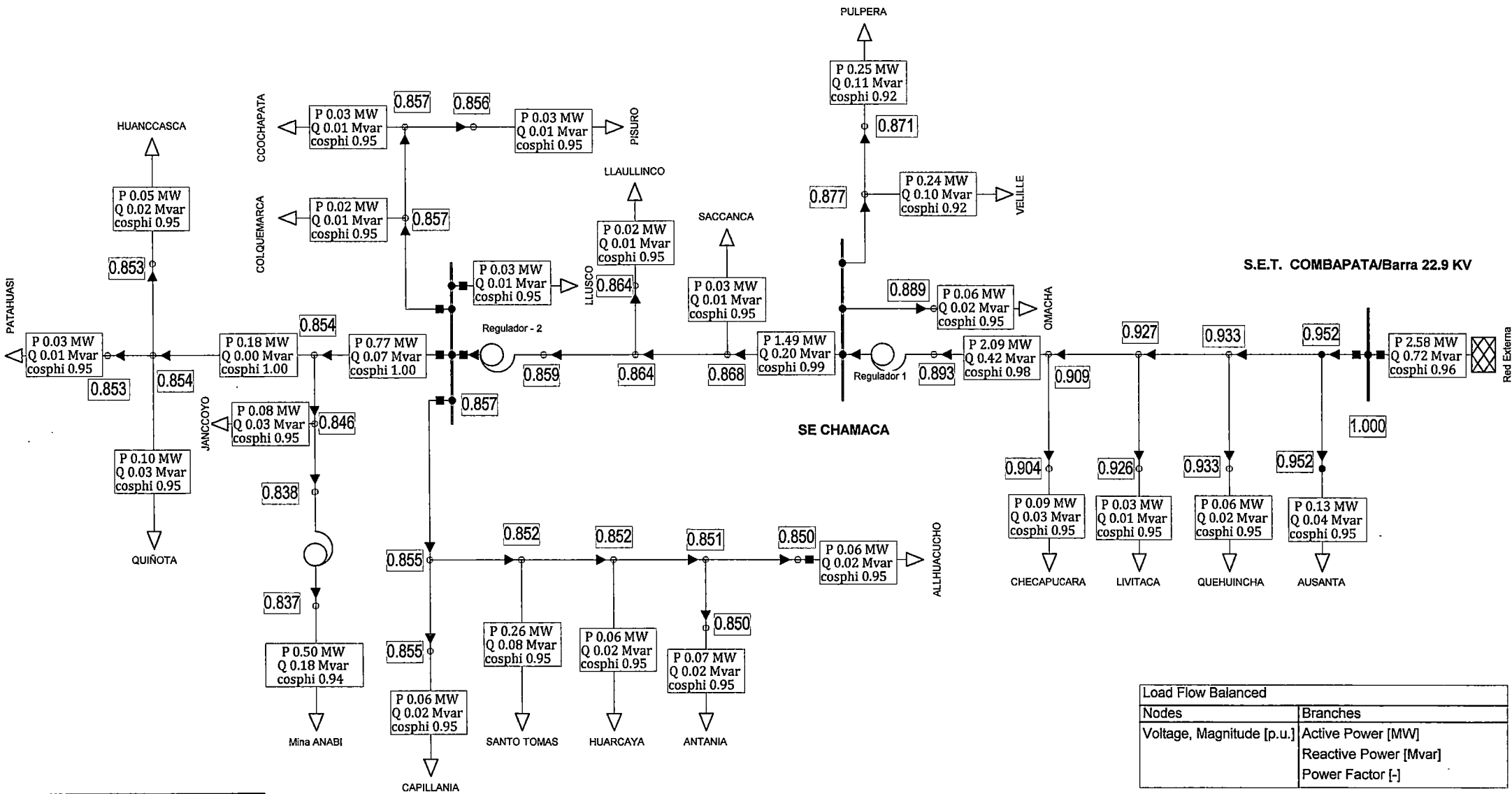
Escenario 06 (Época de estiaje – Mínima demanda): Para este escenario se considera la mínima demanda, en época de estiaje.

²⁶ Época de Avenida: Se comprende por época de avenida al periodo de tiempo entre los meses de Enero y Marzo.

²⁷ Época de Estiaje: Se comprende por época de estiaje al periodo de tiempo entre los meses de Abril y Diciembre, sin embargo para fines de estudio, en este trabajo se considerara hasta Noviembre.

De los siguientes escenarios de simulación, los recuadros de color rojo representan a la tensión en p.u. que infringe la NTCSE, (debajo de la tolerancia establecida 6% de la tensión nominal).

También se aprecia que solo en los escenarios 3.3 y 3.6, correspondientes a escenarios de mínima demanda, se tiene niveles de tensión adecuados.

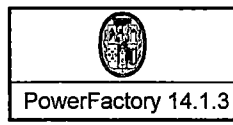


Low and High Voltage / Loading

Lower Voltage Range
 ■ < 0.94 p.u.
 Higher Voltage Range
 ■ > 1.06 p.u.

Loading Range
 □ > 80. %
 ■ > 100. %

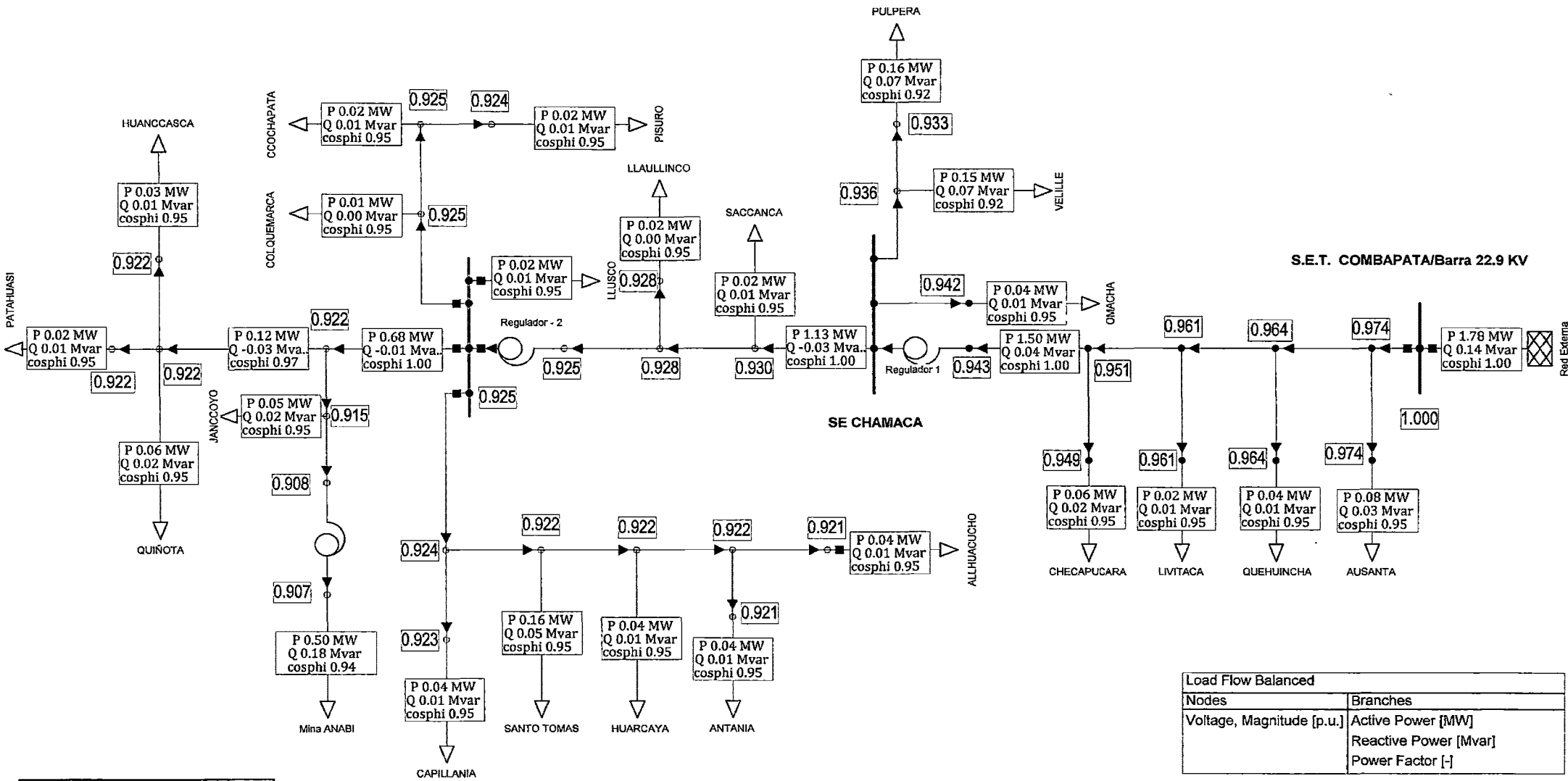
Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]
	Reactive Power [Mvar]
	Power Factor [-]



UNSAAC - INGENIERÍA ELÉCTRICA

Escenario 3.1
 ÉPOCA DE AVENIDA
 MÁXIMA DEMANDA - (2014)

Project: CO - 04
 Graphic: Red 24KV
 Date: 10/01/2014
 Annex:



Low and High Voltage / Loading

Lower Voltage Range
 < 0.94 p.u.
 > 1.06 p.u.

Higher Voltage Range
 > 80. %
 > 100. %

Loading Range
 > 80. %
 > 100. %

Load Flow Balanced

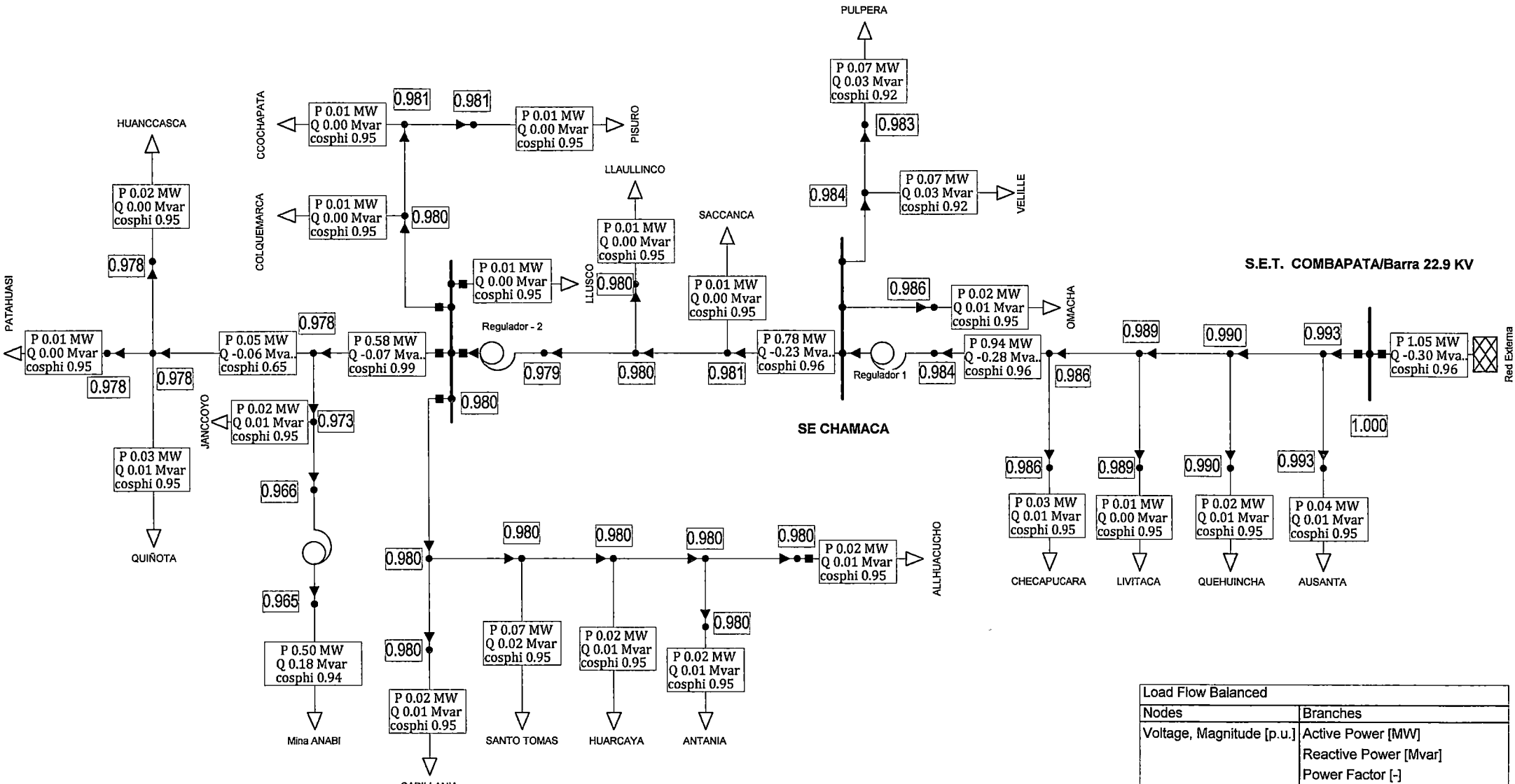
Nodes	Branches
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]
	Reactive Power [Mvar]
	Power Factor [-]

PowerFactory 14.1.3

UNSAAC - INGENIERÍA ELÉCTRICA

Escenario 3.2
 ÉPOCA DE AVENIDA
 MEDIA DEMANDA - (2014)

Project: CO - 04
 Graphic: Red 24KV
 Date: 10/01/2014
 Annex:




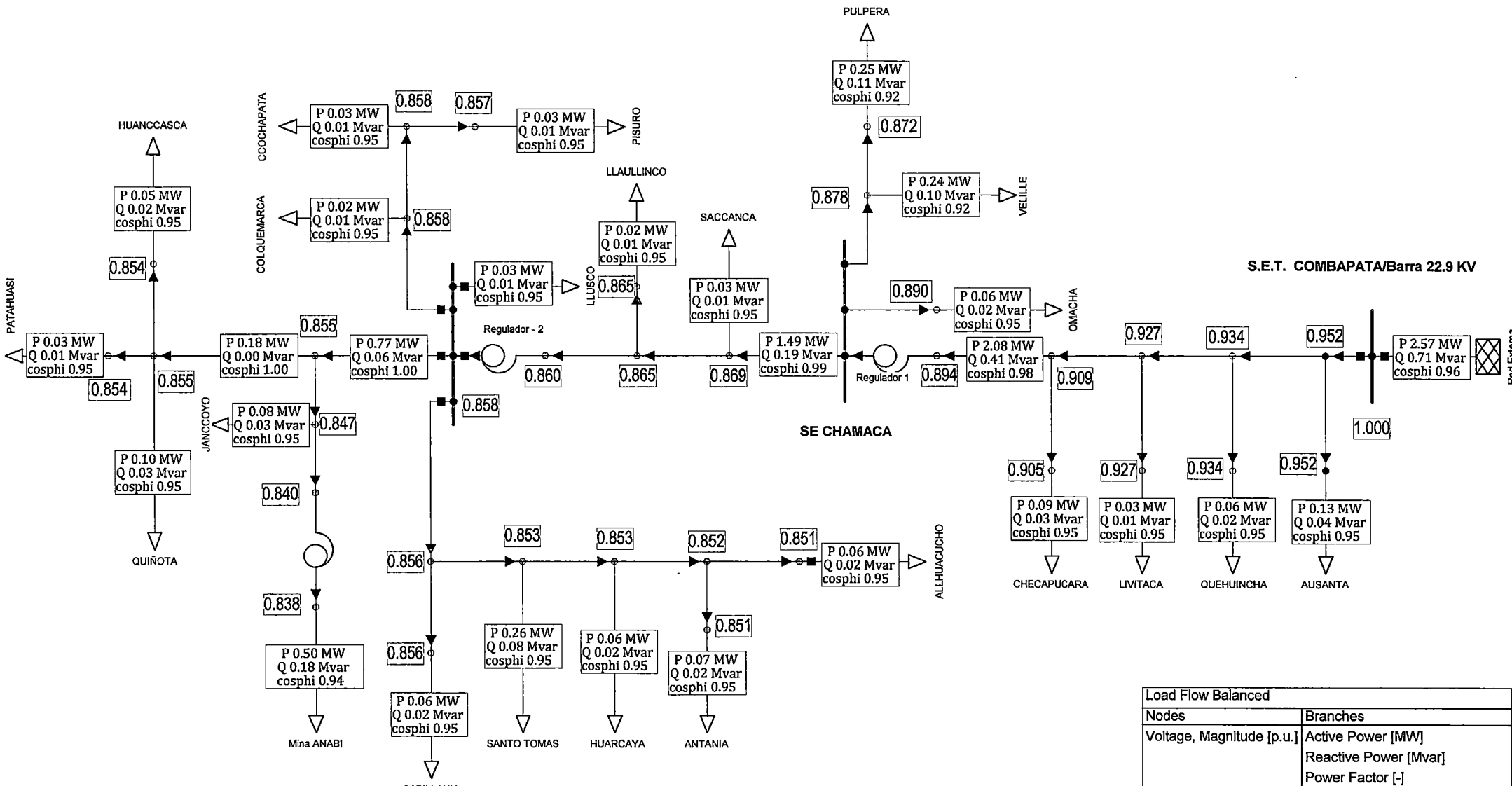
S.E.T. COMBAPATA/Barra 22.9 KV

Low and High Voltage / Loading

- Lower Voltage Range
- < 0.94 p.u.
- Higher Voltage Range
- > 1.06 p.u.
- Loading Range
- > 80. %
- > 100. %

Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]
	Reactive Power [Mvar]
	Power Factor [-]

 PowerFactory 14.1.3	UNSAAC - INGENIERÍA ELÉCTRICA Escenario 3.3 ÉPOCA DE AVENIDA MÍNIMA DEMANDA - (2014)	Project: CO - 04 Graphic: Red 24KV Date: 10/01/2014 Annex:
--	--	---

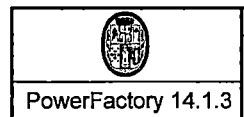


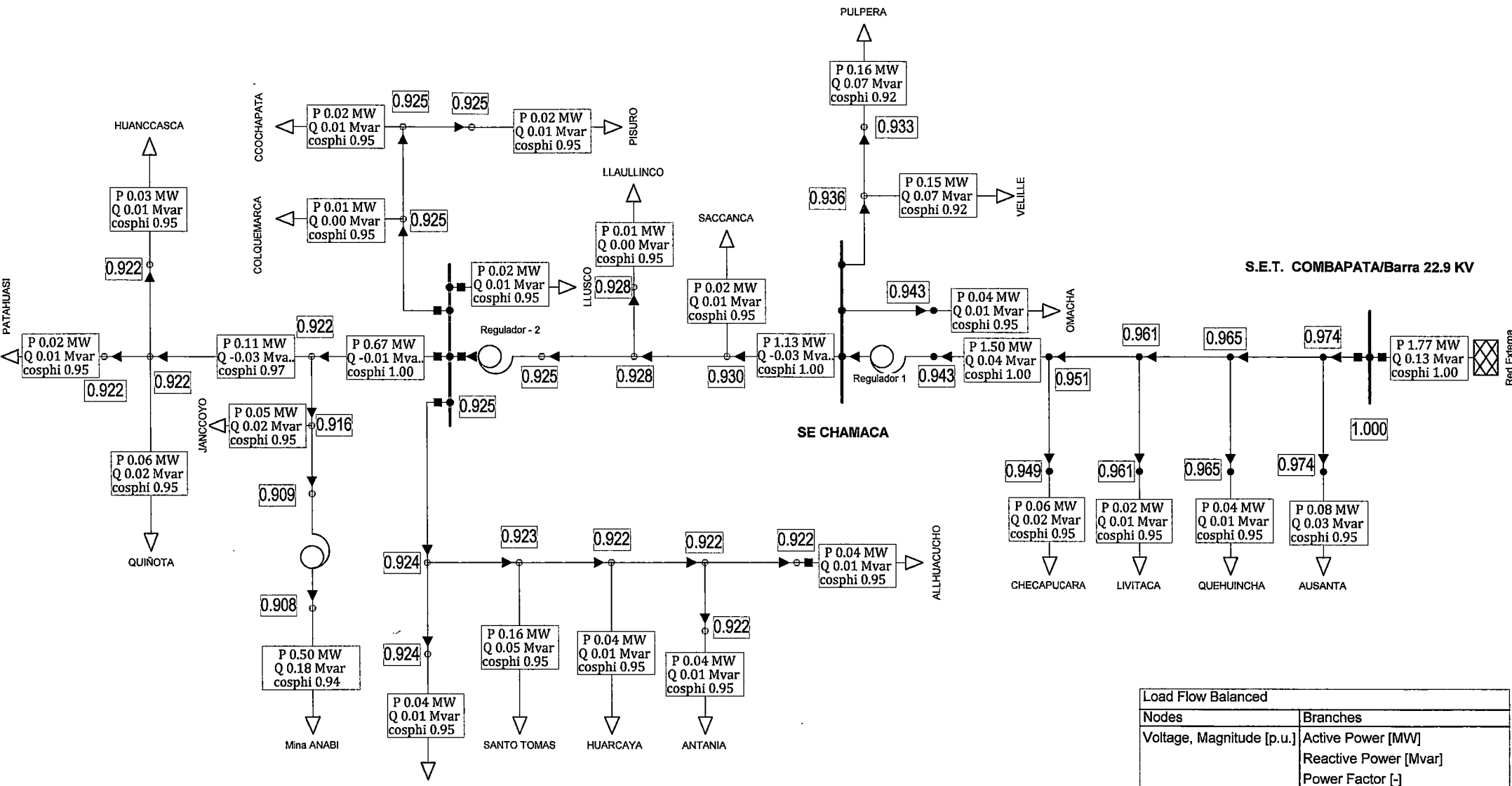
Low and High Voltage / Loading

Lower Voltage Range
 < 0.94 p.u.
 > 1.06 p.u.

Higher Voltage Range
 > 80. %
 > 100. %

Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]
	Reactive Power [Mvar]
	Power Factor [-]





S.E.T. COMBAPATA/Barra 22.9 KV

SE CHAMACA

Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]
	Reactive Power [Mvar]
	Power Factor [-]


Low and High Voltage / Loading

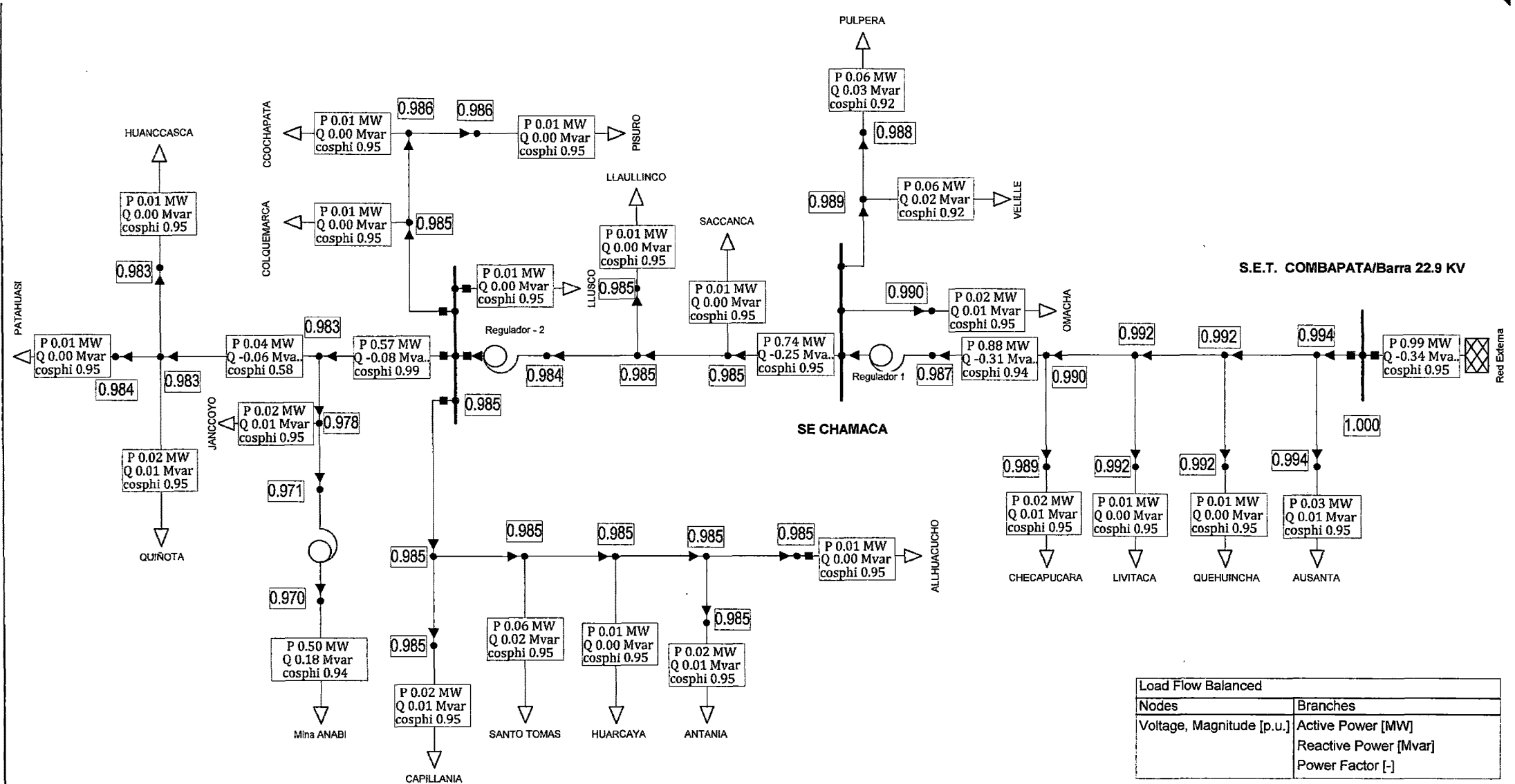
Lower Voltage Range

- < 0.94 p.u.
- > 1.06 p.u.

Higher Voltage Range

- > 80. %
- > 100. %

 PowerFactory 14.1.3	UNSAAC - INGENIERIA ELÉCTRICA Escenario 3.5 ÉPOCA DE ESTIAJE MEDIA DEMANDA - (2014)	Project: CO - 04 Graphic: Red 24KV Date: 10/01/2014 Annex:
--	---	---



Low and High Voltage / Loading

Lower Voltage Range
 ■ < 0.94 p.u.
 Higher Voltage Range
 ■ > 1.06 p.u.

Loading Range
 □ > 80. %
 ■ > 100. %

Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]
	Reactive Power [Mvar]
	Power Factor [-]


 PowerFactory 14.1.3	UNSAAC - INGENIERÍA ELÉCTRICA Escenario 3.6 ÉPOCA DE ESTIAJE MÍNIMA DEMANDA - (2014)	Project: CO - 04 Graphic: Red 24KV Date: 10/01/2014 Annex:
--	---	---

TABLA N° 3.16

Flujo de Potencia en el Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas (Época de Avenida, Máxima demanda 2014)

LÍNEA		TENSIÓN EN TERMINAL i	CARGABILIDAD (%)	CORRIENTE i (kA)	CORRIENTE j (kA)	POTENCIA APARENTE (MVA)	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (Mvar)	FACTOR DE POTENCIA	PÉRDIDAS (kW)
TERMINAL i	TERMINAL j									
BARRA 22.9 KV	DER AUSANTA	1.000000	28.722970	0.067499	0.067499	2.677277	2.579065	0.718497	0.963316	94.86007
DER MINA ANABI	DER QUIÑOTA	0.853707	2.269580	0.005334	0.005334	0.180600	0.180578	0.002855	0.999875	0.00020651
DER QUIÑOTA	PATAHUASI	0.853706	0.459682	0.001080	0.000891	0.036579	0.028660	-0.022729	0.783508	0.02638501
DER AUSANTA	AUSANTA	0.951897	2.234812	0.003569	0.003576	0.134760	0.128253	0.041369	0.951715	0.01822471
DER QUEHUINCHA	QUEHUINCHA	0.933297	0.995810	0.001582	0.001593	0.058546	0.056032	0.016974	0.957050	0.00685047
DER LIVITICA	LIVITACA	0.926539	0.624104	0.000987	0.000999	0.036278	0.034863	0.010036	0.960975	0.00267931
DEV CHECAPUCARA	CHECAPUCARA	0.908605	1.690438	0.002570	0.002705	0.092620	0.092578	-0.002799	0.999543	0.4487279
SE CHAMACA	OMACHA	0.889924	0.193156	0.001932	0.001932	0.068180	0.064766	0.021304	0.949927	0.0270767
SE CHAMACA	VELILLE	0.889924	6.446728	0.014749	0.015150	0.520606	0.503504	0.132341	0.967150	5.260736
VELILLE	PULPERA	0.877348	3.401959	0.007604	0.007995	0.264602	0.255473	0.068903	0.965500	1.248419
DER LLAULLINCO	LLAULLINCO	0.863909	0.072666	0.000725	0.000727	0.024844	0.023655	0.007594	0.952136	0.00072619
DER AUSANTA	DER QUEHUINCHA	0.951897	27.259790	0.063944	0.064061	2.414270	2.355952	0.527437	0.975845	35.9634
LLUSCO	DER CAPILLANIA	0.857429	6.471595	0.015168	0.015208	0.515849	0.509428	0.081135	0.987553	1.00043
DER CAPILLANIA	SANTO TOMAS	0.855361	5.680677	0.013319	0.013350	0.451873	0.444912	0.079009	0.984596	3.109753
SANTO TOMAS	HUARCAYA	0.852075	2.319503	0.005451	0.005438	0.184220	0.184095	0.006780	0.999322	0.9309678
HUARCAYA	DER ANTANIA ALLHUA	0.851538	1.542087	0.003622	0.003624	0.122338	0.122161	-0.006568	0.998558	0.09859045
DER ANTANIA ALLHUA	ALLHUACUCHO	0.850846	0.743983	0.001661	0.001748	0.056071	0.056048	0.001601	0.999592	0.02526823
DER CAPILLANIA	CAPILLANIA	0.855361	0.838663	0.001890	0.001971	0.064136	0.063516	0.008892	0.990343	0.02314918
DER ANTANIA ALLHUA	ANTANIA	0.850846	0.876318	0.001964	0.002059	0.066288	0.066016	0.005999	0.995897	0.03312841
LLUSCO	COLQUEMARCA	0.857429	1.035490	0.002433	0.002382	0.082758	0.081001	-0.016962	0.978770	0.05200955
COLQUEMARCA	CCOCHAPATA	0.856971	0.753559	0.001769	0.001771	0.060138	0.059785	-0.006506	0.994131	0.0217421
CCOCHAPATA	PISURO	0.856658	0.410379	0.000919	0.000964	0.031223	0.031130	-0.002415	0.997004	0.00560447
DER QUEHUINCHA	DER LIVITICA	0.933297	26.606830	0.062485	0.062526	2.313081	2.263957	0.474175	0.978763	12.89506
DER MINA ANABI	JANCCOYO	0.853707	7.816091	0.017529	0.018368	0.593551	0.590000	0.064832	0.994017	4.627804
JANCCOYO	LLEGADA REG ANABI	0.845950	1.602456	0.015790	0.016025	0.529822	0.503209	0.165807	0.949770	3.227713
DER QUIÑOTA	HUANCCASCCA	0.853706	0.170404	0.001629	0.001704	0.055175	0.054812	-0.006321	0.993416	0.03381395
DER LIVITICA	DEV CHECAPUCARA	0.926539	26.232980	0.061542	0.061648	2.261679	2.216199	0.451278	0.979891	34.04899
DEV CHECAPUCARA	LLEGADA REG 01	0.908605	25.206190	0.059142	0.059235	2.131398	2.089573	0.420169	0.980377	28.42129
SE CHAMACA	SACCANCA	0.889924	18.208820	0.042662	0.042791	1.505895	1.492882	0.197545	0.991358	31.53009
SACCANCA	DER LLAULLINCO	0.867720	17.868010	0.041969	0.041990	1.444455	1.433963	0.173778	0.992737	5.370845
DER LLAULLINCO	LLEGADA REG 02	0.863909	17.576980	0.041278	0.041306	1.414443	1.404938	0.163702	0.993280	7.2008
LLUSCO	DER MINA ANABI	0.857429	9.720993	0.022830	0.022844	0.776438	0.773695	0.065207	0.996467	3.120954

Fuente: Elaboración propia con ayuda del software Digsilent 14.1.3.

TABLA Nº 3.17
Flujo de Potencia en el Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas (Época de Avenida, Media demanda 2014)

LÍNEA		TENSIÓN EN TERMINAL i	CARGABILIDAD (%)	CORRIENTE i (kA)	CORRIENTE j (kA)	POTENCIA APARENTE (MVA)	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (Mvar)	FACTOR DE POTENCIA	PÉRDIDAS (kw)
TERMINAL i	TERMINAL j									
BARRA 22.9 KV	DER AUSANTA	1.000000	19.142940	0.044986	0.044986	1.784319	1.778952	0.138287	0.996992	42.13487
DER MINA ANABI	DER QUIÑOTA	0.921948	1.377854	0.003238	0.003238	0.118406	0.115009	-0.028157	0.971314	0.00007612
DER QUIÑOTA	PATAHUASI	0.921948	0.423899	0.000996	0.000525	0.036428	0.018252	-0.031525	0.501043	0.01296245
DER AUSANTA	AUSANTA	0.974210	1.390778	0.002219	0.002225	0.085731	0.081686	0.026024	0.952815	0.00704999
DER QUEHUINCHA	QUEHUINCHA	0.964328	0.613839	0.000970	0.000982	0.037114	0.035688	0.010189	0.961579	0.00259017
DER LIVITICA	LIVITICA	0.960732	0.383363	0.000602	0.000613	0.022942	0.022205	0.005768	0.967875	0.00100314
DEV CHECAPUCARA	CHECAPUCARA	0.951156	1.026172	0.001625	0.001642	0.061310	0.058844	-0.017213	0.959781	0.1618245
SE CHAMACA	OMACHA	0.942453	0.116150	0.001162	0.001162	0.043419	0.041246	0.013563	0.949956	0.00979081
SE CHAMACA	VELILLE	0.942453	3.772543	0.008584	0.008865	0.320870	0.318775	0.036605	0.993471	1.783121
VELILLE	PULPERA	0.935805	2.024978	0.004416	0.004759	0.163902	0.162357	0.022449	0.990576	0.4263796
DER LLAULLINCO	LLAULLINCO	0.927527	0.043111	0.000429	0.000431	0.015797	0.015067	0.004745	0.953817	0.00025514
DER AUSANTA	DER QUEHUINCHA	0.974210	18.240390	0.042850	0.042865	1.655764	1.655131	0.045773	0.999618	16.12543
LLUSCO	DER CAPILLANIA	0.924711	3.774394	0.008864	0.008870	0.325094	0.325080	0.003111	0.999954	0.3409035
DER CAPILLANIA	SANTO TOMAS	0.923706	3.305324	0.007768	0.007747	0.284585	0.284288	0.012995	0.998957	2.506665
SANTO TOMAS	HUARCAYA	0.922041	1.398347	0.003286	0.003222	0.120179	0.117630	-0.024620	0.978792	1.00351
HUARCAYA	DER ANTONIA ALLHUA	0.921831	0.967645	0.002274	0.002155	0.083144	0.077770	-0.029407	0.935364	0.03658218
DER ANTONIA ALLHUA	ALLHUACUCHO	0.921599	0.437388	0.001001	0.001028	0.036586	0.035693	-0.008031	0.975609	0.0084865
DER CAPILLANIA	CAPILLANIA	0.923706	0.494565	0.001104	0.001162	0.040457	0.040451	-0.000704	0.999849	0.00781633
DER ANTONIA ALLHUA	ANTONIA	0.921599	0.515171	0.001157	0.001211	0.042295	0.042040	-0.004637	0.993971	0.01109816
LLUSCO	COLQUEMARCA	0.924711	0.715830	0.001682	0.001453	0.061699	0.051577	-0.033862	0.835936	0.02172942
COLQUEMARCA	CCOCHAPATA	0.924623	0.488516	0.001148	0.001040	0.042102	0.038074	-0.017972	0.904318	0.00810681
CCOCHAPATA	PISURO	0.924516	0.249063	0.000585	0.000569	0.021463	0.019827	-0.008219	0.923776	0.0019252
DER QUEHUINCHA	DER LIVITICA	0.964328	17.842630	0.041926	0.041930	1.603633	1.603318	0.031775	0.999804	5.80225
DER MINA ANABI	JANCCOYO	0.921948	6.831281	0.015292	0.016054	0.559205	0.558584	0.026345	0.998890	3.506121
JANCCOYO	LLEGADA REG ANABI	0.915346	1.478623	0.014536	0.014786	0.527752	0.502740	0.160545	0.952607	2.741318
DER QUIÑOTA	HUANCCASCCA	0.921948	0.106113	0.001061	0.001005	0.038803	0.034904	-0.016954	0.899500	0.01169446
DER LIVITICA	DEV CHECAPUCARA	0.960732	17.597210	0.041345	0.041353	1.575507	1.575311	0.024872	0.999875	15.34399
DEV CHECAPUCARA	LLEGADA REG 01	0.951156	16.943150	0.039803	0.039816	1.501640	1.501123	0.039385	0.999656	12.85714
SE CHAMACA	SACCANCA	0.942453	12.848150	0.030193	0.030171	1.128663	1.128245	-0.030696	0.999630	15.73082
SACCANCA	DER LLAULLINCO	0.929742	12.638600	0.029701	0.029697	1.095281	1.095069	-0.021559	0.999806	2.688135
DER LLAULLINCO	LLEGADA REG 02	0.927527	12.463960	0.029290	0.029285	1.077573	1.077313	-0.023651	0.999759	3.622536
LLUSCO	DER MINA ANABI	0.924711	7.838874	0.018421	0.018420	0.675653	0.675624	-0.006272	0.999957	2.030533

Fuente: Elaboración propia con ayuda del software Digsilent 14.1.3.

TABLA N° 3.18
Flujo de Potencia en el Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas (Época de Avenida, Mínima demanda 2014)

LÍNEA		TENSIÓN EN TERMINAL i	CARGABILIDAD (%)	CORRIENTE i (kA)	CORRIENTE j (kA)	POTENCIA APARENTE (MVA)	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (Mvar)	FACTOR DE POTENCIA	PÉRDIDAS (kW)
TERMINAL i	TERMINAL j									
BARRA 22.9 KV	DER AUSANTA	1.000000	11.761600	0.027640	0.027640	1.096302	1.053830	-0.302193	0.961259	15.90587
DER MINA ANABI	DER QUIÑOTA	0.978241	0.837713	0.001969	0.001968	0.076385	0.049741	-0.057969	0.651199	0.00002813
DER QUIÑOTA	PATAHUASI	0.978241	0.443592	0.001042	0.000214	0.040448	0.007887	-0.039671	0.594987	0.00942562
DER AUSANTA	AUSANTA	0.992705	0.591165	0.000939	0.000946	0.036984	0.035382	0.010769	0.956671	0.00126855
DER QUEHUINCHA	QUEHUINCHA	0.990026	0.258965	0.000403	0.000414	0.015839	0.015458	0.003453	0.975942	0.0004534
DER LIVITICA	LIVITACA	0.989041	0.161290	0.000248	0.000258	0.009740	0.009618	0.001538	0.987460	0.00017318
DEV CHECAPUCARA	CHECAPUCARA	0.986368	0.641328	0.001026	0.000684	0.040145	0.025447	-0.031050	0.633860	0.03370208
SE CHAMACA	OMACHA	0.985814	0.048086	0.000481	0.000481	0.018802	0.017865	0.005863	0.950142	0.00167807
SE CHAMACA	VELILLE	0.985814	1.604982	0.003772	0.003517	0.147479	0.137459	-0.053432	0.932062	0.2997007
VELILLE	PULPERA	0.984293	0.831607	0.001888	0.001954	0.073692	0.070201	-0.022410	0.952638	0.06686709
DER LLAULLINCO	LLAULLINCO	0.980016	0.017670	0.000175	0.000177	0.006800	0.006527	0.001908	0.959830	0.0000426
DER AUSANTA	DER QUEHUINCHA	0.992705	11.434160	0.026870	0.026689	1.058007	1.002544	-0.338062	0.947577	6.295668
LLUSCO	DER CAPILLANIA	0.980221	1.745445	0.004102	0.003984	0.159476	0.142600	-0.071398	0.894183	0.07081613
DER CAPILLANIA	SANTO TOMAS	0.980112	1.476319	0.003469	0.003258	0.134872	0.125041	-0.050548	0.927111	2.394731
SANTO TOMAS	HUARCAYA	0.979819	0.823232	0.001935	0.001751	0.075185	0.051547	-0.054733	0.685606	1.102674
HUARCAYA	DER ANTANIA ALLHUA	0.979885	0.670475	0.001576	0.001198	0.061238	0.033627	-0.051180	0.549112	0.01431168
DER ANTANIA ALLHUA	ALLHUACUCHO	0.980043	0.253893	0.000597	0.000418	0.023193	0.015449	-0.017299	0.666097	0.00162177
DER CAPILLANIA	CAPILLANIA	0.980112	0.220940	0.000519	0.000474	0.020184	0.017514	-0.010034	0.867688	0.00128966
DER ANTANIA ALLHUA	ANTANIA	0.980043	0.257635	0.000605	0.000493	0.023535	0.018198	-0.014924	0.773251	0.00192727
LLUSCO	COLQUEMARCA	0.980221	0.597567	0.001404	0.000900	0.054598	0.022297	-0.049837	0.508386	0.01183739
COLQUEMARCA	CCOCHAPATA	0.980446	0.363893	0.000855	0.000512	0.033255	0.016467	-0.028892	0.595156	0.00312471
CCOCHAPATA	PISURO	0.980515	0.177466	0.000417	0.000232	0.016219	0.008580	-0.013764	0.629015	0.00045021
DER QUEHUINCHA	DER LIVITICA	0.990026	11.209760	0.026343	0.026275	1.034444	0.980793	-0.328816	0.948135	2.284462
DER MINA ANABI	JANCCOYO	0.978241	6.062304	0.013601	0.014246	0.527730	0.527651	-0.009122	0.999851	2.744872
JANCCOYO	LLEGADA REG ANABI	0.972546	1.389244	0.013631	0.013892	0.525814	0.502362	0.155283	0.955398	2.414841
DER QUIÑOTA	HUANCCASCCA	0.978241	0.079891	0.000799	0.000410	0.030999	0.015101	-0.027072	0.587136	0.00296851
DER LIVITICA	DEV CHECAPUCARA	0.989041	11.087050	0.026055	0.025871	1.022102	0.968893	-0.325482	0.947942	6.048884
DEV CHECAPUCARA	LLEGADA REG 01	0.986368	10.644210	0.025014	0.024865	0.978625	0.937410	-0.281014	0.957885	5.045558
SE CHAMACA	SACCANCA	0.985814	8.813403	0.020712	0.020415	0.809846	0.777072	-0.228058	0.959530	7.299054
SACCANCA	DER LLAULLINCO	0.980912	8.614096	0.020243	0.020194	0.787596	0.762236	-0.198255	0.967800	1.245843
DER LLAULLINCO	LLEGADA REG 02	0.980016	8.529225	0.020044	0.019977	0.779125	0.754471	-0.194445	0.968357	1.690959
LLUSCO	DER MINA ANABI	0.980221	6.383300	0.015001	0.014978	0.583221	0.578634	-0.073003	0.992135	1.344501

Fuente: Elaboración propia con ayuda del software Digsilent 14.1.3.

TABLA N° 3.19
Flujo de Potencia en el Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas (Época de Estiaje, Máxima demanda 2014)

LÍNEA		TENSIÓN EN TERMINAL i	CARGABILIDAD (%)	CORRIENTE i (kA)	CORRIENTE j (kA)	POTENCIA APARENTE (MVA)	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (Mvar)	FACTOR DE POTENCIA	PÉRDIDAS (kW)
TERMINAL i	TERMINAL j									
BARRA 22.9 KV	DER AUSANTA	1.000000	28.580670	0.067165	0.067165	2.664013	2.567789	0.709525	0.963880	93.92246
DER MINA ANABI	DER QUIÑOTA	0.854724	2.255879	0.005301	0.005301	0.179724	0.179707	0.002434	0.999908	0.00020403
DER QUIÑOTA	PATAHUASI	0.854723	0.458736	0.001078	0.000885	0.036547	0.028522	-0.022852	0.780406	0.02611607
DER AUSANTA	AUSANTA	0.952228	2.223267	0.003551	0.003557	0.134109	0.127635	0.041165	0.951725	0.01803673
DER QUEHUINCHA	QUEHUINCHA	0.933757	0.990521	0.001573	0.001585	0.058262	0.055762	0.016884	0.957090	0.00677762
DER LIVITICA	LIVITACA	0.927046	0.620756	0.000982	0.000993	0.036101	0.034694	0.009979	0.961037	0.00265046
DEV CHECAPUCARA	CHECAPUCARA	0.909237	1.681064	0.002556	0.002690	0.092177	0.092129	-0.002995	0.999472	0.4436193
SE CHAMACA	OMACHA	0.890706	0.192056	0.001921	0.001921	0.067851	0.064454	0.021202	0.949927	0.02676917
SE CHAMACA	VELILLE	0.890706	6.408039	0.014659	0.015059	0.517879	0.501031	0.131023	0.967467	5.19707
VELILLE	PULPERA	0.878216	3.382053	0.007557	0.007948	0.263241	0.254233	0.068274	0.965781	1.233426
DER LLAULLINCO	LLAULLINCO	0.864856	0.072237	0.000721	0.000722	0.024724	0.023541	0.007556	0.952150	0.00071762
DER AUSANTA	DER QUEHUINCHA	0.952228	27.125140	0.063629	0.063744	2.403197	2.346232	0.520147	0.976296	35.60927
LLUSCO	DER CAPILLANIA	0.858431	6.431556	0.015074	0.015114	0.513257	0.506973	0.080069	0.987757	0.9880882
DER CAPILLANIA	SANTO TOMAS	0.856379	5.645451	0.013237	0.013267	0.449613	0.442775	0.078112	0.984793	3.097214
SANTO TOMAS	HUARCAYA	0.853117	2.305383	0.005418	0.005404	0.183322	0.183212	0.006353	0.999399	0.9316813
HUARCAYA	DER ANTANIA ALLHUA	0.852584	1.532571	0.003601	0.003602	0.121766	0.121572	-0.006880	0.998402	0.09739964
DER ANTANIA ALLHUA	ALLHUACUCHO	0.851899	0.739480	0.001651	0.001738	0.055797	0.055778	0.001470	0.999653	0.02495378
DER CAPILLANIA	CAPILLANIA	0.856379	0.833627	0.001879	0.001959	0.063814	0.063210	0.008762	0.990528	0.02286508
DER ANTANIA ALLHUA	ANTANIA	0.851899	0.871013	0.001952	0.002047	0.065958	0.065698	0.005855	0.996053	0.03271709
LLUSCO	COLQUEMARCA	0.858431	1.030103	0.002421	0.002367	0.082423	0.080610	-0.017194	0.977999	0.05142139
COLQUEMARCA	CCOCHAPATA	0.857979	0.748913	0.001759	0.001760	0.059869	0.059497	-0.006663	0.993788	0.02148209
CCOCHAPATA	PISURO	0.857668	0.407920	0.000914	0.000959	0.031080	0.030980	-0.002495	0.996774	0.00553551
DER QUEHUINCHA	DER LIVITICA	0.933757	26.475730	0.062177	0.062218	2.302825	2.254861	0.467552	0.979172	12.76833
DER MINA ANABI	JANCCOYO	0.854724	7.800872	0.017494	0.018332	0.593073	0.589578	0.064287	0.994108	4.609233
JANCCOYO	LLEGADA REG ANABI	0.846985	1.600458	0.015770	0.016005	0.529791	0.503202	0.165730	0.949812	3.219555
DER QUIÑOTA	HUANCASCACA	0.854723	0.169380	0.001620	0.001694	0.054929	0.054547	-0.006467	0.993046	0.03339762
DER LIVITICA	DEV CHECAPUCARA	0.927046	26.103800	0.061239	0.061344	2.251790	2.207398	0.444919	0.980286	33.71471
DEV CHECAPUCARA	LLEGADA REG 01	0.909237	25.082610	0.058852	0.058944	2.122435	2.081555	0.414559	0.980739	28.14344
SE CHAMACA	SACCANCA	0.890706	18.127880	0.042474	0.042601	1.500551	1.487928	0.194225	0.991588	31.25102
SACCANCA	DER LLAULLINCO	0.868644	17.789130	0.041784	0.041804	1.439613	1.429420	0.171009	0.992920	5.323543
DER LLAULLINCO	LLEGADA REG 02	0.864856	17.499840	0.041097	0.041125	1.409786	1.400556	0.161058	0.993453	7.137764
LLUSCO	DER MINA ANABI	0.858431	9.692218	0.022763	0.022777	0.775049	0.772384	0.064208	0.996563	3.102521

Fuente: Elaboración propia con ayuda del software Digsilent 14.1.3.

TABLA N° 3.20
Flujo de Potencia en el Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas (Época de Estiaje, Media demanda 2014)

LÍNEA		TENSIÓN EN TERMINAL i	CARGABILIDAD (%)	CORRIENTE i (kA)	CORRIENTE j (kA)	POTENCIA APARENTE (MVA)	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (Mvar)	FACTOR DE POTENCIA	PÉRDIDAS (kW)
TERMINAL i	TERMINAL j									
BARRA 22.9 KV	DER AUSANTA	1.000000	19.067530	0.044809	0.044809	1.777290	1.772242	0.133869	0.997159	41.80358
DER MINA ANABI	DER QUIÑOTA	0.922490	1.371241	0.003222	0.003222	0.117907	0.114429	-0.028426	0.970504	0.00007538
DER QUIÑOTA	PATAHUASI	0.922490	0.423867	0.000996	0.000522	0.036446	0.018160	-0.031600	0.498261	0.01289475
DER AUSANTA	AUSANTA	0.974388	1.383509	0.002207	0.002214	0.085297	0.081274	0.025888	0.952831	0.00697638
DER QUEHUINCHA	QUEHUINCHA	0.964575	0.610586	0.000965	0.000977	0.036924	0.035508	0.010129	0.961640	0.00256261
DER LIVITICA	LIVITACA	0.961005	0.381321	0.000599	0.000610	0.022824	0.022093	0.005731	0.967967	0.00099237
DEV CHECAPUCARA	CHECAPUCARA	0.951495	1.020613	0.001618	0.001633	0.061059	0.058546	-0.017338	0.958840	0.1600662
SE CHAMACA	OMACHA	0.942871	0.115513	0.001155	0.001155	0.043200	0.041038	0.013495	0.949956	0.00968367
SE CHAMACA	VELILLE	0.942871	3.750721	0.008534	0.008814	0.319165	0.317152	0.035785	0.993695	1.762447
VELILLE	PULPERA	0.936271	2.013711	0.004390	0.004732	0.163032	0.161535	0.022045	0.990816	0.421453
DER LLAULLINCO	LLAULLINCO	0.928033	0.042870	0.000427	0.000429	0.015717	0.014991	0.004720	0.953840	0.00025229
DER AUSANTA	DER QUEHUINCHA	0.974388	18.169770	0.042685	0.042699	1.649699	1.649164	0.042014	0.999676	16.00123
LLUSCO	DER CAPILLANIA	0.925246	3.753072	0.008814	0.008820	0.323462	0.323453	0.002437	0.999972	0.3370799
DER CAPILLANIA	SANTO TOMAS	0.924249	3.286634	0.007724	0.007702	0.283142	0.282869	0.012423	0.999037	2.503871
SANTO TOMAS	HUARCAYA	0.922597	1.391469	0.003270	0.003205	0.119660	0.117043	-0.024891	0.978125	1.004291
HUARCAYA	DER ANTONIA ALLHUA	0.922390	0.963605	0.002264	0.002143	0.082847	0.077377	-0.029604	0.933978	0.03623932
DER ANTONIA ALLHUA	ALLHUACUCHO	0.922162	0.434915	0.000996	0.001022	0.036429	0.035513	-0.008115	0.974874	0.00838934
DER CAPILLANIA	CAPILLANIA	0.924249	0.491780	0.001098	0.001156	0.040254	0.040247	-0.000788	0.999809	0.00772602
DER ANTONIA ALLHUA	ANTONIA	0.922162	0.512258	0.001151	0.001204	0.042094	0.041828	-0.004730	0.993667	0.01096977
LLUSCO	COLQUEMARCA	0.925246	0.713823	0.001677	0.001447	0.061562	0.051316	-0.034007	0.833574	0.02156654
COLQUEMARCA	CCOCHAPATA	0.925160	0.486711	0.001144	0.001034	0.041971	0.037882	-0.018071	0.902567	0.00803073
CCOCHAPATA	PISURO	0.925055	0.248071	0.000583	0.000566	0.021390	0.019727	-0.008269	0.922254	0.00190399
DER QUEHUINCHA	DER LIVITICA	0.964575	17.774160	0.041766	0.041769	1.597906	1.597655	0.028281	0.999843	5.757865
DER MINA ANABI	JANCCOYO	0.922490	6.823727	0.015275	0.016036	0.558915	0.558309	0.026024	0.998916	3.498146
JANCCOYO	LLEGADA REG ANABI	0.915897	1.477716	0.014527	0.014777	0.527736	0.502737	0.160503	0.952629	2.737901
DER QUIÑOTA	HUANCCASCCA	0.922490	0.105728	0.001057	0.000999	0.038685	0.034727	-0.017046	0.897693	0.01156779
DER LIVITICA	DEV CHECAPUCARA	0.961005	17.529700	0.041187	0.041195	1.569951	1.569804	0.021490	0.999906	15.2269
DEV CHECAPUCARA	LLEGADA REG 01	0.951495	16.878440	0.039652	0.039664	1.496472	1.496031	0.036327	0.999705	12.75941
SE CHAMACA	SACCANCA	0.942871	12.807070	0.030097	0.030073	1.125553	1.125082	-0.032554	0.999582	15.62939
SACCANCA	DER LLAULLINCO	0.930235	12.598000	0.029605	0.029602	1.092341	1.092095	-0.023189	0.999775	2.670863
DER LLAULLINCO	LLEGADA REG 02	0.928033	12.424290	0.029197	0.029191	1.074728	1.074432	-0.025222	0.999725	3.59946
LLUSCO	DER MINA ANABI	0.925246	7.824405	0.018387	0.018386	0.674796	0.674761	-0.006877	0.999948	2.023026

Fuente: Elaboración propia con ayuda del software Digsilent 14.1.3.

TABLA N° 3.21
Flujo de Potencia en el Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas (Época de Estiaje, Mínima demanda 2014)

LÍNEA		TENSIÓN EN TERMINAL i	CARGABILIDAD (%)	CORRIENTE i (kA)	CORRIENTE j (kA)	POTENCIA APARENTE (MVA)	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (MVar)	FACTOR DE POTENCIA	PÉRDIDAS (kW)
TERMINAL i	TERMINAL j									
BARRA 22.9 KV	DER AUSANTA	1.000000	11.186280	0.026288	0.026288	1.042677	0.985836	-0.339560	0.945486	14.38785
DER MINA ANABI	DER QUIÑOTA	0.983267	0.815099	0.001915	0.001915	0.074704	0.043373	-0.060824	0.880595	0.0002664
DER QUIÑOTA	PATAHUASI	0.983267	0.447572	0.001052	0.000185	0.041020	0.006879	-0.040439	0.747695	0.0094635
DER AUSANTA	AUSANTA	0.994361	0.514608	0.000817	0.000823	0.032216	0.030851	0.009277	0.957639	0.00096026
DER QUEHUINCHA	QUEHUINCHA	0.992326	0.225314	0.000350	0.000361	0.013767	0.013480	0.002796	0.979155	0.00034183
DER LIVITICA	LIVITACA	0.991574	0.140339	0.000215	0.000225	0.008465	0.008390	0.001126	0.991112	0.00013036
DEV CHECAPUCARA	CHECAPUCARA	0.989519	0.625049	0.001000	0.000595	0.039251	0.022183	-0.032382	0.565150	0.02801907
SE CHAMACA	OMACHA	0.989689	0.041752	0.000418	0.000418	0.016390	0.015572	0.005111	0.950125	0.00126513
SE CHAMACA	VELILLE	0.989689	1.462440	0.003437	0.003050	0.134909	0.119818	-0.062001	0.888139	0.2349642
VELILLE	PULPERA	0.988639	0.724735	0.001703	0.001696	0.066785	0.061204	-0.026727	0.916428	0.05023372
DER LLAULLINCO	LLAULLINCO	0.984705	0.015333	0.000152	0.000153	0.005920	0.005690	0.001632	0.961238	0.00003202
DER AUSANTA	DER QUEHUINCHA	0.994361	10.911400	0.025642	0.025433	1.011320	0.940598	-0.371542	0.930070	5.725046
LLUSCO	DER CAPILLANIA	0.985177	1.605606	0.003773	0.003631	0.147441	0.124802	-0.078506	0.846457	0.05937021
DER CAPILLANIA	SANTO TOMAS	0.985151	1.342482	0.003155	0.002903	0.123275	0.109499	-0.056627	0.888252	2.40251
SANTO TOMAS	HUARCAYA	0.984982	0.796924	0.001873	0.001675	0.073166	0.045101	-0.057613	0.616415	1.113329
HUARCAYA	DER ANTANIA ALLHUA	0.985073	0.662121	0.001556	0.001150	0.060795	0.029319	-0.053259	0.682254	0.01365624
DER ANTANIA ALLHUA	ALLHUACUCHO	0.985266	0.246437	0.000579	0.000363	0.022632	0.013472	-0.018185	0.795286	0.0013303
DER CAPILLANIA	CAPILLANIA	0.985151	0.204477	0.000481	0.000411	0.018776	0.015266	-0.010932	0.813037	0.0009915
DER ANTANIA ALLHUA	ANTANIA	0.985266	0.244653	0.000575	0.000427	0.022468	0.015864	-0.015911	0.706058	0.0015219
LLUSCO	COLQUEMARCA	0.985177	0.598013	0.001405	0.000878	0.054915	0.019444	-0.051357	0.654082	0.01166336
COLQUEMARCA	CCOCHAPATA	0.985431	0.361451	0.000849	0.000479	0.033200	0.014361	-0.029933	0.632568	0.00297395
CCOCHAPATA	PISURO	0.985516	0.175629	0.000413	0.000201	0.016133	0.007484	-0.014293	0.663865	0.00039162
DER QUEHUINCHA	DER LIVITICA	0.992326	10.697470	0.025139	0.025061	0.989463	0.921395	-0.360649	0.931208	2.079323
DER MINA ANABI	JANCCOYO	0.983267	5.996289	0.013457	0.014091	0.524842	0.524699	-0.012253	0.999728	2.683937
JANCCOYO	LLEGADA REG ANABI	0.977649	1.382015	0.013557	0.013820	0.525722	0.502359	0.154983	0.955559	2.389281
DER QUIÑOTA	HUANCCASCCA	0.983267	0.079420	0.000794	0.000355	0.030974	0.013168	-0.028036	0.625137	0.00263358
DER LIVITICA	DEV CHECAPUCARA	0.991574	10.583910	0.024872	0.024661	0.978217	0.910928	-0.356537	0.931213	5.50436
DEV CHECAPUCARA	LLEGADA REG 01	0.989519	10.148060	0.023848	0.023675	0.935989	0.883252	-0.309745	0.943656	4.580247
SE CHAMACA	SACCANCA	0.989689	8.487115	0.019945	0.019611	0.782930	0.743309	-0.245908	0.949394	6.751937
SACCANCA	DER LLAULLINCO	0.985483	8.283081	0.019465	0.019410	0.760860	0.729985	-0.214547	0.959421	1.151453
DER LLAULLINCO	LLEGADA REG 02	0.984705	8.204980	0.019282	0.019206	0.753091	0.723150	-0.210239	0.960242	1.563942
LLUSCO	DER MINA ANABI	0.985177	6.258878	0.014708	0.014683	0.574744	0.569273	-0.079120	0.990479	1.292344

Fuente: Elaboración propia con ayuda del software Digsilent 14.1.3.

3.4.7. RESULTADOS DEL FLUJO DE POTENCIA EN LAS LÍNEAS

Desde la tabla N° 3.16 hasta la tabla N° 3.21 se muestran los resultados del flujo de potencia de los escenarios de simulación que se menciona anteriormente, de los cuales se aprecia que el factor de potencia promedio es 0.95, cuando el sistema opera a su máxima y media demanda, y de un factor de potencia promedio de 0.7, cuando el sistema opera con su mínima demanda, tanto para avenida como para estiaje.

Al sumar las potencias reactivas de cada línea, se tiene la potencia reactiva que requiere compensar el sistema, este dato es importante para mejorar el nivel de tensión (a niveles permitidos por la NTCSER), y a aumentar la capacidad de transporte de la línea.

3.4.8. PERFIL DE TENSIÓN EN EL SER CHUMBIVILCAS

En la siguiente tabla, se muestra el perfil de tensiones del SER Chumbivilcas en época de Avenida.

TABLA N° 3.22
Perfil de tensiones del SER Chumbivilcas en época de AVENIDA

NODO	TENSIÓN NOMINAL (kV)	MÁXIMA DEMANDA			MEDIA DEMANDA			MÍNIMA DEMANDA		
		TENSIÓN EN NODO (kV)	CAÍDA DE TENSIÓN (%)	P.U.	TENSIÓN EN NODO (kV)	CAÍDA DE TENSIÓN (%)	P.U.	TENSIÓN EN NODO (kV)	CAÍDA DE TENSIÓN (%)	P.U.
Barra 22.9 KV	22.9	22.90	0.00	1.00	22.90	0.00	1.00	22.90	0.00	1.00
Der Ausanta	22.9	21.80	4.81	0.95	22.31	2.58	0.97	22.73	0.73	0.99
Ausanta	22.9	21.80	4.83	0.95	22.31	2.59	0.97	22.73	0.73	0.99
Der Quehuincha	22.9	21.37	6.67	0.93	22.08	3.57	0.96	22.67	1.00	0.99
Quehuincha	22.9	21.37	6.68	0.93	22.08	3.58	0.96	22.67	1.00	0.99
Der Livitaca	22.9	21.22	7.34	0.93	22.00	3.93	0.96	22.65	1.10	0.99
Livitaca	22.9	21.22	7.35	0.93	22.00	3.93	0.96	22.65	1.10	0.99
Dev Checapucara	22.9	20.81	9.14	0.91	21.78	4.89	0.95	22.59	1.36	0.99
Checapucara	22.9	20.70	9.60	0.90	21.72	5.15	0.95	22.57	1.45	0.99
Llegada Reg Chamaca	22.9	20.45	10.69	0.89	21.59	5.73	0.94	22.53	1.62	0.98
SE CHAMACA	22.9	20.38	11.01	0.89	21.58	5.76	0.94	22.58	1.42	0.99
Omacha	22.9	20.37	11.05	0.89	21.58	5.78	0.94	22.57	1.43	0.99
Velille	22.9	20.09	12.27	0.88	21.43	6.42	0.94	22.54	1.57	0.98
Pulpera	22.9	19.96	12.86	0.87	21.36	6.75	0.93	22.52	1.67	0.98
Saccanca	22.9	19.87	13.23	0.87	21.29	7.03	0.93	22.46	1.91	0.98
Der Llaullinco	22.9	19.78	13.61	0.86	21.24	7.25	0.93	22.44	2.00	0.98
Llaullinco	22.9	19.78	13.61	0.86	21.24	7.25	0.93	22.44	2.00	0.98
Llegada Reg Llusco	22.9	19.67	14.13	0.86	21.17	7.55	0.92	22.41	2.12	0.98

Llusco	22.9	19.64	14.26	0.86	21.18	7.53	0.92	22.45	1.98	0.98
Colquemarca	22.9	19.63	14.30	0.86	21.17	7.54	0.92	22.45	1.96	0.98
Ccochapata	22.9	19.62	14.34	0.86	21.17	7.55	0.92	22.45	1.95	0.98
Pisuro	22.9	19.61	14.35	0.86	21.17	7.55	0.92	22.45	1.95	0.98
Der Capillania	22.9	19.59	14.46	0.86	21.15	7.63	0.92	22.45	1.99	0.98
Capillania	22.9	19.58	14.51	0.85	21.15	7.65	0.92	22.44	2.00	0.98
Der Mina Anabi	22.9	19.55	14.63	0.85	21.11	7.80	0.92	22.40	2.17	0.98
Der Quiñota	22.9	19.55	14.63	0.85	21.11	7.80	0.92	22.40	2.17	0.98
Patahuasi	22.9	19.54	14.69	0.85	21.11	7.82	0.92	22.41	2.15	0.98
Huancascca	22.9	19.54	14.69	0.85	21.11	7.83	0.92	22.40	2.17	0.98
Santo Tomás	22.9	19.51	14.79	0.85	21.12	7.79	0.92	22.44	2.02	0.98
Huarcaya	22.9	19.50	14.85	0.85	21.11	7.82	0.92	22.44	2.01	0.98
Der Antania Allhuacucho	22.9	19.48	14.92	0.85	21.11	7.84	0.92	22.44	2.00	0.98
Allhuacucho	22.9	19.47	14.97	0.85	21.10	7.86	0.92	22.44	2.00	0.98
Antania	22.9	19.47	14.97	0.85	21.10	7.87	0.92	22.44	2.00	0.98
Janccoyo	22.9	19.37	15.41	0.85	20.96	8.47	0.92	22.27	2.75	0.97
Llegada Reg Anabi	22.9	19.20	16.15	0.84	20.80	9.15	0.91	22.12	3.39	0.97
Mina Anabi	22.9	19.16	16.32	0.84	20.77	9.31	0.91	22.09	3.53	0.96

Fuente: Elaboración propia con ayuda del Software DigSilent

Los números de color rojo en la tabla anterior, representan los niveles de voltaje que se encuentran fuera del rango establecido por la NTCSER, por consiguiente se demuestra que el SER Chumbivilcas, tiene problemas de caída de tensión en su operación en estado estacionario, para la máxima y media demanda del sistema en época de avenida, el comportamiento de la tensión es similar para época de estiaje (existe caídas de tensión en máxima y media demanda, mas no en mínima demanda, sin embargo en esta última se tienen factores de potencia promedio de 0.7, esto se demuestra en las tablas del 3.16 al 3.21).

3.4.9. EFECTO FERRANTI EN ESTADO ESTACIONARIO

A. VARIACIÓN DE VOLTAJE RESPECTO A LA CARGA

La variación temporal de voltaje se realizará por medio de intervalos porcentuales de la máxima demanda (2.30MW), registrada en el sistema en estudio.

Para el modelamiento de la influencia del efecto Ferranti, la línea se representada en π nominal, cuyos datos se calcularon anteriormente.

Por consiguiente los datos de entrada son los siguientes:

$$\begin{aligned}
 R &= 0.289 \Omega/km & D_{equ} &= 3.905755 m \\
 C &= 8.7865 \times 10^{-2} F/m & r' &= 0.00528 m \\
 L &= 13.212560 H/m & r &= 0.00697m
 \end{aligned}$$

Parámetros A,B,C y D de la línea, según a las ecuaciones (2.23), (2.24) y (2.25):

$$\begin{aligned}
 A &= D = 0.981390 + j0.010786 \quad p.u \\
 A &= 0.981449 \angle 0.629686 \quad p.u. \\
 B &= Z = 86.4462 \angle 59.9028 \quad \Omega \\
 C &= 4.93 \times 10^{-4} \angle 90.31191 \quad S
 \end{aligned}$$

PARA EL SISTEMA EN VACÍO:

$$V_S = AV_R \quad (3.10.)$$

Donde:

V_S : Tensión en el extremo emisor.

V_R : Tensión en el extremo receptor.

Ahora:

$$|V_R|_{linea} = \frac{22.9kv}{|A|} = \frac{22.9}{0.98144} = 23.332848 \text{ kV}$$

Cálculo de la regulación de tensión, cuando el SER Chumbivilcas opera sin carga, según a la ecuación (2.26):

$$Regulación \ de \ voltaje = \frac{23.3328 - 22.9}{22.9} \times 100 = 1.8899\%$$

PARA EL 25 % DE CARGA:

Se tiene una demanda de: $P = 0.5075 \text{ MW}$

Asumiendo un $\cos \varphi = 0.8$ en atraso

Calculando la corriente en el extremo receptor, según la ecuación matricial (2.22):

$$\begin{aligned}
 I_R &= \frac{0.5075 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 22.9 \times 0.8} \angle -36.9^\circ \\
 I_R &= 0.015994 \angle -36.9^\circ \text{ A}
 \end{aligned}$$

Cálculo de la tensión en extremo receptor por fase:

$$V_R(\text{por fase}) = 13.2213 \angle 0^\circ \text{ kv}$$

Cálculo de la tensión en el extremo emisor:

$$V_S = A \times V_R + Z \times I_R$$

$$V_S = (0.97583 \angle 0.63332^\circ)(13.22132) \angle 0^\circ + (86.4462 \angle 59.9028^\circ)(0.015994 \angle -36.9^\circ)$$

$$V_S = (12.90176 \angle 0.63320^\circ) + (86.4462 \angle 59.9028^\circ)(0.015994 \angle -36.9^\circ)$$

$$V_S = 14.190095 \angle 2.75833^\circ \text{ kv por fase}$$

Cálculo de la tensión de línea en el extremo emisor:

$$|V_S|_{\text{línea}} = V_S \times \sqrt{3} \text{ kV}$$

$$|V_S|_{\text{línea}} = 24.5779 \text{ kV}$$

Cálculo de la tensión en el extremo receptor, asumiendo del total de carga asumido:

$$|V_{R0}|_{(\text{sin carga})} = \frac{24.5779}{0.981449} = 25.04253 \text{ kV}$$

Cálculo de la regulación de tensión, cuando el SER Chumbivilcas opera con su máxima demanda, según a la ecuación (2.26):

$$\text{Regulación de voltaje} = \frac{24.5779 - 22.9}{22.9} \times 100 = 7.32\%$$

PARA EL 75 % DE CARGA:

Se tiene una demanda de: $P=1.72875 \text{ MW}$

Asumiendo un $\cos \varphi = 0.8$ (inductivo)

Cálculo de la corriente en el extremo receptor:

$$I_R = \frac{1.72875 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 22.9 \times 0.8} \angle -36.9^\circ$$

$$I_R = 54.481 \angle -36.9^\circ \text{ A}$$

Cálculo de la tensión en extremo receptor por fase:

$$V_R(\text{por fase}) = 13.2213 \angle 0^\circ \text{ kv}$$

Cálculo de la tensión en el extremo emisor:

$$V_S = A \times V_R + Z \times I_R$$

$$V_S = (0.97583 \angle 0.63332^\circ)(13.22132) \angle 0^\circ$$

$$+ (86.4462 \angle 59.9028^\circ)(0.054481 \angle -36.9^\circ)$$

$$V_S = (12.90176 \angle 0.63320^\circ) + (86.4462 \angle 59.9028^\circ)(0.054481 \angle -36.9^\circ)$$

$$V_{S \text{ linea}} = 30.050836 \angle 6.56296 \text{ kV}$$

Cálculo de la tensión en el extremo receptor, asumiendo el retiro del total de carga asumido:

$$|V_{R0}|_{(\text{sin carga})} = \frac{30.050836}{0.98144} = 30.619127 \text{ kV}$$

Cálculo de la regulación de tensión, cuando el SER Chumbivilcas opera con su máxima demanda, según a la ecuación (2.26):

$$\text{Regulación de voltaje} = \frac{30.40520 - 22.9}{22.9} \times 100 = 32.7737\%$$

PARA EL 100 % DE CARGA:

Se tiene una demanda de: $P=2.30 \text{ MW}$

Asumiendo un $\cos \varphi = 0.8$ en atraso

Cálculo de la corriente en el extremo receptor:

$$I_R = \frac{2.30}{\sqrt{3} \times 22.9 \times 0.8} \angle -36.9^\circ \text{ kA}$$

$$I_R = 0.072484 \angle -36.9^\circ \text{ kA}$$

Cálculo de la tensión en extremo receptor por fase:

$$V_R(\text{por fase}) = \frac{22.9}{\sqrt{3}} = 13.2213 \angle 0^\circ \text{ kv}$$

Cálculo de la tensión en el extremo emisor:

$$V_S = A \times V_R + Z \times I_R$$

$$V_S = (0.97583 \angle 0.63332^\circ)(13.22132) \angle 0^\circ$$

$$+ (86.4462 \angle 59.9028^\circ)(0.072484 \angle -36.9^\circ)$$

$$V_S = (12.90176 \angle 0.63320^\circ) + (86.4462 \angle 59.9028^\circ)(0.072484 \angle -36.9^\circ)$$

$$V_S = 18.847671 \angle 7.9020^\circ \text{ kv por fase}$$

Cálculo de la tensión de línea en el extremo emisor:

$$|V_S|_{\text{linea}} = V_S \times \sqrt{3} \text{ kV}$$

$$|V_S|_{\text{linea}} = 32.645124 \text{ kV}$$

Cálculo de la tensión en el extremo receptor, asumiendo el retiro del total de carga asumido:

$$|V_{Ro}|_{(\sin\ carga)} = \frac{32.645124}{0.98144} = 33.262475\text{ kV}$$

Cálculo de la regulación de tensión, cuando el SER Chumbivilcas opera con su máxima demanda, según a la ecuación (2.26):

$$\text{Regulación de voltaje} = \frac{32.6451 - 22.9}{22.9} \times 100 = 42.5550\%$$

En la siguiente tabla se muestra la incidencia del efecto Ferranti en la radial CO04, donde se aprecia que para la línea sin carga, se tiene en el extremo receptor (Ccapacmarca), una tensión de 23.33kV, esto debido a los 145km aprox. la longitud de la línea. Por lo tanto se puede decir que el efecto Ferranti genera un sobre voltaje en el SER Chumbivilcas, ya que al momento de retirar carga del sistema de 75% o 100% se tendría tensiones de elevadas (33.2624 kV), haciendo vulnerable al sistema frente a variaciones bruscas de carga.

TABLA N° 3.23

Variación temporal de la tensión en el SER Chumbivilcas

%	Carga (MW)	Tensión en el extremo emisor (kV)	Tensión Vr de línea sin carga (V)	Regulación de tensión (%)
0	Efecto Ferranti	22.9	23.33	1.8899
25	0.5075	24.5779	25.0425	7.32
75	1.5225	30.0508	30.6191	32.77
100	2.30	32.6451	33.2624	42.55

Fuente: Elaboración propia.

B. VARIACIÓN TEMPORAL DE LA ONDA DE VOLTAJE

La ecuación de la variación temporal de la onda de voltaje con influencia del efecto Ferranti viene determinada por la ecuación (2.51), la cual está dada por:

$$V_{f(t)} = U \times [((M \times \cos(\sqrt{A} \times t) + N \times \sin(\sqrt{A} \times t)) \times e^{-Bt}) + \tilde{N} \times \cos(\omega \times t) + 0 \times \sin(\omega \times t)]$$

C. CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS INTRÍNSECOS

Los parámetros intrínsecos de la línea en estudio se muestran a continuación para la troncal principal de 120 mm² y longitud 145km, se tiene.

TABLA N° 3.24

Parámetros Intrínsecos de la sección 120 mm² – 145km

UNIDADES	PARÁMETROS	SECCIÓN 120 mm ²
km	Longitud	145
Ω	R	43.21
F	C	0.000001276
H	L	0.191777
rad/seg	ω	377
	V	22900,00000
	B	112.65689
	A	4073820.67452
	\sqrt{A}	2018.37080
	U	99328344.62312570
	r	2395.37080
	s	-1641.37080
	t	1,00221
	v	1,00471
	M	-0.00018430506046
	N	-0.000003931266728
	\tilde{N}	0.00018430506046
	O	0.00009915357195

Fuente: Elaboración propia con ayuda del Software Microsoft Excel 2013

D. CÁLCULO DE PARÁMETROS PASIVOS

Los parámetros pasivos de la línea troncal del alimentador CO04 se muestran en las tablas 3.3 y 3.5.

Por consiguiente reemplazando los valores de los parámetros pasivos e intrínsecos de la línea en la ecuación 2.29, se tiene:

$$V_f(t) = U \times [((-0.00003340123725 \times \cos(3371.72346 \times t) + -0.00000328701911 \times \sin(3371.72346 \times t)) \times e^{-109,36613t}) + 0.00003340123725 \times \cos(377 \times t) + 0.00001970810446 \times \sin(377 \times t)]$$

Para la modelación gráfica se recurre al software Matlab, cuyo pseudocódigo se muestra a continuación.

FIGURA Nº 3.12

Codificación en Matlab de la variación temporal del voltaje con efecto Ferranti para el conductor de la troncal (120 mm²)

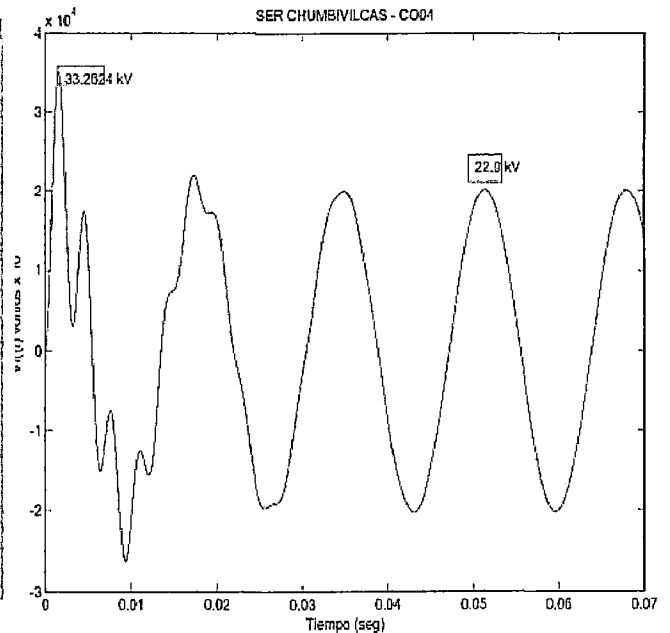
```

1 %Para 120mm de 145000 m
2 %Tiempo con rango y escala
3 t = (0:0.000001:0.1);
4
5 %Variación temporal del voltaje con efecto Ferranti:
6 A=(-0.00018430506046).*cos(2018.37080.*t);
7 B=(-0.000003931266728).*sin(2018.37080.*t);
8 C=(0.00018430506046).*cos(377.*t);
9 D=(0.00009915357195).*sin(377.*t);
10
11 E=exp(-112.65689.*t);
12
13 SUM=E.*(A+B);
14 SUM1=SUM+C+D;
15 y=SUM1.*(59328344.62312570);
16 %Este comando ploteara los elementos del vector x
17 %en el eje horizontal de una figura, y los elementos
18 %del vector y en el eje vertical de la figura
19 plot(t,y);
20
21
22
    
```

Fuente: Elaboración propia con ayuda del Software Matlab (Abril - 2014)

FIGURA Nº 3.13

Variación temporal de la tensión de la línea troncal del AMT CO04



Fuente: Elaboración propia con ayuda del Software Matlab (Abril - 2014)

En la figura Nº 3.13, se observa que el efecto Ferranti se presenta en los primeros 30mseg (02 ciclos), el cual sucede cuando se interrumpe el suministro total del sistema, por ejemplo frente a una falla, también se aprecia que la tensión en el extremo receptor tiene un valor de 33.26kV, cuando se retira el 100 % de carga (2.3MW).

Las sobretensiones por el efecto Ferranti ocasionan problemas en el aislamiento de los aparatos eléctricos produciendo interrupciones de suministro de energía.

3.5. EL SER CHUMBIVILCAS Y LA NTCSE

OSINERGMIN²⁸ estableció la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) y la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales (NTCSER) en 1997 para fijar los niveles mínimos de calidad bajo la Ley de Concesiones Eléctricas. La primera norma se aplica a los sectores tipo 1, 2 y 3, mientras la segunda se aplica a los sectores tipo 4 y 5. En ambos casos, la calidad consiste de tres aspectos compuestos por indicadores, así como una forma de control, un nivel de tolerancia y penalidad por incumplimiento de cada indicador.

Bajo estas normas, la frecuencia y duración de interrupciones en el servicio eléctrico es un indicador de calidad técnica, evaluado para cada usuario semestralmente. Los indicadores técnicos utilizados son SAIFI y SAIDI:

SAIFI = Frecuencia media de interrupción por usuario del sistema eléctrico

SAIDI = Duración media de interrupción por usuario del sistema eléctrico

TABLA N° 3.25

Desempeño esperado de Electricidad de media tensión 2008-2011

Sector Típico	2008		2009		2010		2011	
	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI
1	3	7.5	3	7.5	3	7	3	6.5
2	11	20	9	16	7	13	5	9
3	13	24	11	20	9	16	7	12
4	16	32	15	29	13	27	12	24
5	20	50	19	47	17	43	16	40
Especial	12	27	12	27	12	27	12	27

Fuente: Resolución OSINERGMIN N° 590-2007-OS/CD

3.5.1. CALIDAD DE PRODUCTO

La NTCSE considera en la calidad de producto a la calidad de tensión y frecuencia. En el presente trabajo de tesis se tomará solamente como variable a la tensión, mas no a la frecuencia.

²⁸ Siglas del Organismo Supervisor de Energía y Minas OSINERGMIN.

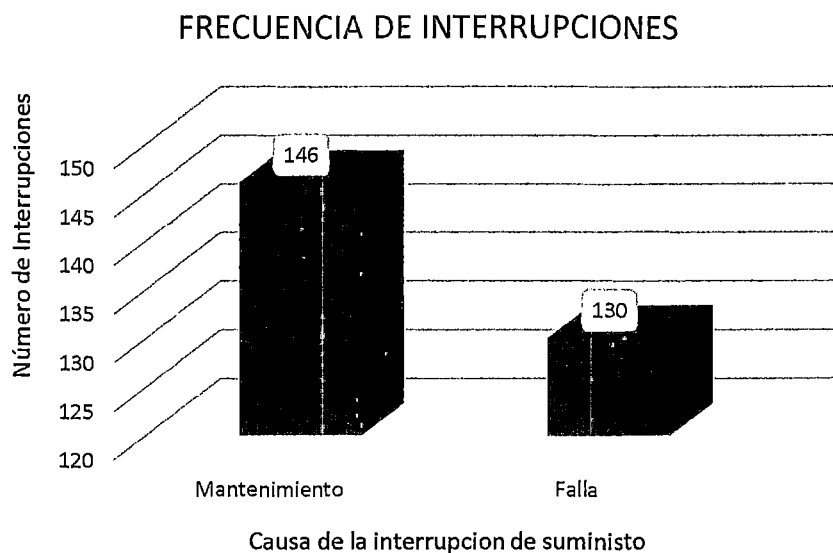
3.5.2. CALIDAD DE SUMINISTRO

El sistema eléctrico Chumbivilcas tuvo y tiene problemas de calidad de producto y suministro de energía eléctrica.

En el siguiente gráfico se muestra la frecuencia de interrupciones de energía que tuvo el sistema eléctrico Chumbivilcas durante el año 2013, donde se aprecia que se produjo 146 interrupciones de energía por mantenimiento y 130 por falla, haciendo un total de 276 interrupciones de energía las cuales fueron reportadas al OSINERGMIN en el 2013, cabe recordar que una interrupción de energía es reportada al OSINERGMIN cuando esta se considera importante²⁹.

GRÁFICO N° 3.2

Frecuencia de interrupciones de energía en el SER Chumbivilcas en el año 2013



Fuente: Elaboración propia en base a reporte del anexo 01 y 02 de OSINERGMIN

La mayor causa de interrupciones de energía se produjo a causa de mantenimientos programados y mantenimientos por expansión y reforzamiento de redes en el sistema eléctrico Chumbivilcas, haciendo un total de 63 y 83 interrupciones de energía respectivamente en el 2013, como se aprecia en el anterior gráfico (barras de color azul).

²⁹ Una interrupción importante es aquella que dura más de 3 minutos y afecta a más de 5000 usuarios.

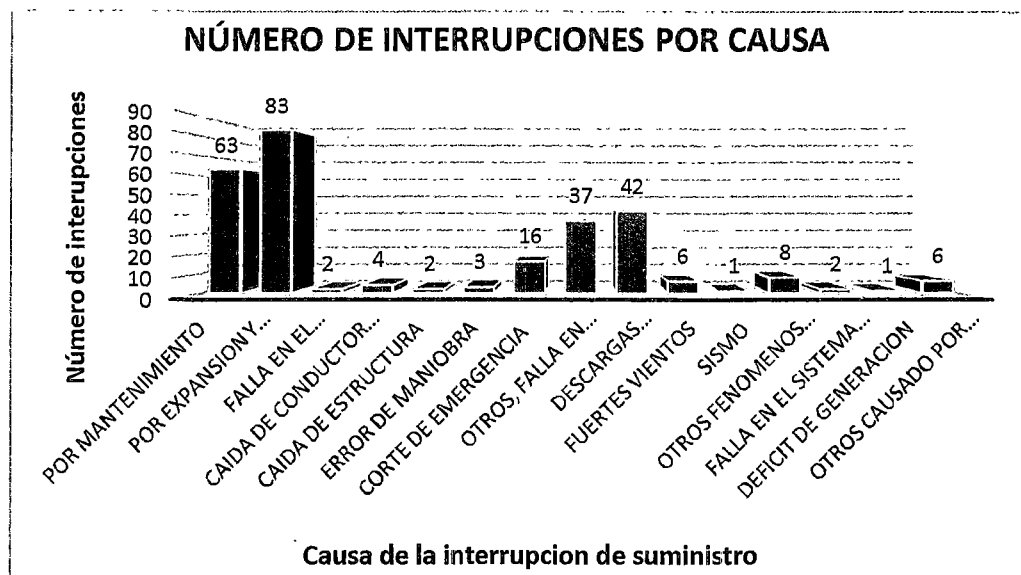
Algunos de los trabajos de mantenimientos programados realizados en el sistema eléctrico rural Chumbivilcas son los siguientes:

- Cambio de postes de madera por postes de concreto (mantenimiento preventivo).
- Cambio de cadenas de aisladores de la radial CO04 (mantenimiento correctivo).
- Limpieza de franja de servidumbre (mantenimiento preventivo).
- Mejoramiento del sistema de puesta a tierra del sistema eléctrico rural Chumbivilcas. (mantenimiento correctivo).

Otras causas de interrupción que tuvieron mayor frecuencia en ese año son las descargas atmosféricas y las fallas en los componentes del sistema eléctrico de potencia, con un total de 42 y 37 interrupciones respectivamente. El principal motivo por el cual se producen varias descargas atmosféricas en el SER Chumbivilcas es debido al elevado nivel isocerámico³⁰ donde este presenta, considerando que se encuentra entre los 2500 msnm y 5438 metros msnm³¹.

GRÁFICO N° 3.3

Frecuencia de interrupciones de suministro por causa en el año 2013



Fuente: elaboración propia en base al anexo 01 del procedimiento 074 del OSINERGMIN.

³⁰ Nivel isocerámico de un lugar es el número promedio de días al cabo del año en los que hay tormenta, Se considera día con tormenta a aquel en el que al menos se oye un trueno.

³¹ <http://crdp2.ac-rennes.fr/puka/html/chumbivilcas.html>

Las interrupciones de energía traen consigo varias consecuencias desagradables tanto para el suministrador como para el usuario, por ejemplo la empresa concesionaria se ve obligada a compensar la energía no suministrada durante la interrupción de energía, traduciéndose mencionada compensación en pérdidas de utilidades para la empresa, por otro lado el usuario se ve perjudicado por el entorpecimiento de sus actividades personales, laborales, educativas, industriales etc., que dicho sea de paso también tienen pérdidas económicas, como la interrupción de la elaboración de algún producto, postergación de diversas actividades sujetas a la utilización de la energía eléctrica, en caso de los centros mineros al no contar con energía eléctrica proceden a arrancar sus grupos electrógenos, los cuales les brinda energía eléctrica pero a un costo más elevado comparado con el suministro de energía eléctrica de la red eléctrica existente.

La norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales rige tolerancias para la duración y frecuencia de las interrupciones de energía, por medio de los indicadores SAIDI y SAIFI respectivamente, indicadores que al ser transgredidos ocasionan sanciones a las empresas concesionarias de energía eléctrica correspondiente.

En las siguientes tablas se muestran las tolerancias de los indicadores SAIDI y SAIFI establecidas por la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos Rurales, en la que se aprecia que para el sistema eléctrico rural Chumbivilcas que pertenece al sector eléctrico 05 del año 2011 para adelante la tolerancia para el SAIDI y SAIFI son de 40 y 16 respectivamente

TABLA N° 3.26

Tolerancia del SAIDI

Periodo	Tolerancia
1er Semestre 2011	40
2do Semestre 2011	40
1er Semestre 2012	40
2do Semestre 2012	40
Del 2013 hacia adelante	40

Fuente: Resolución N° 074-2004-OS/CD [16].

TABLA N° 3.27

Tolerancia del SAIFI

Periodo	Tolerancia
1er Semestre 2011	16
2do Semestre 2011	16
1er Semestre 2012	16
2do Semestre 2012	16
Del 2013 hacia adelante	16

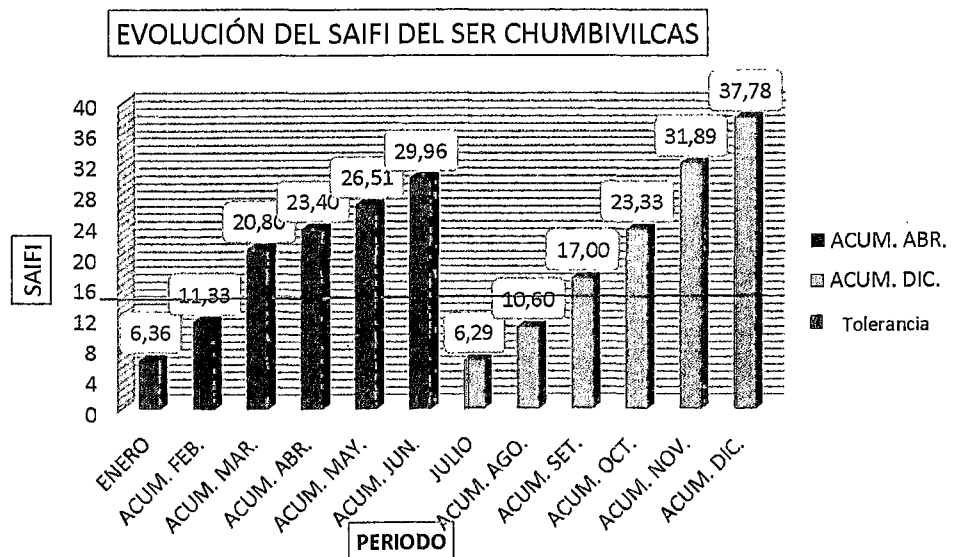
Fuente: Resolución N° 074-2004-OS/CD [16].

Los indicadores SAIDI y SAIFI no pasaron desapercibidos por la radial del alimentador en media tensión CO04, al contrario se obtuvo elevados valores de frecuencia y duración de interrupciones de energía en dicha radial.

Los indicadores SAIDI y SAIFI de un sistema eléctrico se evalúan semestralmente, se suman los SAIDI y SAIFI mensuales, hasta tener un acumulado semestral. A continuación se muestra un gráfico donde se aprecia la evolución del SAIFI del Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas en el año 2013, donde se observa que el primer mes del primer semestre del 2013 se obtuvo un SAIFI de 6.36, el cual está dentro de la tolerancia establecida por la norma, en el tercer mes (ACUM. MAR.), se observa que dicha tolerancia de valor 16 y es transgredida en el sistema eléctrico en estudio, con mucha razón al fin de semestre (ACUM. JUN.), al cual se llegó a obtener un SAIFI de 29.96

GRÁFICO N° 3.4

Evolución del SAIFI del ser Chumbivilcas en el semestre 01 y 02 del año 2013

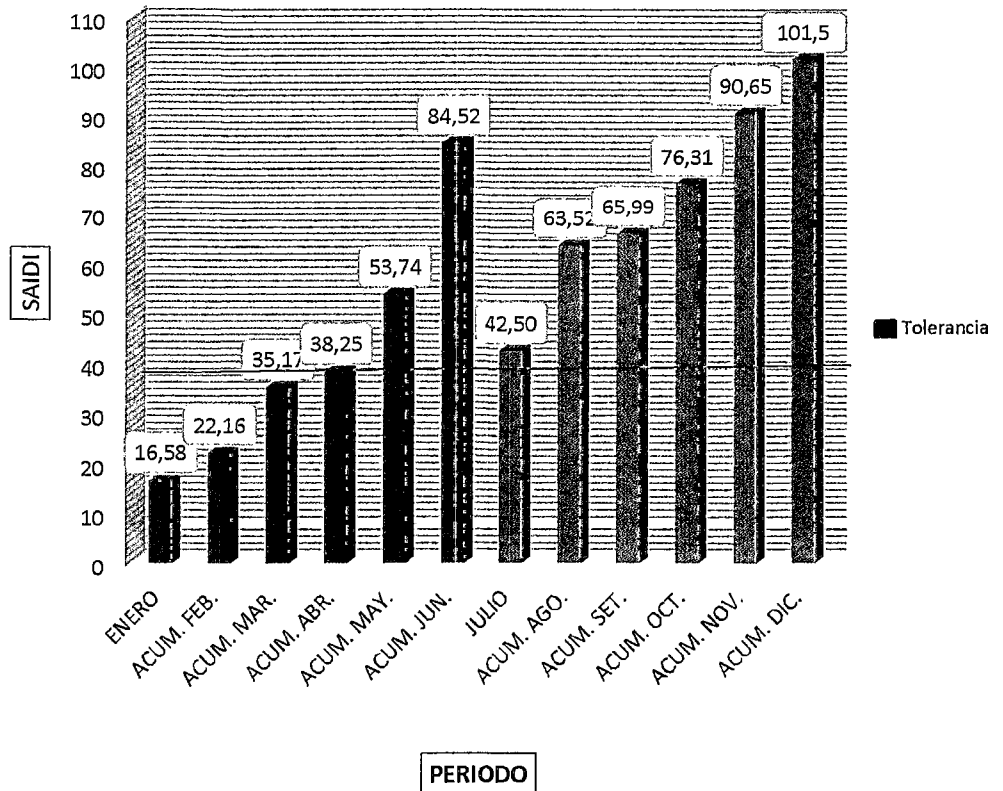


Fuente: Elaboración propia en base al reporte del Anexo 02 del procedimiento 074 del semestre 01 y 02 del año 2013, por parte de ELSE al OSINERGMIN.

GRÁFICO N° 3.5

Evolución del SAIDI ser Chumbivilcas en el semestre 01 y 02 del año 2013

EVOLUCIÓN DEL SAIDI DEL SER CHUMBIVILCAS EN EL AÑO 2013

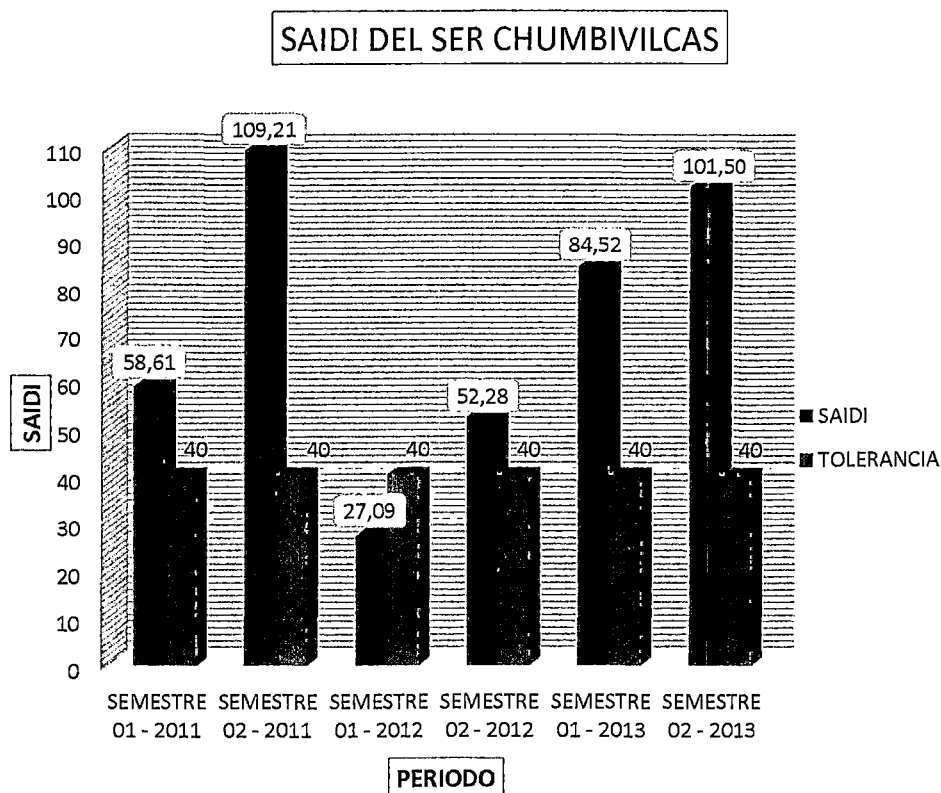


Fuente: Elaboración propia en base al reporte del Anexo 02 del procedimiento 074 del semestre 01 y 02 del año 2013, por parte de ELSE al OSINERGMIN.

En la siguiente tabla se muestran los indicadores de duración de interrupciones semestrales obtenidos desde el año 2011 al 2013, donde se aprecia que en todos los semestres (excepto el primer semestre del 2012), se transgredió a la norma NTCSE, obteniéndose el valor más elevado en el segundo semestre del año 2011, alcanzando un valor de SAIDI=109.21, teniendo en ese entonces una tolerancia de 40.

GRÁFICO N° 3.6

Valores del SAIDI del Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas desde el 2011 hasta el 2013

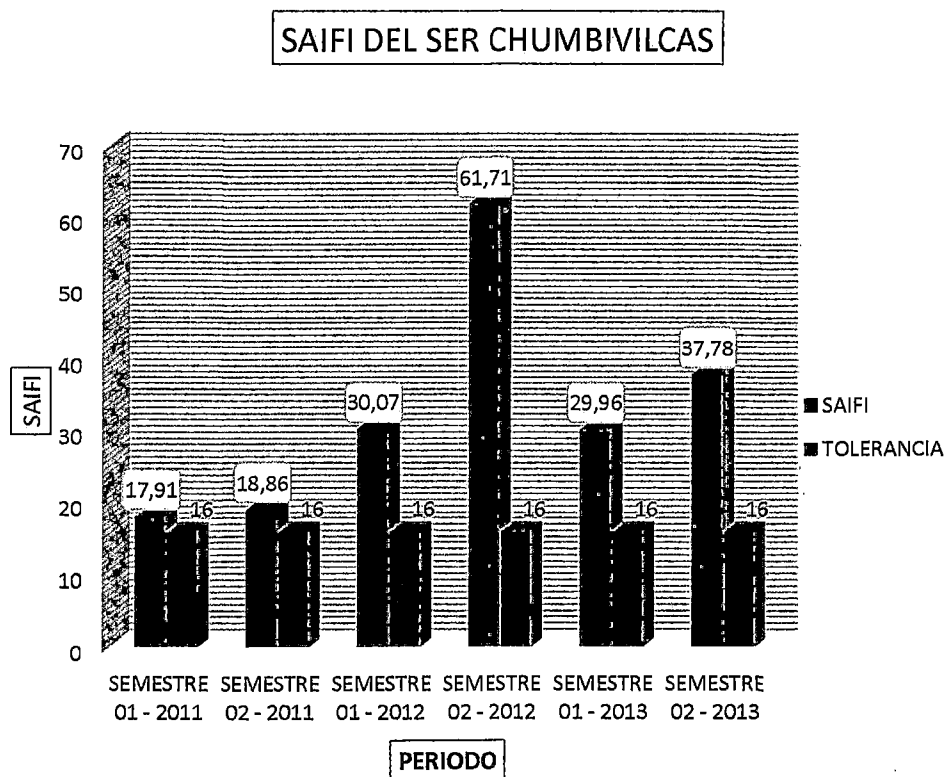


Fuente: Elaboración propia en base al reporte del Anexo 02 del procedimiento 074 de los años 2011, 2012 y 2013, por parte de ELSE al OSINERGMIN.

La frecuencia de interrupciones de energía también tuvieron valores elevados, por consiguiente el valor del SAIFI del sistema también fue elevado, en el gráfico N° 3.7 se aprecia que en los semestres de los últimos tres años se sobrepasó la tolerancia establecida por la NTC SER, al igual que el SAIDI, pues en este caso se obtuvo un SAIFI de 61.71 en el segundo semestre del 2012, cuando la tolerancia era de 16, que representa el 379% sobre el límite establecido. El valor más bajo del SAIFI en los últimos 6 semestres fue de 17.91, SAIFI del primer semestre del 2011, pero aun así se infringió la NTC SER porque fué de 16 la tolerancia para ese semestre.

GRÁFICO N° 3.7

Valores del SAIFI del Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas desde el 2011 hasta el 2013



Fuente: Elaboración propia en base al reporte del Anexo 02 del procedimiento 074 de los años 2011, 2012 y 2013, por parte de ELSE al OSINERGMIN.

CAPÍTULO IV

ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN PARA MEJORAR LA OPERACIÓN EN ESTADO ESTACIONARIO DEL SER CHUMBIVILCAS

CAPÍTULO IV

ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN PARA MEJORAR LA OPERACIÓN EN ESTADO ESTACIONARIO DEL SER CHUMBIVILCAS

4.1. INTRODUCCIÓN

No es la primera vez que el SER Chumbivilcas presenta problemas en su operación en estado estacionario, anteriormente presentó caídas de tensión muy por debajo de lo que rige la NTC SER (Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos Rurales), e interrupciones prolongadas de energía. Frente a estos incidentes se optó por la instalación de tres reguladores de tensión, ubicados en diferentes lugares del sistema, que lo único que hizo fue prolongar la línea, haciendo más evidente el efecto Ferranti en la línea y la operación de los conductores cercanos a su límite térmico, como se demuestra en el capítulo anterior.

En el presente capítulo se proponen alternativas de solución. Alternativas que se analizarán, para luego determinar cuál de ellas es la más viable económica y técnicamente a largo plazo, considerando el inevitable incremento de la demanda de energía eléctrica del sistema en estudio para los próximos 20 años.

4.2. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA Y OFERTA DE POTENCIA DEL SER CHUMBIVILCAS

4.2.1. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

El SER Chumbivilcas experimentó su máxima demanda energética en el 2013 en época de avenida, con 2305 kW, como se menciona en el capítulo III, demanda que aumenta a través del tiempo, a razón del incremento vegetativo poblacional y la operación proyectada de centros mineros en la zona, como es el caso de las minas Utunza y Anabi, se estima que estas empresas mineras entrarán en funcionamiento el 2016, colgándose al sistema con 2 MW y 2.5 MW respectivamente.

La tasa de crecimiento energético anual de los clientes regulados del sistema en estudio es de 2.2%³², esta tasa se obtiene a partir de información histórica de la empresa concesionaria.

En la siguiente tabla se muestra la cantidad de la población que no cuenta con servicio de energía eléctrica domiciliaria, la calificación eléctrica que caracteriza a la zona de Chumbivilcas y la tasa de crecimiento de consumo de energía.

TABLA N° 4.1

Ampliaciones de redes eléctricas

Población sin suministro de energía eléctrica	41 934 Usuarios
Usuarios abonados	8 387 Viviendas
Población por Vivienda	5 Habitantes
Calificación Eléctrica (kW)	0,45 kW/lote
Factor de Simultaneidad	0,5
Tasa de Crecimiento Consumo	2,2%

Fuente: Área de planeamiento Electro Sur Este S.A.A.

De la tabla anterior, se tiene, que en la provincia de Chumbivilcas y aledaños, existen 8387 viviendas que no cuentan con suministro de energía eléctrica, por ende para la proyección de la demanda se consideran estas viviendas. Asumiendo que por cada vivienda haya 5 habitantes, entonces la población beneficiada será de 41,934 personas. Teniendo una calificación eléctrica de la zona de 0.45kW/vivienda, con un factor de simultaneidad de 0.5, la demanda proyectada de la zona que falta electrificar es de 1.887MW.

En las siguientes tres tablas se muestran las proyecciones de la demanda del sistema eléctrico rural Chumbivilcas, en el que se consideran las demandas calculadas en el capítulo anterior con una tasa de crecimiento de consumo de 2.2%, la carga proyectada de las empresas mineras y la demanda de zonas que faltan electrificar.

³² Tasa de crecimiento proporcionado por la empresa concesionaria del sistema eléctrico en estudio (Área de planeamiento).

TABLA N° 4.2

Proyección de la demanda del año 0 al año 6

CARGA	UNIDAD	TENSIÓN NOMINAL (kV)	TASA DE CRECIMIENTO DE CONSUMO	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6
				2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
ALLHUACUYO	MW	22.9	2.2%	0.056	0.057	0.059	0.060	0.061	0.062	0.064
ANTANIA	MW	22.9	2.2%	0.066	0.067	0.069	0.070	0.072	0.074	0.075
AUSANTA	MW	22.9	2.2%	0.128	0.131	0.134	0.137	0.140	0.143	0.146
CAPILLANIA	MW	22.9	2.2%	0.063	0.065	0.066	0.068	0.069	0.071	0.072
CCAPACMARCA	MW	22.9	2.2%	0.138	0.141	0.144	0.147	0.151	0.154	0.157
CCOCHAPATA	MW	22.9	2.2%	0.029	0.029	0.030	0.031	0.031	0.032	0.033
CHALLHUAHUACHO	MW	22.9	2.2%	0.254	0.260	0.266	0.271	0.277	0.283	0.290
CHECAPUCARA	MW	22.9	2.2%	0.092	0.094	0.096	0.098	0.101	0.103	0.105
COLQUEMARCA	MW	22.9	2.2%	0.021	0.022	0.022	0.023	0.023	0.024	0.024
HAQUIRA	MW	22.9	2.2%	0.215	0.220	0.225	0.230	0.235	0.240	0.245
HUANCASCCA	MW	22.9	2.2%	0.055	0.056	0.057	0.058	0.060	0.061	0.062
HUARCAYA	MW	22.9	2.2%	0.061	0.062	0.064	0.065	0.067	0.068	0.070
JANCCOYO	MW	22.9	2.2%	0.082	0.084	0.086	0.088	0.090	0.092	0.094
LIVITACA	MW	22.9	2.2%	0.035	0.036	0.036	0.037	0.038	0.039	0.040
LLAULLINCO	MW	22.9	2.2%	0.024	0.024	0.025	0.025	0.026	0.026	0.027
LLUSCO	MW	22.9	2.2%	0.034	0.034	0.035	0.036	0.037	0.037	0.038
MARA	MW	22.9	2.2%	0.075	0.077	0.078	0.080	0.082	0.084	0.085
OMACHA	MW	22.9	2.2%	0.065	0.066	0.068	0.069	0.071	0.072	0.074
PATAHUASI	MW	22.9	2.2%	0.029	0.029	0.030	0.031	0.031	0.032	0.033
PISURO	MW	22.9	2.2%	0.031	0.032	0.033	0.033	0.034	0.035	0.035
PULPERA	MW	22.9	2.2%	0.254	0.260	0.266	0.271	0.277	0.283	0.290
QUEHUINCHA	MW	22.9	2.2%	0.056	0.057	0.059	0.060	0.061	0.062	0.064
QUIÑOTA	MW	22.9	2.2%	0.097	0.099	0.101	0.104	0.106	0.108	0.111
SACCANCA	MW	22.9	2.2%	0.027	0.028	0.029	0.029	0.030	0.031	0.031
SANTO TOMAS	MW	22.9	2.2%	0.258	0.263	0.269	0.275	0.281	0.287	0.294
VELILLE	MW	22.9	2.2%	0.243	0.248	0.254	0.259	0.265	0.271	0.277
SUBTOTAL CARGAS ACTUALES	MW			2.488	2.542	2.598	2.655	2.714	2.774	2.835
FACTOR DE SIMULTANEIDAD				0.800	0.700	0.700	0.700	0.700	0.700	0.700
TOTAL DE CARGAS ACTUALES	MW			1.990	1.780	1.819	1.859	1.900	1.941	1.984
MINA ANABI	MW	22.9		0.500	0.500	2.000	2.000	2.000	2.000	1.500
MINA UTUNZA	MW	22.9		0.000	0.000	2.000	2.500	2.500	1.500	1.000
SUBTOTAL CARGA ESPECIAL	MW			0.500	0.500	4.000	4.500	4.500	3.500	2.500
CARGA PROYECTADA DOMESTICA	MW	22.9	2.2%	0.000	1.891	1.933	1.975	2.019	2.063	2.108
FACTOR DE SIMULTANEIDAD				0.000	0.700	0.700	0.700	0.700	0.700	0.700
CARGA TOTAL PROYECTADA DOMESTICA	MW			0.000	1.324	1.353	1.383	1.413	1.444	1.476
DEMANDA TOTAL DEL SISTEMA	MW			2.490	3.603	7.172	7.741	7.813	6.886	5.960

Fuente: Elaboración propia.

TABLA N° 4.3

Proyección de la demanda del año 7 al año 13

CARGA	UNIDAD	TENSIÓN NOMINAL (kV)	TASA DE CRECIMIENTO DE CONSUMO	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13
				2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
ALLHUACUYO	MW	22.9	2.2%	0.065	0.067	0.068	0.070	0.071	0.073	0.074
ANTANIA	MW	22.9	2.2%	0.077	0.079	0.080	0.082	0.084	0.086	0.088
AUSANTA	MW	22.9	2.2%	0.149	0.153	0.156	0.159	0.163	0.167	0.170
CAPILLANIA	MW	22.9	2.2%	0.074	0.076	0.077	0.079	0.081	0.082	0.084
CCAPACMARCA	MW	22.9	2.2%	0.161	0.164	0.168	0.172	0.175	0.179	0.183
CCOCHAPATA	MW	22.9	2.2%	0.033	0.034	0.035	0.036	0.036	0.037	0.038
CHALLHUAHUACHO	MW	22.9	2.2%	0.296	0.303	0.309	0.316	0.323	0.330	0.337
CHECAPUCARA	MW	22.9	2.2%	0.107	0.110	0.112	0.115	0.117	0.120	0.122
COLQUEMARCA	MW	22.9	2.2%	0.025	0.025	0.026	0.026	0.027	0.027	0.028
HAQUIRA	MW	22.9	2.2%	0.250	0.256	0.262	0.267	0.273	0.279	0.285
HUANCASCCA	MW	22.9	2.2%	0.064	0.065	0.067	0.068	0.070	0.071	0.073
HUARCAYA	MW	22.9	2.2%	0.071	0.073	0.074	0.076	0.078	0.079	0.081
JANCCOYO	MW	22.9	2.2%	0.096	0.098	0.100	0.102	0.104	0.107	0.109
LIVITACA	MW	22.9	2.2%	0.041	0.041	0.042	0.043	0.044	0.045	0.046
LLAULLINCO	MW	22.9	2.2%	0.028	0.028	0.029	0.029	0.030	0.031	0.031
LLUSCO	MW	22.9	2.2%	0.039	0.040	0.041	0.042	0.043	0.044	0.045
MARA	MW	22.9	2.2%	0.087	0.089	0.091	0.093	0.095	0.097	0.099
OMACHA	MW	22.9	2.2%	0.075	0.077	0.079	0.080	0.082	0.084	0.086
PATAHUASI	MW	22.9	2.2%	0.033	0.034	0.035	0.036	0.036	0.037	0.038
PISURO	MW	22.9	2.2%	0.036	0.037	0.038	0.039	0.040	0.040	0.041
PULPERA	MW	22.9	2.2%	0.296	0.303	0.309	0.316	0.323	0.330	0.337
QUEHUINCHA	MW	22.9	2.2%	0.065	0.067	0.068	0.070	0.071	0.073	0.074
QUIÑOTA	MW	22.9	2.2%	0.113	0.116	0.118	0.121	0.123	0.126	0.129
SACCANCA	MW	22.9	2.2%	0.032	0.033	0.033	0.034	0.035	0.036	0.036
SANTO TOMAS	MW	22.9	2.2%	0.300	0.307	0.313	0.320	0.327	0.335	0.342
VELILLE	MW	22.9	2.2%	0.283	0.289	0.295	0.302	0.308	0.315	0.322
SUBTOTAL CARGAS ACTUALES	MW			2.897	2.961	3.026	3.092	3.160	3.230	3.301
FACTOR DE SIMULTANEIDAD				0.700	0.700	0.700	0.700	0.700	0.700	0.700
TOTAL DE CARGAS ACTUALES	MW			2.028	2.072	2.118	2.165	2.212	2.261	2.311
MINA ANABI	MW	22.9		1.000	1.000	0.500	0.000	0.000	0.000	0.000
MINA UTUNZA	MW	22.9		1.000	1.000	0.500	0.000	0.000	0.000	0.000
SUBTOTAL CARGA ESPECIAL	MW			2.000	2.000	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000
CARGA PROYECTADA DOMESTICA	MW	22.9	2.2%	2.155	2.202	2.251	2.300	2.351	2.402	2.455
FACTOR DE SIMULTANEIDAD				0.700	0.700	0.700	0.700	0.700	0.700	0.700
CARGA TOTAL PROYECTADA DOMESTICA	MW			1.508	1.542	1.575	1.610	1.646	1.682	1.719
DEMANDA TOTAL DEL SISTEMA	MW			5.536	5.614	4.693	3.775	3.858	3.943	4.029

Fuente: Elaboración propia.

TABLA N° 4.4

Proyección de la demanda del año 14 al año 20

CARGA	UNIDAD	TENSIÓN NOMINAL (kV)	TASA DE CRECIMIENTO DE CONSUMO	AÑO 14	AÑO 15	AÑO 16	AÑO 17	AÑO 18	AÑO 19	AÑO 20
				2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
ALLHUACUYO	MW	22.9	2.2%	0.076	0.078	0.079	0.081	0.083	0.085	0.087
ANTANIA	MW	22.9	2.2%	0.089	0.091	0.093	0.096	0.098	0.100	0.102
AUSANTA	MW	22.9	2.2%	0.174	0.178	0.182	0.186	0.190	0.194	0.198
CAPILLANIA	MW	22.9	2.2%	0.086	0.088	0.090	0.092	0.094	0.096	0.098
CCAPACMARCA	MW	22.9	2.2%	0.187	0.191	0.195	0.200	0.204	0.209	0.213
CCOCHAPATA	MW	22.9	2.2%	0.039	0.040	0.041	0.041	0.042	0.043	0.044
CHALLHUAHUACHO	MW	22.9	2.2%	0.345	0.352	0.360	0.368	0.376	0.384	0.393
CHECAPUCARA	MW	22.9	2.2%	0.125	0.128	0.131	0.133	0.136	0.139	0.142
COLQUEMARCA	MW	22.9	2.2%	0.029	0.029	0.030	0.031	0.031	0.032	0.033
HAQUIRA	MW	22.9	2.2%	0.292	0.298	0.305	0.311	0.318	0.325	0.332
HUANCASCCA	MW	22.9	2.2%	0.074	0.076	0.078	0.079	0.081	0.083	0.085
HUARCAYA	MW	22.9	2.2%	0.083	0.085	0.086	0.088	0.090	0.092	0.094
JANCCOYO	MW	22.9	2.2%	0.111	0.114	0.116	0.119	0.122	0.124	0.127
LIVITACA	MW	22.9	2.2%	0.047	0.048	0.049	0.050	0.052	0.053	0.054
LLAULLINCO	MW	22.9	2.2%	0.032	0.033	0.034	0.034	0.035	0.036	0.037
LLUSCO	MW	22.9	2.2%	0.046	0.047	0.048	0.049	0.050	0.051	0.052
MARA	MW	22.9	2.2%	0.102	0.104	0.106	0.108	0.111	0.113	0.116
OMACHA	MW	22.9	2.2%	0.088	0.090	0.092	0.094	0.096	0.098	0.100
PATAHUASI	MW	22.9	2.2%	0.039	0.040	0.041	0.041	0.042	0.043	0.044
PISURO	MW	22.9	2.2%	0.042	0.043	0.044	0.045	0.046	0.047	0.048
PULPERA	MW	22.9	2.2%	0.345	0.352	0.360	0.368	0.376	0.384	0.393
QUEHUINCHA	MW	22.9	2.2%	0.076	0.078	0.079	0.081	0.083	0.085	0.087
QUIÑOTA	MW	22.9	2.2%	0.132	0.135	0.138	0.141	0.144	0.147	0.150
SACCANCA	MW	22.9	2.2%	0.037	0.038	0.039	0.040	0.041	0.041	0.042
SANTO TOMAS	MW	22.9	2.2%	0.350	0.357	0.365	0.373	0.381	0.390	0.398
VELILLE	MW	22.9	2.2%	0.329	0.336	0.344	0.351	0.359	0.367	0.375
SUBTOTAL CARGAS ACTUALES	MW			3.374	3.448	3.524	3.601	3.680	3.761	3.844
FACTOR DE SIMULTANEIDAD				0.700	0.700	0.700	0.700	0.700	0.700	0.700
TOTAL DE CARGAS ACTUALES	MW			2.362	2.413	2.467	2.521	2.576	2.633	2.691
MINA ANABI	MW	22.9		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
MINA UTUNZA	MW	22.9		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
SUBTOTAL CARGA ESPECIAL	MW			0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
CARGA PROYECTADA DOMESTICA	MW	22.9	2.2%	2.509	2.565	2.621	2.679	2.738	2.798	2.859
FACTOR DE SIMULTANEIDAD				0.700	0.700	0.700	0.700	0.700	0.700	0.700
CARGA TOTAL PROYECTADA DOMESTICA	MW			1.757	1.795	1.835	1.875	1.916	1.958	2.002
DEMANDA TOTAL DEL SISTEMA	MW			4.118	4.209	4.301	4.396	4.493	4.591	4.692

Fuente: Elaboración propia.

De las tablas anteriores se aprecia que la máxima demanda proyectada del sistema en los próximos 20 años se dará en el año 4 (2018), para mencionada fecha el sistema requiere 7.813MW.

4.3. BALANCE DE OFERTA Y DEMANDA

Como se menciona en el capítulo III, la SET Combapata se conecta a la línea L-6001 (Combapata - Sicuani), y en la barra de 22.9kV de Sicuani se tiene la conexión de 02 mini centrales hidroeléctricas (MCH), denominadas Hercca y Langui, que despachan 0.72MW y 2.3MW respectivamente, estas centrales generadoras son de suma importancia para estimar la oferta de potencia del sistema en estudio.

A continuación en la tabla N° 4.5 se muestra el balance de oferta y demanda en la SET Combapata.

TABLA N° 4.5
Balance de potencia proyectada en la SET Combapata

AÑO	0	1	2	3	4	
FUENTE DE SUMINISTRO	2014	2015	2016	2017	2018	
Oferta existente en la sub estación de Combapata 7 MVA	7	7	7	7	7	
Potencia total instalada [MW]	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30	
Despacho C.H. Langui [MW]	2,30	3,70	3,70	3,70	3,70	
Despacho C.H. Hercca [MW]	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	
Máxima demanda en el sistema eléctrico MW (SET Sicuani) [MW]	4,26	4,36	4,45	4,55	4,65	
Máxima demanda en el sistema eléctrico barra de 10 KV MW (SET Sicuani) [MW]	1,24	-0,06	0,03	0,13	0,23	
Oferta de potencia disponible [MW]	5,06	6,36	6,27	6,17	6,07	
AÑO	5	6	7	8	9	
FUENTE DE SUMINISTRO	2019	2020	2021	2022	2023	
Oferta existente en la sub estación de Combapata 7 MVA	7	7	7	7	7	
Potencia total instalada [MW]	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30	
Despacho C.H. Langui [MW]	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	
Despacho C.H. Hercca [MW]	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	
Máxima demanda en el sistema eléctrico MW (SET Sicuani) [MW]	4,75	4,86	4,96	5,07	5,18	
Máxima demanda en el sistema eléctrico barra de 10 KV MW (SET Sicuani) [MW]	0,33	0,44	0,54	0,65	0,76	
Oferta de potencia disponible [MW]	5,97	5,86	5,76	5,65	5,54	
AÑO	10	11	12	13	14	15
FUENTE DE SUMINISTRO	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Oferta existente en la sub estación de Combapata 7 MVA	7	7	7	7	7	7
Potencia total instalada [MW]	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30
Despacho C.H. Langui [MW]	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70
Despacho C.H. Hercca [MW]	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72
Máxima demanda en el sistema eléctrico MW (SET Sicuani) [MW]	5,30	5,41	5,53	5,66	5,78	5,91
Máxima demanda en el sistema eléctrico barra de 10 KV MW (SET Sicuani) [MW]	0,88	0,99	1,11	1,24	1,36	1,49
Oferta de potencia disponible [MW]	5,42	5,31	5,19	5,06	4,94	4,81
AÑO	16	17	18	19	20	
FUENTE DE SUMINISTRO	2030	2031	2032	2033	2034	
Oferta existente en la sub estación de Combapata 7 MVA	7,00	7,00	7,00	7,00	7,00	
Potencia total instalada [MW]	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30	
Despacho C.H. Langui [MW]	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70	
Despacho C.H. Hercca [MW]	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	
Máxima demanda en el sistema eléctrico MW (SET Sicuani) [MW]	6,04	6,18	6,31	6,45	6,59	
Máxima demanda en el sistema eléctrico barra de 10 KV MW (SET Sicuani) [MW]	1,62	1,76	1,89	2,03	2,17	
Oferta de potencia disponible [MW]	4,68	4,54	4,41	4,27	4,13	

Fuente: Elaboración propia en base a datos proporcionados por Electro Sur Este S.A.A.

Debido a la creciente demanda de energía se tiene proyectado para el 2015 la repotenciación de la MCH Langui, de 2.3MW a 3.7MW, incrementado su generación en un 60.87%.

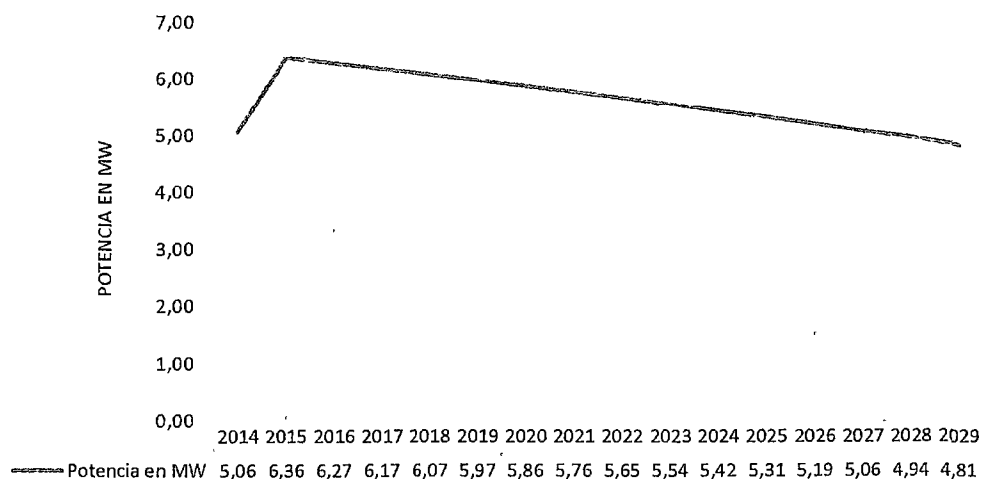
Para la elaboración del balance de potencia no se consideran las pérdidas de potencia en las líneas, las pérdidas de potencia activa y reactiva de los devanados y pérdidas por corrientes parasitas en los transformadores, ya que los valores de dichas pérdidas son casi despreciables.

De la tabla anterior se tiene que la oferta de la subestación de Combapata se mantiene en 7MW, la demanda en la SET Sicuani incrementa, como es de esperar, y la oferta de potencia disponible para la barra de 22.9kV de la SET Combapata a partir del 2015 disminuye a una razón promedio de 0.11MW por año.

En el gráfico N° 4.1 se muestra el balance de potencia en la SET Combapata, en la cual, se considera la repotenciación de la MCH Langui.

GRÁFICO N° 4.1

Disminución de la oferta de potencia disponible en la barra de 22.9kV a través del tiempo



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la tabla N° 4.5.

4.4. ALTERNATIVA 01: TRANSFERENCIA DE CARGA A OTROS ALIMENTADORES

4.4.1. INTRODUCCIÓN

Los sistemas eléctricos enmallados tienen muchas ventajas, entre ellas la posibilidad de transferir carga a otros sistemas eléctricamente conectados. Esta ventaja es bien aprovechada, por ejemplo cuando algún sistema eléctrico presenta fallas en su operación, entonces se

procede a transferir carga a otros sistemas eléctricos cercanos, siempre en cuando que ambas presenten similares características de operación (por ejemplo igual nivel de tensión y frecuencia).

4.4.2. ALCANCES

Ésta alternativa de solución propone la transferencia del 33% aproximadamente de la carga del AMT CO04 a otro AMT que tenga similares características de operación.

4.4.3. JUSTIFICACIÓN DE LA ALTERNATIVA N° 01

Los problemas operativos, en estado estacionario, que presenta la radial CO04 cuando suministra de energía a todos los usuarios que le corresponde, ocasiona caídas de tensión que infringen la NTCSER, además hace vulnerable al sistema, a la influencia del efecto Ferranti.

4.4.4. SELECCIÓN DEL ALIMENTADOR AL CUAL SE TRANSFERIRÁ CARGA

El AMT CO04 se interconecta con dos alimentadores en media tensión, por el oeste con el AMT CQ03, en la localidad de Huanacopampa, y por el norte con el AMT CO03.

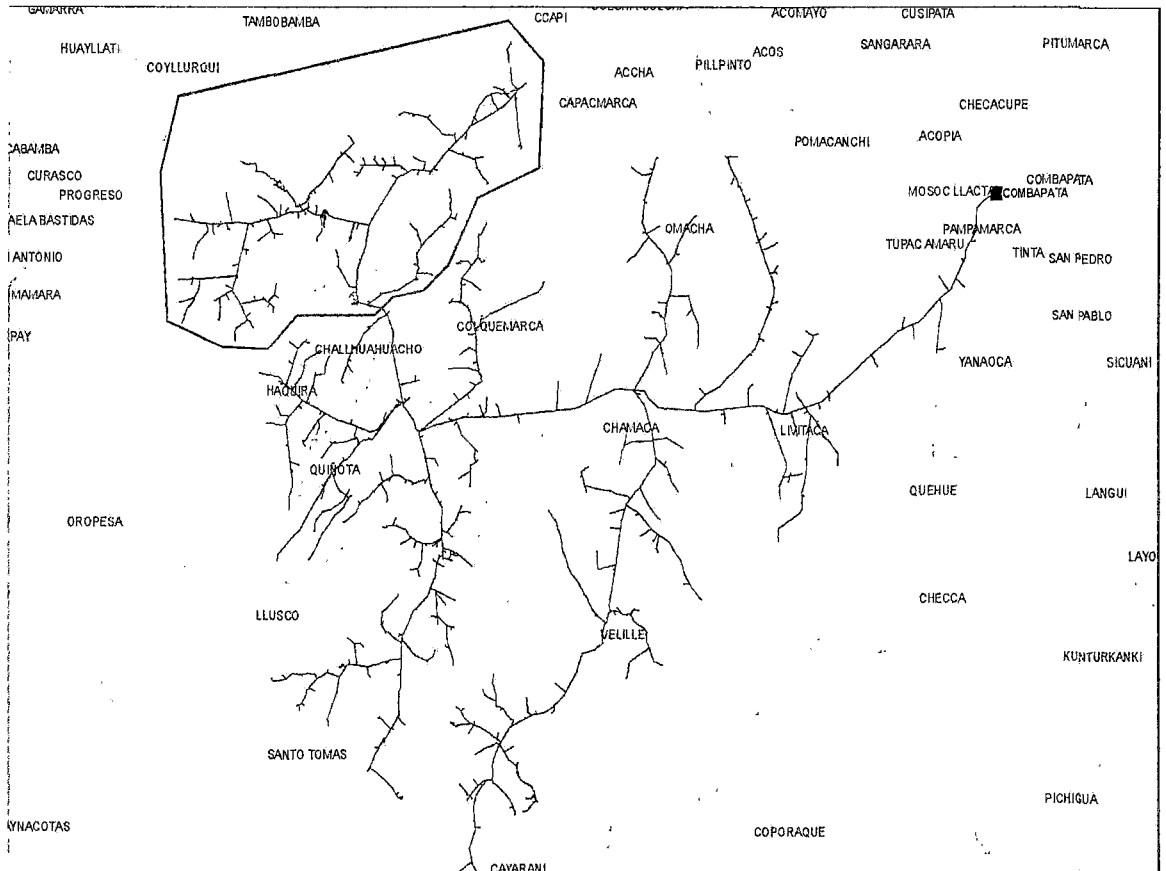
Entre el AMT CQ03 y el CO03, el que ofrece mejores condiciones para recibir carga adicional, es el AMT CQ03, ya que además de contar con un transformador de potencia de 9/7/7 MW en la Subestación de Transformación Chuquibambilla, el cual opera en hora punta a un 90% aproximadamente de su potencia nominal, cuenta con las minis centrales hidráulicas Vilcabamba y Mancahuara, que suman 910KW de potencia inyectada a la radial CQ03.

Por consiguiente se propone transferir parte de la carga del AMT CO04 al AMT CQ03, aperturando el seccionador de San Juan de Llachua, y cerrando el recloser de Huanacopampa, de ese modo se transfiere un 33% de carga aproximadamente.

En la siguiente figura el polígono de color rojo representa, la carga a transferir al AMT CQ03.

FIGURA N° 4.1

Representación de la carga a transferir del AMT CO04 al AMT CQ03



Fuente: Elaboración propia con ayuda del software ArcGis.

4.4.5. FLUJO DE POTENCIA CON LA ALTERNATIVA N° 01

En el escenario N° 4.1 se muestra el diagrama unifilar de la alternativa N° 01, simulado en DigSilent, donde se aprecia el flujo de potencia en las líneas y las tensiones nodales del sistema. La simulación se realiza en base a la carga que experimenta el sistema en estudio en el año 2015 (año 1).

Las líneas entrecortadas de color rojo en el escenario N° 4.1, representan la carga transferida del AMT CO04 al AMT CQ03.

La tabla N° 4.6 muestra los resultados de flujo de potencia obtenidos cuando se transfiere parte de la carga del AMT CO04 al AMT CQ03. Las tensiones en p.u. por debajo del rango establecido por la NTCSE, se representan con números de color rojo, que son aproximadamente

más del 80% de los nodos del sistema, por consiguiente no es una adecuada alternativa de solución.

4.4.6. VENTAJAS

Solución rápida en horas fuera de punta, ya que se cuenta con la infraestructura necesaria para la transferencia de carga.

Solución económica, debido a que los gastos se resumen al costo de la mano de obra necesaria para la transferencia de carga.

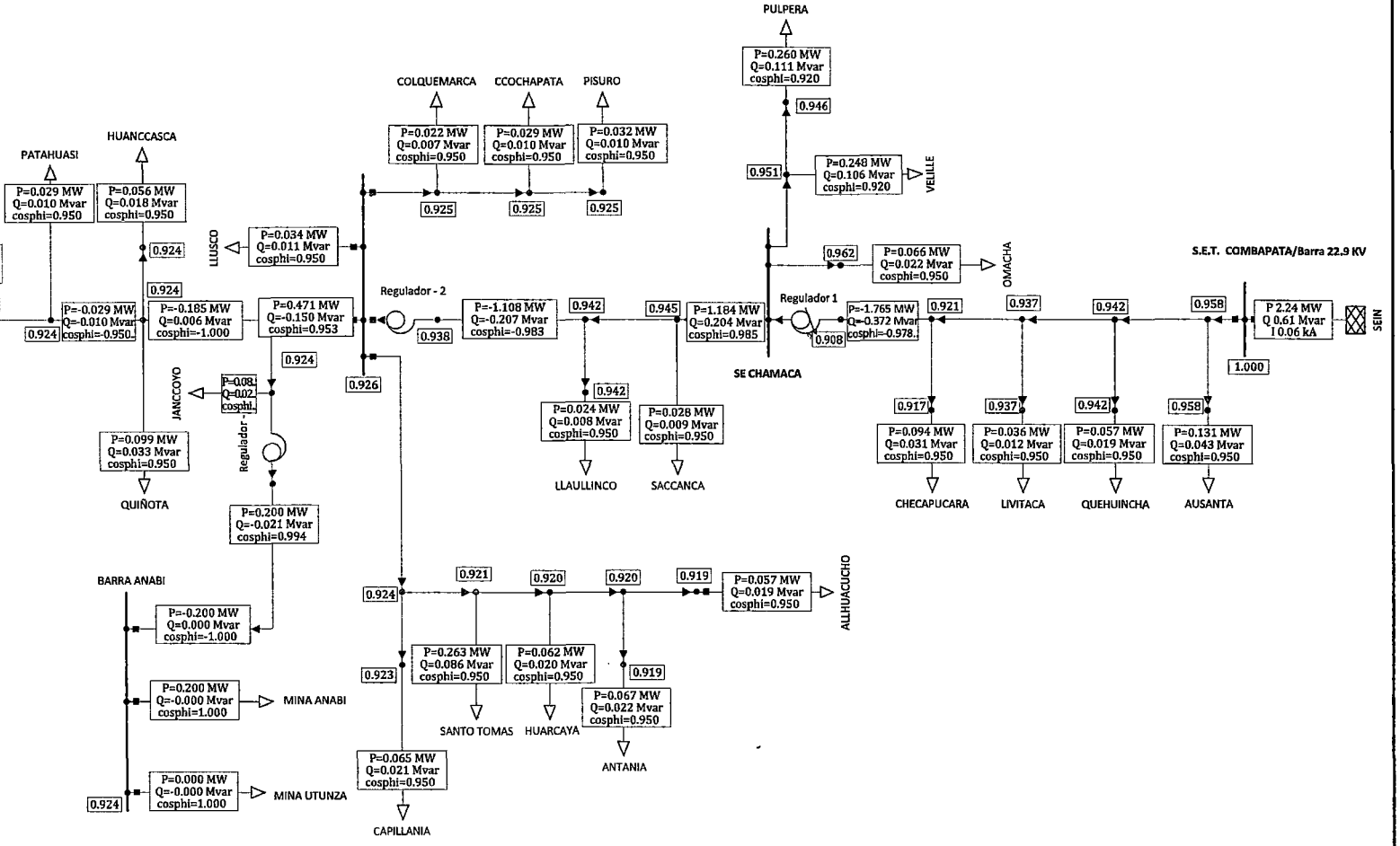
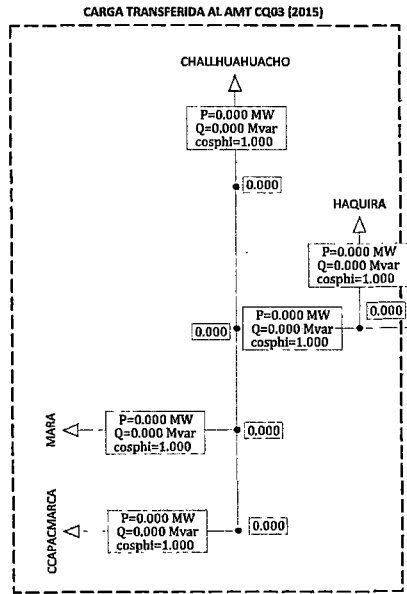
4.4.7. DESVENTAJAS

Restricción de cargas importantes del sistema en estudio, debido a que no se puede sobrecargar el alimentador CQ03.

La operación en estado estacionario no mejora al 100%, se sigue presenciando caídas de tensión fuera del rango establecido por la NTCSEER.

No cubre la demanda proyectada de la zona.

Supera su límite de estabilidad en estado estacionario (7.7 MW), para los 7.8MW que requiere el sistema en el año 2016 (demostrado en el capítulo III).



Legend

- Out of Calculation
- De-energized

Low and High Voltage / Loading

Lower Voltage Range
 ■ < 0.94 p.u.
 ■ > 1.06 p.u.

Higher Voltage Range
 ■ > 1.06 p.u.

Loading Range
 ■ > 80. %
 ■ > 100. %

Load Flow Balanced		
Nodos	Branches	External
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]	Active P
	Reactive Power [Mvar]	Reactive
	Power Factor [-]	Current

	INGENIERIA ELÉCTRICA	Project: CO - 04
	ALTERNATIVA 01: TRANSFERENCIA DE CARGA	Graphic: ALTERNA 01
	ESCENARIO 4.1	Date: 10/07/2014
PowerFactory 14.1.3	MÁXIMA DEMANDA - AÑO 01 (2015)	Annex:

TABLA N° 4.6
Flujo de Potencia en el Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas (Máxima demanda año 01, 2015)
Transferencia de carga al AMT CQ03

LÍNEA		TENSIÓN EN TERMINAL i	CARGABILIDAD (%)	CORRIENTE i (kA)	CORRIENTE j (kA)	POTENCIA APARENTE (MVA)	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (Mvar)	FACTOR DE POTENCIA	PÉRDIDAS (kW)
TERMINAL i	TERMINAL j									
BARRA 22.9 KV	DER AUSANTA	1.000000	24.862180	0.058426	0.058426	2.317412	2.235023	0.612430	0.964448	71.072750
DER LLAULLINCO	SACCANCA	0.942407	13.158290	0.030922	0.030887	1.155851	-1.136358	-0.211385	-0.983135	2.910836
DER LLAULLINCO	LLEGADA REG 02	0.942407	12.892020	0.030248	0.030296	1.130675	1.112183	0.203653	0.983645	3.870217
COLQUEMARCA	LLUSCO	0.925204	0.997621	0.002256	0.002344	0.082771	-0.082703	0.003356	-0.999178	0.047329
COLQUEMARCA	CCOCHAPATA	0.925204	0.718551	0.001689	0.001671	0.061967	0.061079	-0.010452	0.985671	0.019504
CCOCHAPATA	PISURO	0.924928	0.388302	0.000875	0.000913	0.032097	0.031807	-0.004305	0.990962	0.004987
DER CAPILLANIA	LLUSCO	0.923691	6.102470	0.014341	0.014304	0.525407	-0.519658	-0.077514	-0.989057	0.889599
DER CAPILLANIA	SANTO TOMAS	0.923691	5.354614	0.012560	0.012583	0.460150	0.454764	0.070199	0.988295	3.251041
DER CAPILLANIA	CAPILLANIA	0.923691	0.793351	0.001782	0.001864	0.065305	0.064894	0.007316	0.993706	0.020597
SANTO TOMAS	HUARCAYA	0.920659	2.193120	0.005154	0.005131	0.188203	0.188199	-0.001077	0.999984	1.057535
HUARCAYA	DER ANTANIA ALLHUA	0.920180	1.463835	0.003440	0.003420	0.125554	0.124808	-0.013664	0.994060	0.088284
DER AUSANTA	DER QUEHUINCHA	0.958408	23.377150	0.054817	0.054936	2.083823	2.032871	0.457988	0.975549	26.438800
DER ANTANIA ALLHUA	ALLHUACUCHO	0.919575	0.703241	0.001570	0.001653	0.057274	0.057268	-0.000862	0.999887	0.022422
DER ANTANIA ALLHUA	ANTANIA	0.919575	0.828327	0.001852	0.001947	0.067559	0.067452	0.003788	0.998427	0.029408
LLUSCO	DER MINA ANABI	0.925586	5.726901	0.013458	0.013405	0.494084	0.470673	-0.150284	0.952619	1.079579
QUIÑOTA	PATAHUASI	0.924245	0.470903	0.001107	0.000840	0.040568	0.029277	-0.028083	0.721673	0.024507
DER MINA ANABI	QUIÑOTA	0.924246	2.142731	0.005035	0.005035	0.184595	0.184507	-0.005685	0.999526	0.000184
LLAULLINCO	DER LLAULLINCO	0.942384	0.068078	0.000681	0.000679	0.025447	-0.024174	-0.007946	-0.949995	0.000637
DER QUEHUINCHA	DER LIVITACA	0.942402	22.716440	0.053341	0.053384	1.993843	1.949166	0.419719	0.977592	9.398396
CHECAPUCARA	DEV CHECAPUCARA	0.916503	1.704085	0.002727	0.002591	0.099115	-0.094159	-0.030949	-0.949999	0.455865
QUIÑOTA	HUANCCASCCA	0.924245	0.160799	0.001553	0.001608	0.056919	0.056006	-0.010157	0.983949	0.029940
BARRA ANABI	JANCCOYO	0.924452	0.548348	0.005452	0.005483	0.199928	-0.199928	0.000118	-1.000000	0.285312
DER LIVITACA	DEV CHECAPUCARA	0.936593	22.340500	0.052388	0.052500	1.946163	1.904135	0.402272	0.978404	24.683520
LLEGADA REG 01	DEV CHECAPUCARA	0.907781	21.313140	0.050086	0.049983	1.803403	-1.764526	-0.372438	-0.978443	20.310120
SE CHAMACA	OMACHA	0.962786	0.182410	0.001824	0.001824	0.069659	0.066171	0.021767	0.949925	0.024148
SE CHAMACA	VELILLE	0.962786	6.049793	0.013811	0.014217	0.527399	0.513547	0.120077	0.973737	4.619745
VELILLE	PULPERA	0.951199	3.203131	0.007118	0.007527	0.268534	0.260861	0.063734	0.971427	1.098483
SACCANCA	SE CHAMACA	0.945423	13.474830	0.031666	0.031473	1.187444	-1.167252	-0.218053	-0.982995	17.210720
DER MINA ANABI	JANCCOYO	0.924246	3.682570	0.008654	0.007783	0.317251	0.285088	-0.139186	0.898621	0.918101
DER AUSANTA	AUSANTA	0.958408	2.268533	0.003623	0.003630	0.137731	0.131079	0.042287	0.951701	0.018779
QUEHUINCHA	DER QUEHUINCHA	0.942280	1.007931	0.001613	0.001601	0.060274	-0.057260	-0.018821	-0.949999	0.007018
LIVITACA	DER LIVITACA	0.936518	0.631043	0.001010	0.000998	0.037505	-0.035630	-0.011711	-0.949999	0.002739

Fuente: Elaboración propia con ayuda del software DigSilent (Mayo - 2014)

4.5. ALTERNATIVA 02: COMPENSACIÓN DE CARGA

4.5.1. INTRODUCCIÓN

La compensación de carga, es la administración de potencia reactiva, para mejorar la calidad de la potencia, es decir el perfil de tensiones y el factor de potencia.

Es preferible desde el punto de vista económico como técnico que el SER Chumbivilcas opere cerca del factor de potencia unidad.

4.5.2. ALCANCES

Esta alternativa se dedica al estudio de diversos métodos para compensar la potencia reactiva, y tipos de dispositivos de compensación, llamados compensadores, para aligerar el problema que presenta el sistema eléctrico en estudio.

4.5.3. JUSTIFICACIÓN DE LA ALTERNATIVA N° 02

Es de suma importancia mejorar el factor de potencia de un sistema eléctrico, pues al conseguir que tenga un valor cercano a la unidad, se reducen las pérdidas de transmisión en las líneas, mejora el nivel de tensión e incrementa la capacidad de transporte de potencia.

4.5.4. SELECCIÓN DEL TIPO DE COMPENSACIÓN

Los compensadores de potencia reactiva, se pueden conectar de dos maneras en el sistema: en serie y en shunt (paralelo), en los extremos de la línea (o incluso en su punto medio) [4].

En la compensación en paralelo, los capacitores en paralelo elevan el factor de potencia de carga, con lo cual aumenta mucho la potencia transmitida por la línea, porque no se necesita conducir la potencia reactiva [4]. Además de lo mencionado mejora el nivel de tensión, ya sea conectando capacitores o inductores, según requiera el sistema.

Por otro lado se tiene la compensación serie, cuyo objetivo es la de cancelar parte de la reactancia inductiva en serie de la línea, mediante capacitores en serie, esto ayuda a: a) aumentar la transferencia máxima

de potencia, b) reducir el ángulo de potencia para determinada cantidad de transferencia de potencia e c) incrementar la carga.

Desde el punto de vista práctico, lo deseable es no rebasar la compensación serie más allá del 80%. Si la línea esta compensada al 100%, se comporta como un elemento puramente resistivo y causa resonancia en serie a la frecuencia fundamental [4].

Por consiguiente, al presentarse en el SER Chumbivilcas caídas de tensión, fuera del rango establecido por la NTC SER, y sobretensiones temporales a causa del efecto Ferranti (demostrado en el Capítulo III), se requiere controlar la tensión, seleccionando por este motivo la compensación shunt, ya que la compensación en serie, generalmente se usa para incrementar la máxima transferencia de potencia.

4.5.5. SELECCIÓN DEL EQUIPO DE COMPENSACIÓN

Lo que el SER Chumbivilcas requiere es la instalación de un equipo de compensación que tenga la capacidad de inyectar y absorber potencia reactiva, de los cuales los más usados, por su gran desempeño son: el SVC, el STATCOM y el compensador síncrono rotativo. Cuyas características operativas y técnicas se mencionan en el capítulo II (Marco Teórico).

A continuación, en la tabla N° 4.7, se muestra un cuadro comparativo entre los equipos de compensación de potencia reactiva antes mencionados. De los cuales se aprecia que la instalación del compensador síncrono rotativo es más económico respecto a los demás, sin embargo posee mayor costo de operación y mantenimiento, por tal motivo se descarta ese equipo, como opción para compensar la potencia reactiva del SER Chumbivilcas.

TABLA N° 4.7

Tabla comparativa entre equipos de compensación de potencia reactiva

CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	COMPENSADOR SÍNCRONO ROTATIVO	STATCOM	SVC
Nombre		Compensador síncrono rotativo	Compensador síncrono estático	Compensador estático de VARs
Tecnología		Maquina síncrona operando como motor	Pertenece a los sistemas de transmisión flexibles en CA (FACTS): basados en electrónica de potencia.	Pertenece a los sistemas de transmisión flexibles en CA (FACTS): basados en electrónica de potencia.
Potencia instalada	MVAR	5	5	5
Estado de inercia		Rotativo	Estático	Estático
Regulación automática de potencia reactiva		si	si	si
Costo de kVAR instalado	S/. / KVAR	420	510	450
Costo del equipo de compensación	S/.	2'100,000.00	2'550,000.00	2'225,000.00
Costo del transformador de potencia	S/.	122,400.00	0	0
Costo de operación	S/. /año	24'354,750.00	120,000.00	120,000.00
Costo de mantenimiento	S/. /año	24,000.00	24,000.00	24,000.00
Costo total de operación y mantenimiento	S/. / año	24'374,750.00	164,000.00	164,000.00

Fuente: Elaboración propia en base a precios acorde al mercado (2014), (http://www.calvin.edu/~pribeiro/Book-Final/Estimacion_presupuesto_FSC+SVC_Rev_00.pdf.)

En la siguiente tabla se muestra un cuadro comparativo entre el SVC y el STATCOM, donde se observa que las funciones que cumplen no tienen diferencias sustanciales, a menos que se instale a tensiones superiores a los 220kV, o potencias reactivas mayores a ± 100 MVAR, por consiguiente como se pretende instalar a un nivel de tensión de 22.9kV y solo se requiere 5MVAR, la diferencia entre ellos se limita al costo de instalación, que de los cuales, el equipo de compensación más económico es el SVC. Por consiguiente se selecciona este último para mejorar el perfil de tensiones e incrementar la cargabilidad del AMT CO04.

TABLA N° 4.8

Comparación técnico entre el SVC y el STATCOM

CARACTERÍSTICA	SVC	STATCOM
Principio básico de operación	Impedancia en paralelo controlada o conmutada.	Fuente controlada de voltaje o corriente con acoplamiento magnético.
Comportamiento en alto o bajo voltaje.	Impedancia o Suceptancia se mantienen constantes. Voltaje mínimo para el encendido o apagado de los tiristores.	Corriente constante.
Regulación de potencia reactiva.	Dentro del rango de control.	Dentro del rango de control.
Control de voltaje y respuesta.	La respuesta depende de la capacidad del sistema y puede requerir el control de una variable de ganancia.	La respuesta depende de la capacidad del sistema, pero es más rápida y más robusta que en el SVC.
Transferencia de potencia,	Depende del lugar donde sea	Depende del lugar donde sea
Capacidad de respuesta ante contingencias.	Pequeño retraso en la recuperación de los tiristores a menos que estos se mantengan encendidos.	Sin retraso en los tiristores, manteniendo fijo el voltaje de CD del capacitor.
Suministro instantáneo de potencia real.	No.	Depende de la fuente de almacenamiento empleada.
Balance de carga o fase.	Sí.	Sí.
Compensación del flicker (parpadeo).	Sí.	Mejor que el SVC.
Principio básico de operación	El TCR actúa como una fuente de armónicos de corriente de bajo orden.	Es una fuente generadora de armónicos de voltaje de bajo orden debido a la conmutación. Los efectos no son significativos.

Fuente: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/766/A8.pdf?sequence=8>

El SVC (Compensador estático de VARs), que se requiere instalar en el SER Chumbivilcas, será de -2/+5 MVAR.

4.5.6. FLUJO DE POTENCIA CON LA ALTERNATIVA N° 02

El escenario N° 4.2, muestra la simulación del sistema eléctrico rural Chumbivilcas con la implementación de un equipo de compensación de potencia reactiva en la localidad de Llusco.

La justificación de la ubicación del equipo de compensación en la localidad de Llusco se debe a que en ese distrito se encuentra concentrada la mayor carga del sistema.

Para la operación óptima de la radial CO04, con la implementación de un equipo de compensación de VARS, es necesaria la restricción de

carga de la mina Anabi de 2MW a 1.4MW y de 2.5MW a 0MW de la mina Utunza.

Para el año 2018 (simulado en el escenario N° 4.2), se tiene una demanda proyectada de 7.813 MW, del sistema en estudio, para el cual es necesario inyectar 4.998 MVAR, en la localidad de Llusco, para mejorar el nivel de tensión.

A medida que incrementa la demanda del sistema, es necesario incrementar la cantidad de potencia reactiva inyectada al sistema, siempre en cuando no sobrepase de 6 MW la demanda total del SER Chumbivilcas.

4.5.7. PERFIL DE TENSIONES

Los niveles de tensión se mantienen dentro de las tolerancias que rigen la NTC SER, siempre y cuando el equipo de compensación administre de forma continua la adecuada cantidad de potencia reactiva, además de esta condición las empresas mineras tendrán que limitarse a tomar carga del sistema, ya que podrían ocasionar caídas o alzas bruscas de tensión, trayendo como consecuencia la apertura de los equipos de protección del sistema.

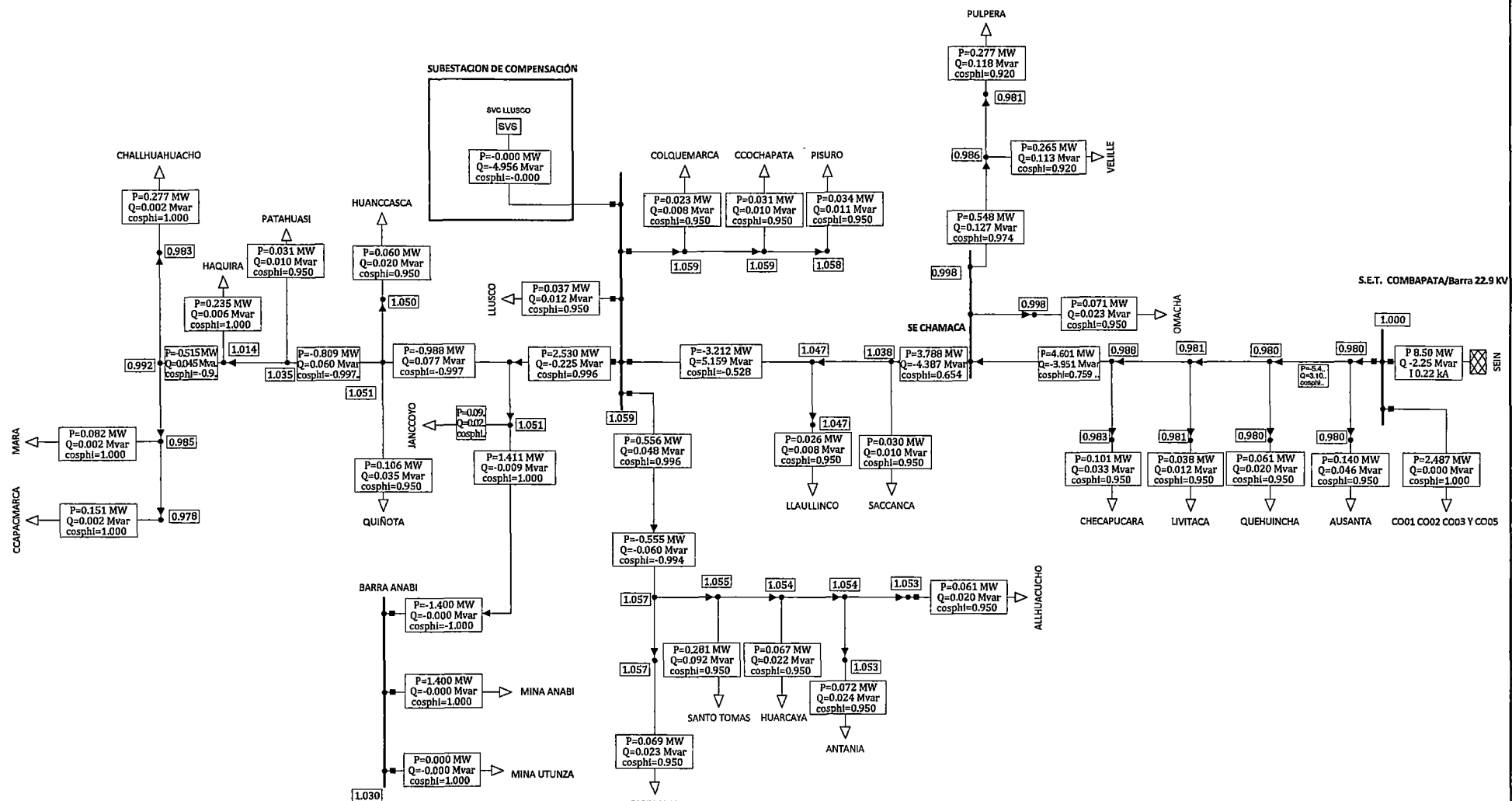
La siguiente tabla muestra, el resultado de flujo de potencia y los niveles de tensión obtenidos de la simulación del sistema, para el año 2018 (año 04). En esta tabla se aprecia que todos los nodos se encuentran a un nivel de tensión adecuado (entre el ± 6 de la tensión nominal).

4.5.8. VENTAJAS

- Disminución de las pérdidas por efecto Joule.
- Disminución de sobrecarga de transformadores y generadores.
- Reducción de la caída de tensión en las líneas de distribución.
- Incremento de la capacidad del sistema eléctrico.

4.5.9. DESVENTAJAS

- El sistema es vulnerable a interrupciones de energía, ya que es sensible a cambios bruscos de carga.
- Restricción de carga a las cargas especiales del sistema (mineras Anabi y Utunza).



Legend:

- Out of Calculation
- De-energized

Low and High Voltage / Loading

Lower Voltage Range

- < 0.54 p.u.
- > 1.06 p.u.

Higher Voltage Range

- > 1.06 p.u.

Loading Range

- > 80, %
- > 100, %

Load Flow Balanced		
Nodos	Branches	External
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]	Active P
	Reactive Power [Mvar]	Reactive Current,
	Power Factor [-]	

	INGENIERIA ELÉCTRICA	Project: CO - 04
	ALTERNATIVA 02: COMPENSACIÓN DE CARGA	Graphic: ALTERNA 02
	ESCUENARIO 4.2	Date: 10/07/2014
PowerFactory 14.1.3	MAXIMA DEMANDA - AÑO 04 (2018)	Annex:

TABLA N° 4.9

Flujo de Potencia en el Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas (Máxima demanda año 04, 2018)
Compensación de potencia reactiva con SVC

LÍNEA		TENSIÓN EN TERMINAL i	CARGABILIDAD (%)	CORRIENTE i (kA)	CORRIENTE j (kA)	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (MVAR)	POTENCIA APARENTE (MVA)	FACTOR DE POTENCIA	PÉRDIDAS (kW)
TERMINAL i	TERMINAL j									
BARRA 22.9 KV	DER AUSANTA	1.000000	68.850630	0.688506	0.688506	6.011573	-2.246427	6.417589	0.936734	0.545055
DER LLAULLINCO	SACCANCA	1.046802	61.816150	0.617420	0.618162	-3.325864	5.023077	6.024340	-0.552071	0.064238
DER LLAULLINCO	LLUSCO	1.046802	61.666800	0.616668	0.615614	3.300054	-5.031296	6.017001	0.548455	0.088541
COLQUEMARCA	LLUSCO	1.058728	0.972586	0.009017	0.009726	-0.088312	0.010927	0.088985	-0.992432	0.000043
COLQUEMARCA	CCOCHAPATA	1.058728	0.687030	0.006870	0.006612	0.065222	-0.018516	0.067799	0.961984	0.000017
CCOCHAPATA	PISURO	1.058507	0.362365	0.003540	0.003624	0.033964	-0.008150	0.034928	0.972398	0.000004
DER CAPILLANIA	LLUSCO	1.057331	5.666714	0.056667	0.056543	-0.555286	-0.059625	0.558478	-0.994285	0.000767
DER CAPILLANIA	SANTO TOMAS	1.057331	4.966430	0.049630	0.049664	0.485999	0.055183	0.489121	0.993615	0.003720
DER CAPILLANIA	CAPILLANIA	1.057331	0.740095	0.007045	0.007401	0.069288	0.004442	0.069430	0.997951	0.000018
SANTO TOMAS	HUARCAYA	1.054630	2.052913	0.020529	0.020341	0.201128	-0.016527	0.201806	0.996641	0.001346
HUARCAYA	DER ANTONIA ALLHUA	1.054233	1.385480	0.013855	0.013571	0.133233	-0.028009	0.136145	0.978609	0.000078
DER AUSANTA	DER QUEHUINCHA	0.979739	67.773240	0.677732	0.676434	5.326598	-3.151697	6.189171	0.860632	0.222278
DER ANTONIA ALLHUA	ALLHUACUCHO	1.053750	0.655268	0.006252	0.006553	0.061139	-0.005728	0.061407	0.995639	0.000019
DER ANTONIA ALLHUA	ANTANIA	1.053750	0.771851	0.007332	0.007719	0.072015	-0.000440	0.072017	0.999981	0.000025
LLUSCO	DER MINA ANABI	1.059000	25.736580	0.257366	0.257287	2.530443	-0.225280	2.540452	0.996060	0.021883
HAQUIRA	PATAHUASI	1.013668	12.514080	0.124924	0.125141	-0.761166	0.059046	0.763453	-0.997005	0.016469
HAQUIRA	DER MARA CHALLHUAHUACHO	1.013668	8.681597	0.086816	0.086424	0.526616	-0.064579	0.530561	0.992565	0.011735
QUIÑOTA	PATAHUASI	1.050728	8.454908	0.084549	0.084082	0.822595	-0.095006	0.828063	0.993396	0.013719
CHALLHUAHUACHO	DER MARA CHALLHUAHUACHO	0.982859	4.685612	0.046802	0.046856	-0.277320	-0.002484	0.277332	-0.999960	0.002574
DER MARA CHALLHUAHUACHO	MARA	0.991932	3.964784	0.039648	0.039385	0.234987	-0.031625	0.237105	0.991065	0.001690
MARA	CCAPACMARCA	0.985066	2.573040	0.025730	0.025525	0.151587	-0.019294	0.152810	0.991997	0.001037
DER MINA ANABI	QUIÑOTA	1.050732	10.122150	0.101222	0.101222	0.988325	-0.077442	0.991355	0.996944	0.000004
LLAULLINCO	DER LLAULLINCO	1.046780	0.065436	0.000654	0.000652	-0.025810	-0.008483	0.027168	-0.950000	0.000001
DER QUEHUINCHA	DER LIVITACA	0.979837	67.206770	0.672068	0.671540	5.043192	-3.498852	6.138057	0.821627	0.082264
CHECAPUCARA	DEV CHECAPUCARA	0.983354	1.695352	0.016954	0.016132	-0.100510	-0.033036	0.105800	-0.950000	0.000449
QUIÑOTA	HUANCCASCCA	1.050728	0.151007	0.001493	0.001510	0.059786	-0.017251	0.062226	0.960801	0.000026
JANCCOYO	BARRA ANABI	1.037979	3.427889	0.034279	0.034277	1.411245	-0.009088	1.411274	0.999979	0.011243
DER LIVITACA	DEV CHECAPUCARA	0.981153	66.889200	0.668892	0.667353	4.922895	-3.631248	6.117259	0.804755	0.221244
DEV CHECAPUCARA	SE CHAMACA	0.987964	65.856940	0.658569	0.657045	4.600691	-3.951425	6.064661	0.758607	0.193872
SE CHAMACA	OMACHA	0.998124	0.187877	0.001879	0.001879	0.070656	0.023240	0.074380	0.949932	0.000026
SE CHAMACA	VELILLE	0.998124	6.228595	0.060500	0.062286	0.548261	0.127363	0.562860	0.974063	0.004896
VELILLE	PULPERA	0.986207	3.298445	0.031180	0.032984	0.278515	0.067677	0.286619	0.971724	0.001164
SACCANCA	SE CHAMACA	1.038450	62.298960	0.619082	0.622990	-3.419982	4.920578	5.992359	-0.570724	0.367921
DER MINA ANABI	JANCCOYO	1.050732	15.608860	0.156089	0.155144	1.520235	-0.160817	1.528717	0.994451	0.019350
DER AUSANTA	AUSANTA	0.979739	2.368834	0.023647	0.023688	0.139921	0.045157	0.147027	0.951666	0.000020
QUEHUINCHA	DER QUEHUINCHA	0.979713	1.034773	0.010348	0.010271	-0.061120	-0.020089	0.064337	-0.950000	0.000007
LIVITACA	DER LIVITACA	0.981076	0.642960	0.006430	0.006354	-0.038030	-0.012500	0.040032	-0.950000	0.000003

Fuente: Elaboración propia con ayuda del software DigSilent (Mayo - 2014)

4.6. ALTERNATIVA 03: GENERACIÓN DISTRIBUIDA CON COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA

4.6.1. INTRODUCCIÓN

Los primeros sistemas de potencia eléctrica concebidos eran sistemas de generación distribuida (GD), cuya principal intención, en general, era la de suplir las necesidades energéticas de algunas regiones locales. Posteriormente, y debido a los desarrollos tecnológicos impulsados por las tendencias de las economías de escala, estos sistemas de potencia evolucionaron en grandes redes de transmisión centralizadas, que conectan todo el país. Así, en su momento, se fortalecen las emergentes filosofías de diseño y operación de sistemas de potencia que centran el desarrollo de la mayoría de proyectos de generación en el concepto de generación centralizada. Sin embargo, actualmente varios factores promueven el resurgimiento de la GD como una alternativa interesante para cubrir pequeñas demandas de energía, y de ese modo mejorar la operación de algún sistema eléctrico deficiente.

Por consiguiente esta alternativa de solución tiene por objetivo generar un espacio de discusión acerca de la factibilidad económica, energética y técnica con respecto a otras alternativas de solución a los problemas que presenta el sistema eléctrico rural de Chumbivilcas cuando éste opera en estado estacionario.

4.6.2. ALCANCES

La alternativa 3 consiste en:

- Inyectar 4.8 MW de potencia instalada al SER Chumbivilcas, para mejorar la operación en estado estacionario y cubrir la demanda actual y proyectada de la zona.
- Instalar una subestación de compensación de potencia reactiva en el distrito de Challhuahuacho, con la finalidad de mejorar la calidad de producto y suministro.

4.6.3. JUSTIFICACIÓN DE LA ALTERNATIVA N° 3

El incremento natural de la demanda del sistema eléctrico rural Chumbivilcas y la operación de las empresas mineras Anabi y Utunza, proyecta para el 2018 la atención de 7.813MW, como se menciona en la tabla N° 4.2.

Considerando que la mayor demanda de energía es de las empresas mineras Anabi y Utunza, las cuales suman un total de 4.5MW, la ubicación de la central generadora, será en la localidad de Llusco.

Los problemas actuales del sistema como la presencia del efecto Ferranti y las caídas de tensión fuera de la tolerancia establecida, se superan con la instalación de la central generadora, como se demuestra más adelante, sin embargo es necesario implementar al sistema un equipo de compensación de potencia reactiva, en la localidad de Challhuahuacho, con la finalidad de mejorar la calidad de producto de todo el sistema.

4.6.4. SELECCIÓN DE LA FUENTE DE ENERGÍA PARA LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Las energías limpias son aquellas que son renovables y reducen drásticamente el impacto ambiental producido, entre las que cabe citar el aprovechamiento de la energía solar, potencial hídrica y eólica, esta última deriva de la primera.

Por otro lado se tiene a los derivados del petróleo y el gas natural, que además de ser caros y no renovables contaminan el medio ambiente, lo cual desde un punto de vista ecológico no es adecuado para la producción de energía eléctrica, pero técnicamente en su mayoría son las más eficientes que el resto.

A continuación se analizan las posibles fuentes de generación distribuida, para la central generadora.

4.6.4.1. GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

En el Perú se tiene como antecedentes, a las siguientes centrales solares:

- **Central Solar Moquegua FV:** Es una central solar fotovoltaica, con 16 MW de potencia instalada, cuenta con 26 inversores (24x625kW + 2x500kW) y un factor de planta de 30.5%. La inversión del proyecto es de 43 MM US\$.
- **Central Panamericana Solar:** La tecnología que usa es fotovoltaica con módulos móviles, cuenta con 72 000 módulos fotovoltaicos de 290W c/u, haciendo que la central tenga una potencia instalada de 20MW, entro en operación al SEIN en diciembre del 2012. El monto de inversión fue de 94.588 MM US\$.
- **Central solar Repartición 20T:** Esta central fotovoltaica se ubica en Caylloma - Arequipa, cuenta con 56704 módulos fotovoltaicos, haciendo que tenga una potencia instalada de 20MW, entro en operación en octubre del 2012. El monto de inversión fue de 73.5 MM US\$.
- **Central Tacna Solar:** Se ubica en el distrito y provincia homónimos, tiene 20MW de potencia instalada, y cuenta con 74988 módulos fotovoltaicos de 290W cada uno, esta central tiene un factor de planta de 26.9% y entro en operación en octubre del 2012. El monto de inversión fue de 94.6 MMUS\$.
- **Central Majes Solar 20T:** esta central usa tecnología fotovoltaica y se encuentra ubicado en el distrito homónimo de la provincia de Caylloma – Arequipa, cuenta con una potencia instalada de 20MW, con un total de 55704 módulos fotovoltaicos, esta central tiene un factor de planta de 21.5%, y entro en operación en octubre del 2012. El monto de inversión de esta central, fue de 73.6 MM US\$.

Las centrales solares, mencionadas anteriormente entregan al SEIN una potencia muy cercana a la instalada al medio día, sienta nula la generación de las mismas durante la noche, esto justifica el factor de planta que poseen (<30%).

Según el mapa de radiación solar (Mapa N° B5) que se muestra en el anexo B, para el SER Chumbivilcas se asume los siguientes valores de radiación:

TABLA N° 4.10

Niveles de radiación en el SER Chumbivilcas

MES	FEBRERO	MAYO	AGOSTO	NOVIEMBRE
RADIACIÓN SOLAR (W/h)	500-550	500-550	450-500	650-700

Fuente: Elaboración propia en base al mapa de energía solar incidente diaria. En el departamento del Cusco del SENHAM³³.

De la tabla anterior se aprecia el potencial energético con el que cuenta la zona geográfica en la que se encuentra el SER Chumbivilcas, un claro ejemplo es que en el mes de setiembre se tiene una radiación máxima de 700 W/m², el cual es muy cercano al de la central solar fotovoltaica Majes (radiación máxima en Majes = 724 W/m²).

Por lo mencionado, económicamente es rentable y factible a largo plazo la instalación de una central solar fotovoltaica en la provincia de Chumbivilcas, ya que ésta zona es una de las que tienen mayor incidencia de radiación solar en el Perú, tal como se muestra en el mapa N° B5.

Debido a que se pretende generar aproximadamente 4.8MW, la central solar con tecnología fotovoltaica propuesta tendría las siguientes características.

A. UBICACIÓN:

- Departamento: Cusco
- Provincia: Chumbivilcas
- Distrito: Santo Tomas

B. DATOS TÉCNICOS:

- Instalación de 16,000 módulos fotovoltaicos de 300 W cada uno.
- Dimensiones del módulo fotovoltaico: 1960 mm / 990 mm / 40 mm.
- 4 Centros de transformación de corriente continua a corriente alterna (1 250 kW c/u).

³³ SENHAMI: Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología

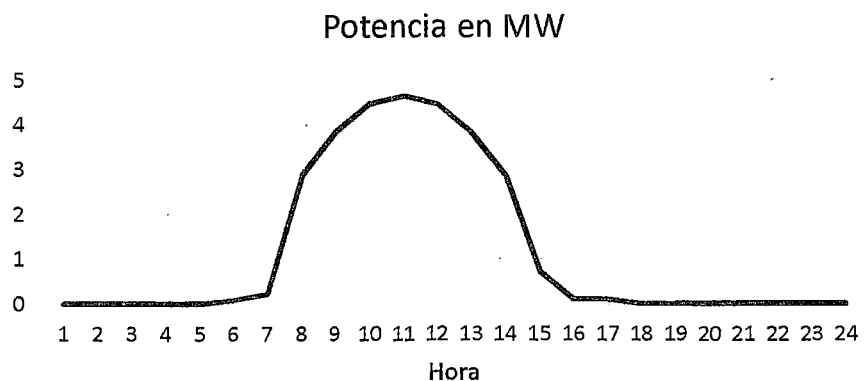
- Nivel de tensión de transformadores secos: 0.3/22.9 kV (1.4 MVA/c.u.).
- Cantidad de inversores: 8 inversores de 625 kW c/u (2 inversores por cada centro de transformación).
- Tensión de salida de inversores (3 ϕ): 0.3 kV – AC (corriente alterna).
- Área estimada de la central fotovoltaica Chumbivilcas: 512 km²
- Costo promedio de MW instalado en Perú: 4.7297 MM US\$ / MW, por consiguiente, la inversión aproximada de la central fotovoltaica es de 22.70256 MM US\$.

La energía generada de la central fotovoltaica, en los centros de transformación se eleva de 0.3 kV a 22.9 kV, luego llega a la barra en 22.9kV de una subestación de maniobra, para luego distribuirla al SER Chumbivilcas, y cubriendo su máxima demanda proyectada.

Sin embargo el inconveniente principal de esta fuente de energía es su bajo factor de planta (menor a 30%), a continuación se muestra (Gráfico N° 4.2) el diagrama de carga típico de una central solar, donde se aprecia que la generación de energía eléctrica incrementa desde las 07:00 horas hasta las 11:30 horas, descendiendo la producción de la central desde las 11:30 hasta las 17:00 horas, tal como se muestra en el siguiente gráfico.

GRÁFICO N° 4.2

Comportamiento de la potencia generada de la central solar fotovoltaica



Fuente: Elaboración propia, en base a plantas de centrales fotovoltaicas en Sudamérica.

Del gráfico anterior se concluye que la generación fotovoltaica no es adecuada para cubrir la máxima demanda proyectada del sistema eléctrico rural Chumbivilcas, pues en hora punta, la generación es nula, volviendo a tener los mismos problemas operativos.

4.6.4.2. GENERACIÓN TÉRMICA

El factor de planta anual más alto de las centrales de generación de energía eléctrica, es de las centrales termoeléctricas, el cual tiene un valor promedio de 90%, esto se debe a que la disponibilidad de una planta térmica depende casi exclusivamente del mantenimiento y salidas forzadas, por que permanentemente disponen de combustible para generar, tal es el caso de las termoeléctricas a Gas natural que se encuentran en la costa centro del Perú.

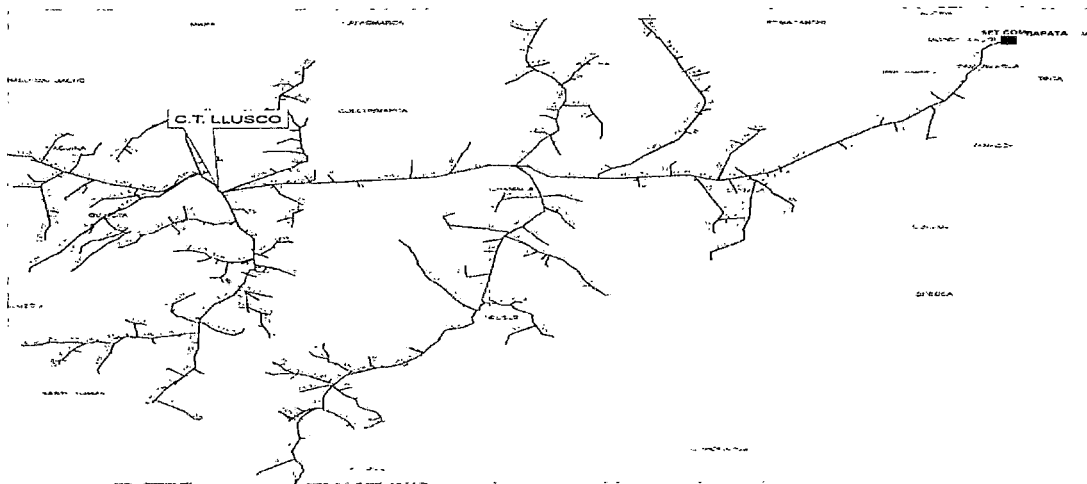
A. CRITERIOS DE DISEÑO DE LA CENTRAL TÉRMICA

• UBICACIÓN

En el capítulo III se describe la topología y configuración del sistema, donde se aprecia que la mayor demanda del sistema se ubica en Llusco, debido a la operación proyectada de dos centros mineros, por consiguiente la ubicación óptima de la central térmica será lo más cercano a la carga más importante a cubrir, siendo este el distrito de Llusco, como se muestra en la siguiente figura.

FIGURA N° 4.2

Ubicación de la central térmica Llusco



Fuente: Elaboración propia.

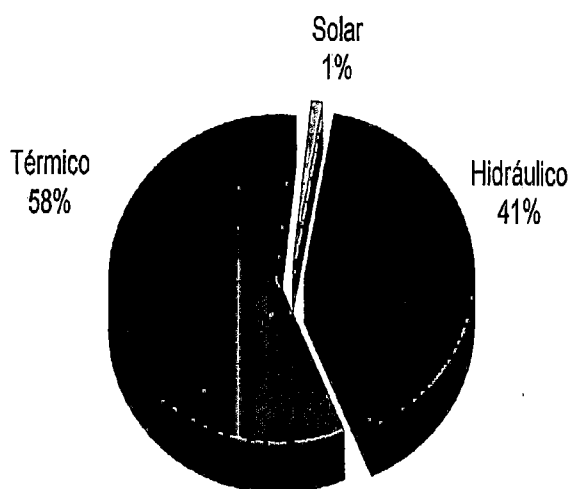
B. DISPONIBILIDAD DE COMBUSTIBLE

El Gas Natural es el recurso más usado para la generación térmica en nuestro país, mencionada generación se concentra en la zona centro y norte del Perú, siendo las aportantes más relevantes las siguientes centrales térmicas: CT Chilca con 808.1 MW, Kallpa con 860.7MW, Ventanilla con 484.9 MW, Santo Domingo de Oileros con 209 MW y Malacas con 301.6 MW de potencia efectiva.

En la siguiente figura se aprecia que el 58% de la generación en el Perú es de tipo Térmico, de las cuales la mayoría de las centrales térmicas usan Gas Natural.

FIGURA N° 4.3

Potencia efectiva por tipo de generación en el Perú



Fuente: Desarrollo energético en el sur del Perú – OSINERGMIN (Diciembre - 2013)

La ubicación en el centro del Perú de estos grandes centros de generación se debe a que ahí se concentra la mayor demanda energética de nuestro país, además de que aún no se cuenta con la infraestructura necesaria para transportar grandes cantidades de Gas Natural a largas distancias.

Estos inconvenientes se vienen superando con la instalación del Gasoducto Sur Peruano, que tiene proyectado entrar en funcionamiento el año 2017.

La alternativa de la inserción de generación distribuida en el SER Chumbivilcas, propone la operación de la C.T.³⁴ Llusco en dos etapas, que se describen a continuación:

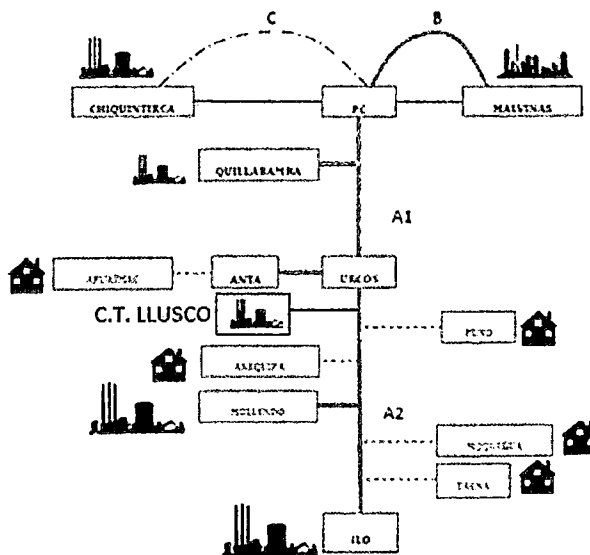
Primera Etapa: Comprende la generación de 4.8MW de potencia instalada, con grupos electrógenos a Diesel, esto para los primeros años, hasta que entre en operación el Gasoducto Sur Peruano.

Segunda Etapa: Comprende el despacho de 4.8MW de potencia al Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas, tomando como fuente energética el Gas Natural del Gasoducto Sur Peruano.

En la siguiente figura se aprecia el probable punto de conexión, de la central térmica Llusco al Gasoducto Sur Peruano.

FIGURA N° 4.4

Conexión de la Central Térmica Llusco al Gasoducto Sur Peruano



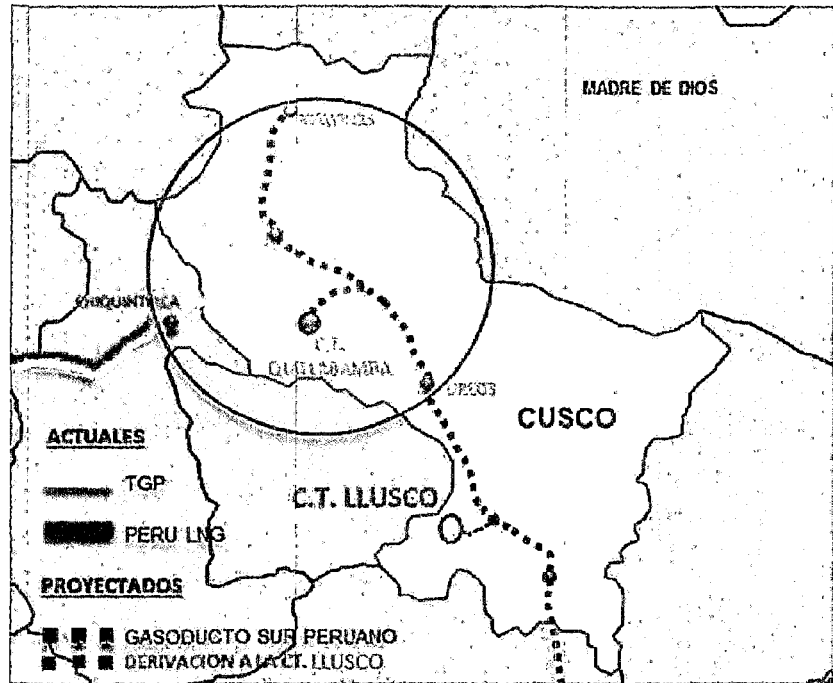
Fuente: Adaptado a la configuración proyectada del Gasoducto Sur Peruano

La figura N° 4.5, muestra el recorrido del Gasoducto Sur Peruano, donde las líneas entrecortadas de color negro representan la proyección de mencionado gasoducto, y las de color azul, representan la tubería de derivación de gas natural a la central térmica propuesta (C.T. Llusco).

³⁴ C.T.: Central Térmica.

FIGURA N° 4.5

Derivación del gasoducto Sur Peruano a la CT Llusco



Fuente: Adaptado a la configuración proyectada del Gasoducto Sur Peruano.

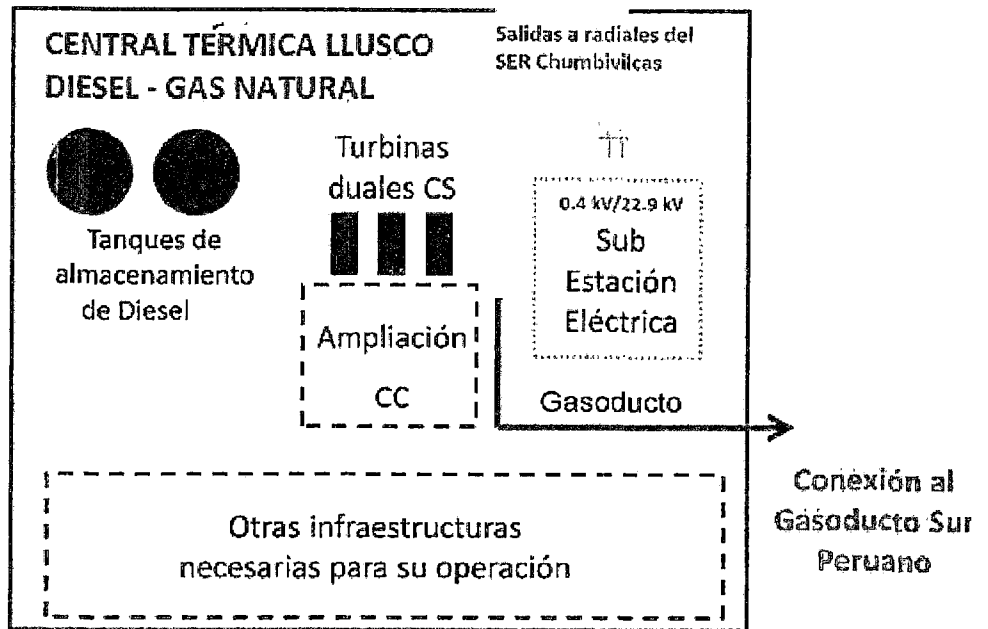
Con la implementación del Gasoducto Sur Peruano se proyecta la operación de tres importantes centrales térmicas, la Central Térmica Mollendo (500MW), La Central térmica Ilo (500MW) y la Central Térmica Quillabamba (200MW), esto se justifica con la exportación de energía del centro del Perú hacia el Sur. Por consiguiente al implementar una central térmica, en el SER Chumbivilcas contribuye en cierto modo la descongestión de las líneas de transmisión.

4.6.5. EQUIPAMIENTO A IMPLEMENTARSE (CENTRAL TÉRMICA – DIESEL -GAS NATURAL)

El equipamiento principal de la central térmica Llusco consta de los generadores, las turbinas, la subestación elevadora, celdas de salida en 22.9kV, tanques de combustible, gasoducto, también se prevé una futura ampliación, de modo que se pueda mudar de ciclo simple a ciclo combinado. En la siguiente figura se muestra el esquema de la central térmica Llusco.

FIGURA N° 4.6

Esquema de la Central Térmica Llusco (4.8 MW)



Fuente: Elaboración propia.

4.6.5.1. GRUPO ELECTRÓGENO

El equipamiento propuesto consta de tres grupos electrógenos a Diesel de 1.6MVA cada uno. Cada grupo electrógeno está compuesto de un motor impulsor y un generador eléctrico que en conjunto producen electricidad, para luego mediante el transformador de potencia elevar la tensión de 0.40 kV a 22.9kV.

En la siguiente tabla se aprecia las características técnicas del grupo electrógeno diesel que se propone instalar.

La altitud media de la localidad donde se pretende instalar la central térmica es de 3 496³⁵ m.s.n.m., y según la tabla N° 4.11 la altura de operación es de 3500 m.s.n.m. por consiguiente se estima una operación óptima de la central térmica propuesta.

³⁵ http://es.wikipedia.org/wiki/Distrito_de_Llusco

TABLA N° 4.11

Especificaciones técnicas del grupo electrógeno a Diesel

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS	
Máxima clasificación continua	1600 kW
Tipo de combustible	Diesel
Eficiencia eléctrica	60%
Frecuencia	60 Hz
rpm	1800 rpm
Carrera	190 mm
Cilindrada	69 L
Altura de instalación	3500 m.s.n.m.

Fuente: Elaboración propia en base a catálogos (2014).

En la siguiente tabla se muestra el rendimiento de cada grupo electrógeno propuesto, donde se considera que la operación recomendable es al 100% de carga más no al 110%, para extender la vida útil de las máquinas.

TABLA N° 4.12

Rendimiento de los grupos electrógenos a DIESEL

DESCRIPCIÓN	SISTEMA DE COMBUSTIBLE			
	110% CARGA	100% CARGA	75% CARGA	50% CARGA
CONSUMO DE COMBUSTIBLE (gal/h)	110.9	99.9	73.3	49.8

Fuente: Elaboración propia en base a catálogos vigentes del 2014.

4.6.5.2. GRUPO ELECTRÓGENO A GAS NATURAL

Cuando entre en operación el Gasoducto Sur Peruano (Segunda etapa de la Central Térmica Llusco), se pretende acondicionar los grupos electrógenos de Diesel a Gas Natural. Mencionado acondicionamiento tiene un valor aproximado de US\$ 1'440,000.00, y cada grupo tendrá un consumo de combustible promedio de 16.1 MMBTU/h (en base a catálogos de grupos electrógenos a gas natural).

4.6.5.3. TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Cada grupo de generación deberá estar conectado a un transformador de potencia de 0.4kV/22.9kV y 1.6MW de potencia instalada, el objetivo principal de instalar un transformador para cada grupo es poseer mayor selectividad y confiabilidad de la central térmica

propuesta, además de la facilidad en su correspondiente mantenimiento, evitando de ese modo los recortes de producción de energía.

4.6.5.4. SISTEMA DE PROTECCIÓN, CONTROL Y MANIOBRA

La central térmica propuesta, deberá contar con un sistema de protección, control y mando que cumplan con las exigencias técnicas requeridas para este tipo de instalaciones, además de contar con equipos de calidad que garanticen el adecuado funcionamiento de la central térmica.

4.6.6. DESPACHO DE LA CENTRAL TÉRMICA

El comportamiento de la operación en estado estacionario del grupo electrógeno, dependerá básicamente de la demanda del sistema, siendo este dimensionado para operar al 98% de su capacidad instalada. En la siguiente tabla se muestra el despacho proyectado del grupo electrógeno, considerando la conexión de las cargas proyectadas que se muestran en las Tablas del N° 4.2 al N° 4.4.

TABLA N° 4.13

Despacho de la central térmica al ser Chumbivilcas

DESCRIPCIÓN	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AL 2020
Demanda del sistema (MW)	2.490	3.603	7.172	7.741	7.813	4.692
Despacho de la central térmica (MW)	0	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8
Despacho del SEIN al ser Chumbivilcas (MW)	2.490	-	2.372	2.941	3.013	-0.108

Fuente: elaboración propia.

Del cuadro anterior se aprecia que el año 4 (máxima demanda en 20 años), el SEIN sólo atenderá 3.013 MW de la demanda del sistema eléctrico en estudio, el cual representa un 38.56% del total. Por otro lado la central térmica propuesta, abastecerá el 61.44% del total de la demanda.

En caso de contingencias, es posible abastecer al 100% de usuarios del SER Chumbivilcas, previa solicitud de restricción de carga a 0 MW de las empresas mineras.

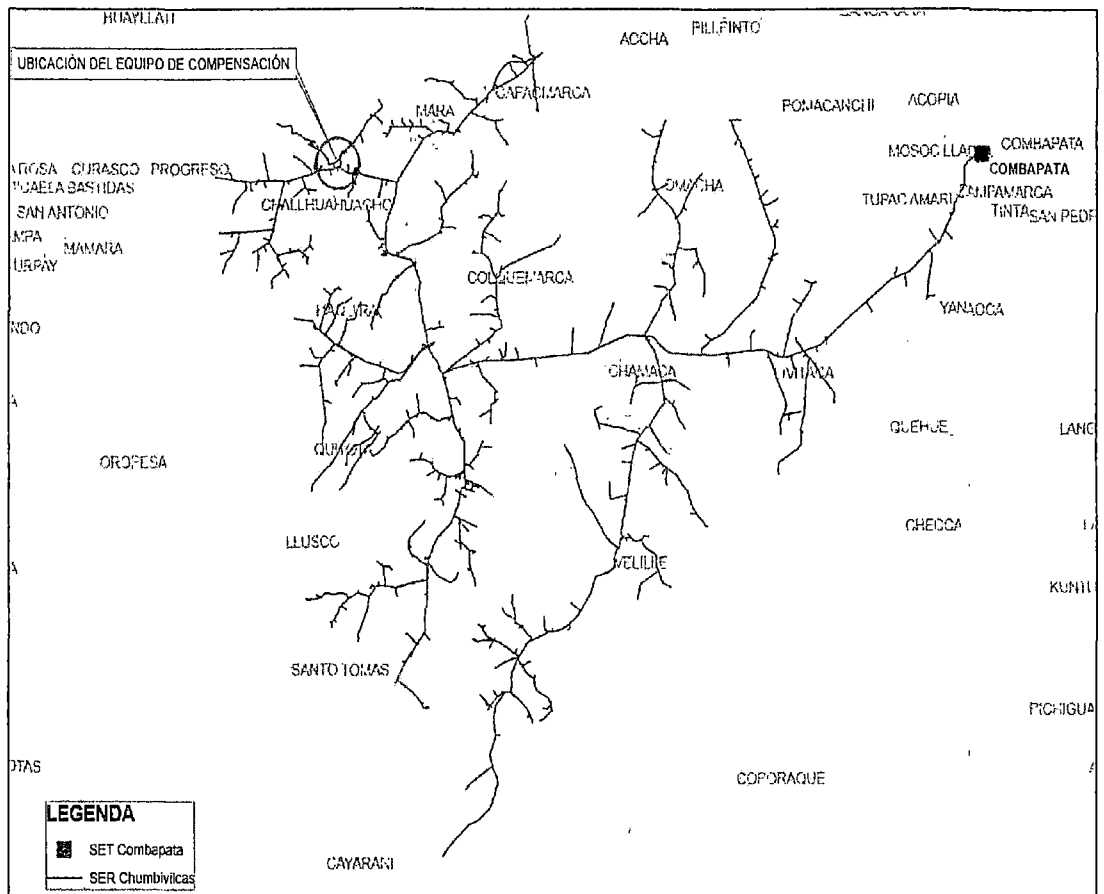
4.6.7. SELECCIÓN DEL EQUIPO DE COMPENSACIÓN

El equipo de compensación que se requiere es un banco automático de capacitores de 2 MVAR con 5 pasos, ubicados en el distrito de Challhuahuacho, la selección de mencionados equipos de compensación se realizó en base al comportamiento del sistema para diferentes escenarios simulados, considerando la proyección de la demanda del mismo.

En la siguiente figura se muestra la ubicación geográfica del equipo de compensación.

FIGURA N° 4.7

Ubicación del equipo de compensación de potencia reactiva



Fuente: Elaboración propia

4.6.8. OPERACIÓN EN ESTADO ESTACIONARIO DEL SISTEMA CONSIDERANDO LA ALTERNATIVA 3

En el escenario 4.4, se muestra el diagrama unifilar del sistema eléctrico rural Chumbivilcas, donde el cuadro delimitado por líneas continuas de color azul representa la central térmica propuesta, donde se estima la operación del sistema con demanda de 7.813MW (máxima demanda proyectada para el 2018 en época de avenida).

Los transformadores de potencia de la central térmica propuesta se encuentran de color naranja debido a que éstas operan con 96% de su capacidad nominal, esto es aceptable ya que el transformador de potencia puede operar en condiciones normales hasta con 10% de sobrecarga.

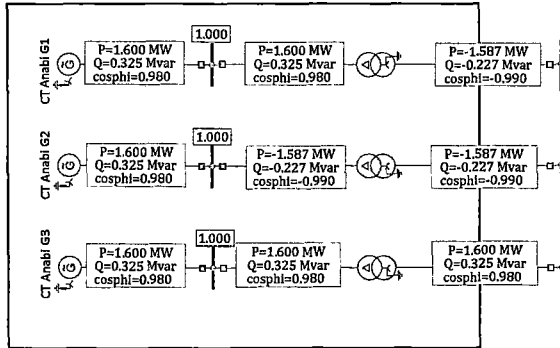
Similar a los transformadores los grupos de generación de la central térmica se encuentran de color naranja ya que estas operan al 97.79% de su capacidad nominal, esto también es aceptable ya que se pretende, que la central térmica propuesta sea eficiente en la producción de energía eléctrica, para poder cubrir la demanda proyectada, además de obtener un factor de planta elevado.

Del sistema eléctrico rural actual se retiraron los reguladores de tensión N° 02 y 03 debido a que no es necesario para la aplicación de esta alternativa.

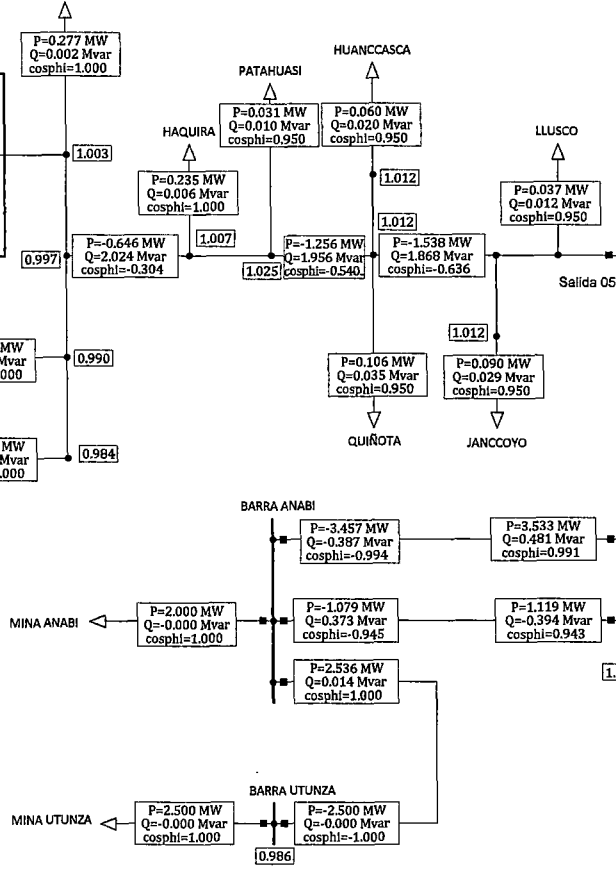
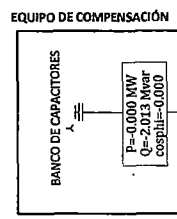
Las cargas transferidas al AMT CQ03 se recuperan al AMT CO04 (como debería de ser), suministrando con calidad de producto (ver Tabla N° 4.14).

Las pérdidas en las líneas se reducen considerablemente, respecto a la operación actual, estas se comprueban comparando la Tabla N° 3.16 con la tabla que se muestra a continuación.

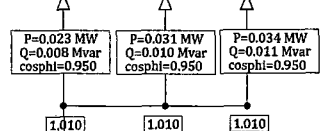
CENTRAL TERMICA LLUSCO (DIESEL - GAS NATURAL)



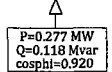
CHALLHUAHUACHO



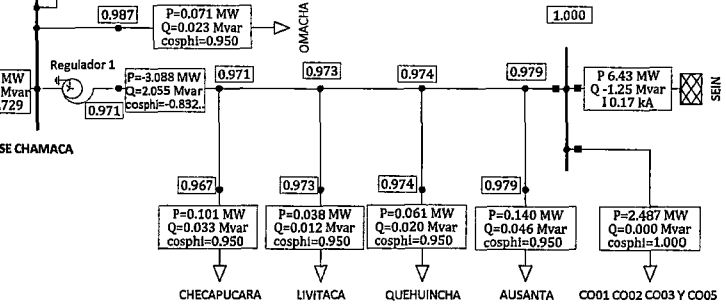
COLQUEMARCA CCOCHAPATA PISURO



PULPERA



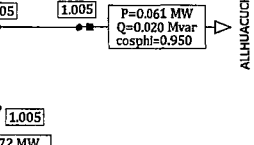
S.E.T. COMBAPATA/Barra 22.9 KV



SE CHAMACA



ALLHUACUCHO



Legend

- Out of Calculation
- De-energized

Low and High Voltage / Loading

- Lower Voltage Range < 0.94 p.u.
- Higher Voltage Range > 1.08 p.u.
- Loading Range > 80. %
- > 100. %

Load Flow Balanced		
Nodos	Branches	External
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]	Active P
	Reactive Power [Mvar]	Reactive
	Power Factor [-]	Current,

<p>PowerFactory 14.1.3</p>	<p>INGENIERIA ELECTRICA</p> <p>ALTERNATIVA 03: GENERACION DISTRIBUIDA CO</p> <p>ESCENARIO 4.3</p> <p>MÁXIMA DEMANDA - AÑO 04 (2018)</p>	<p>Project: CO - 04</p> <p>Graphic: ALTERNA 03 GD</p> <p>Date: 10/07/2014</p> <p>Annex:</p>
----------------------------	---	---

"ESTUDIO PARA EL MEJORAMIENTO DE LA OPERACIÓN EN ESTADO ESTACIONARIO DEL SISTEMA ELÉCTRICO RURAL CHUMBIVILCAS"
CAPÍTULO IV: ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN PARA MEJORAR LA OPERACIÓN EN ESTADO ESTACIONARIO DEL SER CHUMBIVILCAS

TABLA N° 4.14
Flujo de Potencia en el Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas (Máxima demanda año 04, 2018)
Generación Distribuida (Central Térmica + compensación de potencia reactiva)

LÍNEA		TENSIÓN EN TERMINAL i	CARGABILIDAD (%)	CORRIENTE i (kA)	CORRIENTE j (kA)	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (Mvar)	POTENCIA APARENTE (MVA)	FACTOR DE POTENCIA	PÉRDIDAS (kW)
TERMINAL i	TERMINAL j									
BARRA 22.9 KV	DER AUSANTA	1.000000	43.516220	0.102263	0.102263	3.831160	-1.332160	4.056160	0.944529	0.217734
DER LLAULLINCO	SACCANCA	1.014743	35.687280	0.083711	0.083865	-2.203764	2.548612	3.369273	-0.654077	0.021396
DER LLAULLINCO	TERMINAL	1.014743	35.510180	0.083449	0.083231	2.177953	-2.556847	3.358713	0.648449	0.029333
TERMINAL	COLQUEMARCA	1.019754	0.991160	0.002329	0.002193	0.088359	-0.032688	0.094211	0.937879	0.000046
COLQUEMARCA	CCOCHAPATA	1.019436	0.705761	0.001659	0.001615	0.065223	-0.015599	0.067063	0.972570	0.000018
CCOCHAPATA	PISURO	1.019192	0.376349	0.000857	0.000884	0.033965	-0.006741	0.034627	0.980871	0.000005
DER CAPILLANIA	LLUSCO	1.018418	5.892345	0.013847	0.013814	-0.555102	-0.068746	0.559343	-0.992419	0.000830
DER CAPILLANIA	SANTO TOMAS	1.018418	5.166991	0.012127	0.012142	0.485813	0.062975	0.489878	0.991703	0.003611
DER CAPILLANIA	CAPILLANIA	1.018418	0.768396	0.001721	0.001806	0.069289	0.005771	0.069529	0.996550	0.000019
SANTO TOMAS	HUARCAYA	1.015562	2.126808	0.004998	0.004962	0.201052	-0.010488	0.201326	0.998642	0.001260
HUARCAYA	DER ANTANIA ALLHUA	1.015129	1.428541	0.003357	0.003309	0.133242	-0.022746	0.135169	0.985739	0.000083
LLUSCO	DER MINA ANABI	1.020176	25.964730	0.061017	0.060868	1.590771	-1.888243	2.469010	0.644295	0.022225
HAQUIRA	PATAHUASI	1.013665	34.913880	0.052735	0.053069	-1.053157	1.840201	2.120255	-0.496713	0.127624
HAQUIRA	DER MARA CHALLHUAHUACHO	1.013665	33.039110	0.050219	0.049687	0.818606	-1.845733	2.019121	0.405427	0.168993
QUIÑOTA	PATAHUASI	1.021194	23.069050	0.054212	0.053279	1.313044	-1.760016	2.195847	0.597967	0.101023
CHALLHUAHUACHO	DER MARA CHALLHUAHUACHO	1.007227	31.101250	0.046853	0.047274	-0.302062	1.847263	1.871796	-0.161376	0.112625
DER MARA CHALLHUAHUACHO	MARA	1.003177	3.921319	0.005960	0.005919	0.234926	-0.032506	0.237164	0.990563	0.001652
MARA	CCAPACMARCA	0.996395	2.544509	0.003868	0.003835	0.151564	-0.019814	0.152853	0.991562	0.001013
DER MINA ANABI	QUIÑOTA	1.021193	23.993150	0.056384	0.056384	1.478795	-1.740383	2.283806	0.647514	0.000023
LLAULLINCO	DER LLAULLINCO	1.014720	0.067503	0.000675	0.000673	-0.025810	-0.008483	0.027168	-0.950000	0.000001
DER QUEHUINCHA	DER LIVITACA	0.978432	41.749960	0.098112	0.098007	3.325642	-1.854154	3.807595	0.873423	0.031737
CHECAPUCARA	DEV CHECAPUCARA	0.972327	1.714579	0.002743	0.002609	-0.100510	-0.033036	0.105800	-0.950000	0.000460
QUIÑOTA	HUANCCASCA	1.021194	0.155381	0.001523	0.001554	0.059788	-0.015200	0.061690	0.969168	0.000028
LLUSCO	BARRA ANABI	1.020191	8.813746	0.088059	0.088137	3.531116	0.477839	3.563301	0.990968	0.074274
DER LIVITACA	DEV CHECAPUCARA	0.977680	41.404400	0.097300	0.096998	3.255872	-1.906870	3.773176	0.862900	0.084703
LLEGADA REG 01	DEV CHECAPUCARA	0.978141	40.313100	0.094441	0.094736	-2.997612	2.107001	3.664032	-0.818118	0.072587
SE CHAMACA	OMACHA	0.994563	0.188551	0.001886	0.001886	0.070656	0.023241	0.074380	0.949932	0.000026
SE CHAMACA	VEUILLE	0.994563	6.253024	0.014275	0.014695	0.548309	0.128265	0.563112	0.973713	0.004935
VEUILLE	PULPERA	0.982586	3.310757	0.007357	0.007780	0.278524	0.068077	0.286723	0.971404	0.001174
SACCANCA	SE CHAMACA	1.011325	36.173330	0.084177	0.085007	-2.255040	2.513232	3.376617	-0.667840	0.123606
BARRA ANABI	BARRA UTUNZA	0.994982	6.424401	0.064243	0.064244	2.535329	0.013278	2.535364	0.999986	0.035326
BARRA ANABI	LLUSCO	0.994982	2.929632	0.028915	0.029296	-1.078490	0.372842	1.141119	-0.945116	0.039155
LLUSCO	LLUSCO	1.020176	6.138057	0.061380	0.061381	-1.627441	1.876190	2.483677	-0.655255	0.000193
TERMINAL	LLUSCO	1.019754	29.008350	0.081223	0.081181	2.060261	-2.558984	3.285281	0.627119	0.006283
DER MINA ANABI	JANCCOYO	1.021193	1.943010	0.004566	0.002330	0.089750	-0.161711	0.184947	0.485275	0.000110
DER AUSANTA	AUSANTA	0.981985	2.363414	0.003775	0.003781	0.139920	0.045153	0.147026	0.951673	0.000020
QUEHUINCHA	DER QUEHUINCHA	0.978307	1.036259	0.001658	0.001646	-0.061120	-0.020089	0.064337	-0.950000	0.000007
LIVITACA	DER LIVITACA	0.977602	0.645245	0.001032	0.001020	-0.038030	-0.012500	0.040032	-0.950000	0.000003

Fuente: Elaboración propia con ayuda del software Digsilent (Mayo - 2014)

4.6.9. ANÁLISIS ECONÓMICO SIMPLE DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

4.6.9.1. COSTOS DE INSTALACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Los costos del kW instalado de un grupo térmico han disminuido considerablemente estos últimos años debido a la variedad de oferta de muchas empresas dedicadas a la venta de mencionados equipos. El costo de la instalación de la primera etapa de central térmica Llusco (Diesel) es de US\$ 2'160,000.00, como se muestra en la tabla N° 4.16. La siguiente tabla muestra los precios del gas Natural, destinado para generación, determinado por el OSINERGMIN, donde se aprecia que 1MM BTU cuesta US\$ 2.276, para la producción de electricidad.

TABLA N° 4.15
Precios del gas para generación de electricidad y otros usuarios

PRECIO	Generación de electricidad	Otros Usuarios
	(US\$/MM de BTU ³⁶)	(US\$/MM de BTU)
Boca de pozo*	1	1.8
Servicio de transporte**	1.096	1.643
Servicio de distribución**	0.18	0.27
Total	2.276	3.713

*Precios máximos según contrato
**Estimados del OSINERGMIN

Fuente: De Castro y Bustamante, 2010

TABLA N° 4.16
Análisis económico simple de la alternativa 3

AÑO	ACTIVIDAD	UNIDAD	COSTO UNITARIO (US\$)	COSTO TOTAL (US\$)
01	Estudios Definitivos	Global	60,000.00	60,000.00
02	Instalación de la Central Térmica (Diesel) ³⁷	Global	2'160,000.00	2'160,000.00
02	Instalación de la subestación de compensación	Global	44,000.00	44,000.00
03 y 04	Operación de la Central Térmica (Diesel)	Años	18'144,000.00	18'144,000.00
03 y 04	Mantenimiento de la Central Térmica (Diesel) ³⁸	Años	153,600	153,600
1er semestre año 05	Conexión al Gasoducto Sur Peruano ³⁹	Global	25'926,400.00	25'926,400.00
2do semestre año 05	Acondicionamiento de los grupos de Diesel a Gas Natural ⁴⁰	Global	1'440,000.00	1'440,000.00
05 al 20	Operación de la Central Térmica (Gas Natural) ⁴¹	Años	14'444,907.12	14'444,907.12
05 al 20	Mantenimiento de la Central Térmica (Gas Natural)	Años	1'188,000	1'188,000
Costo Total de instalación, operación y mantenimiento desde el año 0 al 20 (US\$)				63'550,907.12

Fuente: Elaboración Propia, en base a precios estimados del OSINERGMIN.

³⁶ Una BTU (british thermal unit) representa la cantidad de energía que se requiere para elevar en un grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua en condiciones atmosféricas normales. Un pie cúbico de gas natural despiden en promedio 1000 BTU

³⁷ Costo de kW instalado = 450US\$ (Octubre - 2012)

³⁸ http://web.ing.puc.cl/~power/alumno13/fotovolt/Informe%20Final.htm#_Toc358318347

³⁹ Asumiendo US\$1.6204 millones por km (precio referencial del Gaseoducto Sur Peruano)

⁴⁰ http://web.ing.puc.cl/~power/alumno13/fotovolt/Informe%20Final.htm#_Toc358318347

⁴¹ Considerando una eficiencia de 37% y un consumo de 16.1 MMBTU/h por grupo térmico. (<https://www.cumminspower.com/www/literature/brochures/F-1523-LowBTUGensets-en.pdf>)

De la tabla anterior se concluye que la inversión inicial es baja, sin embargo el costo de la operación es elevado, cuando se usa Diesel. Dependiendo del avance del gasoducto Sur Peruano, se tendrá elevados costos de operación, hasta que se suministre de gas natural a la central térmica.

Un aspecto muy importante, son los costos de instalación de la derivación del Gasoducto Sur Peruano a la central térmica, debiéndose ubicarse lo más cercano posible para reducir costos de instalación.

Los costos de operación anuales son menores para los próximos años una vez conectada la central al Gasoducto Sur Peruano, ya que se considera un costo de 2.276 US\$/MMBTU (según la tabla N° 4.15).

El costo de operación de la central térmica con Diesel para 2 años es de US\$ 18'144,000.00, mientras que el costo de operación de la central térmica Llusco para 15 años es de US\$ 14'444,907.12 dólares americanos, esto quiere decir que los costos de operación a Gas Natural de ciclo simple es 9 veces menor que la generación a Diesel.

La zona centro del Perú, exporta en promedio 400MW al Sur, ocasionando congestión de las líneas de transmisión, por consiguiente se requiere de generación en el sur. Para que sea más rentable la generación térmica, haciendo uso del gas natural por medio del Gasoducto Sur Peruano, se recomienda la instalación de centrales con potencia nominal mayor a 50MW, debiendo ésta instalarse cerca al ducto de gas principal, y considerar la generación con ciclo combinado, para mejorar su eficiencia en un 45% más.

4.6.9.2. VENTAJAS DE LA ALTERNATIVA 03

- Atención de la demanda del sistema en un 100%.
- Bajo costo inicial.

4.6.9.3. DESVENTAJAS DE LA ALTERNATIVA 03

- Elevado costo de operación y mantenimiento.
- Elevada emisión de gases de efecto invernadero.
- Costo del combustible Diesel en incremento.

4.7. ALTERNATIVA 04: CAMBIO DE NIVEL DE TENSIÓN DE 22.9KV A 60KV

4.7.1. INTRODUCCIÓN

El objetivo de la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica es de tener menos pérdidas y obtener mayores beneficios, además de suministrar energía de calidad.

Los niveles de tensión existentes en el Perú años atrás eran hasta 220kV, sin embargo la necesidad de transportar mayor cantidad de potencia por las líneas de transmisión con menos pérdidas hizo que se cambie a niveles más altos de tensión, cambiando de 220kV a 500kV. (Línea de transmisión Zapallal (Carabayllo) y Trujillo (531km), ubicada en el distrito trujillano de El Porvenir, en La Libertad).

4.7.2. SELECCIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN

Las tensiones normalizadas en el Perú son las que se describen en el capítulo II del presente trabajo de tesis, las cuales se muestran a continuación.

- **Baja Tensión:** 380 / 220 V 440 / 220 V
- **Media Tensión:** 20,0 kV⁴² 22,9 kV 22,9 / 13,2 kV 33 kV 33 / 19 kV
- **Alta Tensión:** 60 kV 138 kV 220 kV
- **Muy Alta Tensión:** 500 kV

La potencia de un sistema eléctrico en particular es directamente proporcional a la tensión, corriente y factor de potencia del mismo, y viene definido por la ecuación (2.1), la cual se muestra a continuación:

$$P = V * I * \cos(\varphi)$$

Donde:

P : Potencia eléctrica

V : Tensión

I : Corriente

$\cos(\varphi)$ = factor de potencia

⁴² Tensión nominal en media tensión considerada en la NTP-IEC 60038: "Tensiones normalizadas IEC".

Teniendo como punto de partida la tensión nominal de la red actual en estudio (22.9kV), para considerar como alternativa de solución, el cambio de nivel de tensión en un sistema eléctrico rural, es necesario principalmente conocer la topología de la red en estudio y los equipos conectados a ella.

El conductor de la troncal de la línea actual del sistema eléctrico en estudio es AAAC de 120mm², el cual limita su operación a una corriente mayor a 379A⁴³.

En la tabla N° 4.17 se aprecia un cuadro de doble entrada donde se comparan las ventajas y desventajas de los posibles niveles de tensión a la cual se pretende cambiar el SER Chumbivilcas. Donde se aprecia que los niveles de tensión de 13.2kV y 20kV no son adecuados por que el sistema presentaría los mismos problemas operativos que tiene, también se tiene el nivel de tensión de 33kV, el cual también no es adecuado porque se tendría que implementar dos subestaciones de transformación, en comparación con el nivel de tensión en 60kv que tiene la ventaja de solo implementar uno, aprovechando que la SET Combapata se encuentra operando a 138/60/22.9kV.

Por otro lado se tiene el nivel de tensión de 138kV, que tiene la ventaja de mayor capacidad de transporte de energía, y además de que solo se requiere la implementación de una subestación de transformación, y la ampliación de la barra en 138kV, sin embargo la demanda del SER Chumbivilcas no justifica el cambio de nivel de tensión de 22.9kV a 138kV, por consiguiente se considera sobredimensionado.

Por lo mencionado el nivel de tensión más adecuado para el sistema es de 60kV. Debido a que en comparación con los demás, éste es capaz de atender la demanda proyectada del sistema al 2018 (7.8138MW), y existe la posibilidad de ampliar la barra de la subestación de transformación de Combapata (existente).

⁴³ La capacidad máxima de corriente se obtuvo de catálogos de conductores eléctricos de aluminio de proveedores nacionales.

TABLA N° 4.17

Tabla comparativa entre niveles de tensión

DESCRIPCIÓN	NIVELES DE TENSION					
	13.2 kV	20.0 kV	22.9 kV	33 kV	60 kV	138 kV
CAPACIDAD MÁXIMA DE TRANSPORTE DE POTENCIA (MW)	5.0028	7.58	8.6791	12.507	22.74	52.302
DESCRIPCIÓN	Media tensión	Media tensión	Tensión actual	Media tensión	Alta tensión	Alta tensión
EL TRANSFORMADOR DE COMBAPATA ES DE 138KV/60KV/22.9 KV	NO es compatible, es necesario la compra de otro transformador de potencia con ese nivel de tensión	NO es compatible, es necesario la compra de otro transformador de potencia con ese nivel de tensión	Tensión actual	NO es compatible, es necesario la compra de dos transformadores de potencia con ese nivel de tensión	FACTIBLE conexión a la barra de 60kv de la SE Combapata	FACTIBLE conexión a la barra de 138kv de la SE Combapata
MÁXIMA DEMANDA AL 2018 (8.36MW)	NO cubre la demanda del sistema	NO soporta la demanda del sistema	apenas soporta la demanda del sistema pero con problemas operativos	SI soporta la demanda del sistema, pero no da opción a futuras ampliaciones	SI soporta la demanda del sistema y futuras ampliaciones	SI soporta la demanda del sistema y futuras ampliaciones, pero es SOBREDIMENSIONADO
FACTIBLE	<u>NO</u>	<u>NO</u>	<u>NO</u>	<u>NO</u>	<u>SI</u>	<u>NO</u>

Fuente: elaboración propia.

4.7.3. SELECCIÓN DE CONDUCTOR

Para la selección del conductor de fase, se tiene en cuenta el comportamiento de material tales como el AAAC y el ACAR, las condiciones climáticas (el tipo de atmósfera donde estarán expuestos), además del cumplimiento de operatividad del conductor verificando la capacidad de transmisión del conductor por ampacitancia para una transmisión de 8 MW.

Atendiendo a las condiciones de la zona de Chumbivilcas, se recomienda para la línea la utilización de conductores de aleación de aluminio (AAAC).

4.7.4. SELECCIÓN DE CALIBRE DEL CONDUCTOR PARA LA LÍNEA EN 60 KV

A continuación en la Tabla N° 4.18, se presentan los resultados del cálculo de la selección económica del conductor. Se puede verificar que para la selección del conductor se tuvo en cuenta el porcentaje de pérdidas, considerado en la buena práctica de la ingeniería, que debe ser de menos del 5%.

Las pérdidas de la línea al transmitir 8MW de potencia que requiere el SER Chumbivilcas a 87km, es menor al 5% con el conductor AAAC – 185mm² como se muestra en la siguiente tabla.

TABLA N° 4.18

Evaluación de la sección óptima del conductor

Línea subtransmisión Combapata - Llusco - Simple Terna

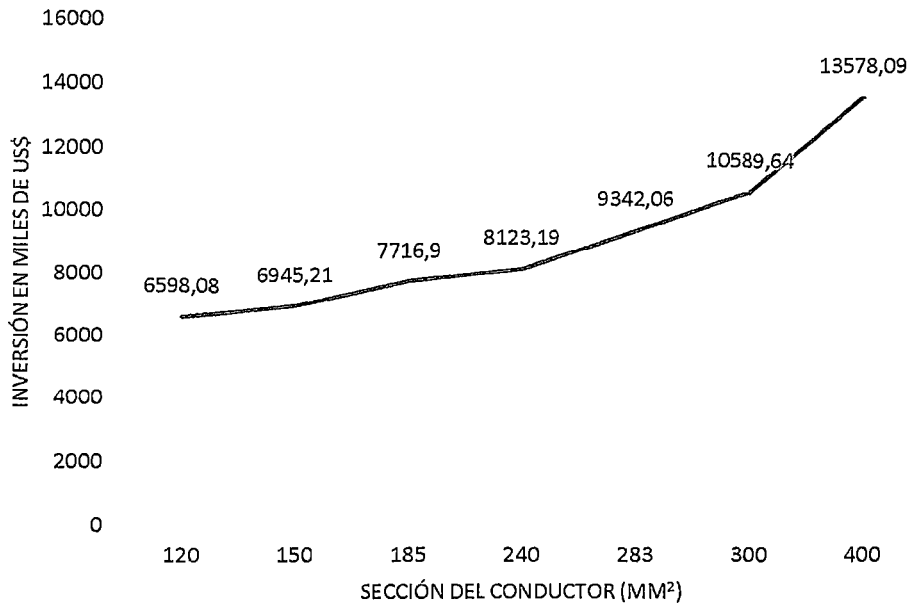
DESCRIPCIÓN	UNIDAD	AAAC - 120	AAAC - 150	AAAC - 185	AAAC - 240	AAAC - 283	AAAC - 300	AAAC - 400
TIPO DE CONDUCTOR								
DIÁMETRO DEL CONDUCTOR	mm	14	15.8	17.5	20.3	21.79	22.5	26
N° DE CIRCUITOS		1	1	1	1	1	1	1
N° DE CONDUCTORES POR FASE		3	3	3	3	3	3	3
POTENCIA NOMINAL POR CIRCUITO	MVA	8.89	8.89	8.89	8.89	8.89	8.89	8.89
FACTOR DE POTENCIA		0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
POTENCIA ACTIVA POR CIRCUITO	MW	8	8	8	8	8	8	8
RESISTENCIA A 20°C	ohm/km	0.2854	0.2274	0.1842	0.1383	0.1211	0.112	0.0838
TEMPERATURA	°C	75	75	75	75	75	75	75
TENSIÓN	kV	60	60	60	60	60	60	60
COEFICIENTE DE RESISTIVIDAD		0.0039	0.0039	0.0039	0.0039	0.0039	0.0039	0.0039
RESISTENCIA CORREGIDA A T _c	ohm/km	0.324	0.258	0.209	0.157	0.138	0.127	0.095
CORRIENTE DE LÍNEA	Amp	148.15	148.15	148.15	148.15	148.15	148.15	148.15
LONGITUD DE LA LÍNEA	km	87	87	87	87	87	87	87
POTENCIA DE PÉRDIDAS JOULE X CIRCUITO	MW	0.2064	0.1645	0.1332	0.1000	0.0876	0.0810	0.0606
POTENCIA DE PÉRDIDAS JOULE X TOTAL	MW	0.6193	0.4935	0.3997	0.3001	0.2628	0.2431	0.1819
PÉRDIDAS DE ENERGÍA TOTAL	MWh/año	5351.171	4263.687	3453.699	2593.087	2270.592	2099.969	1571.227
% PÉRDIDAS DE POTENCIA X CIRCUITO	%	6.97	5.55	4.50	3.38	2.96	2.73	2.05
COSTO DE ENERGÍA MW-Año (PROMEDIO)	\$/MWh	38.19						
COSTO LÍNEA POR km	Miles US\$	75.84	79.83	88.7	93.37	107.38	121.72	156.07
COSTO DE INVERSIÓN	Miles US\$	6598.08	6945.21	7716.9	8123.19	9342.06	10589.64	13578.09

Fuente: Elaboración propia en base a precios referenciales del EXPEDIENTE SOLICITUD DE SERVIDUMBRE LÍNEA DE TRANSMISIÓN TARUCANI – MAJES EN 138 kV.

En el gráfico N° 4.3, se aprecian los costos de implementación de líneas de transmisión, donde para una línea con conductor AAAC de 185mm² le corresponde 88.7 Miles US\$ (ubicado en la sierra) por km, por consiguiente la línea de subtransmisión Combapata – Llusco de 87km, tiene un costo referencial de US\$ 7'716,900.00.

GRÁFICO N° 4.3

Costo de inversión por sección de conductor

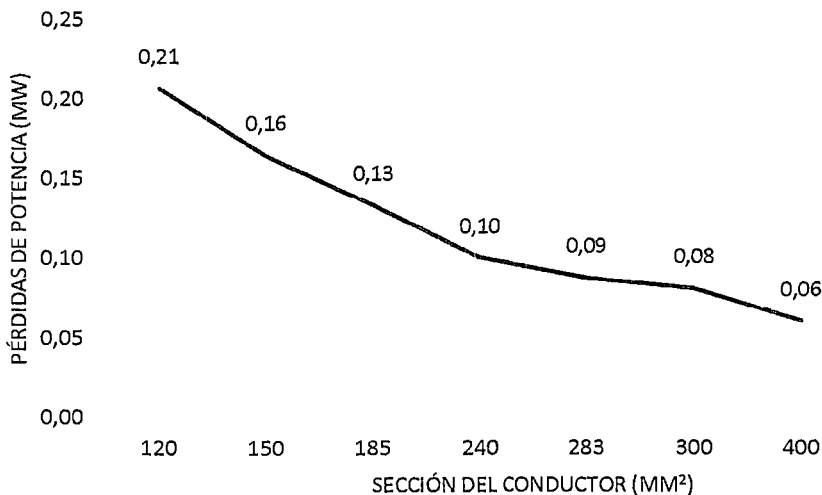


Fuente: Elaboración propia.

En el siguiente gráfico se muestran las pérdidas de potencia al transmitir 8MW desde la SET Combapata a la SET Llusco, donde para la sección de conductor de 185mm², le corresponde 0.13MW de pérdidas.

GRÁFICO N° 4.4

Pérdidas de potencia por sección de conductor



Fuente: Elaboración propia.

4.7.5. ANCHOS MÍNIMOS DE FAJAS DE SERVIDUMBRES

El código nacional de electricidad - Suministro, establece el ancho de la faja de servidumbre de electroducto, en función del nivel de tensión de la línea, el cual también depende de otros factores como la velocidad del viento, luego del cual se establece los siguientes parámetros:

TABLA N° 4.19

Anchos mínimos de franja de servidumbre

TENSIÓN NOMINAL DE LA LÍNEA (KV)	ANCHO (metros)
500	64
220	25
145-115	20
70-50	13
36-20	11
15-10.	6

Fuente: Código Nacional de Electricidad - Suministro

4.7.6. EQUIPAMIENTO A IMPLEMENTAR

A continuación se definen las instalaciones que propone la alternativa 04, que corresponde al cambio de nivel de tensión.

A. Ampliación SET Combapata en 60 kV

Ampliación de la SE Combapata en 60kV mediante la implementación de una celda de salida de línea 60 kV, y la implementación del sistema de simple barra en 60 kV.

B. Subestación de transformación en Llusco

Instalación de una subestación de transformación en Llusco, el cual contará con los niveles de tensión de 60/22.9/10kV, además de implementar celdas de salidas para los futuros alimentadores en media tensión.

C. Línea de subtransmisión en 60 kV Combapata – Llusco

Una línea de transmisión de una longitud total de 87 km; con las siguientes características.

- Conductor: AAAC 185 mm²
- Longitud: 87 km

- Número de ternas: 01 terna
- Puesta a tierra

4.7.7. OPERACIÓN EN ESTADO ESTACIONARIO DEL SISTEMA CONSIDERANDO LA ALTERNATIVA 04

Para la simulación de la operación en estado estacionario del sistema eléctrico en estudio considerando la alternativa del cambio de nivel de tensión se hizo uso del software DigSilent en su versión 14.1.3.

Los datos de cada carga que pertenece al sistema en estudio se obtuvieron de la proyección de la demanda del sistema que se muestra en la Tabla N° 4.2.

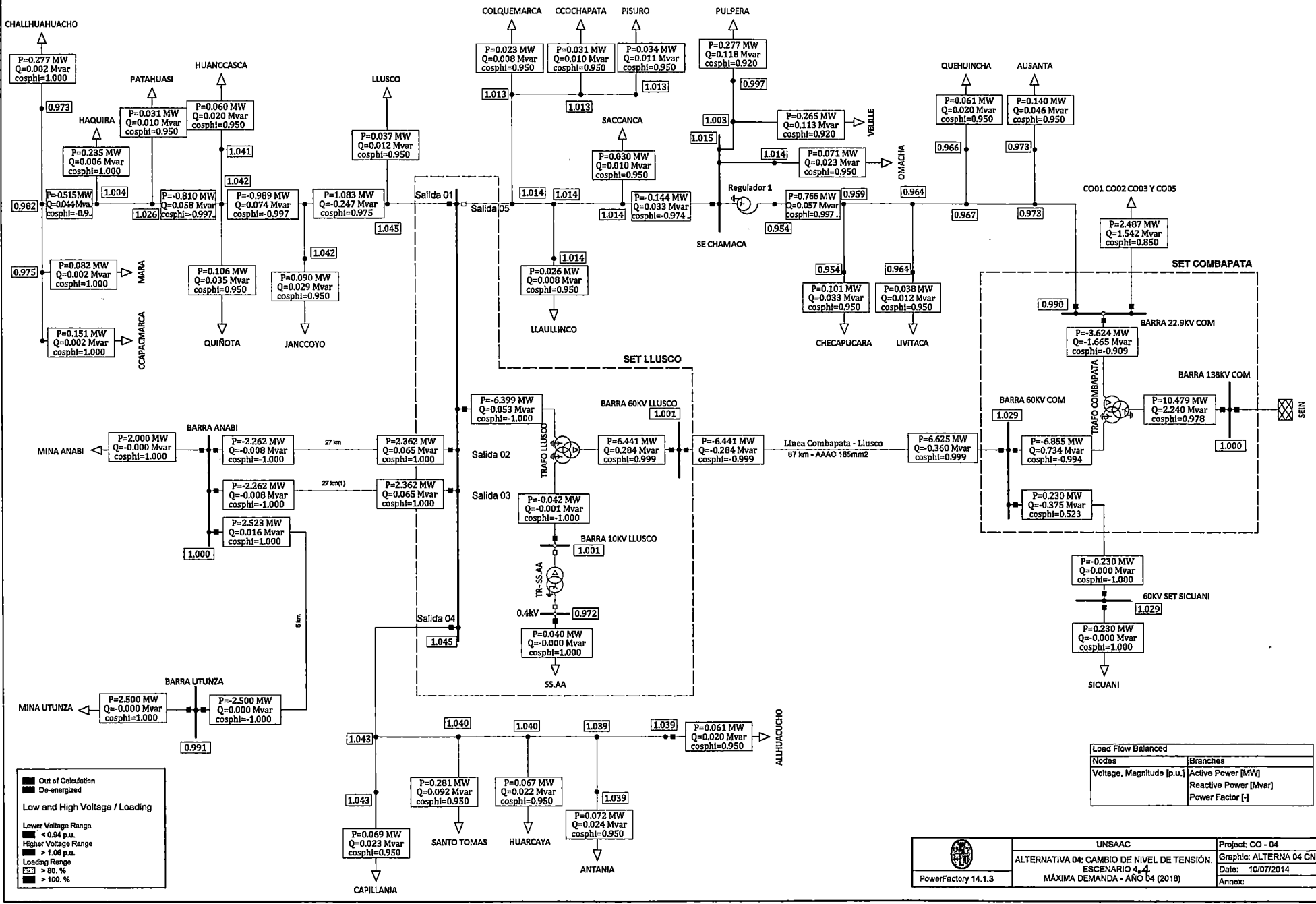
4.7.8. FLUJO DE POTENCIA EN EL SER CHUMBIVILCAS CON EL CAMBIO DE NIVEL DE TENSIÓN

Para simular el flujo de potencia en el SER Chumbivilcas, considerando el cambio de nivel de tensión de 22.9kV a 60kV, se hace uso del software DigSilent en su versión 14.1.3., cuyo diagrama unifilar se muestra a continuación (escenario 4.4), donde el polígono con líneas entrecortadas de color verde representa la SET Combapata y el polígono de líneas entrecortadas de color marrón representa la SET Llusco, estas dos subestaciones se encuentran conectadas eléctricamente por medio de la línea de subtransmisión Combapata – Llusco, con conductor AAAC de 185mm².

De la tabla N° 4.20 se aprecia que todas las tensiones nodales del sistema cumplen con las exigencias de calidad de producto, lo cual se traduce en una operación adecuada del sistema eléctrico.

Los puntos más críticos del sistema actual son los nodos de las cargas de Challhuahuacho, Mara y Ccapacmarca, con el cambio de nivel de tensión, estos se encuentran operando dentro de los límites establecidos por la NTCSE.

Las pérdidas de potencia en las líneas, se reducen considerablemente con el cambio de nivel de tensión de 22.9kV a 60kV.



Legend

- Out of Calculation
- De-energized
- Low and High Voltage / Loading
- Lower Voltage Range < 0.94 p.u.
- Higher Voltage Range > 1.06 p.u.
- Loading Range > 80. %
- > 100. %

Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]
	Reactive Power [Mvar]
	Power Factor [-]

 PowerFactory 14.1.3	UNSAAC	Project: CO - 04
	ALTERNATIVA 04: CAMBIO DE NIVEL DE TENSION	Graphic: ALTERNA 04 CN
	ESCENARIO 4_4	Date: 10/07/2014
	MÁXIMA DEMANDA - AÑO 04 (2018)	Annex:

TABLA N° 4.20
Flujo de Potencia en el Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas (Máxima demanda año 04, 2018)
Cambio de nivel de tensión de 22.9kV a 60kV

LÍNEA		TENSIÓN EN TERMINAL i	CARGABILIDAD (%)	CORRIENTE i (kA)	CORRIENTE j (kA)	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (Mvar)	POTENCIA APARENTE (MVA)	FACTOR DE POTENCIA	PÉRDIDAS (kW)
TERMINAL i	TERMINAL j									
BARRA LLUSCO 22.9KV	BARRA ANABI	1.044769	5.702733	0.057009	0.057027	2.361522	0.064967	2.362416	0.999622	99.997860
BARRA ANABI	BARRA UTUNZA	0.999827	6.362354	0.063623	0.063624	2.523049	0.015778	2.523098	0.999980	23.049110
BARRA 22.9KV COM	DER AUSANTA	0.990226	12.383250	0.029101	0.029101	1.136301	0.123246	1.142965	0.994169	17.631690
SACCANCA	DER LLAULLINCO	1.013972	1.292483	0.003037	0.002971	0.114222	-0.043307	0.122156	0.935048	0.027477
DER LLAULLINCO	SALIDA 05	1.013872	1.041759	0.002448	0.002337	0.088384	-0.043367	0.098450	0.897753	0.024106
SALIDA 05	COLQUEMARCA	1.013795	0.994365	0.002337	0.002205	0.088359	-0.031965	0.093964	0.940357	0.046005
COLQUEMARCA(1)	CCOCHAPATA	1.013470	0.708864	0.001666	0.001625	0.065223	-0.015166	0.066963	0.974015	0.018644
CCOCHAPATA(1)	PISURO	1.013222	0.378566	0.000861	0.000890	0.033965	-0.006531	0.034587	0.982009	0.004717
BARRA LLUSCO 22.9KV	DER CAPILLANIA	1.044769	5.747329	0.013475	0.013506	0.556005	0.051852	0.558418	0.995680	0.789279
DER CAPILLANIA	SANTO TOMAS	1.043062	5.038163	0.011829	0.011840	0.485927	0.058071	0.489385	0.992935	3.677746
DER CAPILLANIA	CAPILLANIA	1.043062	0.750227	0.001679	0.001763	0.069288	0.004935	0.069464	0.997473	0.018263
SANTO TOMAS(1)	HUARCAYA	1.040305	2.079120	0.004886	0.004845	0.201100	-0.014287	0.201606	0.997486	1.314011
HUARCAYA	DER ANTANIA	1.039895	1.400609	0.003291	0.003232	0.133236	-0.026057	0.135760	0.981408	0.079683
DER AUSANTA	DER QUEHUINCHA	0.972697	10.823280	0.025402	0.025435	0.978749	0.050253	0.980038	0.998685	5.671802
DER ANTANIA	ALLHUACUCHO	1.039394	0.664326	0.001488	0.001561	0.061140	-0.005028	0.061346	0.996636	0.019821
DER ANTANIA	ANTANIA	1.039394	0.782523	0.001747	0.001839	0.072016	0.000214	0.072016	0.999996	0.025999
DER MARA	CHALLHUAHUACHO	0.982200	4.732642	0.007194	0.007186	0.279946	-0.013014	0.280249	0.998921	2.626193
DER MARA	MARA	0.982200	4.003298	0.006085	0.006046	0.235041	-0.030871	0.237060	0.991485	1.723112
MARA	CCAPACMARCA	0.975260	2.598319	0.003949	0.003919	0.151608	-0.018849	0.152775	0.992360	1.057788
DER JANCCOYO	QUIÑOTA	1.041670	10.216790	0.024009	0.024009	0.989248	-0.073747	0.991993	0.997233	0.004185
DER LLAULLINCO	LLAULLINCO	1.013872	0.067561	0.000674	0.000676	0.025811	0.008236	0.027093	0.952675	0.000627
DER QUEHUINCHA	DER LIVITACA	0.966566	10.138820	0.023815	0.023826	0.911949	0.044411	0.913030	0.998816	1.872806
DER CHECAPUCARA	CHECAPUCARA	0.958837	1.747405	0.002657	0.002796	0.100989	-0.003817	0.101061	0.999286	0.478960
QUIÑOTA(1)	HUANCCASCA	1.041666	0.152323	0.001502	0.001523	0.059787	-0.016616	0.062053	0.963483	0.026733
DER LIVITACA	DER CHECAPUCARA	0.964425	9.723010	0.022819	0.022849	0.872043	0.038567	0.872896	0.999023	4.678689
DER CHECAPUCARA	REGULADOR 01	0.958837	8.616658	0.020206	0.020249	0.766376	0.056772	0.768476	0.997268	3.319013
SE CHAMACA	OMACHA	1.014566	0.184830	0.001848	0.001848	0.070655	0.023240	0.074379	0.949934	0.024793
SE CHAMACA	VELILLE	1.014566	6.118134	0.013959	0.014378	0.548044	0.123172	0.561715	0.975662	4.720881
VELILLE	PULPERA	1.002917	3.242799	0.007193	0.007621	0.278473	0.065813	0.286145	0.973191	1.123254
SE CHAMACA	SACCANCA	1.014566	1.743598	0.004097	0.003678	0.144358	-0.079681	0.164889	0.875486	0.256079
BARRA LLUSCO 22.9KV	LLUSCO	1.044769	2.761693	0.027617	0.027617	1.120003	-0.235220	1.144436	0.978650	0.039167
BARRA 60KV COM	60KV SET SICUANI	1.029113	1.468280	0.004111	0.002150	0.230159	-0.374633	0.439685	0.523463	0.159084
- BARRA LLUSCO 22.9KV	SALIDA 05	1.013795	0.000129	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000	-1.000000	0.000000
BARRA 60KV COM	BARRA 60KV LLUSCO	1.029113	22.156490	0.062038	0.061990	6.625129	-0.359803	6.634893	0.998529	184.562200
DER JANCCOYO	JANCCOYO	1.041670	1.975041	0.004641	0.002284	0.089750	-0.169467	0.191765	0.468020	0.110110
DER AUSANTA	AUSANTA	0.972697	2.385989	0.003811	0.003818	0.139921	0.045169	0.147031	0.951642	0.020775
DER QUEHUINCHA	QUEHUINCHA	0.966566	1.048985	0.001666	0.001678	0.061128	0.018544	0.063879	0.956934	0.007603
DER LIVITACA	LIVITACA	0.964425	0.654114	0.001035	0.001047	0.038033	0.010959	0.039580	0.960902	0.002943

Fuente: Elaboración propia con ayuda del software DigSilent (Mayo - 2014)

4.7.9. ANÁLISIS ECONÓMICO SIMPLE DEL CAMBIO DE NIVEL DE TENSIÓN

4.7.9.1. COSTO DE INSTALACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

En la siguiente tabla se muestran los costos referenciales de las instalaciones necesarias para el cambio de nivel de tensión.

TABLA N° 4.21

Costos referenciales de las instalaciones necesarias para el cambio de nivel de tensión

COSTO	US\$
Costo de instalación de línea en 60kV por kilómetro (US\$/Km) ⁴⁴	88,700.00
Costo de instalación de una subestación en 60 KV por kV (US\$/kV)	45,000.00
Costo de ampliación subestación en 60KV por kV (US\$/kV)	15,000.00

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla N° 4.22 se aprecia, que para el cambio de nivel de tensión del SER Chumbivilcas, se requiere una inversión aproximada de US\$ 11'316,900 nuevos soles.

TABLA N° 4.22

Costo total de las instalaciones necesarias para el cambio de nivel de tensión

OBJETO	COSTO
Instalación de la línea de transmisión (87km aprox.) [US\$]	7'716,900.000
Instalación de la subestación de transformación [US\$]	2'700,000.000
Ampliación de la set Combapata (barra de 60kV) [US\$]	900,000.000
COSTO TOTAL [US\$]	11'316,900.000

Fuente: Elaboración propia en base a costos referenciales de similares instalaciones en el Sur Este del SEIN.

4.7.9.2. VENTAJAS DE LA ALTERNATIVA 04

- Cubrirá al 100% la demanda energética actual que presenta el sistema eléctrico rural Chumbivilcas.
- Incrementa la capacidad de transporte de potencia
- Se suministra con calidad de producto al SER Chumbivilcas
- Es una inversión a largo plazo, considerando la operación de nuevos centros mineros en la zona y el inevitable crecimiento de la demanda de clientes regulados del sistema.

⁴⁴ Se toma como referencia costo de líneas con características similares en el Sur Este del SEIN (EXPEDIENTE SOLICITUD DE SERVIDUMBRE LÍNEA DE TRANSMISIÓN TARUCANI – MAJES EN 138 k)

- La contaminación ambiental es mínima (contaminación electromagnética y franja de servidumbre)

4.7.10. DESVENTAJAS DE LA ALTERNATIVA 04

- Elevado costo de inversión inicial.

4.8. SELECCIÓN DE LA MEJOR ALTERNATIVA

La mejor alternativa de solución a mediano plazo es la ALTERNATIVA 03 (generación distribuida con compensación de potencia reactiva), sin embargo esta alternativa no es adecuada debido al elevado impacto ambiental que ocasiona y el elevado costo de operación y mantenimiento.

La alternativa que tiene bajo costo de operación y mantenimiento y es viable a largo plazo es la ALTERNATIVA 04, que comprende el cambio de nivel de tensión del sistema eléctrico Rural Chumbivilcas de 22.9kV a 66kV, cuya implementación avala la atención del incremento natural de la demanda del sistema y cargas mineras importantes proyectadas.

Por consiguiente la alternativa de solución adecuada para el mejoramiento de la operación en estado estacionario del sistema eléctrico rural Chumbivilcas es la ALTERNATIVA 04, que corresponde al cambio de nivel de tensión de 22.9kV a 60kV.

CAPÍTULO V

DESARROLLO DE LA MEJOR ALTERNATIVA DE SOLUCIÓN

CAPÍTULO V

DESARROLLO DE LA MEJOR ALTERNATIVA DE SOLUCIÓN

5.1. INTRODUCCIÓN

En el capítulo anterior, se analizan alternativas de solución a los problemas que presenta el sistema eléctrico rural Chumbivilcas, fruto de ese análisis, se llega a la conclusión que la alternativa que corresponde al cambio de nivel de tensión del sistema en estudio, es la más viable, operativa, técnica y económicamente a largo plazo.

Para transmitir una determinada cantidad de potencia, se eleva la tensión, de modo que cuanto más elevada sea la tensión, menor será la corriente que circula por los conductores, evitando de ese modo las pérdidas en las líneas. Pero elevar la tensión de un sistema también implica elevar los costos de operación y mantenimiento, y asimismo incrementa el impacto ambiental (a mayor tensión, mayor ancho de franja de servidumbre⁴⁵).

En el presente capítulo, se analiza la operación en estado estacionario del sistema eléctrico rural en estudio para los próximos 20 años (2014 - 2032).

5.2. ALCANCES

Para el cambio de nivel de tensión del SER Chumbivilcas de 24kV a 60kV, se requiere:

- La ampliación de la SET Combapata en la barra de 60Kv.
- La línea de subtransmisión Combapata – Llusco.
- La Subestación de Transformación Llusco.

A continuación, se menciona el equipamiento necesario para el cambio de nivel de tensión del SER Chumbivilcas de 22.9kV a 60kV.

⁴⁵ 16m para niveles de tensión entre los 60kV y 70kV

5.3. AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE COMBAPATA EN LA BARRA DE 60KV

Comprende la ampliación de la SET Combapata en 60 kV mediante la implementación de una celda de salida de línea hacia la SET Llusco. El equipamiento principal que requiere se menciona a continuación (para mayor detalle ver Anexo I).

- Seccionador de barra.
- Interruptor de potencia.
- Seccionador de línea.
- Seccionador de puesta a tierra.
- Transformador de corriente, para medida y protección.
- Pararrayos.
- Transformador de tensión.

5.3.1. SISTEMA DE PROTECCIÓN DE LA AMPLIACIÓN DE LA SET COMBAPATA

La nueva celda de línea hacia SET Llusco en 60 kV deberá contar con un sistema de protección conformado por un tablero de protección con un relé de distancia como protección principal y un relé multifunción como protección de respaldo.

Por lo tanto se implementará un nuevo tablero de protección para la salida a la SET Llusco con el siguiente equipamiento:

- Un relé de distancia (21) como protección principal.
- Un relé multifunción (50⁴⁶, 51⁴⁷, 50N⁴⁸, 51N⁴⁹, 27⁵⁰, 59⁵¹, 25⁵², 79⁵³, 81⁵⁴) como protección de respaldo.
- Panel de alarmas para las nuevas bahías en 60 kV.

⁴⁶ (50): función de sobrecorriente instantáneo

⁴⁷ (51): Función de sobrecorriente temporizado

⁴⁸ (50N): Función de sobrecorriente instantáneo a tierra

⁴⁹ (51N): Función de sobrecorriente temporizado a tierra

⁵⁰ (27): Función de mínima tensión

⁵¹ (59): Función de sobretensión

⁵² (25): Función de sincronización

⁵³ (79): Función de recierre

⁵⁴ (81): Relé de frecuencia

5.4. SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN LLUSCO

Para el cambio de nivel de tensión del sistema eléctrico rural Chumbivilcas de 22.9kV a 60kV, es necesario implementar una subestación de transformación, la cual se ubicará en la localidad de Llusco.

La máxima demanda proyectada al 2018 en el sistema eléctrico Chumbivilcas es de 7.813 MW (máxima demanda proyectado a 20 años), por consiguiente la potencia instalada de la subestación de Llusco propuesta es de 9MVA, con refrigeración de aceite y aire natural (ONAN), dicho de otro modo frente a la máxima demanda del sistema, el devanado de 60kV del transformador de potencia operará a un 92.88 % de su capacidad nominal.

Con la finalidad de ser repotenciado el transformador de potencia, éste podrá también tener refrigeración ONAF (Aceite Natural Aire Forzado), logrando incrementar su potencia instalada de 9MVA a 11MVA. Por consiguiente la Subestación de Transformación en Llusco contará con un transformador de potencia de tres devanados de potencia nominal de 9-11/9-11/3-4 MVA, con refrigeración ONAN/ONAF en niveles de tensión de 60/22.9/10 kV.

El equipamiento principal a implementarse en la subestación de transformación de Llusco, se muestra a continuación.

5.4.1. NIVEL DE TENSIÓN 60kV:

Los equipos a instalarse a este nivel de tensión son:

- Transformador de tensión.
- Pararrayos.
- Seccionador de línea.
- Seccionador de puesta a tierra.
- Interruptor de potencia.
- Transformadores de corriente, para protección y medida.
- Seccionador de barra.
- Barra simple trifásica en 60kV, de conductor AAAC de 185mm².
- Seccionador de barra con puesta tierra.

- Transformadores de corriente para protección y medida del transformador.
- Interruptor de potencia del transformador.
- Pararrayos del transformador.

5.4.2. NIVEL DE TENSIÓN 22.9kV:

El equipamiento a 22.9kV instalado en la subestación de Llusco se muestra a continuación.

- Pararrayos del transformador.
- Transformadores de corriente, para protección y medida.
- Interruptor de potencia.
- Seccionador de barra.
- Barra de AAAC de 120mm².
- Transformador de tensión, para protección y medida.
- 05 salidas en 22.9kV, de las cuales cada uno cuenta con el siguiente equipamiento:
 - Seccionador de barra.
 - Reconectador.
 - Transformadores de corriente para protección y medida.
 - Seccionador de línea.
 - Seccionador de puesta a tierra.
- Los alimentadores en MT, propuestos son los siguientes:
 - Salida 01: Hacia Santo Tomas.
 - Salida 02: Hacia Challhuahuacho.
 - Salida 03: Hacia mina Anabi.
 - Salida 04: Hacia mina Utunza.
 - Salida 05: Hacia Chamaca
 - Salida 06: Reserva

5.4.3. NIVEL DE TENSIÓN DE 10kV:

A este nivel de tensión se conecta un transformador de 50kVA con relación de transformación de $10\pm 2 \times 2.5\%/0.4$ kV, el mismo que alimentará a los servicios auxiliares (SS.AA) de la subestación de

transformación Llusco, aguas arriba, este transformador contará con un seccionador de barra, para poder aislarlo del sistema y realizar su mantenimiento respectivo.

5.4.4. SISTEMA DE PROTECCIÓN DE LA SET LLUSCO

El sistema de protección de la SET Llusco, básicamente estará compuesto por el siguiente equipamiento:

Un tablero de control, protección y medición para la llegada de la línea en 60 kV con el siguiente equipamiento:

- Un relé multifunción, con función de distancia (21) y con las funciones adicionales 50, 50N, 51, 51N, 25, 27, 59, 79 y 81.
- Un panel de alarmas externo de 16 señales.

Otro tablero de control, protección y medición para el transformador de potencia, con el siguiente equipamiento:

- Un relé multifunción con función de protección diferencial (87T) y con las siguientes funciones adicionales 50, 50N, 51, 51N, 25, 27, 59, 79 y 81 para los dos niveles de tensión, incorporados en el mismo equipo. Será la protección principal para el transformador de potencia.
- Un relé multifunción con funciones 50, 50N, 51, 51N, 25, 27, 59, 79 y 81. Este equipo incorporará las funciones de controlador de bahía en 60 kV. Este equipo será la protección de respaldo al transformador y a la línea de subtransmisión.
- Un relé de disparo y bloqueo (86).
- Un panel de alarmas externo de 16 señales.

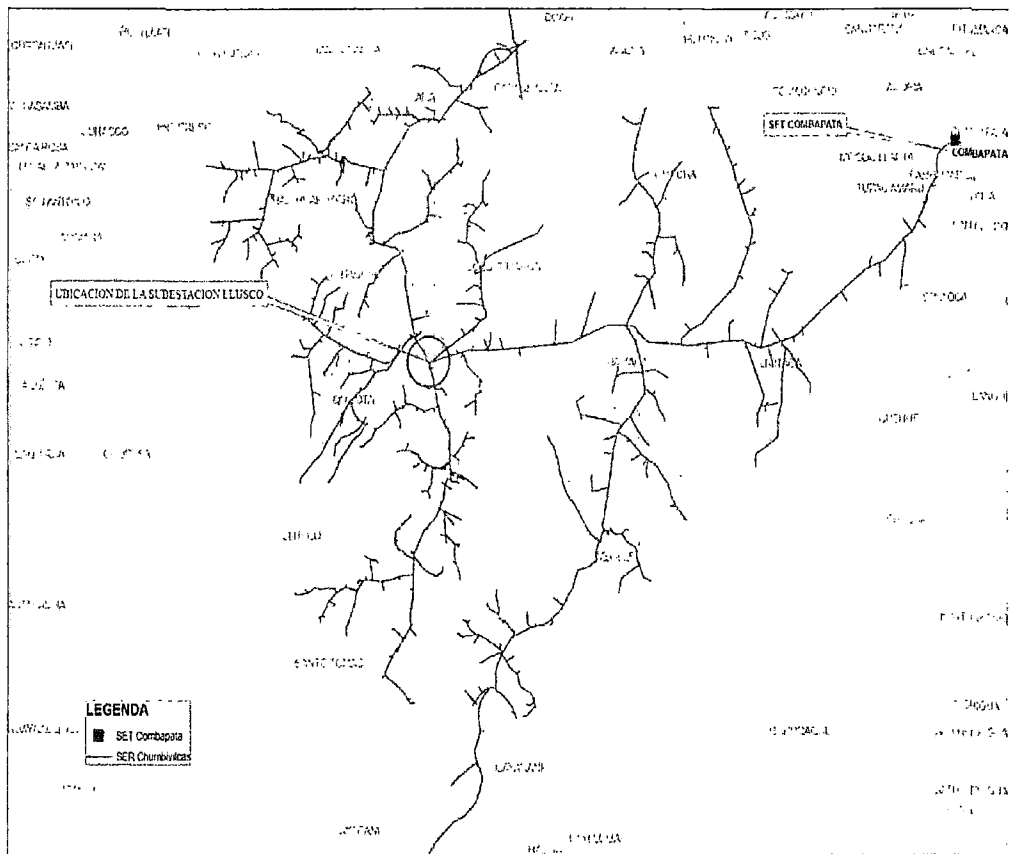
5.4.5. UBICACIÓN GEOGRÁFICA

La ubicación geográfica se determinó por criterio de mayor densidad de demanda del sistema eléctrico, llegando a la conclusión de que la mayor demanda de energía del sistema se encuentra en Llusco, uno de los ocho distritos de la provincia de Chumbivilcas. Por consiguiente, el

lugar adecuado para la instalación de la subestación de potencia, es Llusco.

En la siguiente figura, las líneas continuas de color azul, representan las líneas en media tensión del sistema eléctrico rural Chumbivilcas (2014), mientras que el círculo de líneas continuas de color rojo, señala la ubicación de la SET Llusco.

FIGURA N° 5.1
Ubicación de la Subestación LLUSCO



Fuente: Elaboración propia con ayuda del software ArcGis.

5.4.6. DATOS GENERALES DEL DISTRITO DE LLUSCO

Ubicación geográfica:

- Altitud: 3496 m.s.n.m.
- Latitud Sur : 14°20'18"
- Longitud Oeste : 72°06'52"
- Población actual (2007) : 967 habitantes
- Población proyectada (2018): 1,183 habitantes

5.4.7. VÍAS DE ACCESO

Existen 4 vías de acceso al distrito de Llusco las cuales se mencionan a continuación:

- Cusco – Sicuani – Espinar – Santo Tomás – Llusco. (Pista asfaltada doble vía hasta Santo Tomás, después una sola vía)
- Cusco – Sicuani – Espinar – Chamaca – Llusco. (Pista asfaltada doble vía hasta Espinar, después una sola vía)
- Cusco – Mara – Challhuahuacho – Haqira – Quiñota – Llusco. (Carretera afirmada doble vía hasta Haqira, después pista asfaltada una sola vía).
- Cusco – Abancay – Chuquibambilla – Progreso – Challhuahuacho – Llusco. (pista asfaltada doble vía hasta Abancay, luego pista asfaltada hasta Chuquibambilla una sola vía, después carretera afirmada hasta Challhuahuacho de una sola vía, carretera afirmada doble vía hasta Haqira, después pista asfaltada una sola vía).

5.5. LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN COMBAPATA - LLUSCO

5.5.1. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

Las características técnicas de la línea de subtransmisión Combapata – Llusco, se muestran en la siguiente tabla, donde se aprecia que el conductor eléctrico propuesto es tipo AAAC cableado y concéntrico de 185 mm², que tiene la capacidad de transportar en condiciones estándar una corriente nominal de 510A, y soportar una corriente de corto circuito trifásica máxima de 19.08kA, más adelante se desarrolla a detalle el estudio de cargabilidad de la línea.

En la siguiente tabla se muestran las características técnicas de la línea de subtransmisión propuesta, la cual se elaboró en base a catálogos (2014) nacionales de conductores de aluminio.

TABLA N° 5.1

Características Técnicas de la Línea de Subtransmisión COMBAPATA – LLUSCO

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	REQUERIDO
1	DATOS GENERALES		
1.1	Longitud	km	87
1.2	Tipo		AAAC
1.3	Material del conductor		Cableado concéntrico
1.4	Altitud de instalación	m.s.n.m.	3600
1.5	Nivel de contaminación		alta
1.6	Índice de corrosión		Media
2	CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS		
2.1	Frecuencia nominal	Hz	60
2.2	Corriente nominal en condiciones estándar	A	510
2.3	Resistencia eléctrica en c.a. a 20°C	Ohm/km	0.1800
2.4	Resistencia eléctrica en c.a. a 75°C	Ohm/km	0.214
3	CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS, DIMENSIONES Y MASA		
3.1	Sección nominal	mm ²	185
3.2	Sección real	mm ²	185
3.3	Número de alambres	#	19
3.4	Diámetro de los alambres	mm	3.53
3.5	Diámetro exterior del conductor	mm	17,65
3.6	Masa del conductor	kg/m	0.510.3
3.7	Carga de rotura	Kg-f	5594

Fuente: Elaboración propia en base a catálogo de conductores de aluminio

5.5.2. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Todas las estructuras contarán con un sistema de P.A.T.⁵⁵, que tiene como función principal, disipar las corrientes atmosféricas y de falla a tierra, evitando el deterioro de los equipos conectados eléctricamente a ella.

⁵⁵ P.A.T.: sistema de puesta a tierra.

5.6. CARACTERÍSTICAS OPERATIVAS DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN

5.6.1. PARÁMETROS DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN

Los parámetros eléctricos de la línea de subtransmisión Combapata - Llusco se determinaron en base a catálogos proporcionados por fabricantes de conductores de aluminio.

En la siguiente tabla se muestran los parámetros eléctricos de la línea de subtransmisión Combapata Llusco.

TABLA N° 5.2

Parámetros Eléctricos de la Línea de subtransmisión COMBAPATA – LLUSCO

IMPEDANCIAS UNITARIAS REALES (ohm/km)					
SEC. POSITIVA/NEGATIVA			SEC. HOMOPOLAR		
R1	X1	B1	R0	X0	B0
ohm/km	ohm/km	ohm/km	ohm/km	ohm/km	ohm/km
0,2071	0,4826	3,4932	0,4094	0,9157	2,3161

Fuente: Elaboración propia en base a catálogo de conductores de aluminio.

5.6.2. ESCENARIOS DE SIMULACIÓN

Los escenarios de operación considerando el cambio de nivel de tensión, se simularon con la ayuda del software DigSilent en su versión 14.1.3, en base a datos de la proyección de la máxima demanda del sistema eléctrico rural Chumbivilcas, para los próximos 20 años.

Citados escenarios se muestran en el anexo A.

5.6.3. FLUJO DE POTENCIA

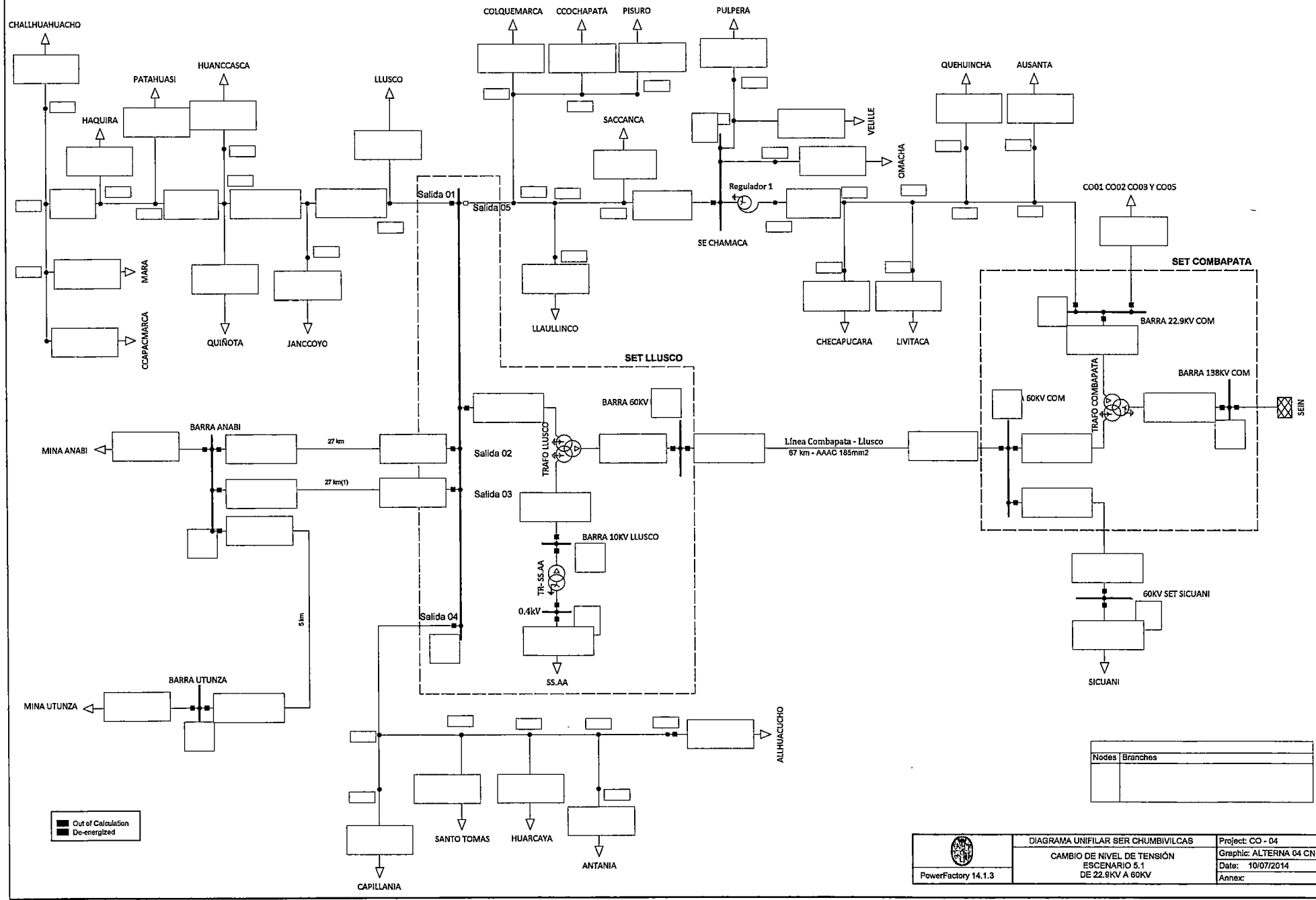
Para el cálculo del flujo de potencia considerando el cambio de nivel de tensión de 22.9kV a 60kV, se hizo uso del software DigSilent en su versión 14.1.3.

La siguiente figura muestra el diagrama unifilar del SER Chumbivilcas, donde se aprecia la representación de la línea de subtransmisión y la SET Llusco.

Los resultados de flujo de potencia, con el cambio de nivel de tensión se muestran en el anexo F, donde se demuestra que las pérdidas de las


líneas son menores, respecto a las que se muestran en las tablas del N° 3.16 al N° 3.21, estas últimas corresponden a la operación actual del sistema.

Con el cambio de nivel de tensión del sistema en estudio, la potencia reactiva total del sistema disminuye, respecto a la potencia reactiva total actual, esto significa que se reducen las pérdidas de energía, haciendo más eficiente la distribución de energía.



Out of Calculation
 De-energized

Nodes	Branches

 PowerFactory 14.1.3	DIAGRAMA UNIFILAR SER CHUMBIVILCAS CAMBIO DE NIVEL DE TENSIÓN ESCENARIO 5.1 DE 22.9KV A 60KV	Project: CO - 04 Graphic: ALTERNA 04 CN Date: 10/07/2014 Annex:
--	---	--

5.7. PERFIL DE TENSIONES CON LA ALTERNATIVA 04

De las simulaciones del sistema, correspondientes a los escenarios del F-00 al F-20, que se muestra en el anexo F, se obtienen las tensiones nodales del sistema, los cuales se aprecian a continuación en las tablas del 5.3 al 5.9.

Actualmente los puntos más críticos del sistema, respecto a la caída de tensión, son los nodos de las cargas de Challhuahuacho, Mara y Ccapacmarca. Pero con la implementación del cambio de nivel de tensión, mencionados nodos, operan con tensiones dentro del margen establecido por la NTCSE (tabla N° 5.3 y 5.9).

Al demostrar que todos los nodos del sistema cumplen con la NTCSE, entonces esto se traduce en una operación adecuada del sistema eléctrico rural Chumbivilcas, con el cambio de nivel de tensión de 22.9kV a 60kV, para un horizonte de estudio de 20 años.

TABLA N° 5.3

Tensiones nodales del SER Chumbivilcas con cambio de nivel de tensión de 22.9kV a 60kV (año 1-3)

NODO	TENSIÓN NOMINAL (kV)	ÉPOCA DE AVENIDA MÁXIMA DEMANDA AÑO 01 (2015)			ÉPOCA DE AVENIDA MÁXIMA DEMANDA AÑO 02 (2015)			ÉPOCA DE AVENIDA MÁXIMA DEMANDA AÑO 03 (2017)		
		TENSIÓN EN NODO (kV)	TENSIÓN EN P.U.	CAIDA DE TENSIÓN (%)	TENSIÓN EN NODO (kV)	TENSIÓN EN P.U.	CAIDA DE TENSIÓN (%)	TENSIÓN EN NODO (kV)	TENSIÓN EN P.U.	CAIDA DE TENSIÓN (%)
ALLHUACUCHO	22.9	23.908	1.044	4.401	23.713	1.035	3.548	23.468	1.025	2.478
ANTANIA	22.9	23.906	1.044	4.395	23.711	1.035	3.542	23.466	1.025	2.472
AUSANTA	22.9	22.099	0.965	-3.498	22.110	0.965	-3.452	22.327	0.975	-2.504
CAPILLANIA	22.9	23.985	1.047	4.737	23.793	1.039	3.900	23.552	1.028	2.848
CCAPACMARCA	22.9	22.419	0.979	-2.099	22.171	0.968	-3.184	21.866	0.955	-4.516
CCOCHAPATA	22.9	23.850	1.041	4.149	23.844	1.041	4.120	24.076	1.051	5.134
CHALLHUAHUACHO	22.9	22.514	0.983	-1.688	22.268	0.972	-2.758	21.967	0.959	-4.072
CHECAPUCARA	22.9	21.719	0.948	-5.158	21.717	0.948	-5.168	21.929	0.958	-4.242
COLQUEMARCA	22.9	23.855	1.042	4.169	23.848	1.041	4.141	24.081	1.052	5.156
HAQUIRA	22.9	23.173	1.012	1.193	22.951	1.002	0.222	22.675	0.990	-0.981
HUANCCASCA	22.9	23.954	1.046	4.604	23.761	1.038	3.758	23.517	1.027	2.695
HUARCAYA	22.9	23.926	1.045	4.481	23.732	1.036	3.633	23.488	1.026	2.568
JANCCOYO	22.9	23.962	1.046	4.636	23.768	1.038	3.789	23.524	1.027	2.724
LIVITACA	22.9	21.933	0.958	-4.224	21.937	0.958	-4.205	22.152	0.967	-3.267
LLAULLINCO	22.9	23.861	1.042	4.195	23.855	1.042	4.170	24.087	1.052	5.185
LLUSCO	22.9	24.027	1.049	4.922	23.837	1.041	4.093	23.598	1.030	3.049
MARA	22.9	22.561	0.985	-1.480	22.317	0.975	-2.544	22.018	0.961	-3.851
MINA ANABI	22.9	23.934	1.045	4.513	22.931	1.001	0.135	22.553	0.985	-1.517
MINA UTUNZA	22.9	23.934	1.045	4.515	22.764	0.994	-0.595	22.340	0.976	-2.448
OMACHA	22.9	23.861	1.042	4.199	23.857	1.042	4.178	24.089	1.052	5.193
PATAHUASI	22.9	23.629	1.032	3.184	23.422	1.023	2.282	23.164	1.012	1.155
PISURO	22.9	23.847	1.041	4.135	23.840	1.041	4.106	24.073	1.051	5.120
PULPERA	22.9	23.519	1.027	2.704	23.505	1.026	2.643	23.733	1.036	3.639
QUEHUINCHA	22.9	21.975	0.960	-4.039	21.981	0.960	-4.013	22.196	0.969	-3.073
QUIÑOTA	22.9	23.964	1.046	4.647	23.771	1.038	3.803	23.528	1.027	2.743
SACCANCA	22.9	23.863	1.042	4.204	23.857	1.042	4.179	24.089	1.052	5.194
SANTO TOMAS	22.9	23.934	1.045	4.517	23.741	1.037	3.671	23.497	1.026	2.609
SICUANI	60	62.867	1.048	4.779	62.093	1.035	3.488	61.832	1.031	3.053
SS.AA	0.4	0.408	1.020	1.965	0.393	0.982	-1.758	0.389	0.973	-2.712
VELILLE	22.9	23.633	1.032	3.202	23.622	1.032	3.154	23.852	1.042	4.156

Fuente: Elaboración propia

TABLA N° 5.4

Tensiones nodales del SER Chumbivilcas con cambio de nivel de tensión de 22.9kV a 60kV (año 4-6)

NODO	TENSIÓN NOMINAL (kV)	ÉPOCA DE AVENIDA MÁXIMA DEMANDA AÑO 04 (2018)			ÉPOCA DE AVENIDA MÁXIMA DEMANDA AÑO 05 (2019)			ÉPOCA DE AVENIDA MÁXIMA DEMANDA AÑO 06 (2020)		
		TENSIÓN EN NODO (kV)	TENSIÓN EN PU	CAÍDA DE TENSIÓN (%)	TENSIÓN EN NODO (kV)	TENSIÓN EN PU	CAÍDA DE TENSIÓN (%)	TENSIÓN EN NODO (kV)	TENSIÓN EN PU	CAÍDA DE TENSIÓN (%)
ALLHUACUCHO	22.9	23.793	1.039	3.900	23.772	1.038	3.807	24.036	1.050	4.961
ANTANIA	22.9	23.792	1.039	3.893	23.770	1.038	3.801	24.035	1.050	4.954
AUSANTA	22.9	22.271	0.973	-2.746	22.382	0.977	-2.261	22.101	0.965	-3.490
CAPILLANIA	22.9	23.878	1.043	4.271	23.860	1.042	4.191	24.125	1.053	5.349
CCAPACMARCA	22.9	22.180	0.969	-3.143	22.117	0.966	-3.420	22.364	0.977	-2.343
CCOCHAPATA	22.9	23.203	1.013	1.322	24.101	1.052	5.244	23.754	1.037	3.727
CHALLHUAHUACHO	22.9	22.282	0.973	-2.697	22.222	0.970	-2.962	22.470	0.981	-1.879
CHECAPUCARA	22.9	21.848	0.954	-4.594	21.959	0.959	-4.110	21.652	0.945	-5.452
COLQUEMARCA	22.9	23.208	1.013	1.347	24.106	1.053	5.267	23.759	1.038	3.753
HAQUIRA	22.9	22.996	1.004	0.417	22.953	1.002	0.231	23.209	1.013	1.348
HUANCCASCA	22.9	23.843	1.041	4.118	23.823	1.040	4.031	24.088	1.052	5.187
HUARCAYA	22.9	23.814	1.040	3.990	23.793	1.039	3.901	24.058	1.051	5.055
JANCCOYO	22.9	23.850	1.041	4.148	23.830	1.041	4.060	24.095	1.052	5.217
LIVITACA	22.9	22.084	0.964	-3.565	22.195	0.969	-3.077	21.901	0.956	-4.362
LLAULLINCO	22.9	23.217	1.014	1.385	24.114	1.053	5.301	23.768	1.038	3.791
LLUSCO	22.9	23.925	1.045	4.474	23.907	1.044	4.399	24.173	1.056	5.559
MARA	22.9	22.333	0.975	-2.474	22.274	0.973	-2.734	22.522	0.984	-1.649
MINA ANABI	22.9	22.896	1.000	-0.017	23.127	1.010	0.993	23.636	1.032	3.215
MINA UTUNZA	22.9	22.686	0.991	-0.934	23.004	1.005	0.453	23.556	1.029	2.864
PATAHUASI	22.9	23.488	1.026	2.569	23.458	1.024	2.437	23.719	1.036	3.577
PISURO	22.9	23.199	1.013	1.307	24.097	1.052	5.229	23.750	1.037	3.712
QUIÑOTA	22.9	23.854	1.042	4.167	23.835	1.041	4.081	24.099	1.052	5.238
SACCANCA	22.9	23.220	1.014	1.397	24.116	1.053	5.312	23.771	1.038	3.803
SS.AA	0.4	0.389	0.972	-2.806	0.394	0.985	-1.489	0.398	0.996	-0.419
VELILLE	22.9	22.967	1.003	0.292	23.868	1.042	4.227	23.513	1.027	2.676

Fuente: Elaboración propia con ayuda del software DigSilent en su versión 14.1.3

TABLA N° 5.5

Tensiones nodales del SER Chumbivilcas con cambio de nivel de tensión de 22.9kV a 60kV (año 7-9)

NODO	TENSIÓN NOMINAL (kV)	ÉPOCA DE AVENIDA MÁXIMA DEMANDA AÑO 07 (2021)			ÉPOCA DE AVENIDA MÁXIMA DEMANDA AÑO 08 (2022)			ÉPOCA DE AVENIDA MÁXIMA DEMANDA AÑO 09 (2023)		
		TENSIÓN EN NODO (kV)	TENSIÓN EN PU	CAÍDA DE TENSIÓN (%)	TENSIÓN EN NODO (kV)	TENSIÓN EN PU	CAÍDA DE TENSIÓN (%)	TENSIÓN EN NODO (kV)	TENSIÓN EN PU	CAÍDA DE TENSIÓN (%)
ALLHUACUCHO	22.9	24.126	1.054	5.356	24.088	1.052	5.187	23.904	1.044	4.385
ANTANIA	22.9	24.125	1.053	5.349	24.086	1.052	5.180	23.903	1.044	4.378
AUSANTA	22.9	22.098	0.965	-3.504	22.396	0.978	-2.203	22.416	0.979	-2.114
CAPILLANIA	22.9	24.217	1.058	5.752	24.182	1.056	5.597	24.002	1.048	4.812
CCAPACMARCA	22.9	22.420	0.979	-2.095	22.335	0.975	-2.466	22.090	0.965	-3.539
CCOCHAPATA	22.9	23.729	1.036	3.619	24.054	1.050	5.038	24.056	1.050	5.046
CHALLHUAHUACHO	22.9	22.528	0.984	-1.622	22.447	0.980	-1.980	22.205	0.970	-3.036
CHECAPUCARA	22.9	21.633	0.945	-5.531	21.929	0.958	-4.242	21.934	0.958	-4.216
COLQUEMARCA	22.9	23.735	1.036	3.645	24.060	1.051	5.064	24.062	1.051	5.073
HAQUIRA	22.9	23.282	1.017	1.668	23.220	1.014	1.397	23.005	1.005	0.457
HUANCCASCA	22.9	24.179	1.056	5.586	24.142	1.054	5.423	23.960	1.046	4.628
HUARCAYA	22.9	24.149	1.055	5.452	24.111	1.053	5.287	23.928	1.045	4.490
JANCCOYO	22.9	24.186	1.056	5.615	24.148	1.055	5.452	23.966	1.047	4.655
LIVITACA	22.9	21.891	0.956	-4.407	22.188	0.969	-3.111	22.201	0.969	-3.052
LLAULLINCO	22.9	23.744	1.037	3.686	24.069	1.051	5.105	24.072	1.051	5.117
LLUSCO	22.9	24.267	1.060	5.968	24.232	1.058	5.819	24.055	1.050	5.043
MARA	22.9	22.582	0.986	-1.388	22.501	0.983	-1.741	22.261	0.972	-2.789
MINA ANABI	22.9	23.845	1.041	4.125	23.810	1.040	3.974	23.852	1.042	4.159
MINA UTUNZA	22.9	23.765	1.038	3.778	23.730	1.036	3.625	23.813	1.040	3.986
OMACHA	22.9	23.752	1.037	3.721	24.077	1.051	5.139	24.081	1.052	5.156
PATAHUASI	22.9	23.803	1.039	3.941	23.754	1.037	3.730	23.557	1.029	2.869
PISURO	22.9	23.725	1.036	3.603	24.050	1.050	5.021	24.052	1.050	5.029
PULPERA	22.9	23.350	1.020	1.964	23.672	1.034	3.369	23.665	1.033	3.341
QUEHUINCHA	22.9	21.944	0.958	-4.176	22.241	0.971	-2.879	22.256	0.972	-2.813
QUIÑOTA	22.9	24.191	1.056	5.638	24.154	1.055	5.477	23.973	1.047	4.684
SACCANCA	22.9	23.747	1.037	3.700	24.072	1.051	5.118	24.075	1.051	5.131
SS.AA	0.4	0.400	1.000	-0.037	0.399	0.998	-0.176	0.402	1.006	0.567
VELILLE	22.9	23.483	1.025	2.545	23.806	1.040	3.954	23.802	1.039	3.940

Fuente: Elaboración propia con ayuda del software DigSilent en su versión 14.1.3

TABLA N° 5.6

Tensiones nodales del SER Chumbivilcas con cambio de nivel de tensión de 22.9kV a 60kV (año 10-12)

NODO	TENSIÓN NOMINAL (kV)	ÉPOCA DE AVENIDA MÁXIMA DEMANDA AÑO 10 (2024)			ÉPOCA DE AVENIDA MÁXIMA DEMANDA AÑO 11 (2025)			ÉPOCA DE AVENIDA MÁXIMA DEMANDA AÑO 12 (2026)		
		TENSIÓN EN NODO (kV)	TENSIÓN EN PU	CAÍDA DE TENSIÓN (%)	TENSIÓN EN NODO (kV)	TENSIÓN EN PU	CAÍDA DE TENSIÓN (%)	TENSIÓN EN NODO (kV)	TENSIÓN EN PU	CAÍDA DE TENSIÓN (%)
ALLHUACUCHO	22.9	24.050	1.050	5.021	24.007	1.048	4.835	23.963	1.046	4.642
ANTANIA	22.9	24.048	1.050	5.014	24.006	1.048	4.828	23.961	1.046	4.634
AUSANTA	22.9	22.421	0.979	-2.091	22.368	0.977	-2.323	22.313	0.974	-2.563
CAPILLANIA	22.9	24.149	1.055	5.456	24.110	1.053	5.284	24.069	1.051	5.105
CCAPACMARCA	22.9	22.204	0.970	-3.039	22.111	0.966	-3.447	22.014	0.961	-3.870
CCOCHAPATA	22.9	24.039	1.050	4.974	23.954	1.046	4.604	23.866	1.042	4.220
CHALLHUAHUACHO	22.9	22.321	0.975	-2.527	22.231	0.971	-2.920	22.138	0.967	-3.329
CHECAPUCARA	22.9	21.924	0.957	-4.262	21.853	0.954	-4.574	21.779	0.951	-4.897
COLQUEMARCA	22.9	24.046	1.050	5.002	23.961	1.046	4.633	23.873	1.043	4.251
HAQUIRA	22.9	23.135	1.010	1.025	23.066	1.007	0.727	22.996	1.004	0.417
HUANCCASCA	22.9	24.106	1.053	5.268	24.065	1.051	5.088	24.022	1.049	4.901
HUARCAYA	22.9	24.074	1.051	5.128	24.033	1.049	4.947	23.989	1.048	4.757
JANCCOYO	22.9	24.112	1.053	5.294	24.071	1.051	5.114	24.028	1.049	4.925
LIVITACA	22.9	22.199	0.969	-3.063	22.137	0.967	-3.333	22.072	0.964	-3.614
LLAULLINCO	22.9	24.056	1.050	5.049	23.972	1.047	4.683	23.886	1.043	4.304
LLUSCO	22.9	24.203	1.057	5.691	24.165	1.055	5.526	24.126	1.054	5.354
MARA	22.9	22.379	0.977	-2.276	22.290	0.973	-2.664	22.198	0.969	-3.065
MINA ANABI	22.9	24.217	1.058	5.753	24.180	1.056	5.588	24.140	1.054	5.416
MINA UTUNZA	22.9	24.218	1.058	5.754	24.180	1.056	5.590	24.141	1.054	5.418
OMACHA	22.9	24.066	1.051	5.094	23.984	1.047	4.735	23.899	1.044	4.364
PATAHUASI	22.9	23.696	1.035	3.477	23.643	1.032	3.244	23.587	1.030	3.002
PISURO	22.9	24.035	1.050	4.957	23.950	1.046	4.586	23.862	1.042	4.201
PULPERA	22.9	23.640	1.032	3.230	23.545	1.028	2.815	23.446	1.024	2.385
QUEHUINCHA	22.9	22.255	0.972	-2.815	22.196	0.969	-3.075	22.134	0.967	-3.345
SACCANCA	22.9	24.060	1.051	5.064	23.976	1.047	4.699	23.890	1.043	4.321
SANTO TOMAS	22.9	24.086	1.052	5.177	24.044	1.050	4.998	24.002	1.048	4.810
SICUANI	60	62.320	1.039	3.866	62.237	1.037	3.729	62.150	1.036	3.584
VELILLE	22.9	23.780	1.038	3.845	23.689	1.034	3.447	23.595	1.030	3.035

Fuente: Elaboración propia con ayuda del software DigSilent en su versión 14.1.3

TABLA N° 5.7

Tensiones nodales del SER Chumbivilcas con cambio de nivel de tensión de 22.9kV a 60kV (año 13-15)

NODO	TENSIÓN NOMINAL (kV)	ÉPOCA DE AVENIDA MÁXIMA DEMANDA AÑO 13 (2027)			ÉPOCA DE AVENIDA MÁXIMA DEMANDA AÑO 14 (2028)			ÉPOCA DE AVENIDA MÁXIMA DEMANDA AÑO 15 (2029)		
		TENSIÓN EN NODO (kV)	TENSIÓN EN PU	CAÍDA DE TENSIÓN (%)	TENSIÓN EN NODO (kV)	TENSIÓN EN PU	CAÍDA DE TENSIÓN (%)	TENSIÓN EN NODO (kV)	TENSIÓN EN PU	CAÍDA DE TENSIÓN (%)
ALLHUACUCHO	22.9	23.917	1.044	4.440	23.869	1.042	4.233	23.820	1.040	4.016
ANTANIA	22.9	23.915	1.044	4.433	23.868	1.042	4.225	23.818	1.040	4.009
AUSANTA	22.9	22.256	0.972	-2.813	22.197	0.969	-3.071	22.135	0.967	-3.339
CAPILLANIA	22.9	24.026	1.049	4.919	23.982	1.047	4.727	23.936	1.045	4.526
CCAPACMARCA	22.9	21.913	0.957	-4.309	21.810	0.952	-4.762	21.702	0.948	-5.232
CCOCHAPATA	22.9	23.775	1.038	3.821	23.681	1.034	3.410	23.583	1.030	2.982
CHALLHUAHUACHO	22.9	22.041	0.962	-3.752	21.941	0.958	-4.189	21.837	0.954	-4.643
CHECAPUCARA	22.9	21.702	0.948	-5.233	21.622	0.944	-5.580	21.540	0.941	-5.940
COLQUEMARCA	22.9	23.782	1.039	3.853	23.689	1.034	3.444	23.591	1.030	3.018
HAQUIRA	22.9	22.922	1.001	0.095	22.846	0.998	-0.236	22.767	0.994	-0.582
HUANCCASCA	22.9	23.978	1.047	4.706	23.932	1.045	4.505	23.883	1.043	4.295
HUARCAYA	22.9	23.944	1.046	4.560	23.898	1.044	4.357	23.849	1.041	4.145
JANCCOYO	22.9	23.983	1.047	4.729	23.937	1.045	4.527	23.888	1.043	4.316
LIVITACA	22.9	22.006	0.961	-3.906	21.937	0.958	-4.206	21.865	0.955	-4.519
LLAULLINCO	22.9	23.795	1.039	3.910	23.702	1.035	3.504	23.606	1.031	3.082
LLUSCO	22.9	24.085	1.052	5.175	24.043	1.050	4.991	23.999	1.048	4.798
MARA	22.9	22.102	0.965	-3.483	22.004	0.961	-3.913	21.902	0.956	-4.360
MINA ANABI	22.9	24.099	1.052	5.237	24.057	1.051	5.053	24.013	1.049	4.860
MINA UTUNZA	22.9	24.100	1.052	5.239	24.057	1.051	5.054	24.013	1.049	4.861
OMACHA	22.9	23.811	1.040	3.977	23.720	1.036	3.579	23.625	1.032	3.165
SICUANI	60	62.059	1.034	3.431	61.966	1.033	3.277	61.868	1.031	3.114
SS.AA	0.4	0.403	1.007	0.710	0.402	1.005	0.533	0.401	1.003	0.349
VELILLE	22.9	23.497	1.026	2.608	23.396	1.022	2.166	23.291	1.017	1.708

Fuente: Elaboración propia con ayuda del software DigSilent en su versión 14.1.3

TABLA N° 5.8

Tensiones nodales del SER Chumbivilcas con cambio de nivel de tensión de 22.9kV a 60kV (año 16-18)

NODO	TENSIÓN NOMINAL (kV)	ÉPOCA DE AVENIDA MÁXIMA DEMANDA AÑO 16 (2030)			ÉPOCA DE AVENIDA MÁXIMA DEMANDA AÑO 17 (2031)			ÉPOCA DE AVENIDA MÁXIMA DEMANDA AÑO 18 (2032)		
		TENSIÓN EN NODO (kV)	TENSIÓN EN PU	CAÍDA DE TENSIÓN (%)	TENSIÓN EN NODO (kV)	TENSIÓN EN PU	CAÍDA DE TENSIÓN (%)	TENSIÓN EN NODO (kV)	TENSIÓN EN PU	CAÍDA DE TENSIÓN (%)
ALLHUACUCHO	22.9	23.774	1.038	3.816	23.721	1.036	3.584	24.039	1.050	4.973
ANTANIA	22.9	23.772	1.038	3.808	23.719	1.036	3.576	24.037	1.050	4.965
AUSANTA	22.9	22.422	0.979	-2.088	22.356	0.976	-2.376	22.294	0.974	-2.644
CAPILLANIA	22.9	23.894	1.043	4.342	23.845	1.041	4.126	24.164	1.055	5.519
CCAPACMARCA	22.9	21.596	0.943	-5.692	21.481	0.938	-6.196	21.782	0.951	-4.880
CCOCHAPATA	22.9	23.893	1.043	4.337	23.789	1.039	3.881	23.689	1.034	3.445
CHALLHUAHUACHO	22.9	21.735	0.949	-5.086	21.624	0.944	-5.573	21.926	0.957	-4.252
CHECAPUCARA	22.9	21.822	0.953	-4.707	21.734	0.949	-5.092	21.650	0.945	-5.458
COLQUEMARCA	22.9	23.901	1.044	4.372	23.797	1.039	3.918	23.698	1.035	3.484
HAQUIRA	22.9	22.691	0.991	-0.914	22.606	0.987	-1.284	22.916	1.001	0.070
HUANCCASCA	22.9	23.839	1.041	4.101	23.787	1.039	3.875	24.106	1.053	5.267
HUARCAYA	22.9	23.804	1.039	3.949	23.752	1.037	3.722	24.071	1.051	5.112
JANCCOYO	22.9	23.844	1.041	4.121	23.792	1.039	3.894	24.111	1.053	5.286
LIVITACA	22.9	22.150	0.967	-3.276	22.073	0.964	-3.611	22.001	0.961	-3.927
LLAULLINCO	22.9	23.916	1.044	4.437	23.813	1.040	3.987	23.714	1.036	3.556
LLUSCO	22.9	23.958	1.046	4.621	23.911	1.044	4.414	24.230	1.058	5.809
MARA	22.9	21.802	0.952	-4.796	21.692	0.947	-5.275	21.995	0.960	-3.952
MINA ANABI	22.9	23.973	1.047	4.683	23.925	1.045	4.476	24.245	1.059	5.872
MINA UTUNZA	22.9	23.973	1.047	4.685	23.925	1.045	4.478	24.245	1.059	5.874
OMACHA	22.9	23.935	1.045	4.520	23.834	1.041	4.079	23.737	1.037	3.657
PATAHUASI	22.9	23.349	1.020	1.962	23.283	1.017	1.671	23.598	1.030	3.048
PISURO	22.9	23.888	1.043	4.316	23.784	1.039	3.860	23.684	1.034	3.423
PULPERA	22.9	23.435	1.023	2.335	23.318	1.018	1.826	23.206	1.013	1.335
QUEHUINCHA	22.9	22.219	0.970	-2.972	22.145	0.967	-3.295	22.076	0.964	-3.599
QUIÑOTA	22.9	23.855	1.042	4.170	23.804	1.039	3.947	24.123	1.053	5.340
SACCANCA	22.9	23.921	1.045	4.457	23.818	1.040	4.009	23.720	1.036	3.580
SANTO TOMAS	22.9	23.818	1.040	4.010	23.767	1.038	3.785	24.085	1.052	5.176
SICUANI	60	61.781	1.030	2.968	61.677	1.028	2.795	61.584	1.026	2.640
SS.AA	0.4	0.401	1.002	0.181	0.400	1.000	-0.017	0.399	0.998	-0.167
VELILLE	22.9	23.599	1.031	3.051	23.487	1.026	2.563	23.379	1.021	2.094

Fuente: Elaboración propia con ayuda del software DigSilent en su versión 14.1.3

5.8. ANÁLISIS DE CARGABILIDAD DE LA LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN COMBAPATA - LLUSCO

Como se menciona en capítulos anteriores, la cargabilidad de una línea de transmisión se encuentra básicamente limitado por:

- a) Límite térmico
- b) Capacidad máxima de transporte de potencia
- c) Límite de estabilidad en estado estacionario

A continuación se determinan mencionados parámetros para la línea de subtransmisión Combapata – Llusco.

5.8.1. LÍMITE TÉRMICO

En el capítulo III, se calculó las potencias disipadas por convección, radiación y la potencia absorbida por efecto del sol en la provincia de Chumbivilcas, los cuales se representan con q_c , q_r , q_s , respectivamente. Estos parámetros calculados dependen básicamente de la ubicación geográfica de la zona, por consiguiente los mismos se considerarán para el cálculo del límite térmico de la línea de subtransmisión Combapata – Llusco. Mencionados parámetros tienen los siguientes valores.

$$q_c = 78.814140 \text{ W/ft}^2$$

$$q_r = 72055.6978 \text{ W/ft}^2$$

$$q_s = -26'355,630.51 \text{ W/ft}^2$$

Por consiguiente, de la ecuación de conservación de energía (2.27), se tiene

$$I^2 R_{(Tc)} + q_s - q_c - q_r = 0$$

$$I^2 R_{(Tc)} = q_c + q_r - q_s$$

Despejando I :

$$I = \sqrt{\frac{q_c + q_r - q_s}{R_{(Tc)}}}$$

Se considera una resistencia de $0.180\Omega/\text{km}$ para el conductor AAAC de 185mm^2 a 20°C , y reemplazando valores en la ecuación anterior, se tiene:

$$R (20^\circ\text{C})=0.18\Omega/\text{km} = 280.938019 \Omega/\text{ft}$$

$$I = \sqrt{\frac{78.814140 + 72055.6978 + 26355630.51}{280.938019}}$$

$$I = 306.707875 \text{ A}$$

La potencia activa se define por la ecuación (2.1):

$$P = V \cdot I \cdot \cos \varphi$$

Entonces:

$$P = 60 \text{ kV} \times 0.3067078 \text{ kA} \times 0.99$$

$$P = 18.2184 \text{ MW}$$

Del resultado anterior se aprecia que la línea de subtransmisión Combapata – Llusco, puede transportar en condiciones normales hasta 18.2184MW de potencia activa, que significa que el dimensionamiento es adecuado para la atención de la demanda máxima proyectada del sistema en estudio, que al tener un valor de 7.813MW (proyectado al 2018), este representa su operación al 42.89%, de su límite térmico.

5.8.2. CÁLCULO DE CARGABILIDAD DE LA LÍNEA COMBAPATA LLUSCO – 60 KV

Para el cálculo de la cargabilidad, la línea de subtransmisión se representa con un circuito π nominal (figura N° 2.5 del capítulo II).

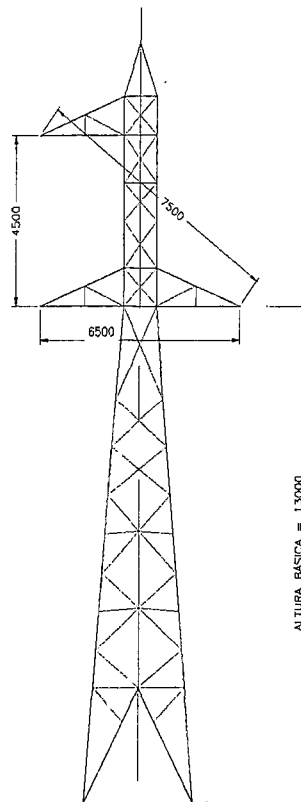
Datos del conductor:

Tipo de conductor	: AAAC
Sección	: 185 mm^2
Resistencia $R_L(20^\circ \text{C})$: $0.180 \Omega/\text{km}$
Longitud de línea de subtransmisión	: 87 km

Cálculo de la inductancia de la línea:

Para fines de cálculo de la inductancia se considera la siguiente estructura

FIGURA N° 5.2
Estructura para 60kV



Fuente: Elaboración propia en base a distancias mínimas de seguridad entre conductores

Cálculo de la distancia equivalente D_{eq} , según la ecuación (2.15), se tiene:

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}}$$

$$D_{eq} = \sqrt[3]{4500 \times 7500 \times 6500}$$

$$D_{eq} = 6.031088 \text{ m}$$

Cálculo del RMG (radio medio geométrico) o D_s , según la ecuación (2.16), se tiene:

$$D_s = \sqrt[n]{D \times d}$$

$$RMG = 6.69 \text{ mm} = 0.00669 \text{ m} \text{ (Hallado por catálogos)}$$

r' = radio exterior real del conductor

$$r' = \frac{17.65 \text{ mm}}{2} = \frac{0.01765 \text{ m}}{2}$$

$$r' = 0.008825 \text{ m}$$

Hallando la inductancia, según la ecuación (2.14), se tiene:

$$L = 0.461 \log \frac{D_{eq}}{r'} \text{ mH/km}$$

$$L = 0.461 \log \frac{6.031088}{0.008825} \text{ mH/km}$$

$$L = 1.306788 \text{ mH/km}$$

Cálculo de la capacitancia, según la ecuación (2.19), se tiene:

$$C_n = \frac{0.0242}{\log\left(\frac{D_{eq}}{r}\right)} \mu F/km \text{ a neutro}$$

$$C_n = \frac{0.0242}{\log\left(\frac{6.031088}{0.00669}\right)} \mu F/km$$

$$C_n = 0.008190 \mu F/km$$

Cálculo de la reactancia de la línea (X_L), según la ecuación (2.17), se tiene:

$$X_L = W \times L = 2 \times \pi \times f \times L$$

$$X_L = 2 \times \pi \times 60 \times 1.306788 \times 10^{-3} \Omega/km$$

$$X_L = 0.492659 \Omega/km$$

Cálculo de la impedancia de la línea (Z), se tiene:

$$Z = R + jX_L$$

$$Z = 0.180 + j0.492659 \Omega/km$$

Para 87 km de línea:

$$Z = zl = (0.180 + j0.492659) \times 87$$

$$Z = 15.6600 + j42.86133 \Omega$$

$$Z = 45.632546 \angle 69.9295 \Omega$$

Cálculo de la admitancia shunt, se tiene:

$$Y = G + jwC$$

$$Y = j377 * 0.00819 \text{ S/m}$$

$$Y = j3.087630 * 10^{-6} \text{ S/m}$$

$$Y = 3.087630 * 10^{-6} \angle 90^\circ ; \text{ para 87 km}$$

$$Y = 2.686238 * 10^{-4} \angle 90^\circ$$

Cálculo de los parámetros A, B, C y D de la línea, según las ecuaciones (2.23), (2.24) y (2.25), se tiene:

$$A = D = 1 + \frac{YZ}{2} p. u.$$

$$A = D = 1 + \frac{(2.686238 \times 10^{-4} \angle 90^\circ)(15.6600 + j42.86133)}{2}$$

$$A = D = 0.994245 \angle 0.121209 p. u.$$

$$B = Z = 45.632546 \angle 69.925 \Omega$$

$$C = Y(1 + \frac{YZ}{2})S$$

$$C = 2.686238 \times 10^{-4} \angle 90^\circ (1 + \frac{(2.686238 \times 10^{-4} \angle 90^\circ)(45.632546 \angle 69.925)}{4})$$

$$C = 2.6850 \times 10^{-4} \angle 90.06044 S$$

Cálculo de los parámetros en el extremo receptor, considerando una demanda de 7.813 MW.

$$V_n = 60 kV$$

$$V_R = \frac{60 kV \angle 0^\circ}{\sqrt{3}} = 34.641016 \angle 0^\circ kV$$

$$I_R = \frac{P}{\sqrt{3} \times V \times 0.95} kA$$

Considerando un $\cos \varphi = 0.95$ en atraso, se tiene

$$I_R = \frac{7.81386 \angle -18.1949 kA}{\sqrt{3} \times 60 \times 0.95}$$

$$I_R = 0.0791 \angle -18.1949 kA$$

Cálculo de la potencia aparente, según a la ecuación (2.3).

$P = S \cos \varphi$; asumiendo un $\cos \varphi = 0.95$ (de los resultados de flujo de potencia)

$$P = S \cos(095)$$

$$S = \frac{P}{\cos(18.1949)}$$

$$S = \frac{7.813 (Max\ demanda\ al\ 2018 = P)}{\cos(18.1949)}$$

$$S = 8.6811 MVA$$

$$Q = S \sin \varphi$$

$$Q = 7.81386 \sin(18.1949) = 2.4396 \text{ MVAR}$$

Cálculo de los parámetros en el extremo emisor, según a la ecuación matricial (2.22):

$$V_S = AV_R + BI_R$$

$$V_S = (0.994245 \text{ L } 0.121209)(34.641016 \text{ L } 0^\circ) + (45.632546 \text{ L } 69.925)(0.0791 \text{ L } - 18.1949)$$

$$V_S = (34.3377 \text{ L } 0.1213) + (3.6095 \text{ L } 51.7301)$$

$$V_S = 36.6886 \text{ L } 4.5438 \text{ kV}$$

$$V_{S\text{linea}} = 63.5465 \text{ L } 4.5438 \text{ kV}$$

Cálculo de la corriente en el extremo emisor

$$I_S = CV_R + DI_R$$

$$I_S = (0.0002685 \text{ L } 90.06044)(34.641016 \text{ L } 0^\circ) + (0.994245 \text{ L } 0.121209)(0.0791 \text{ L } - 18.1949)$$

$$I_S = (0.009301 \text{ L } 90.06044) + (0.0786 \text{ L } - 18.0736)$$

$$I_S = 0.0763 \text{ L } - 11.4180 \text{ kA}$$

Cálculo de la potencia entregada en el extremo emisor.

$$P_S = \sqrt{3} \times V_E \times I(kA) \times \cos(\alpha - \theta)$$

Donde:

α : Ángulo de la tensión en el extremo emisor.

θ : Ángulo de la corriente en el extremo receptor.

Entonces:

$$P_S = \sqrt{3} \times V_E \times I(kA) \times \cos(\alpha - \theta)$$

$$P_S = \sqrt{3} \times 63.5465 \times 0.0763 \times \cos(4.5438 + 11.4180)$$

$$P_S = 8.0742 \text{ MW}$$

Cálculo de las pérdidas de la línea a plena carga, según a la ecuación (3.5):

$$P_S - P_R = 8.0742 - 7.813 = 0.2612 \text{ MW}$$

La eficiencia de la línea a plena carga, según a la ecuación (3.6) es:

$$\%EF = \frac{P_R}{P_S} \times 100$$

$$\%EF = \frac{7.813}{8.0742} \times 100 = 96.765 \%$$

Al obtener una eficiencia de 96.765%, la línea de subtransmisión Combapata – Llusco se considera eficiente.

Carga de impedancia característica SIL (Surge Impedance Loading)

Es la potencia entregada por una línea sin pérdidas a una resistencia de carga igual a la impedancia característica, y viene definida por la ecuación (3.7):

$$Z_c = \sqrt{\frac{L}{C}}$$

$$Z_c = \sqrt{\frac{1.30678 \times 10^{-3} H}{0.008190 \times 10^{-6} F}}$$

$$Z_c = 399.447115 \Omega$$

$$SIL = \frac{V^2_{nominal}}{Z_c}$$

$$SIL = \frac{60^2}{399.447115} = 9.012457 MW$$

$$SIL = 9.012457 MW$$

Límite de estabilidad en estado estacionario en función al SIL, según la ecuación (3.9):

$$P_{m\acute{a}x} = \frac{V_{S p.u.} V_{R p.u.} (SIL)}{\sin\left(\frac{2\pi l}{\lambda}\right)}$$

Cálculo de la longitud de onda λ , según a la ecuación (3.10).

$$\lambda = \frac{1 m}{f\sqrt{LC}}$$

$$\lambda = \frac{1 m}{60\sqrt{1.30678 \times 10^{-3} \times 0.008190 \times 10^{-6}}}$$

$$\lambda = 5094.546836 m$$

$$V_{S p.u.} = 1.05 p.u.$$

$$V_{R p.u.} = 1 p.u.$$

Reemplazando en la ecuación de máxima potencia transferida

$$P_{m\acute{a}x} = \frac{V_{S p.u.} V_{R p.u.} (SIL)}{\sin\left(\frac{2\pi \times 87}{5094.5468}\right)} MW$$

$$P_{m\acute{a}x} = \frac{1.05 \times (9.012457)}{\sin\left(\frac{2\pi \times 87}{5094.5468}\right)} MW$$

$$P_{m\acute{a}x} = 88.3636 MW$$

La máxima potencia que permite transmitir la línea de subtransmisión Combapata Llusco es de 88.3636MW, esto permite al SER Chumbivilcas operar al 10.1416% de su estabilidad en estado estacionario, cuando este experimenta su máxima demanda en 20 años (2018 – año con mayor demanda =7.813MW).

5.8.3. CÁLCULO DE LA INFLUENCIA DEL EFECTO FERRANTI I

Datos de la línea: AAAC - 185 mm².

$$R = 0.180 \Omega/km$$

$$z = 0.180 + j0.492659 \Omega/km$$

$$L = 1.306788 mH/km$$

$$C = 0.008190 \mu F/km$$

$$l = 87 km$$

$$D_{eq} = 6.031088 m$$

$$RMG = 0.00669 m$$

$$r' = 0.008825 m$$

$$y = j3.087630 \times 10^{-6} S/km$$

$$Z = zl = 15.6600 + j42.86133 \Omega$$

$$Y = yl = 2.686238 \times 10^{-4} \angle 90^\circ S$$

$$Tensión nominal = 60 kV$$

Parámetros A, B, C, D de la línea de subtransmisión, considerando la configuración de π nominal (calculados anteriormente), son:

$$A = D = 0.994245 \angle 0.121209 p. u.$$

$$B = z = 45.632546 \angle 69.925 p. u.$$

$$C = 2.6850 \times 10^{-4} \angle 90.06044 S$$

Las ecuaciones correspondientes a una configuración π nominal son las siguientes.

$$V_S = AV_R + BI_R$$

$$I_S = CV_R + DI_R$$

A. PARA LA LÍNEA EN VACÍO

Cálculo de la tensión y corriente en el extremo receptor

$$V_S = |A|V_R$$

$$|V_R| = \frac{V_S}{|A|} = \frac{60 \text{ kV}}{0.994245} = 60.347299 \text{ kV}$$

$$|V_R|_{\text{linea}} = 60.347299 \text{ kV}$$

$$|I_S| = |C| |V_R|_{\text{fase}}$$

$$|I_S| = 0.0002685 \times \frac{60}{\sqrt{3}}$$

$$|I_S| = 0.009301 \text{ kA}$$

Esta corriente representa las pérdidas en la línea.

Regulación de tensión

$$\%Reg = \frac{(60.3472 - 60)}{60} \times 100$$

$$\%Reg = 0.5787\%$$

B. PARA EL 25% DE CARGA

Se tiene una demanda proyectada al 2018 de $P = 7.81386 \text{ MVA}$, osea,

$$P_{25\%} = 7.81386 \times 0.25 = 1.953465 \text{ MVA}$$

$$P = 1.953465 \text{ MVA}$$

Asumiendo un $\cos \varphi = 0.95$ en atraso.

Cálculo de la corriente en el extremo receptor

$$I_R = \frac{P_{25\%}}{\sqrt{3} \times V_{\text{Nominal}} \times 0.95} \angle \arccos(0.95)$$

$$I_R = \frac{1.953465 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 60 \times 0.95} \angle -18.1949 \text{ A}$$

$$I_R = 0.0198 \angle -18.1949 \text{ kA}$$

Cálculo de la tensión en el extremo emisor.

$$V_R = \frac{60}{\sqrt{3}} = 34.641016 \angle 0^\circ$$

$$V_S = AV_R + BI_R$$

$$V_S = (0.994245 \angle 0.121209^\circ)(34.641016 \angle 0^\circ) + (45.632546 \angle 69.925^\circ)(0.0198 \angle -18.1949^\circ)$$

$$V_S = (34.441657 \angle 0.12129) + (0.9035 \angle 51.7301)$$

$$V_S = 35.0099 \angle 1.2903 \text{ kV}_{\text{fase}}$$

$$V_{slinea} = 35.0099 \angle 1.2903 \times \sqrt{3} \text{ kV}$$

$$V_{slinea} = 60.6390 \angle 1.2803 \text{ kV}$$

Cálculo de la tensión en el extremo receptor, asumiendo el retiro del 25% de carga de la máxima demanda para el 2018.

$$|V_{RO}|_{(\sin carga)} = \frac{60.6390}{0.994245} = 60.99 \text{ kV}$$

Regulación de tensión

$$\%Reg = \frac{(60.99 - 60)}{60} \times 100$$

$$\%Reg = 1.65\%$$

C. PARA EL 50% DE CARGA

$$P_{50\%} = 3.9069 \text{ MW} ; \cos \varphi = 0.95 \text{ (en atraso).}$$

Cálculo de la corriente en el extremo receptor

$$I_R = \frac{P_{50\%}}{\sqrt{3} \times V_{Nominal} \times 0.95} \angle \arccos(0.95)$$

$$I_R = \frac{3.9069}{\sqrt{3} \times 60 \times 0.95} \angle -18.1949 \text{ kA}$$

$$I_R = 0.0396 \angle -18.1949 \text{ kA}$$

Cálculo de la tensión en el extremo emisor, donde $V_R = \frac{60}{\sqrt{3}} =$

34.641016

$$V_S = AV_R + BI_R$$

$$V_S = (0.994245 \angle 0.121209^\circ)(34.641016 \angle 0^\circ) + (45.632546 \angle 69.925^\circ)(0.0396 \angle -18.1949^\circ)$$

$$V_S = (34.441657 \angle 0.12129) + (1.870 \angle 51.7301)$$

$$V_S = 35.5921 \angle 2.4019 \text{ kV}$$

$$V_{slinea} = 61.6463 \angle 2.4019 \text{ kV}$$

Cálculo de la tensión en el extremo receptor, asumiendo el retiro del 50% de carga de la máxima demanda para el 2018.

$$|V_{RO}|_{(\sin carga)} = \frac{61.6463}{0.994245} = 62.0041 \text{ kV}$$

Regulación de tensión

$$\%Reg = \frac{(62.0041 - 60)}{60} \times 100$$

$$\%Reg = 3.3402 \%$$

D. PARA EL 75% DE CARGA

Se tiene una demanda proyectada al 2018 de $P = 7.81386 \text{ MW}$, osea,

$$P_{75\%} = 7.81386 \times 0.75 = 5.860350 \text{ MW}$$

Asumiendo un $\cos \varphi = 0.95$ en atraso.

Cálculo de la corriente en el extremo receptor

$$I_R = \frac{5.860350}{\sqrt{3} \times 60 \times 0.95} \text{ L} - 18.1949 \text{ kA}$$

$$I_R = 0.0594 \text{ L} - 18.1949 \text{ kA}$$

Cálculo de la tensión en el extremo emisor, donde $V_R = \frac{60}{\sqrt{3}} =$

34.641016

$$V_S = AV_R + BI_R$$

$$V_S = (0.994245 \text{ L}0.121209^\circ)(34.641016 \text{ L}0^\circ) + (45.632546 \text{ L}69.925^\circ)(0.0594 \text{ L} - 18.1949^\circ)$$

$$V_S = (34.441657 \text{ L}0.12129) + (2.7106 \text{ L}51.7301)$$

$$V_S = 36.1874 \text{ L}3.4870 \text{ kV}$$

$$V_{\text{linea}} = 62.6785 \text{ L}3.4870 \text{ kV}$$

Cálculo de la tensión en el extremo receptor, asumiendo el retiro del 50% de carga de la máxima demanda para el 2018.

$$|V_{RO}|_{(\text{sin carga})} = \frac{62.6785}{0.994245} = 63.0413 \text{ kV}$$

Regulación de tensión

$$\%Reg = \frac{(63.0413 - 60)}{60} \times 100$$

$$\%Reg = 5.0688 \%$$

E. PARA EL 100% DE CARGA

Se tiene una demanda proyectada al 2018 de $P = 7.81386 \text{ MW}$, osea,

$$P_{75\%} = 7.81386 \text{ MW}$$

Asumiendo un $\cos \varphi = 0.95$ inductivo (atraso).

Cálculo de la corriente en el extremo receptor

$$I_R = \frac{7,81386}{\sqrt{3} \times 60 \times 0.95} \text{ L} - 18.1949 \text{ kA}$$

$$I_R = 0.0791 \text{ L} - 18.1949 \text{ kA}$$

Cálculo de la tensión en el extremo emisor, donde:

$$V_R = \frac{60}{\sqrt{3}} = 34.641016 \text{ kV}$$

$$V_S = AV_R + BI_R$$

$$V_S = (0.994245 \text{ L} 0.121209^\circ)(34.641016 \text{ L} 0^\circ) + (45.632546 \text{ L} 69.925^\circ)(0.0791 \text{ L} - 18.1949^\circ)$$

$$V_S = (34.441657 \text{ L} 0.12129) + (3.6095 \text{ L} 51.7301)$$

$$V_S = 36.7922 \text{ L} 4.5314 \text{ kV}$$

$$V_{S\text{linea}} = 36.7922 \text{ L} 4.5314 \times \sqrt{3} \text{ kV}$$

$$V_{S\text{linea}} = 63.7260 \text{ L} 4.5314 \text{ kV}$$

Cálculo de la tensión en el extremo receptor, asumiendo el retiro del 50% de carga de la máxima demanda para el 2018.

$$|V_{RO}|_{(\text{sin carga})} = \frac{63.7260}{0.994245} = 64.0948 \text{ kV}$$

Regulación de tensión

$$\%Reg = \frac{(64.0948 - 60)}{60} \times 100$$

$$\%Reg = 6.8247 \%$$

La tabla N° 5.10 muestra los resultados de la variación de la tensión del sistema cuando este experimenta el 0%, 25%, 50%, 75% y 100% de demanda al año 2018 (7.813MW), donde se aprecia que el efecto Ferranti no tiene influencia significativa, al retirar carga o cuando este se encuentre en vacío, además de conseguir una regulación de tensión de 6.82% a plena carga, nuevamente se demuestra la mejora de la operación en estado estacionario del SER Chumbivilcas con el cambio de nivel de tensión de 22.9kV a 60kV.

TABLA N° 5.10

Variación temporal de la tensión en el SER Chumbivilcas con cambio de nivel de tensión de 22.9kV a 60kV

%	Carga (MW)	Tensión en el extremo emisor (kV)	Tensión Vr de línea sin carga (V)	Regulación de tensión (%)
0	Efecto Ferranti	60	60.3472	0.5787
25	1.9534	60.6390	60.99	1.65
50	3.9069	61.6463	62.00	3.34
75	5.860	62.6785	63.0413	5.07
100	7.813	63.7260	64.0948	6.82

Fuente: Elaboración propia.

5.9. COMPENSACIONES POR MALA CALIDAD DE SUMINISTRO EN EL SER CHUMBIVILCAS

En la tabla N° 5.11 se muestra el pago por compensación por mala calidad de suministro, desde el segundo semestre del 2011 hasta el primer semestre del 2013, donde se aprecia un incremento de 131% al primer semestre del 2012. Frente a estos problemas de suministro de energía de mala calidad la empresa concesionaria del SER Chumbivilcas, fue realizando trabajos de mantenimiento correctivo y preventivo, logrando la disminución de interrupciones de energía en el sistema eléctrico en estudio, y un decremento de 11% de pago por compensación del primer semestre al segundo semestre del 2012.

Un elevado costo de pago por compensación, es nada agradable tanto para la empresa concesionaria como para el usuario, pues ese dinero podría ser invertido para el mejoramiento de la operación del SER Chumbivilcas y evitar futuras compensaciones.

TABLA N° 5.11

Pago por compensación por mala calidad de suministro (interrupciones)

SEMESTRE	ALIMENTADOR	SECTOR TÍPICO	MONTO (S/.)
2011-S2	CO04 (SER Chumbivilcas)	5	S/. 9.371,66
2012-S1	CO04 (SER Chumbivilcas)	5	S/. 21.633,14
2012-S2	CO04 (SER Chumbivilcas)	5	S/. 19.317,54
2013-S1	CO04 (SER Chumbivilcas)	5	S/. 16.393,72

Fuente: Oficina de Calidad de Electro Sur Este S.A.A.

5.10. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL CAMBIO DE NIVEL DE TENSIÓN

Para evaluar la rentabilidad y viabilidad de la alternativa, se utilizan dos indicadores de rentabilidad (velocidad de generación de riquezas) o parámetros financieros muy conocidos, el VAN (Valor Actual Neto) y la TIR (Tasa Interna de Retorno), con el objetivo de sustentar la inversión.

Previo al cálculo de los indicadores de rentabilidad, se requiere calcular los beneficios incrementales y gastos incrementales que presenta el cambio de nivel de tensión, con tarifas vigentes establecidas por el OSINERGMIN.

5.10.1. CÁLCULO DE LOS BENEFICIOS INCREMENTALES

Los beneficios incrementales, se calculan en base a la venta de energía al sistema eléctrico rural en estudio, de los cuales se analiza por separado la venta de energía a los usuarios regulados del sistema y las cargas especiales (minas Anabi y Utunza).

TABLA N° 5.12

Tarifa de venta de energía en baja y media tensión del SER Chumbivilcas

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	Sicuaní Rural-Combapata-Chumbivilcas
Cargo por Energía Activa - 0 - 30 kW.h	ctm. S./kW.h	28.25
Cargo por Energía Activa - 0 - 30 kW.h	S./kW.h	0.2825
Cargo por Energía Activa - Exceso de 30 kW.h	ctm. S./kW.h	56.5
Cargo por Energía Activa - Exceso de 30 kW.h	S./kW.h	0.565
TARIFA MEDIA TENSIÓN MT2 (MINA ANABI Y UTUNZA)		
Cargo Fijo Mensual	S./mes	11.03
Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./kW.h	16.54
Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./kW.h	14.94
Cargo por Potencia Activa de Generación en HP	S./kW-mes	29.450
Cargo por Potencia Activa de Distribución en HP	S./kW-mes	13.510
Cargo por Exceso de Potencia Activa de Distribución en HFP	S./kW-mes	15.840
Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./kVar.h	3.540

Fuente: Elaboración propia en base a datos del pliego tarifario del servicio público de electricidad del OSINERGMIN⁵⁶

En las tablas 5.14 y 5.15 se muestra el total de beneficios incrementales, considerando los ingresos por la venta de energía a

⁵⁶ Resolución N° G-003-2013 – PT/C, vigente a partir del 3-10-2013

usuarios libres y regulados, se calculó en base a la proyección de la demanda de las tablas del N° 4.2 al N° 4.4 (Capítulo IV), y el pliego tarifario establecido por el OSINERGMIN que se muestra en la tabla 5.12.

5.10.2. CÁLCULO DE LOS GASTOS INCREMENTALES

Los gastos incrementales son aquellos gastos que se generan por la compra de energía, operación y mantenimiento durante la vida útil del cambio de nivel de tensión.

Las tarifas de compra de energía en (ctm.S/. /kW.h) o (S/. /kW.h) es determinado por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), quien está encargada de regular y supervisar que las empresas del sector eléctrico, hidrocarburos y minero cumplan las disposiciones legales de las actividades que desarrollan, en nuestro caso, distribución de energía a usuarios regulares y libres.

TABLA N° 5.13

Tarifa de compra de energía en el SER Chumbivilcas

DESCRIPCIÓN	Sicvani Rural-Combapata-Chumbivilcas
Tarifa de Compra de Energía (ctm.S/. /kW.h)	16.920
Tarifa de Compra de Energía (S/. /kW.h)	0.1692

FUENTE: elaboración propia en base a datos del pliego tarifario precio en barras en subestación base del OSINERGMIN

Otro rubro que influye en los gastos incrementales son los costos de operación y mantenimiento, que por experiencia y criterio se considera el 1.5% de la inversión total.

El costo de operación y mantenimiento, que contempla el cambio del nivel de tensión del sistema es de S/. 508,256.98 nuevos soles por año, y esto considerando una inversión inicial de S/. 33'882,798.60 nuevos soles.

Las tablas 5.16 y 5.17 muestran los gastos incrementales del cambio de nivel de tensión, desde el año 00 (2014) hasta el año 20 (2034), donde se aprecia la compra de energía en barra de la SET Combapata, según

el pliego tarifario establecido por el OSINERGMIN, que se muestra en la tabla 5.13.

5.10.3. CÁLCULO DEL FLUJO DE CAJA

El flujo de caja no es más que la diferencia entre los beneficios y gastos incrementales.

Las tablas 5.18 y 5.19 muestran el flujo total de caja anual, de los cuales en el año 4 (2018), se tiene un valor de S/. 7'462,619.52 nuevos soles, ésta es la ganancia más elevada que tendrá el SER Chumbivilcas durante los próximos 20 años, mientras que al año 0 (2014), se tiene un valor de S/. 2'360,953.10 nuevos soles, que representa el flujo de caja más bajo, durante el horizonte de estudio.

TABLA Nº 5.14

Beneficios incrementales de la alternativa del año 1 al 10											
Nº	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
AÑO	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Ingresos por venta a Usuarios < 30 kw.h (S/.)	4371472.8	3910161.6	3995833.68	4083702.48	4173768	4263833.52	4358292.48	4454948.16	4551603.84	4652652.96	4755898.8
Ingresos por venta a Usuarios > 30 kw.h (S/.)	971438.4	868924.8	887963.04	907489.44	927504	947518.56	968509.44	989988.48	1011467.52	1033922.88	1056866.4
Ingresos por venta a Usuarios proyectados <30 kw.h (S/.)	0.00	2,908,457.28	2,972,162.16	3,038,063.76	3,103,965.36	3,172,063.68	3,242,358.72	3,312,653.76	3,387,342.24	3,459,834.00	3,536,719.20
Ingresos por venta a Usuarios proyectados >30 kw.h (S/.)	0.00	646,323.84	660,480.48	675,125.28	689,770.08	704,903.04	720,524.16	736,145.28	752,742.72	768,852.00	785,937.60
Ingreso por venta - Mina Anabi y Mina Utunza (S/.)	1,166,400.00	1,166,400.00	9,331,200.00	10,497,600.00	10,497,600.00	8,164,800.00	5,832,000.00	4,665,600.00	4,665,600.00	2,332,800.00	0.00
Total de beneficios incrementales (S/.)	6,509,311.20	9,500,267.52	17,847,639.36	19,201,980.96	19,392,607.44	17,253,118.80	15,121,684.80	14,159,335.68	14,368,756.32	12,248,061.84	10,135,422.00

Fuente: Elaboración propia en base al pliego tarifario del servicio público de electricidad del OSINERGMIN

TABLA Nº 5.15

Beneficios incrementales de la alternativa del año 11 al 20										
Nº	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
AÑO	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Ingresos por venta a Usuarios < 30 kw.h (S/.)	4859144.64	4966783.92	5076619.92	5188652.64	5300685.36	5419308.24	5537931.12	5658750.72	5783963.76	5911373.52
Ingresos por venta a Usuarios > 30 kw.h (S/.)	1079809.92	1103729.76	1128137.76	1153033.92	1177930.08	1204290.72	1230651.36	1257500.16	1285325.28	1313638.56
Ingresos por venta a Usuarios proyectados < 30 kw.h (S/.)	3,615,801.12	3,694,883.04	3,776,161.68	3,859,637.04	3,943,112.40	4,030,981.20	4,118,850.00	4,208,915.52	4,301,177.76	4,397,833.44
Ingresos por venta a Usuarios proyectados > 30 kw.h (S/.)	803,511.36	821,085.12	839,147.04	857,697.12	876,247.20	895,773.60	915,300.00	935,314.56	955,817.28	977,296.32
Ingreso por venta - Mina Anabi y Mina Utunza (S/.)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total de beneficios incrementales (S/.)	10,358,267.04	10,586,481.84	10,820,066.40	11,059,020.72	11,297,975.04	11,550,353.76	11,802,732.48	12,060,480.96	12,326,284.08	12,600,141.84

Fuente: Elaboración propia en base al pliego tarifario del servicio público de electricidad del OSINERGMIN

TABLA Nº 5.16

Gastos incrementales de la alternativa 02 del año 01 al 10											
Nº	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
AÑO	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Compra de energía y potencia (S/.)	3,640,101.12	5,268,644.35	10,484,660.74	11,317,936.90	11,421,730.94	10,065,098.88	8,712,852.48	8,093,011.97	8,207,039.23	6,860,640.38	5,518,627.20
Costo de operación y mantenimiento (S/.)	508,256.98	508,256.98	508,256.98	508,256.98	508,256.98	508,256.98	508,256.98	508,256.98	508,256.98	508,256.98	508,256.98
Costo total de operación y mantenimiento (S/.)	4,148,358.10	5,776,901.33	10,992,917.72	11,826,193.88	11,929,987.92	10,573,355.86	9,221,109.46	8,601,268.95	8,715,296.21	7,368,897.36	6,026,884.18

Fuente: Elaboración propia en base al pliego tarifario del servicio público de electricidad del OSINERGMIN

TABLA N° 5.17										
Gastos incrementales de la alternativa 02 del año 11 al 20										
N°	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
AÑO	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Compra de energía y potencia (S/.)	5,639,963.90	5,764,224.38	5,891,408.64	6,021,516.67	6,151,624.70	6,289,042.18	6,426,459.65	6,566,800.90	6,711,527.81	6,860,640.38
Costo de operación y mantenimiento (S/.)	508,256.98	508,256.98	508,256.98	508,256.98	508,256.98	508,256.98	508,256.98	508,256.98	508,256.98	508,256.98
Costo total de operación y mantenimiento (S/.)	6,148,220.88	6,272,481.36	6,399,665.62	6,529,773.65	6,659,881.68	6,797,299.16	6,934,716.63	7,075,057.88	7,219,784.79	7,368,897.36

Fuente: Elaboración propia en base al pliego tarifario del servicio público de electricidad del OSINERGMIN

TABLA N° 5.18											
Flujo de caja del año 01 al 10											
N°	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
AÑO	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Total de beneficios incrementales (S/.)	6,509,311.20	9,500,267.52	17,847,639.36	19,201,980.96	19,392,607.44	17,253,118.80	15,121,684.80	14,159,335.68	14,368,756.32	12,248,061.84	10,135,422.00
Total de gastos incrementales (S/.)	4,148,358.10	5,776,901.33	10,992,917.72	11,826,193.88	11,929,987.92	10,573,355.86	9,221,109.46	8,601,268.95	8,715,296.21	7,368,897.36	6,026,884.18
Flujo de caja (S/.)	2,360,953.10	3,723,366.19	6,854,721.64	7,375,787.08	7,462,619.52	6,679,762.94	5,900,575.34	5,558,066.73	5,653,460.11	4,879,164.48	4,108,537.82

Fuente: Elaboración propia en base al pliego tarifario del servicio público de electricidad del OSINERGMIN

TABLA N° 5.19										
Flujo de caja del año 11 al 20										
N°	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
AÑO	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Total de beneficios incrementales (S/.)	10,358,267.04	10,586,481.84	10,820,066.40	11,059,020.72	11,297,975.04	11,550,353.76	11,802,732.48	12,060,480.96	12,326,284.08	12,600,141.84
Total de gastos incrementales (S/.)	6,148,220.88	6,272,481.36	6,399,665.62	6,529,773.65	6,659,881.68	6,797,299.16	6,934,716.63	7,075,057.88	7,219,784.79	7,368,897.36
Flujo de caja (S/.)	4,210,046.16	4,314,000.48	4,420,400.78	4,529,247.07	4,638,093.36	4,753,054.60	4,868,015.85	4,985,423.08	5,106,499.29	5,231,244.48

Fuente: Elaboración propia en base al pliego tarifario del servicio público de electricidad del OSINERGMIN

5.10.4. VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El valor actual neto (VAN), es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto.

La fórmula que nos permite calcular el Valor Actual Neto es:

$$VAN = -I + \sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+r)^n} \quad (5.1.)$$

Donde cada valor representa lo siguiente:

Q_n : Representa los flujos de caja.

I : Es el valor del desembolso inicial de la inversión.

N : Es el número de periodos considerados.

El tipo de interés es r . Si el proyecto no tiene riesgo, se toma como referencia el tipo de renta fija, de tal manera que con el VAN se estima si la inversión es mejor que invertir en algo seguro, sin riesgo específico.

TABLA N° 5.20

Interpretación del Valor Actual Neto (VAN)

Valor	Significado	Decisión a tomar
VAN>0	La inversión produciría ganancias por encima de la rentabilidad exigida (r)	La propuesta puede aceptarse
VAN<0	La inversión produciría pérdidas por encima de la rentabilidad exigida (r)	La propuesta debería rechazarse
VAN=0	La inversión no produciría ni ganancias ni pérdidas	Rentabilidad exigida (r), la decisión debería basarse en otros criterios, como la obtención de un mejor posicionamiento en el mercado u otros factores.

Fuente: Elaboración propia.

Cuando el VAN toma un valor igual a 0, r pasa a llamarse TIR (tasa interna de retorno).

5.10.5. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Se denomina Tasa Interna de Retorno (TIR) a la tasa de descuento que hace que el Valor Actual Neto (VAN) de una inversión sea igual a cero (VAN=0).

Este método considera que una inversión es aconsejable si la TIR resultante es igual o superior a la tasa exigida por el inversor, y entre varias alternativas, la más conveniente será aquella que ofrezca una TIR mayor.

Con una tasa mínima o tasa de corte, el coste de oportunidad de la inversión (si la inversión no tiene riesgo, el coste de oportunidad utilizado para comparar la TIR será la tasa de rentabilidad libre de riesgo). Si la tasa de rendimiento del proyecto - expresada por la TIR- supera la tasa de corte, se acepta la inversión; en caso contrario, se rechaza. La TIR puede utilizarse como indicador de la rentabilidad de un proyecto: a mayor TIR, mayor rentabilidad; así, se utiliza como uno de los criterios para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello, la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, el coste de oportunidad de la inversión (si la inversión no tiene riesgo, el coste de oportunidad utilizado para comparar la TIR será la tasa de rentabilidad libre de riesgo). Si la tasa de rendimiento del proyecto - expresada por la TIR- supera la tasa de corte, se acepta la inversión; en caso contrario, se rechaza.

$$VAN = -I + \sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+TIR)^n} = 0 \quad (5.2.)$$

$$0 = -I + \frac{Q_1}{(1+r)^1} + \frac{Q_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{Q_n}{(1+r)^n} \quad (5.3.)$$

Donde cada valor representa lo siguiente:

Q_n : Representa los flujos de caja en el periodo n .

I : Es el valor del desembolso inicial de la inversión.

N : Es el número de periodos considerados.

El tipo de interés es $r = TIR$.

La inversión se considera efectuada cuando r sea mayor que la rentabilidad mínima que le exijamos a la inversión. Y la rechazaríamos cuando fuese inferior.

La TIR, al igual que otros indicadores tiene dos criterios a seguir para aceptar o rechazar proyectos de inversión:

- Si la TIR es mayor o igual que la Tasa Mínima Atractiva (TMA), el proyecto se acepta. ($TIR = TMA$).
- Si la TIR es menor que la Tasa Mínima Atractiva, el proyecto se rechaza. ($TIR < TMA$).

5.10.6. CÁLCULO DE PARÁMETROS FINANCIEROS

En la siguiente tabla se muestran los datos de la inversión, donde se aprecia el cobro y pago inicial, que se calcula en las tablas 5.14 y 5.17 respectivamente. Para el cambio de nivel de tensión de 22.9kV a 60kV se considera una tasa de descuento del 6%, como se muestra en la tabla N° 4.21.

TABLA N° 4.21
 Datos de la inversión

DATOS DE LA INVERSIÓN			
Capital (S/.):	33`882,788.60	nuevos soles	Tasa : 6.00%
			de
Cobro inicial (S/.):	9,500,267.52	nuevos soles	descuento
			cobros: 3.00%
			Inflación
Pago inicial (S/.):	5,776,901.33	nuevos soles	pagos: 3.75%
			Años : 20

Fuente: Elaboración propia.

En la siguiente tabla se muestra el flujo de caja y el periodo de recuperación del capital, considerando el estudio a un horizonte de 20 años.

TABLA N° 5.22

Tabla de recuperación de la inversión y flujo de caja

Años	Inversión	Cobros	Pagos	Flujos Caja	Valor Actual	Acumulado
0	-33,882,798.60			-33,882,798.60	-33,882,798.60	-33,882,798.60
1		9,500,267.52	5,776,901.33	3,723,366.19	3,512,609.61	-30,370,188.99
2		17,847,639.36	10,992,917.72	6,854,721.64	6,100,677.86	-24,269,511.13
3		19,201,980.96	11,826,193.88	7,375,787.08	6,192,853.06	-18,076,658.06
4		19,392,607.44	11,929,987.92	7,462,619.52	5,911,093.63	-12,165,564.44
5		17,253,118.80	10,573,355.86	6,679,762.94	4,991,507.45	-7,174,056.99
6		15,121,684.80	9,221,109.46	5,900,575.34	4,159,672.78	-3,014,384.20
7		14,159,335.68	8,601,268.95	5,558,066.73	3,696,431.82	682,047.61
8		14,368,756.32	8,715,296.21	5,653,460.11	3,547,050.81	4,229,098.43
9		12,248,061.84	7,368,897.36	4,879,164.48	2,887,969.96	7,117,068.38
10		10,135,422.00	6,026,884.18	4,108,537.82	2,294,186.06	9,411,254.44
11		10,358,267.04	6,148,220.88	4,210,046.16	2,217,799.80	11,629,054.24
12		10,586,481.84	6,272,481.36	4,314,000.48	2,143,926.07	13,772,980.31
13		10,820,066.40	6,399,665.62	4,420,400.78	2,072,456.38	15,845,436.69
14		11,059,020.72	6,529,773.65	4,529,247.07	2,003,290.35	17,848,727.04
15		11,297,975.04	6,659,881.68	4,638,093.36	1,935,314.31	19,784,041.34
16		11,550,353.76	6,797,299.16	4,753,054.60	1,871,022.28	21,655,063.62
17		11,802,732.48	6,934,716.63	4,868,015.85	1,807,807.88	23,462,871.50
18		12,060,480.96	7,075,057.88	4,985,423.08	1,746,612.02	25,209,483.52
19		12,326,284.08	7,219,784.79	5,106,499.29	1,687,764.45	26,897,247.98
20		12,600,141.84	7,368,897.36	5,231,244.48	1,631,126.76	28,528,374.73

Fuente: Elaboración propia.

De la tabla anterior, se resume que la inversión inicial, para el cambio de nivel de tensión es de S/.33'882,798.60 nuevos soles, la cual se recupera al cabo del séptimo año, obteniendo una ganancia anual promedio de 4.6 millones de nuevos soles.

TABLA N° 5.23

Análisis de la rentabilidad

Análisis de la inversión			
Otros indicadores:	V.A.N.	28,528,374.73	Valor actual neto Tasa interna rentabilidad
	T.I.R.	15.87%	
	V.A.	62,411,173.33	Valor actual Índice de rentabilidad Plazo de recuperación Rendimiento contable
	I.R.	194.63%	
	PAYBACK	7	
	R.C.	1.66	

Fuente: Elaboración propia

Interpretación de la Tabla N° 5.23:

V.A.N.: Indicador financiero que mide los flujos de los futuros ingresos y egresos que tendrá el cambio de nivel de tensión. Si el

resultado es positivo, es viable. Se obtuvo un resultado de $V.A.N.=28'528,374.73$, que significa que el valor presente de los flujos futuros que obtendremos es superior al coste inicial, podemos esperar de esta inversión una rentabilidad extraordinaria por encima de la mínima que nos compensaría por el nivel de riesgo que asumimos.

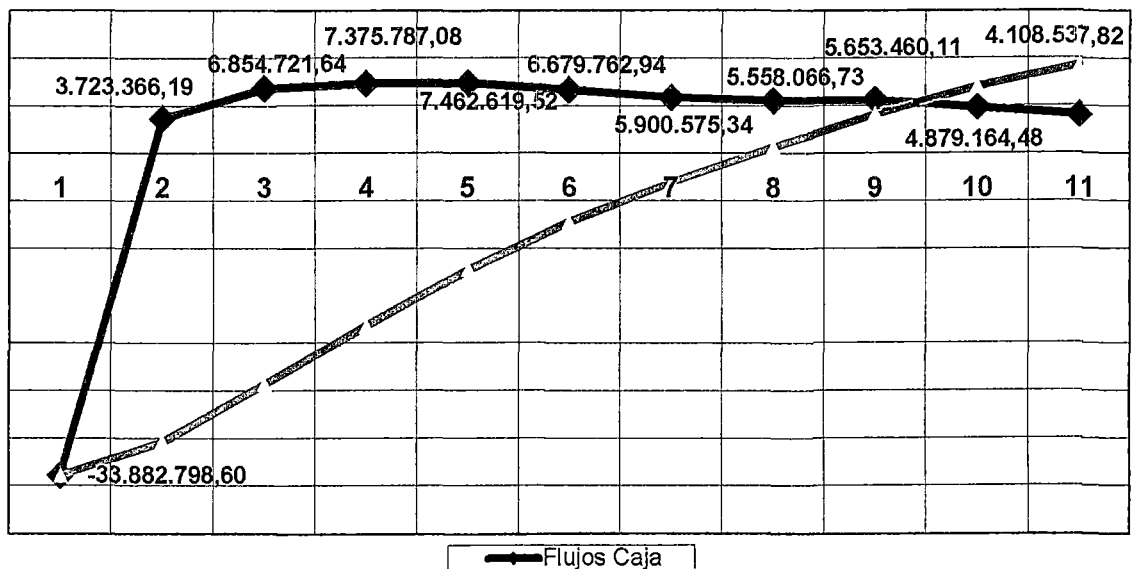
T.I.R.: Tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero, se obtuvo un resultado de $T.I.R.=15.87\%$, o sea como la $TIR=15.87\% > \text{tasa de descuento}=6\%$, el cambio de nivel de tensión es aceptable, pues genera valor.

Payback: O plazo de recuperación, es el número de años que han de transcurrir para que la suma de los flujos de caja futuros iguale al flujo negativo inicial, en nuestro caso es de 7 años.

En la figura N° 5.5 la curva de color rojo, representa el recupero de la inversión a través del tiempo, mientras que la curva azul significa el flujo de caja, el valor de la coordenada "x" del punto de intersección entre el eje de las abscisas y la curva roja, representa el Payback o plazo de recuperación de la inversión.

GRAFICO N° 5.1

Diagrama del recupero de la inversión a través del tiempo



Fuente: Elaboración propia

5.11. CONCLUSIONES Y SUGERENCIAS

5.11.1. CONCLUSIONES

1) En el sistema eléctrico rural Chumbivilcas se implementará una línea de subtransmisión en 60kV, desde la SET de Combapata hasta la SET Llusco. Con el cambio de nivel de tensión de 22.9kV a 60kV, en el SER Chumbivilcas, se mejora considerablemente la operación en estado estacionario, obteniendo niveles adecuados de tensión en todos los nodos del sistema, los cuales operan dentro de la tolerancia establecida por la NTCSE.

2) Al evaluar la operación actual, del sistema eléctrico rural Chumbivilcas en el capítulo III, se demuestra que las caídas de tensión en varios nodos del sistema (ver Tabla N° 3.16), infringen la tolerancia establecida por la NTCSE. De igual manera en el mismo capítulo se aprecia la influencia del efecto Ferranti, cuando se producen variaciones bruscas de carga en el sistema, haciendo que la tensión se eleve hasta un 42.55% más de la tensión nominal, en los primeros 30 milisegundos (dos ciclos) al retirar de cualquier carga importante, provocando la apertura de los equipos de protección, por consiguiente interrupciones de energía.

3) De las cuatro alternativas de solución que se proponen en el capítulo IV, las que ofrecen una solución a largo plazo, son la instalación de una central térmica Diesel de 4.8MW con compensación de potencia reactiva, y el cambio de nivel de tensión del sistema de 22.9kV a 60kV, de las cuales la opción más adecuada técnica y económicamente, es el cambio de nivel de tensión, porque además de producir un menor impacto ambiental es más rentable.

4) La inversión inicial del cambio de nivel de tensión, asciende a S/. 33'882,798.60 nuevos soles, el cual se recupera en 7 años, y a partir del 8vo año, se obtiene una ganancia anual promedio de 4.6 millones de nuevos soles, por consiguiente es rentable. Además de

la evaluación económica, se obtuvo un resultado del V.A.N.= 28'528,374.73, que significa que el valor presente de los flujos futuros es superior al coste inicial, y una T.I.R.=15.87%, que siendo esta $TIR=15.87\% > \text{tasa de descuento}=6\%$, el cambio de nivel de tensión es aceptable, pues genera valor.

5) La capacidad de transmisión de una línea, básicamente de encuentra limitado por: el límite térmico, la capacidad máxima de potencia y la estabilidad en estado estacionario, dentro de las cuales, la tensión juega un papel muy importante, ya que la capacidad máxima de transmisión crece con el cuadrado de la tensión en la línea.

5.11.2. SUGERENCIAS

- 1) Se recomienda realizar el estudio de mejoramiento de la operación en estado estacionario de otros alimentadores en MT que se encuentran con problemas de calidad de suministro y producto.
- 2) Se sugiere realizar el estudio de la operación del sistema eléctrico rural Chumbivilcas en estado transitorio, considerando el cambio de nivel de tensión.
- 3) Se recomienda realizar un estudio de coordinación de protección y aislamiento del SER Chumbivilcas, considerando el cambio de nivel de tensión.
- 4) Con el fin de prevenir, evitar o minimizar prolongadas interrupciones de energía provocada por una falla, se recomienda realizar planes de contingencia del sistema eléctrico rural Chumbivilcas, considerando el cambio de nivel de tensión.
- 5) El sur del Perú importa del centro aproximadamente 500MW, y provoca congestionamiento de las líneas de transmisión, y dependencia de los mismos, por consiguiente se recomienda realizar proyectos de generación térmica de ciclo combinado, aprovechando la baja tarifa de venta del Gas Natural, una vez implementado el Gasoducto Sur Peruano.

BIBLIOGRAFÍA

A. Libros.

- [1] J.J. Grainger, W.D. Stevenson Jr. "Power system analysis". McGraw Hill. -1994.
- [2] J. Duncan Glover & Mulukutla S. Sarma – "Análisis y Diseño de Sistemas de Potencia", 3ra Edición — Thomson-2004
- [3] Charles A. Gross – "Análisis de sistemas de potencia" - Nueva Editorial Interamericana - 1982.
- [4] D.P. Kothari –I.J. Nagrath, "Sistemas Eléctricos de Potencia" – 3ra edición McGraw Hill.-2008.
- [5] Raúl Tafur, "La tesis universitaria", editorial Mantaro, primera reimpresión-2012.
- [6] Chapman, S. J. "Maquinas Eléctricas". Editorial McGraw-Hill. Colombia. 1987.
- [7] Balfre Ernesto Martínez Villatoro,"modelo matemático aplicado al efecto ferranti en subestación Tactic" - Guatemala, octubre de 2007
- [8] Théodore Wildi, Rodolfo Navarro Salas "Máquinas eléctricas y sistemas de potencia". Pearson Educación - 2007
- [9] Joseph A. Edminister, Mahmood Nahvi "Circuitos Electricos". Editorial Shaum- 2006
- [10] Enríquez Harper, "Maquinas Eléctricas". Editorial Limusa – 2005.
- [11] Ing. Luis Cesín, "cálculo y actualización del límite térmico de las líneas de transmisión en el sistema de potencia de CADAPE". Editorial universidad central de Venezuela – 2007.
- [12] Felipe Miranda, Investigando en Ingeniería, editorial UNSA, primera impresión-1998.

B. Normas, resoluciones y contrato.

[13] Norma DGE RM091-2002-EM-VME-Terminología en electricidad

[14] Norma Técnica de Calidad del Servicio Eléctrico Rural (NTCSER).

[15] Código Nacional de Electricidad Suministro 2011.

[16] Procedimiento técnico del COES N° 21 "Ingreso de unidades de generación, líneas y subestaciones de transformación en el COES-SINAC".

[17] Resolución de consejo directivo OSINERGMIN N° 177-2012-OS-CD (2012).

[18] Resolución de consejo directivo del Organismo Supervisor De La Inversión En Energía OSINERGMIN N° 074-2004-OS/CD.

[19] Contrato de suministro de energía eléctrica entre Electro Sur Este S.A.A. – Mina Anabi.

C. Internet.

[20] http://www.coes.org.pe/coes/Procedimientos/procedimiento_n21.pdf

[21] <http://www.map-peru.com/es/mapas>.

[22] <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/657/A-4.pdf?sequence=4>

<http://es.scribd.com/doc/135499582/Simbologia-DIN-y-NEMA-pdf#scribd>

D. Base de datos.

[23] Base de datos del GIS Electro Sur Este S.A.A.

[24] Reporte mensual del "procedimiento para supervisión de la operación de los sistemas eléctricos-Resolución N° 074-2004-OS/CD"

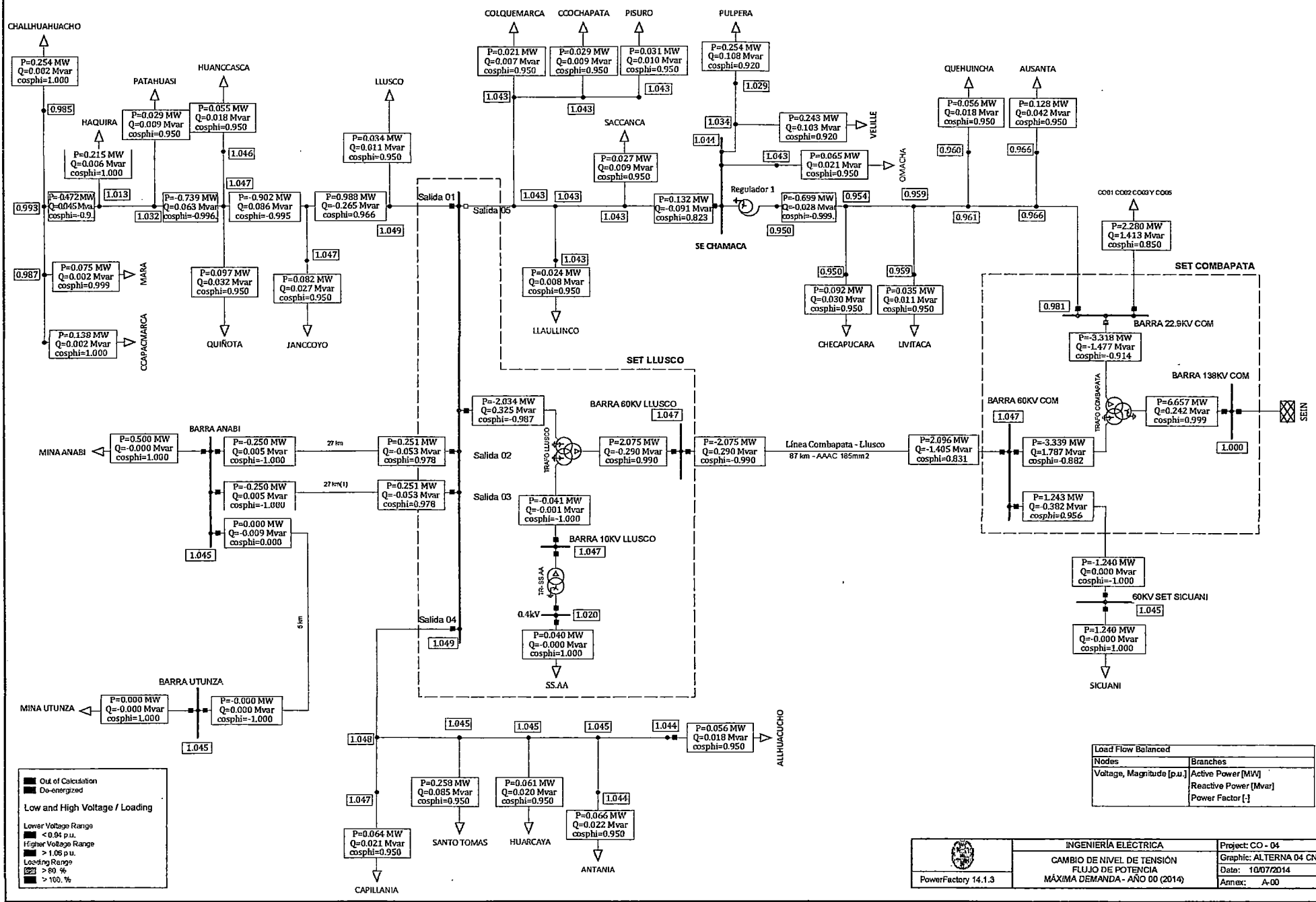
GLOSARIO

AMT	Alimentador en Media Tensión; Medio conductor por el cual se desplaza una señal electromagnética, a una tensión nominal comprendida entre los 10 kV hasta los 33kV.
SET	Subestación de Transformación; es el lugar donde se transforma la tensión de un nivel a otro, por medio de transformadores de potencia.
IEC	International Electrotechnical Commission
SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
Chumbivilcas	Una de las 13 provincias del departamento del Cusco, ubicado a 3400 m.s.n.m.
Llusco	Es uno de los ocho distritos de la Provincia de Chumbivilcas, ubicada en el Departamento de Cuzco.
Chamaca	Es uno de los ocho distritos de la Provincia de Chumbivilcas, ubicada en el Departamento de Cuzco.
Efecto capacitivo	Los conductores de una línea, aislados entre sí y aislados de tierra, son desde el punto de vista eléctrico, equivalentes a las armaduras de un condensador (capacitor).
Efecto Ferranti	Este se genera en la apertura de una línea de transmisión. Su efecto es sobrevoltaje en las terminales de remate de la línea o cuando desconectan cargas importantes del sistema.
REP	Red de energía del Perú (empresa de transmisión eléctrica y subestaciones de potencia)
SER	Sistema Eléctrico Rural.
SET	Sub Estación de Transmisión.
BT	Baja Tensión.
MT	Media Tensión.
AT	Alta Tensión.
AMT	Alimentador de Media Tensión.
NTCSER	Norma Técnica de Calidad de Servicio Eléctrico Rural.

COES	Comité de Operación Económica del Sistema interconectado Nacional
OSINERGMIN	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.
GIS	Geographic Information System. (Sistema de Información Geográfica)
SAIDI	System Average Interruption Duration Index.
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index.
kV	Kilo voltios
MW	Mega watts
VAN	Valor Actual Neto
TIR	Tasa Interna de Retorno
MCH	Mini central hidroeléctrica
FACTS	Flexible AC Transmission System (sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna)
SVC	Compensador estático de Vars
STATCOM	Compensador estático síncrono
TSC	Thyristor switched capacitor (Compensador conmutado por tiristor)
TSR	Thyristor swicthed reactor (Bobina conmutada por tiristores)
TCR	Thyristor controlled reactor (Bonina controlada por tiristores)
GTO	Gate Turn – off (Tiristor con compuerta de apagado)
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor (Transistor bipolar con compuerta de apagado)
BIL	Nivel básico de aislamiento al impulso tipo atmosférico
BSL	Nivel básico de aislamiento al impulso tipo maniobra
NPM	Nivel de protección al impulso tipo maniobra
NPR	Nivel de protección al impulso tipo rayo
COV	Tensión continua de operación
TOV	Sobretensión temporal
ONAN	Oil Natural Air Natural
ONAF	Oil Natural Air Forced
SF6	Hexafluoruro de azufre

ANEXOS

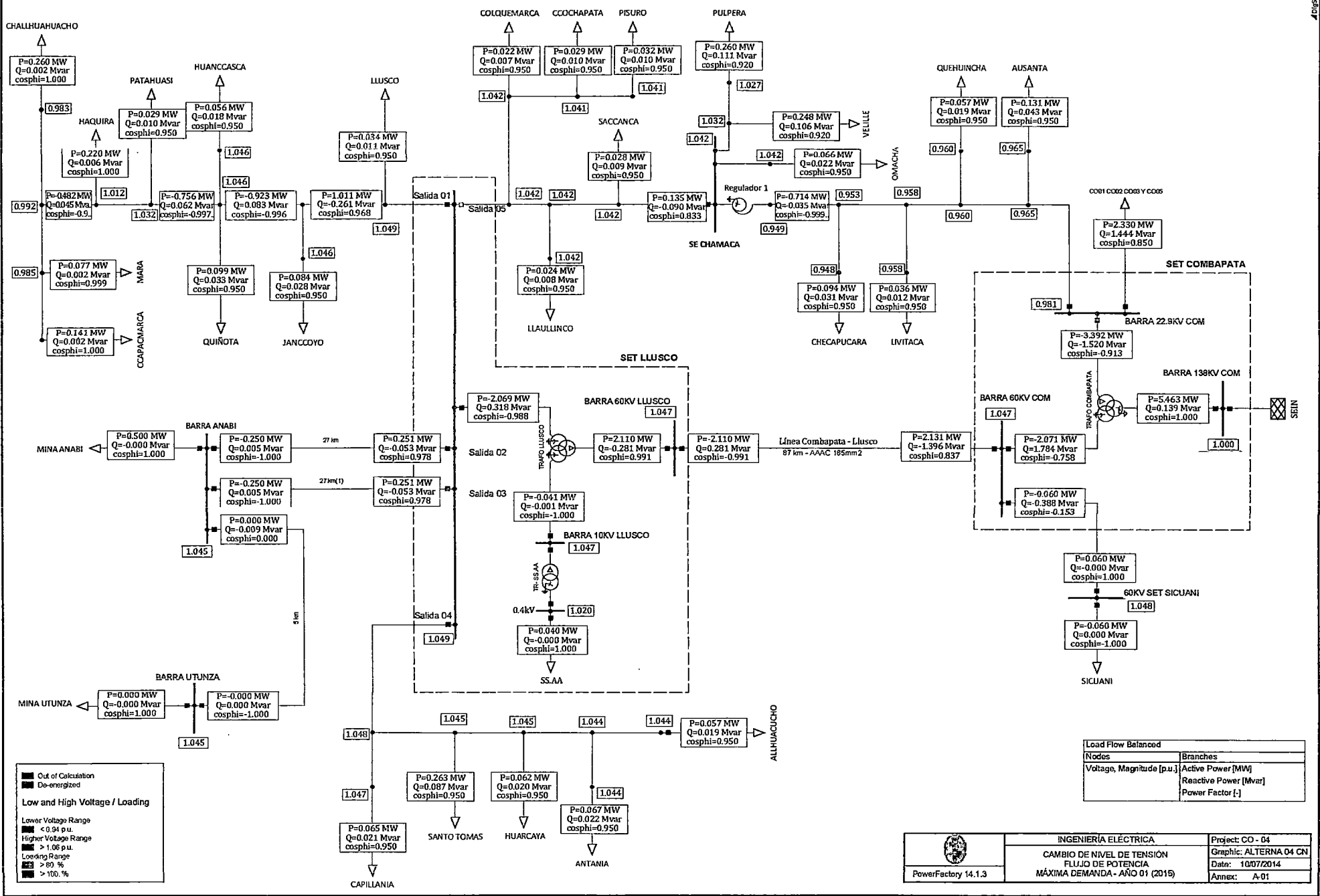
ANEXO A ESCENARIOS DE SIMULACIÓN

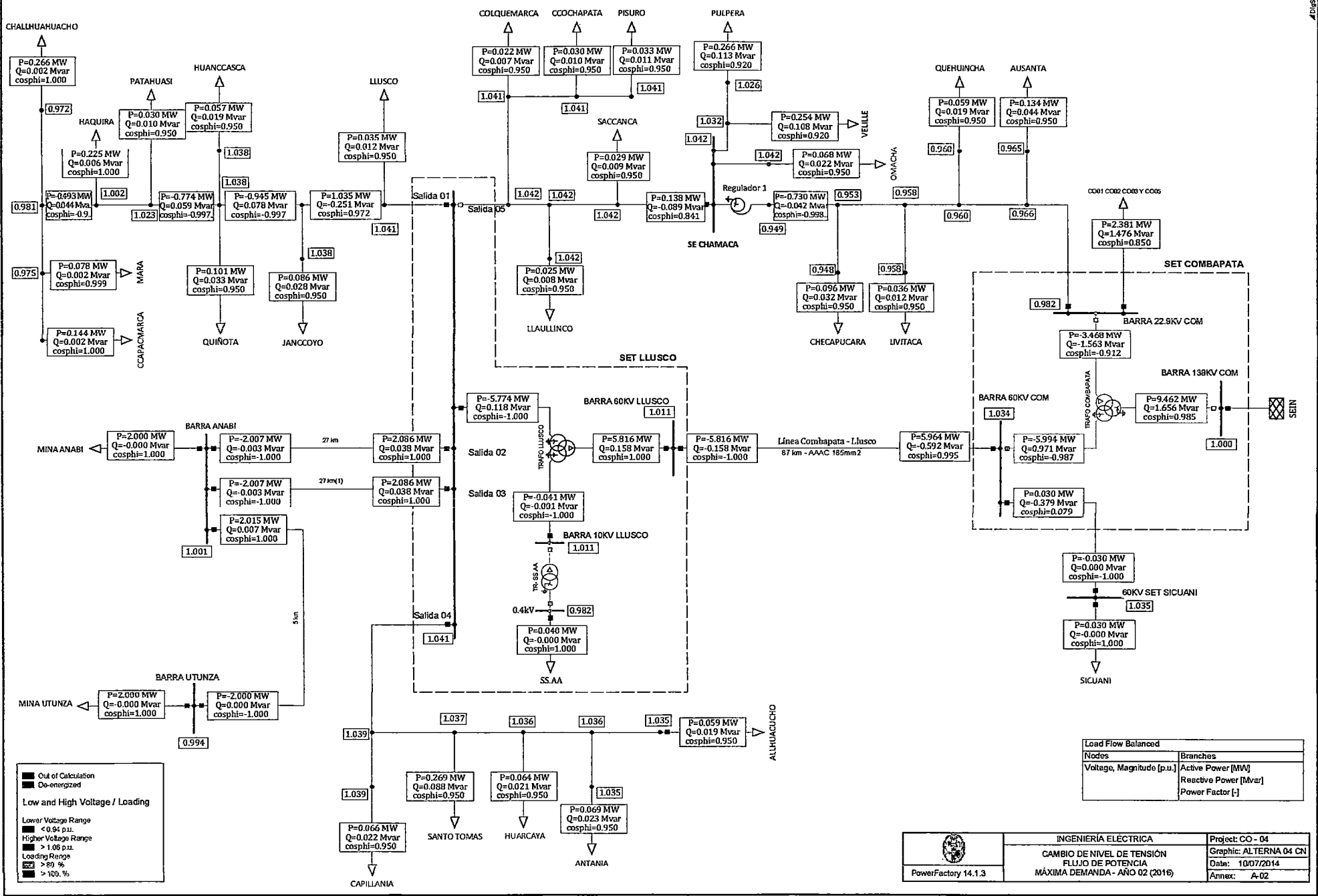


Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]
	Reactive Power [Mvar]
	Power Factor [-]

 PowerFactory 14.1.3	INGENIERÍA ELÉCTRICA	Project: CO - 04
	CAMBIO DE NIVEL DE TENSIÓN	Graphic: ALTERNA 04 CN
	FLUJO DE POTENCIA	Data: 18/07/2014
	MÁXIMA DEMANDA - AÑO 00 (2014)	Annex: A-00

■ Out of Calculation
 ■ De-energized
 ■ Low and High Voltage / Loading
 Lower Voltage Range
 ■ < 0.94 p.u.
 Higher Voltage Range
 ■ > 1.06 p.u.
 Loading Range
 ■ > 80 %
 ■ > 100, %





Legend

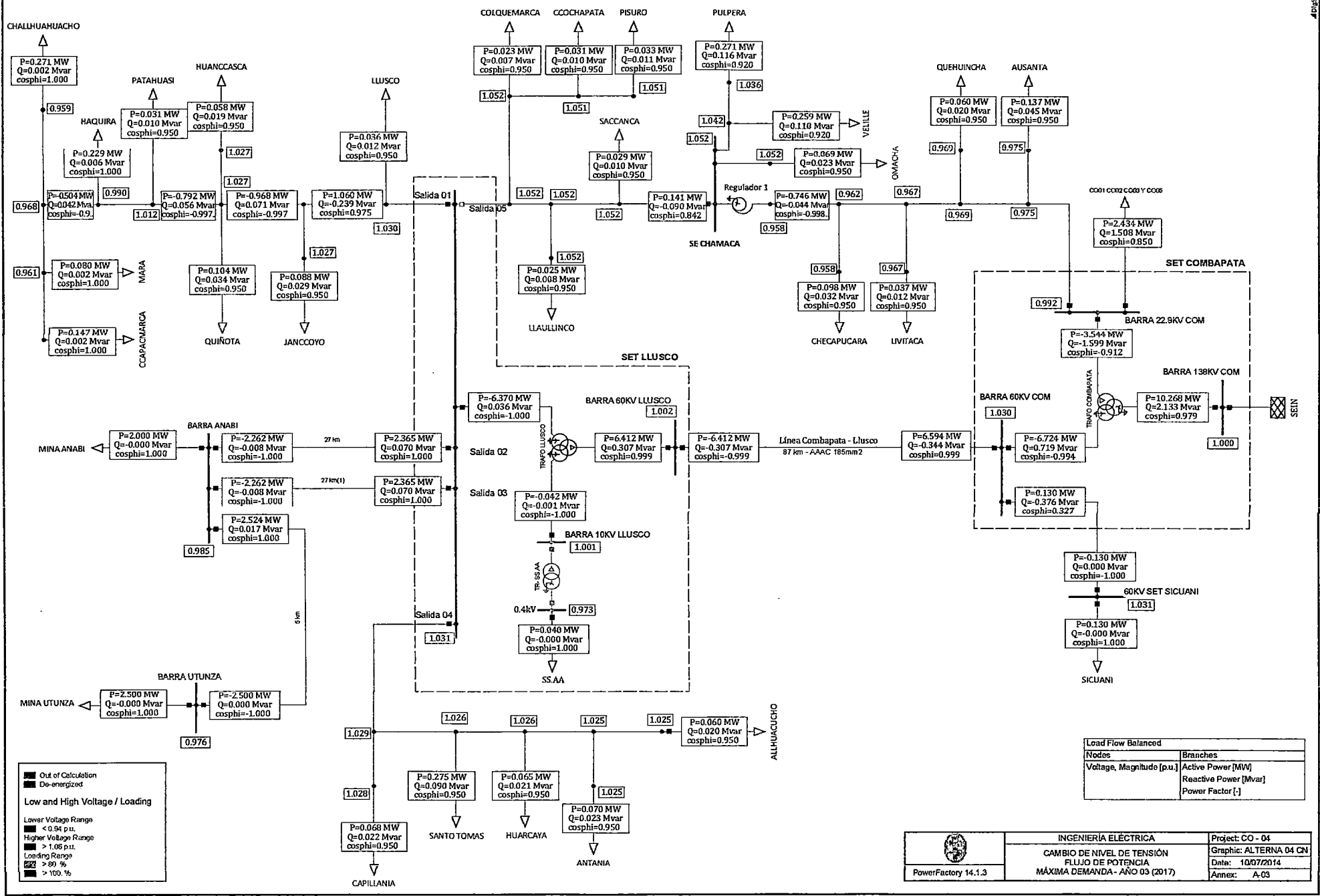
- Out of Calculation
- De-energized

Low and High Voltage / Loading

- Lower Voltage Range
- Higher Voltage Range
- Loading Range

Nodes	Branches
Voltaje, Magnitud [p.u.]	Active Power [MW]
	Reactive Power [Mvar]
	Power Factor [-]

 PowerFactory 14.1.3	INGENIERÍA ELÉCTRICA	Project: CO - 04
	CAMBIO DE NIVEL DE TENSIÓN	Graphic: ALTERNA 04 CN
	FLUJO DE POTENCIA	Date: 10/07/2014
	MÁXIMA DEMANDA - AÑO 02 (2016)	Annex: A-02



Out of Calculation
 De-energized

Low and High Voltage / Loading

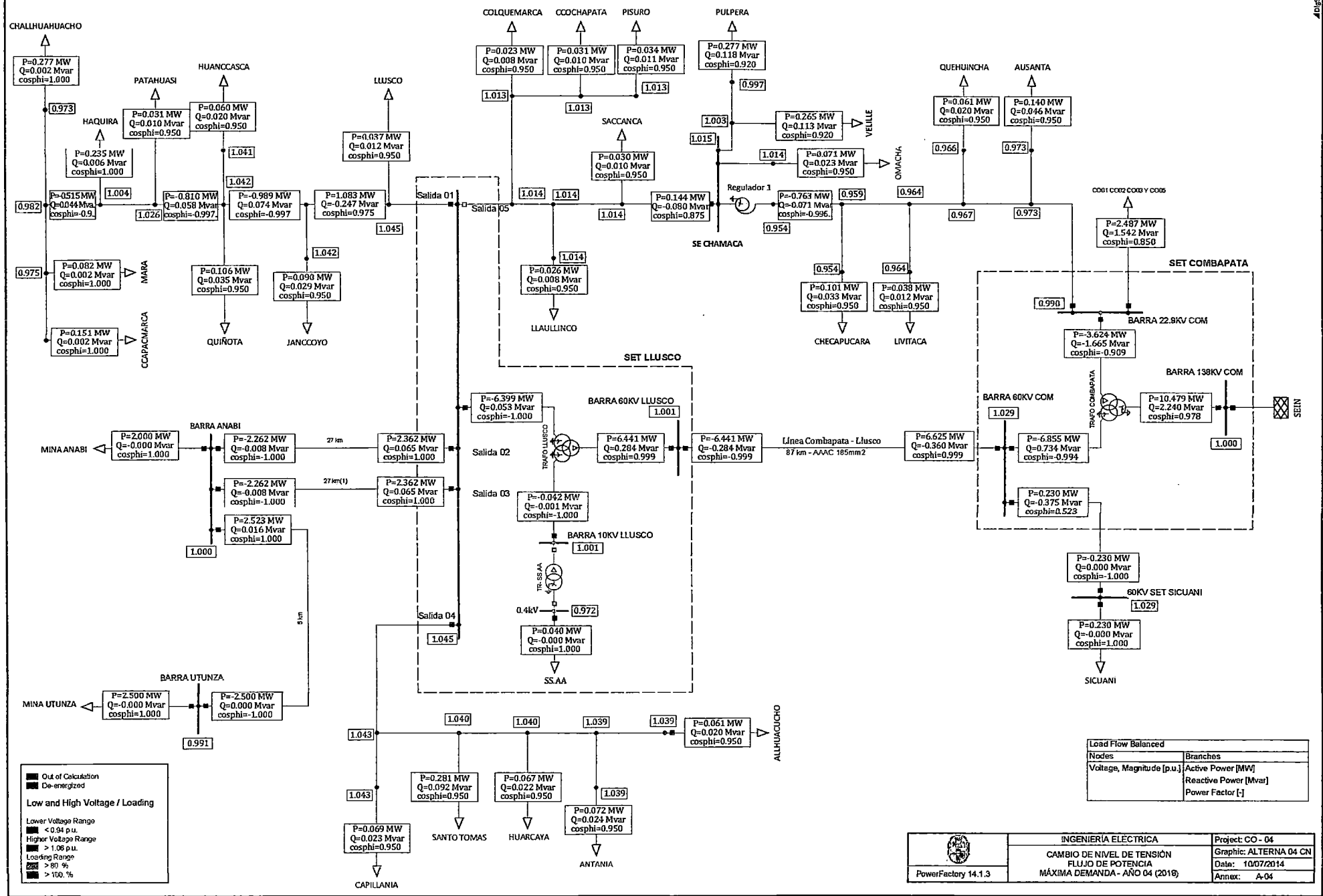
Lower Voltage Range
 < 0.94 p.u.

Higher Voltage Range
 > 1.08 p.u.

Loading Range
 > 80 %
 > 100. %

Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]
	Reactive Power [Mvar]
	Power Factor [-]

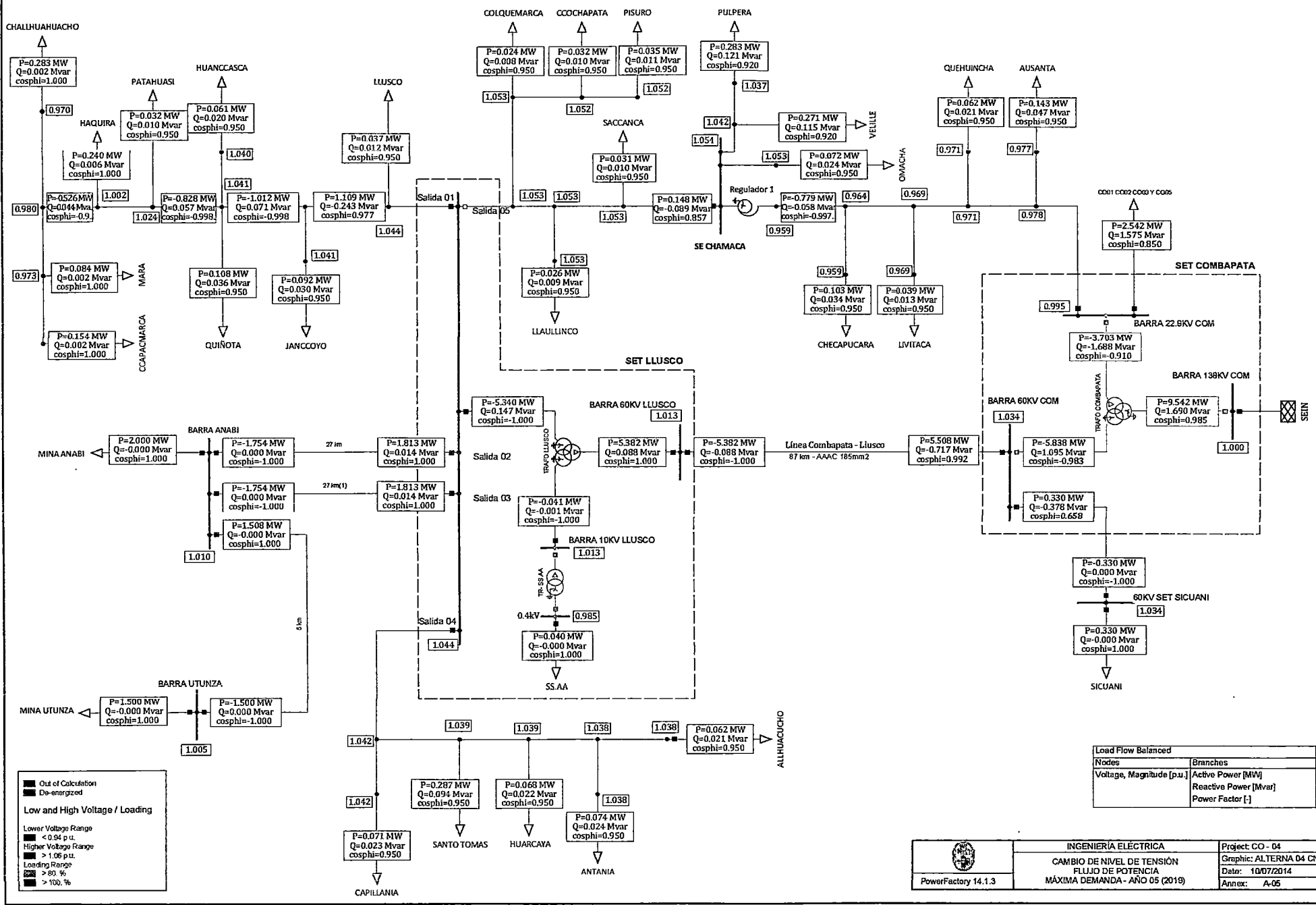
	INGENIERÍA ELÉCTRICA	Project: CO - 04
	CAMBIO DE NIVEL DE TENSIÓN FLUJO DE POTENCIA	Graphic: ALTERNA 04 CN
	MÁXIMA DEMANDA - AÑO 03 (2017)	Date: 10/07/2014
		Annex: A-03

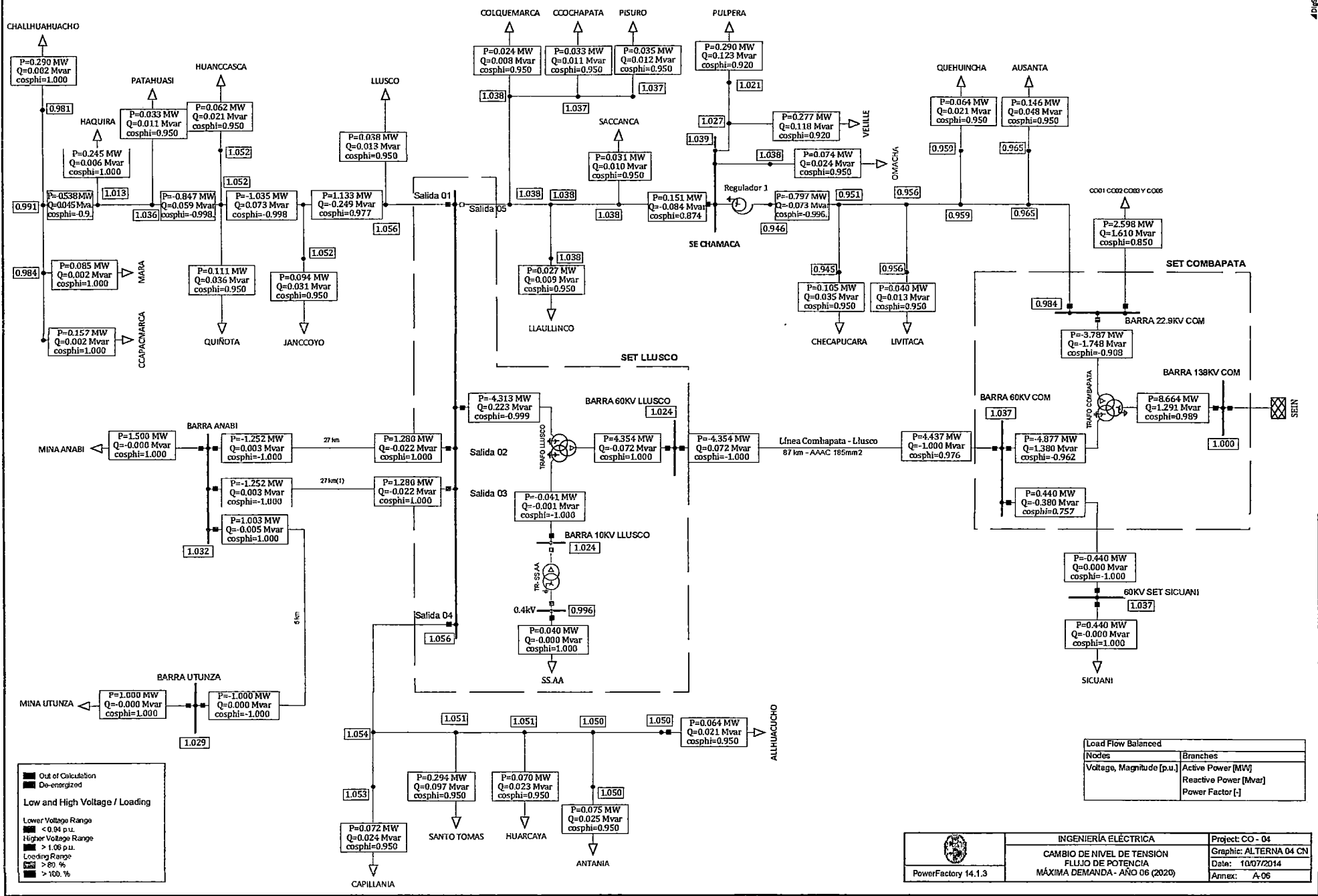


Out of Calculation
 De-energized
Low and High Voltage / Loading
 Lower Voltage Range
 < 0.94 p.u.
 > 1.06 p.u.
 Loading Range
 > 90 %
 > 100 %

Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]
	Reactive Power [Mvar]
	Power Factor [-]

	INGENIERÍA ELÉCTRICA	Project: CO - 04
	CAMBIO DE NIVEL DE TENSIÓN FLUJO DE POTENCIA	Graphic: ALTERNA 04 CN
	MÁXIMA DEMANDA - AÑO 04 (2018)	Date: 10/07/2014
	PowerFactory 14.1.3	Annex: A-04





Load Flow Balanced	Nodes	Branches
	Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]
		Reactive Power [Mvar]
		Power Factor [-]

Legend

- Out of Calculation
- De-energized

Low and High Voltage / Loading

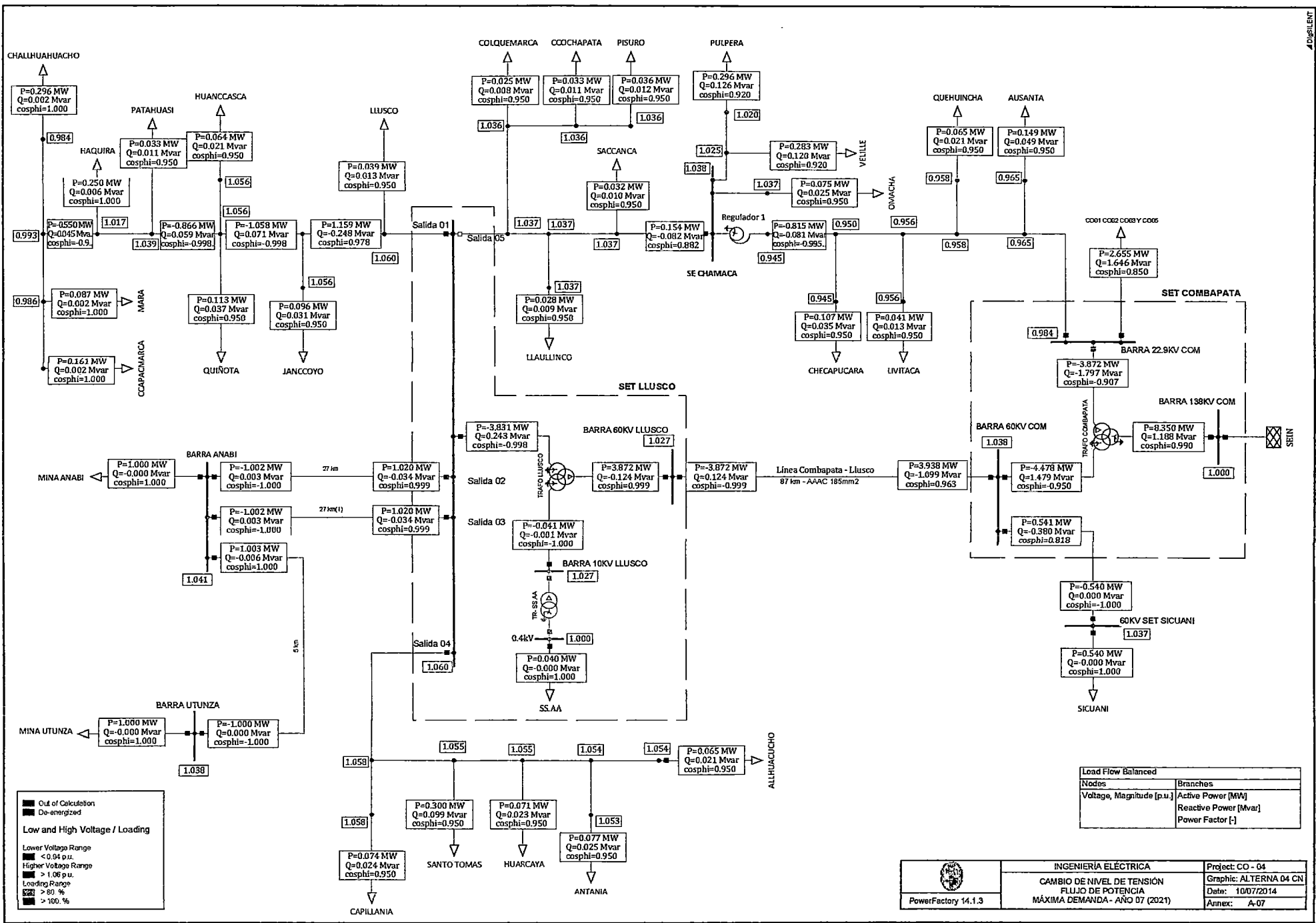
Lower Voltage Range

- < 0.94 p.u.
- > 1.06 p.u.

Loading Range


- < 80 %
- > 100 %

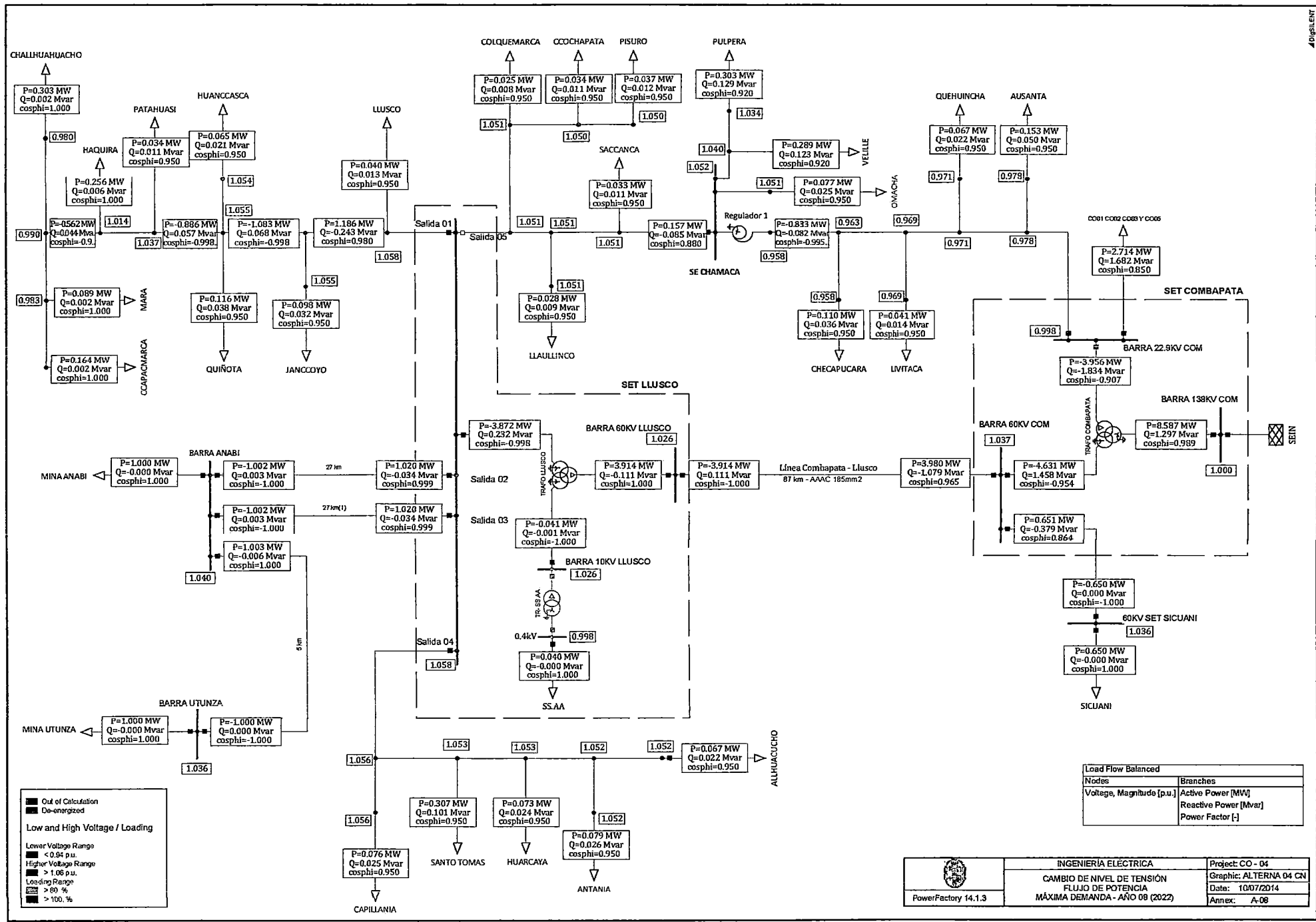
<p>PowerFactory 14.1.3</p>	<p>INGENIERÍA ELÉCTRICA</p> <p>CAMBIO DE NIVEL DE TENSION FLUJO DE POTENCIA MÁXIMA DEMANDA - AÑO 06 (2020)</p>	<p>Project: CO - 04</p> <p>Graphic: ALTERNA 04 CN</p> <p>Date: 10/07/2014</p> <p>Annex: A-06</p>
----------------------------	--	--



Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]
	Reactive Power [Mvar]
	Power Factor [-]

Out of Calculation
 Do-energized
Low and High Voltage / Loading
 Lower Voltage Range
 < 0.94 p.u.
 > 1.06 p.u.
 Loading Range
 > 80 %
 > 100 %

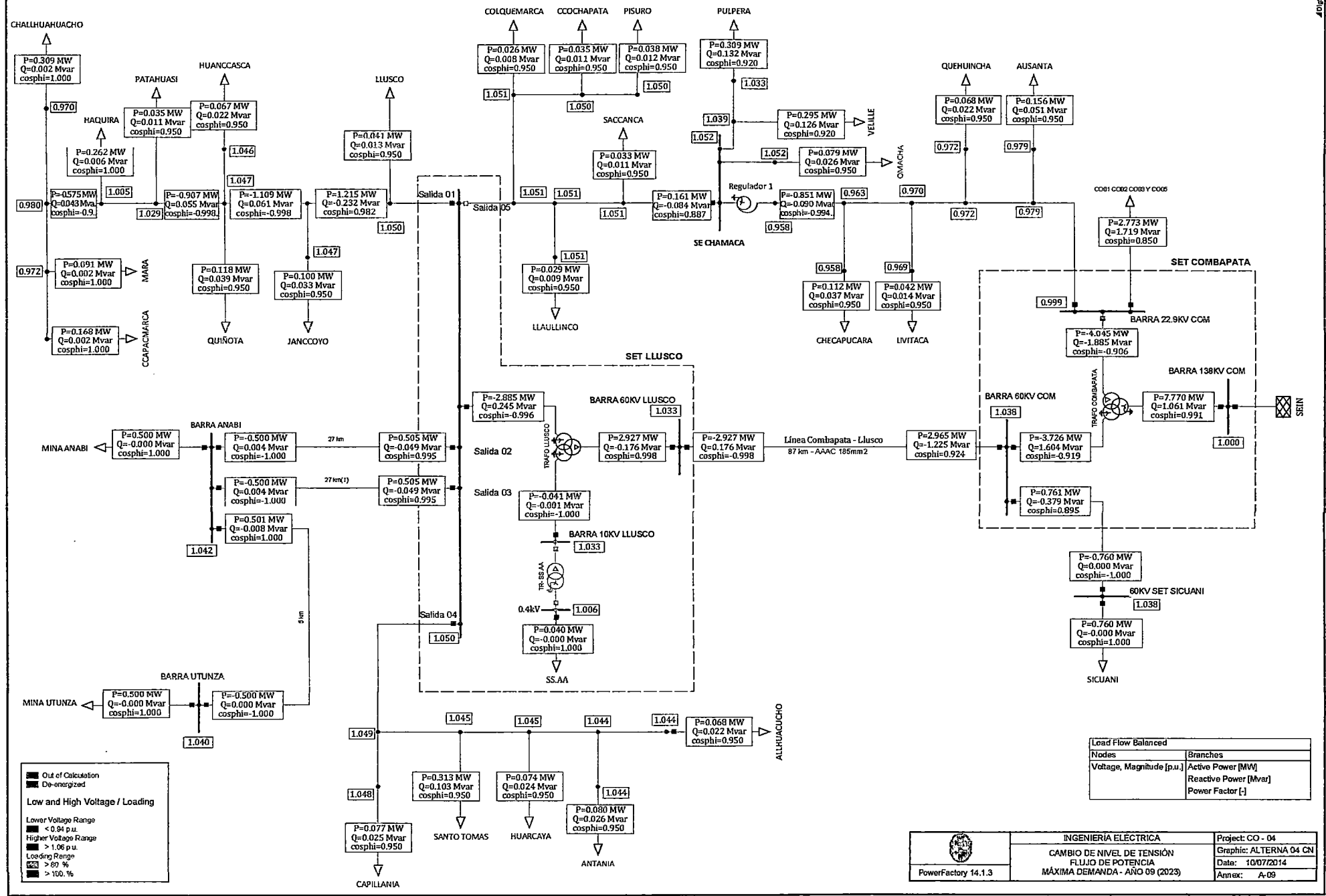
 PowerFactory 14.1.3	INGENIERÍA ELÉCTRICA	Project: CO - 04
	CAMBIO DE NIVEL DE TENSIÓN	Graphic: ALTERNA 04 CN
	FLUJO DE POTENCIA	Date: 10/07/2014
	MÁXIMA DEMANDA - AÑO 07 (2021)	Annex: A-07



Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]
	Reactive Power [Mvar]
	Power Factor [-]

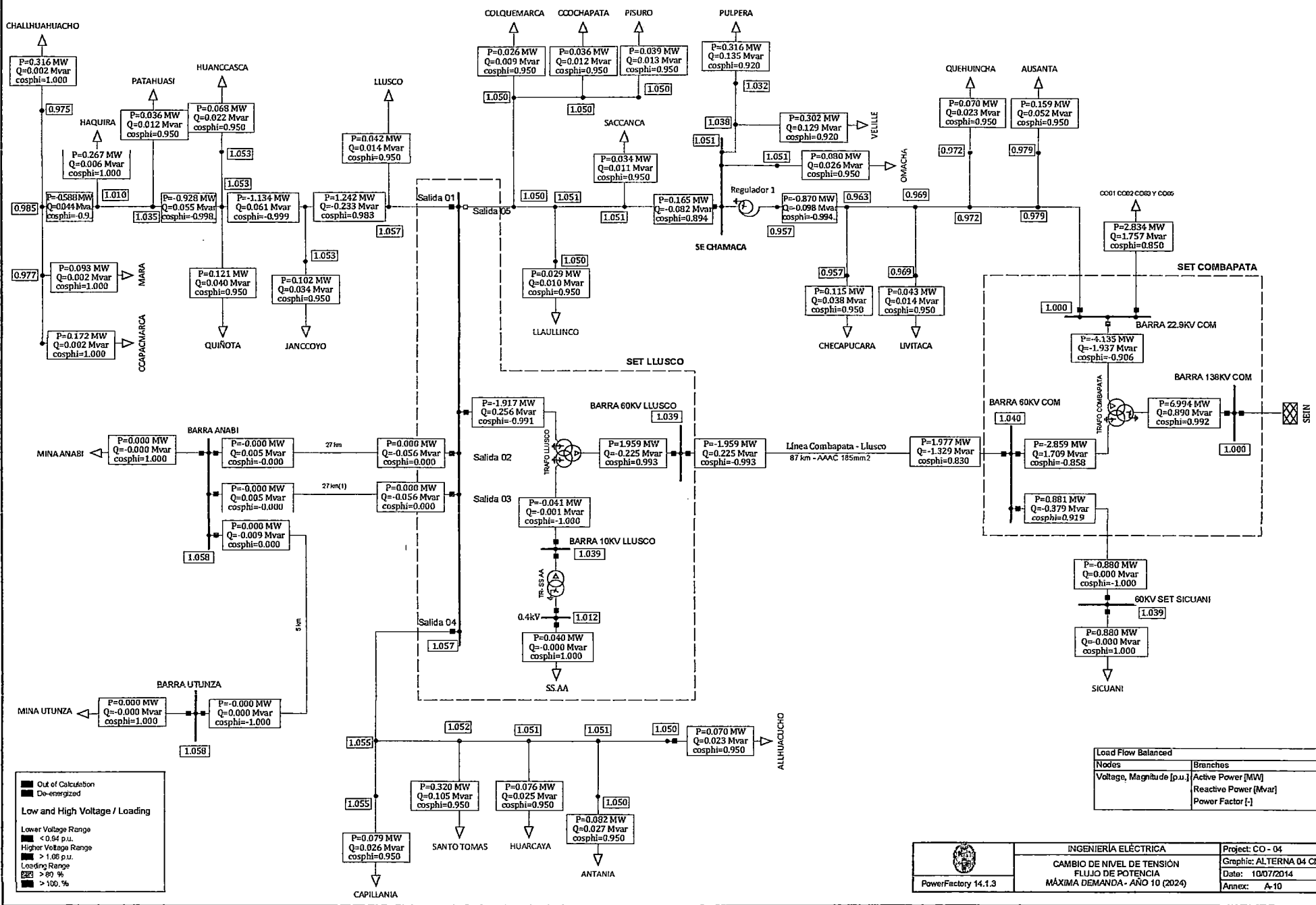
■ Out of Calculation
 ■ De-energized
Low and High Voltage / Loading
 Lower Voltage Range
 ■ < 0.94 p.u.
 ■ > 1.06 p.u.
 Loading Range
 ■ > 60 %
 ■ > 100 %

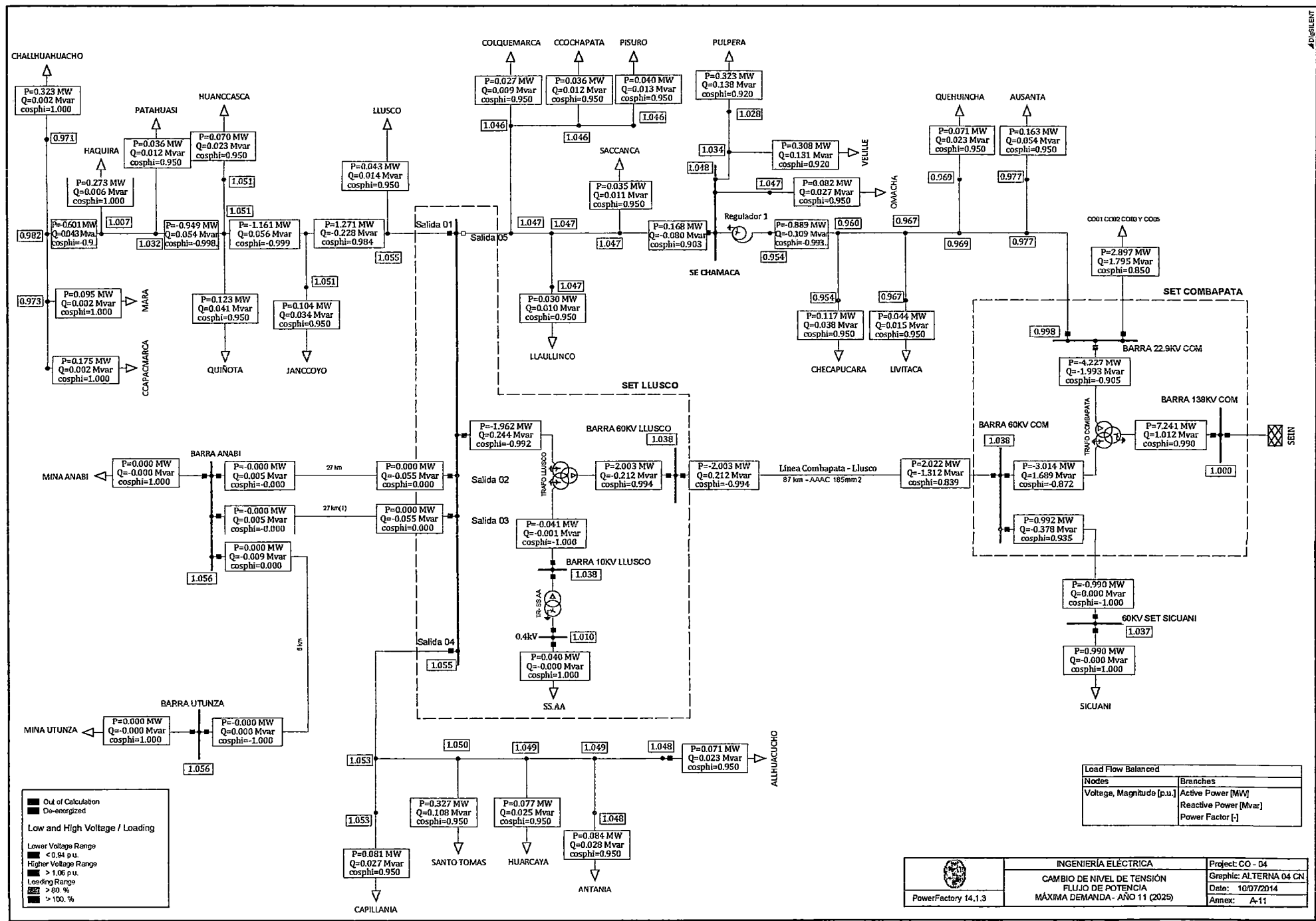
 PowerFactory 14.1.3	INGENIERÍA ELÉCTRICA CAMBIO DE NIVEL DE TENSIÓN FLUJO DE POTENCIA MÁXIMA DEMANDA - AÑO 08 (2022)	Project: CO - 04 Graphic: ALTERNA 04 CN Date: 10/07/2014 Annex: A-08
-------------------------	--	---



Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]
	Reactive Power [Mvar]
	Power Factor [-]

 PowerFactory 14.1.3	INGENIERÍA ELÉCTRICA CAMBIO DE NIVEL DE TENSIÓN FLUJO DE POTENCIA MÁXIMA DEMANDA - AÑO 09 (2023)	Project: CO - 04 Graphic: ALTERNA 04 CN Date: 10/07/2014 Annex: A-09
-------------------------	--	---





Legend

- Out of Calculation
- De-energized

Low and High Voltage / Loading

Lower Voltage Range

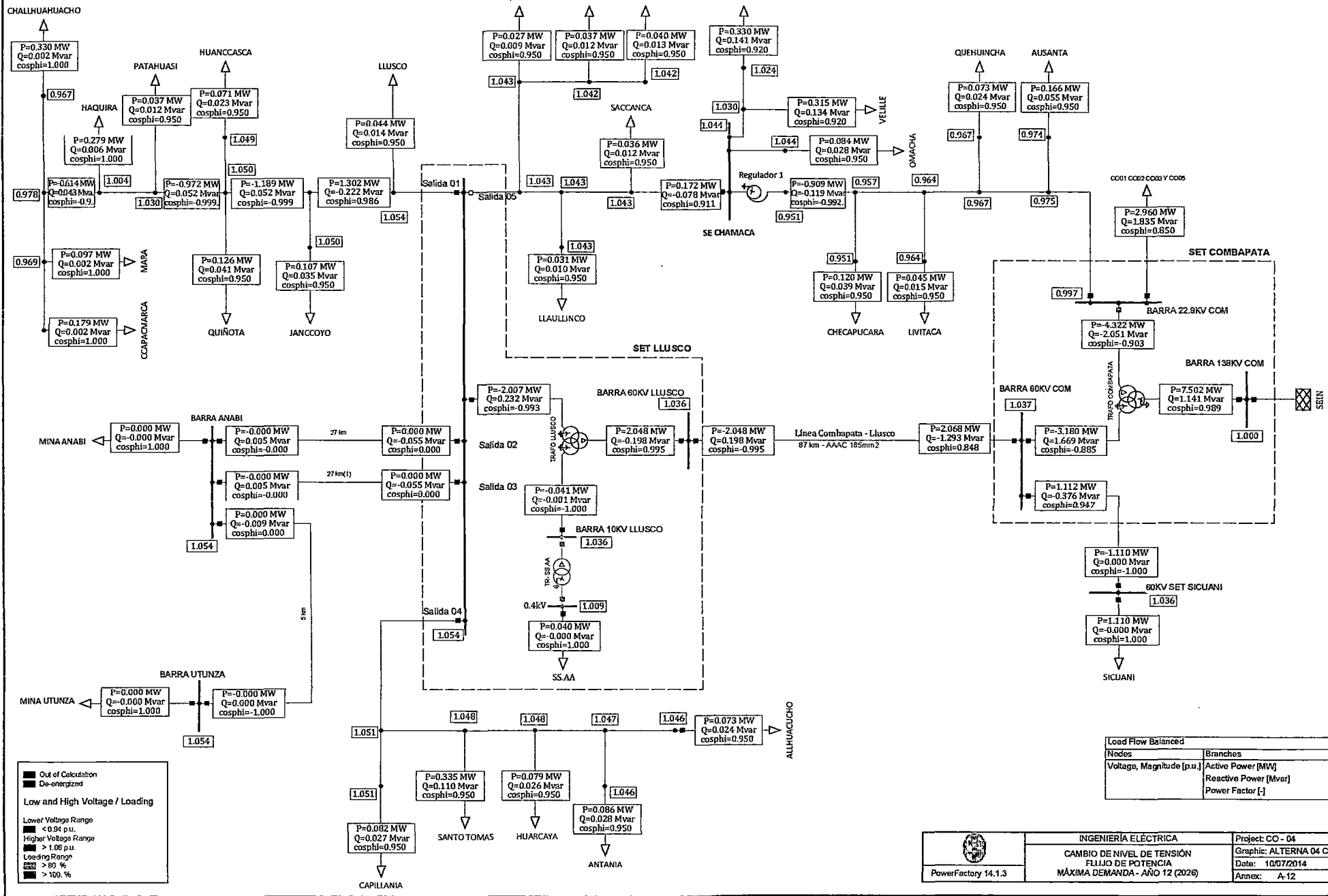
- < 0.94 p.u.
- > 1.06 p.u.

Loading Range

- > 99.9%
- > 100.1%

Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]
	Reactive Power [Mvar]
	Power Factor [-]

	INGENIERÍA ELÉCTRICA	Project: CO - 04
	CAMBIO DE NIVEL DE TENSIÓN FLUJO DE POTENCIA	Graphic: ALTERNA 04 CN
	MÁXIMA DEMANDA - AÑO 11 (2025)	Date: 10/07/2014
		Annex: A-11



Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]
	Reactive Power [Mvar]
	Power Factor [-]

Legend

- Out of Calculation
- De-energized

Low and High Voltage / Loading

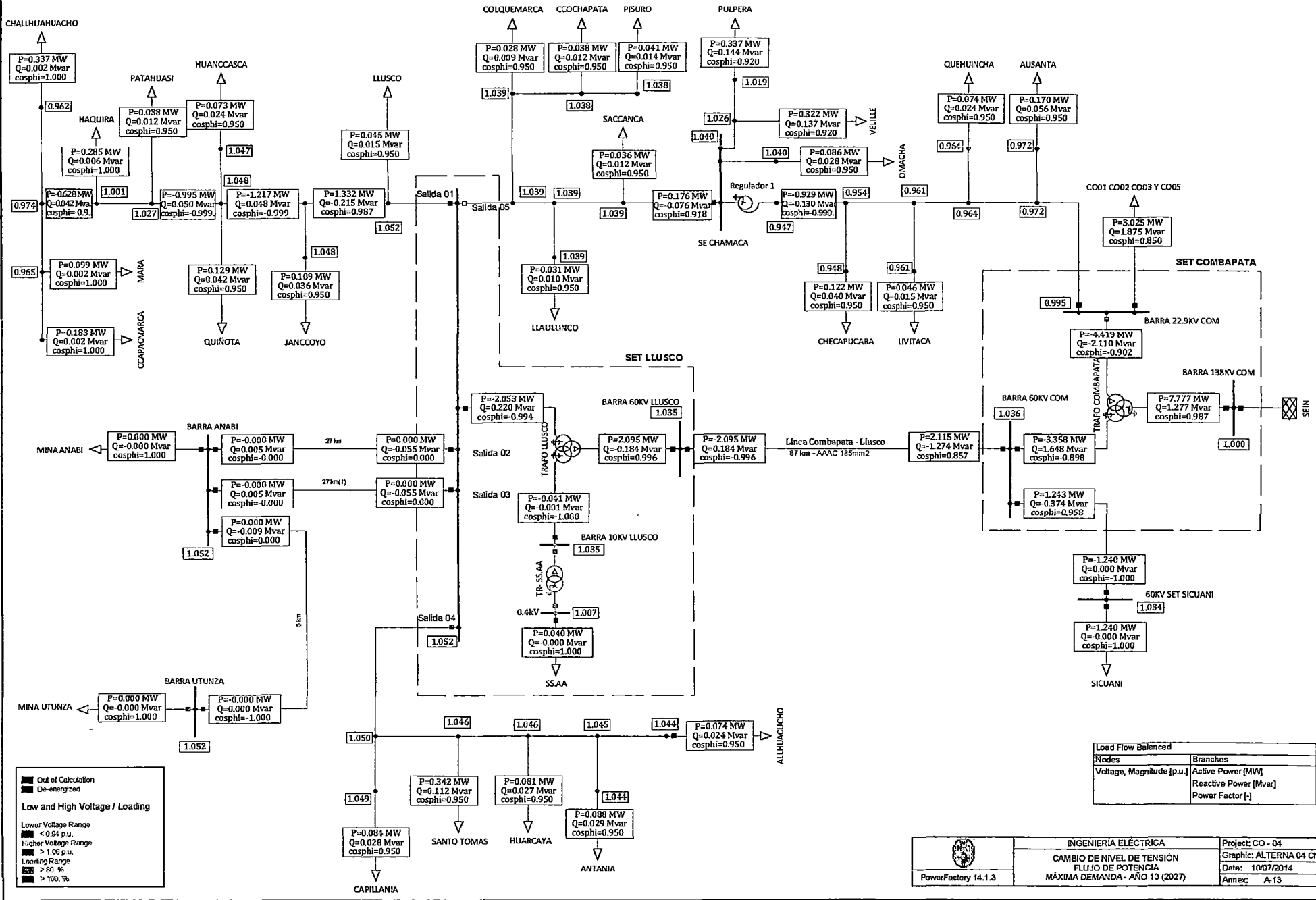
Lower Voltage Range

- < 0.94 p.u.
- Higher Voltage Range > 1.06 p.u.

Loading Range

- > 95 %
- > 100 %

	INGENIERÍA ELÉCTRICA	Project: CO - 04
	CAMBIO DE NIVEL DE TENSION	Graphic: ALTERNA 04 CN
	FLUJO DE POTENCIA	Date: 10/07/2014
	MÁXIMA DEMANDA - AÑO 12 (2026)	Annex: A-12



Out of Calculation
 De-energized

Low and High Voltage / Loading

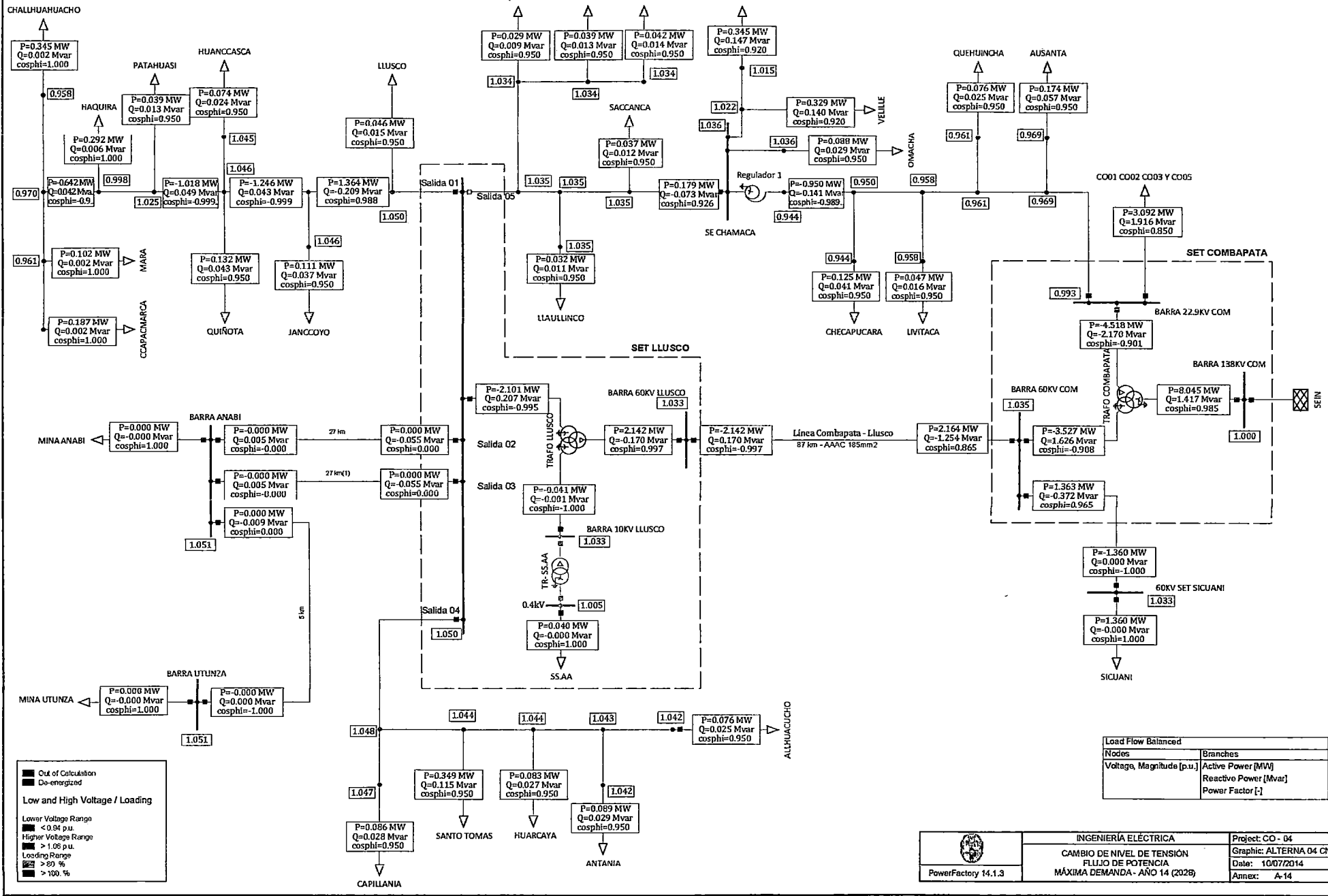
Lower Voltage Range
 < 0.84 p.u.

Higher Voltage Range
 > 1.06 p.u.

Loading Range
 > 80 %
 > 100 %

Load Flow Balanced	
Nodos	Branches
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]
	Reactive Power [Mvar]
	Power Factor [-]

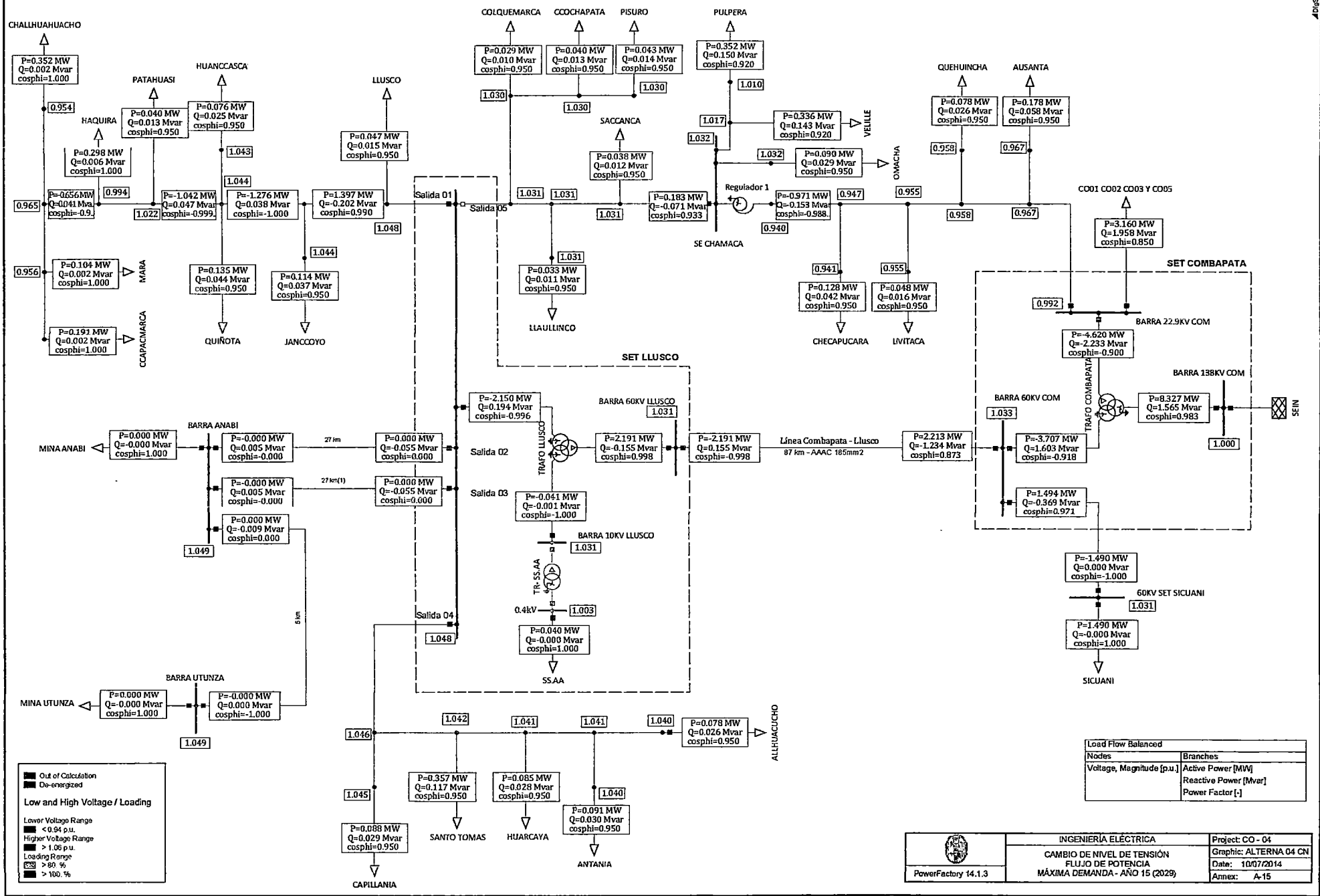
 PowerFactory 14.1.3	INGENIERÍA ELÉCTRICA	Project: CO - 04
	CAMBIO DE NIVEL DE TENSIÓN	Graphic: ALTERNA 04 CN
	FLUJO DE POTENCIA	Date: 10/07/2014
	MÁXIMA DEMANDA - AÑO 13 (2027)	Annex: A-13

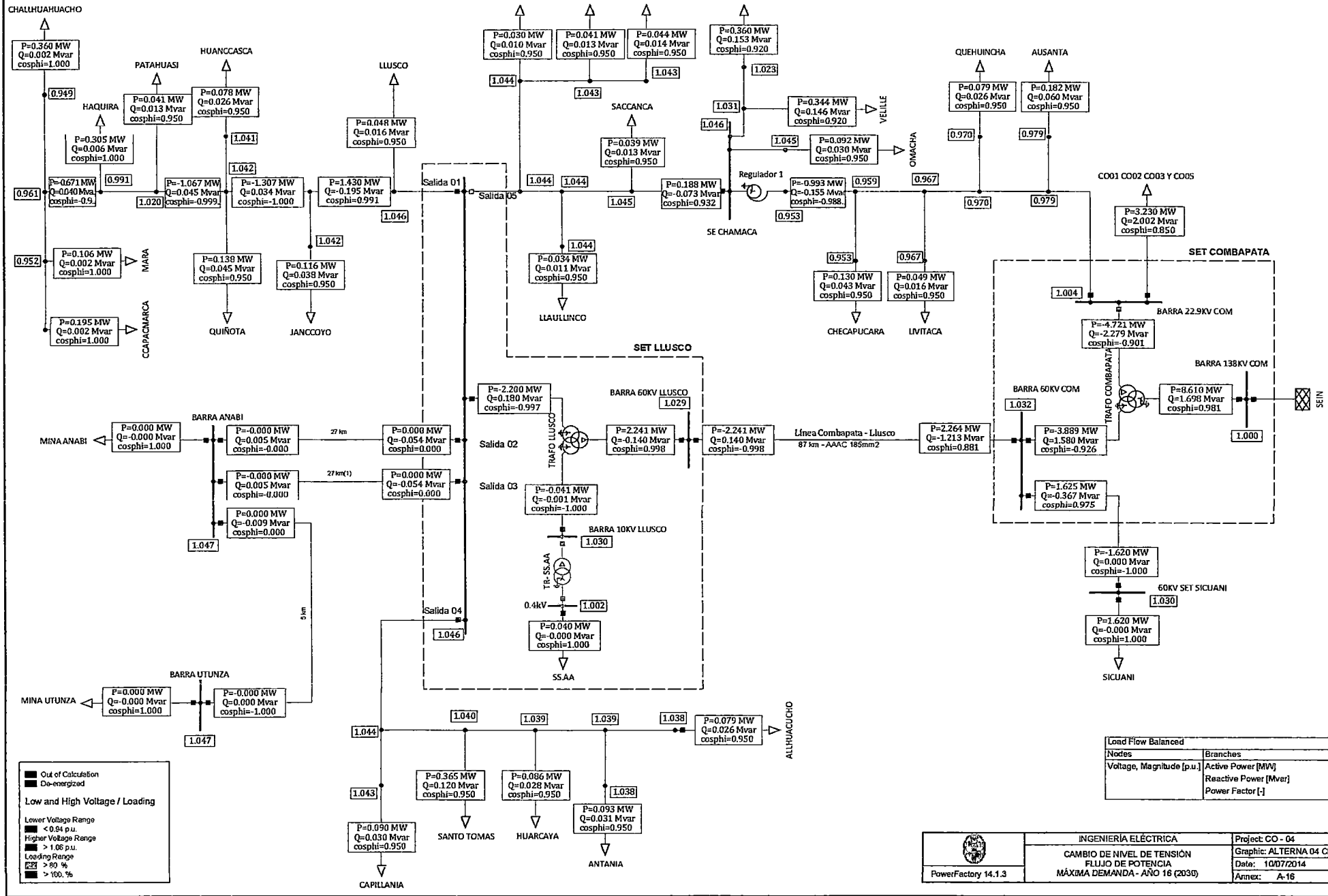


Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
Voltage, Magnitud [p.u.]	Active Power [MW]
	Reactive Power [Mvar]
	Power Factor [-]

■ Out of Calculation
 ■ De-energized
Low and High Voltage / Loading
 Lower Voltage Range
 ■ < 0.94 p.u.
 ■ > 1.05 p.u.
 Loading Range
 ■ > 2%
 ■ > 100%


 PowerFactory 14.1.3	INGENIERÍA ELÉCTRICA CAMBIO DE NIVEL DE TENSIÓN FLUJO DE POTENCIA MÁXIMA DEMANDA - AÑO 14 (2028)	Project: CO - 04 Graphic: ALTERNA 04 CN Date: 10/07/2014 Annex: A-14
-------------------------	--	---

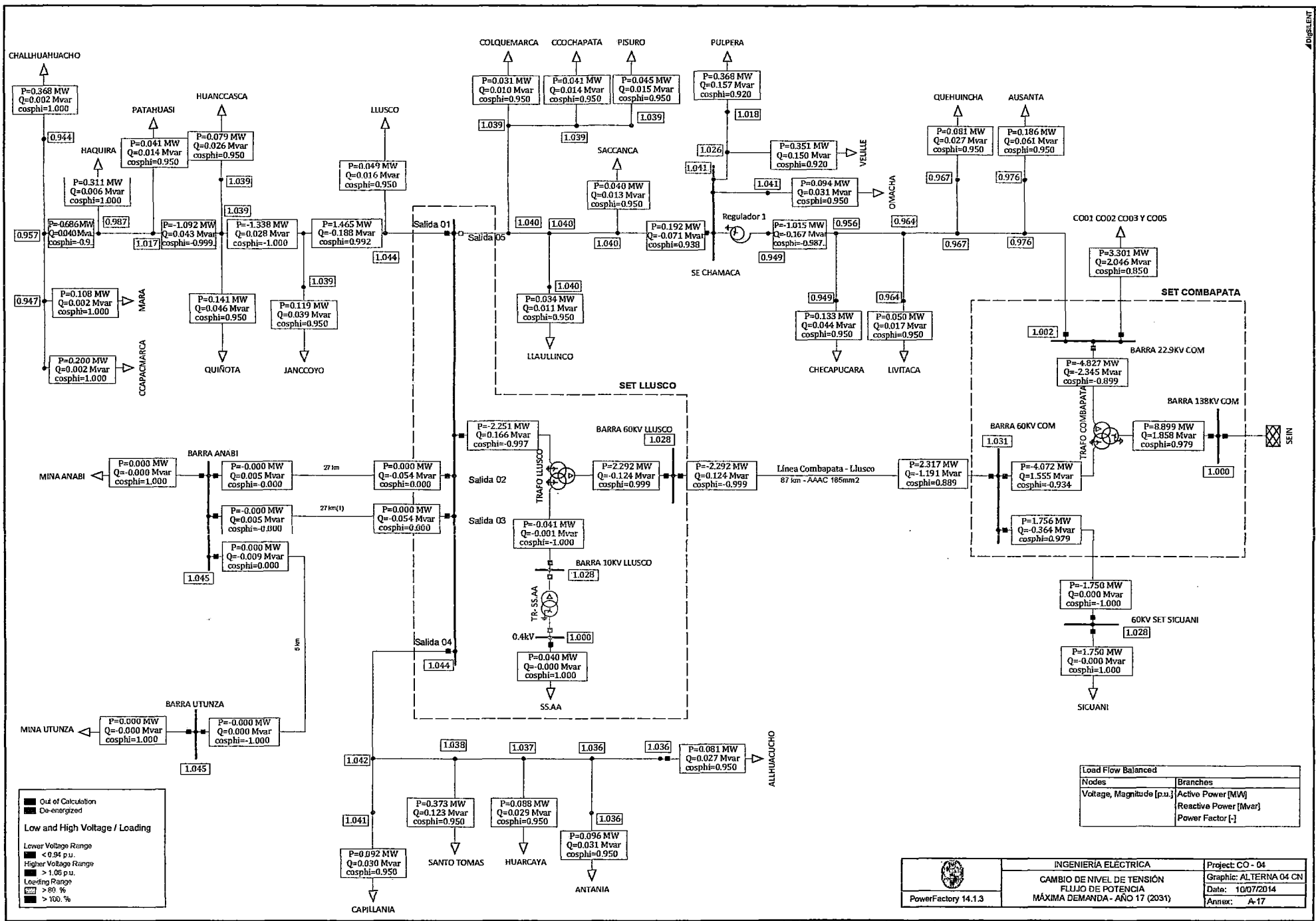


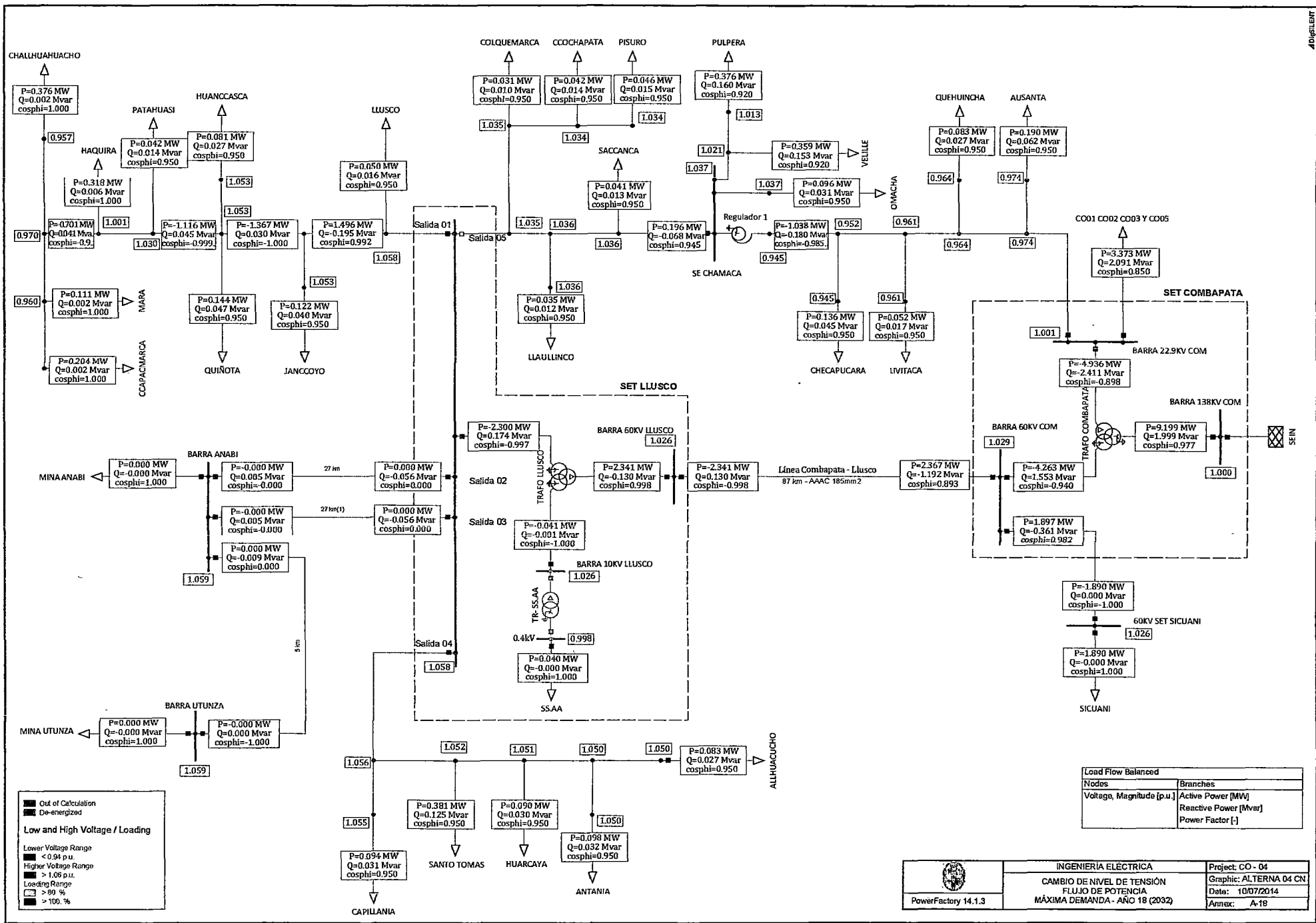


Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]
	Reactive Power [Mvar]
	Power Factor [-]

Out of Calculation
 De-energized
Low and High Voltage / Loading
 Lower Voltage Range
 < 0.94 p.u.
 > 1.06 p.u.
 Higher Voltage Range
 > 1.06 p.u.
 Loading Range
 > 90 %
 > 100 %

 PowerFactory 14.1.3	INGENIERÍA ELÉCTRICA	Project: CO - 04
	CAMBIO DE NIVEL DE TENSION FLUJO DE POTENCIA	Graphic: ALTERNA 04 CN
	MÁXIMA DEMANDA - AÑO 16 (2030)	Date: 10/07/2014
		Annex: A-16





Legend

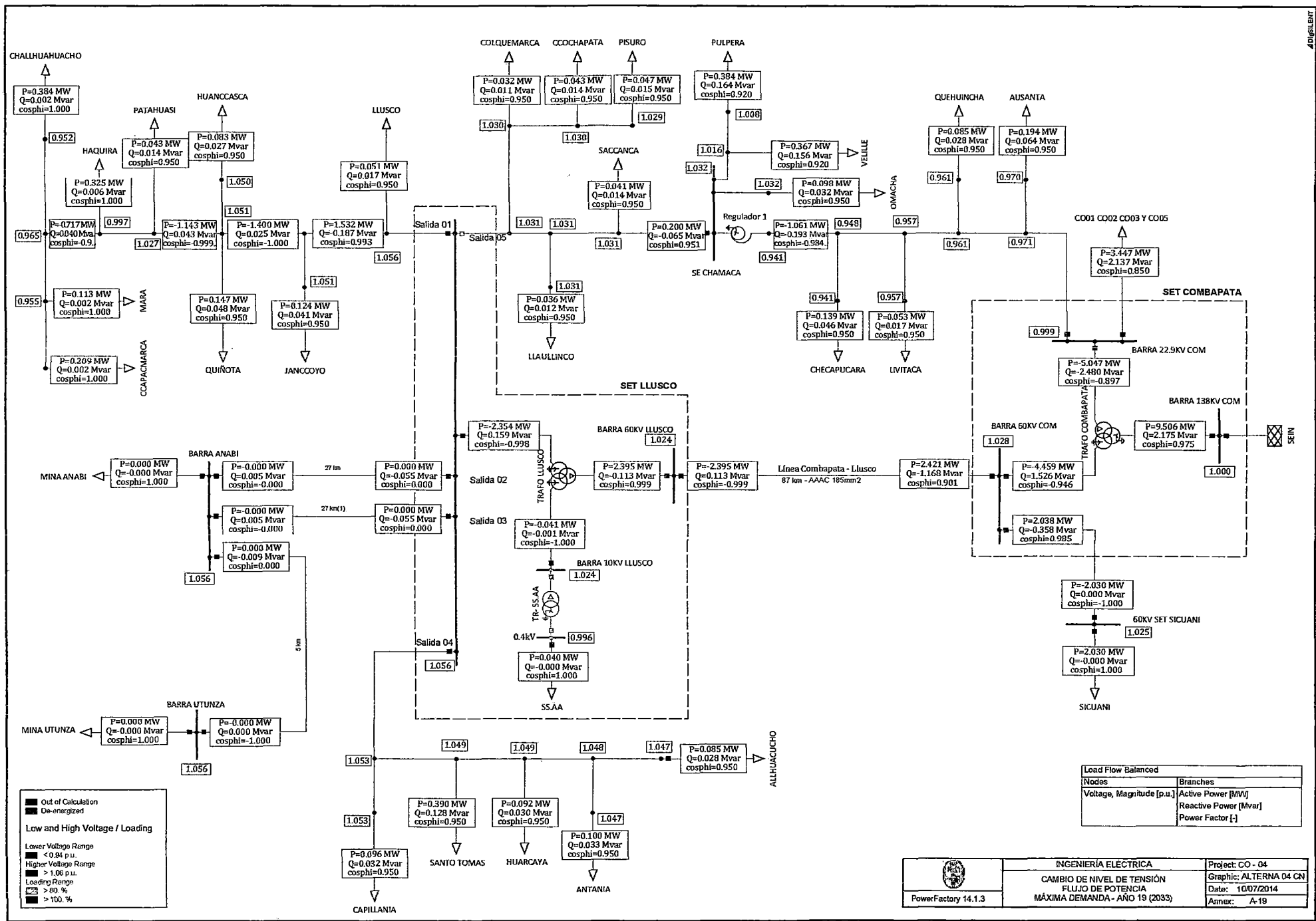
- Out of Calculation
- De-energized

Low and High Voltage / Loading

- Lower Voltage Range: < 0.94 p.u.
- Higher Voltage Range: > 1.06 p.u.
- Loading Range: > 80%, > 100%

Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]
	Reactive Power [Mvar]
	Power Factor [%]

	INGENIERÍA ELÉCTRICA	Project: CO - 04
	CAMBIO DE NIVEL DE TENSIÓN	Graphic: ALTERNA 04 CN
	FLUJO DE POTENCIA	Date: 10/07/2014
	MÁXIMA DEMANDA - AÑO 18 (2032)	Annex: A-18



Out of Calculation
 De-energized

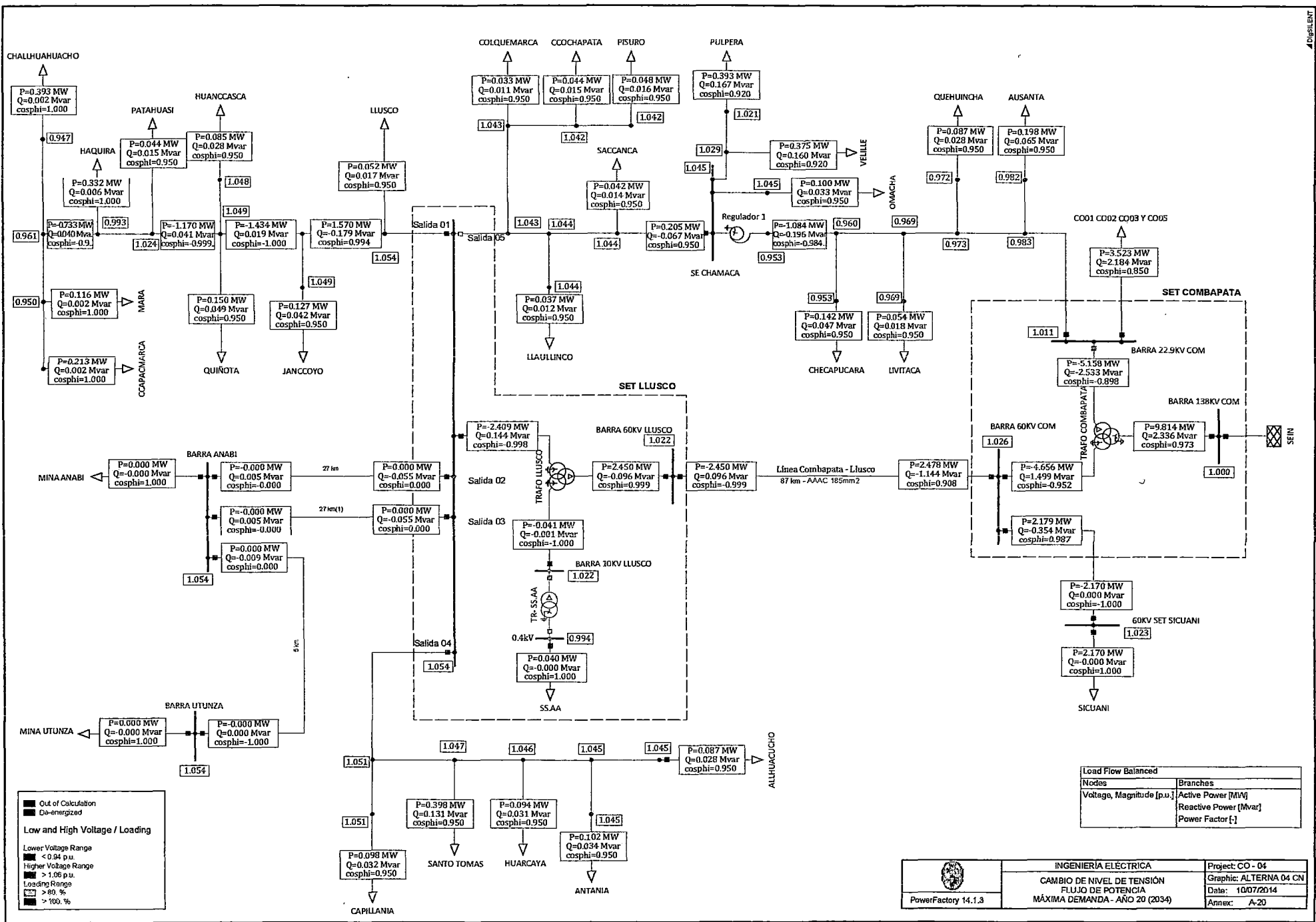
Low and High Voltage / Loading

Lower Voltage Range
 < 0.84 p.u.
 Higher Voltage Range
 > 1.06 p.u.

Loading Range
 > 60 %
 > 100 %

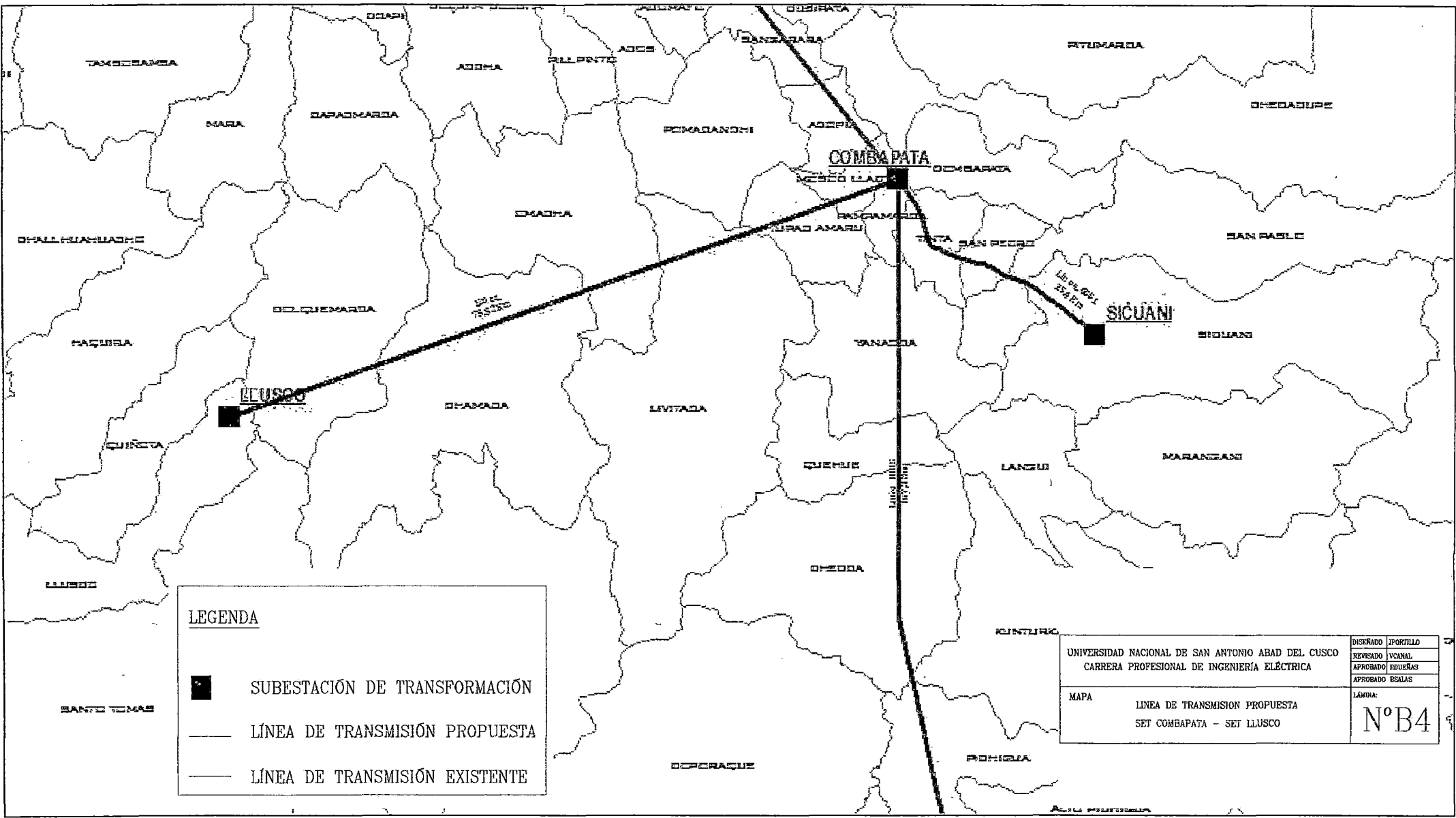
Nodes	Branches
Voltage, Magnitude [p.u.]	Active Power [MW]
	Reactive Power [Mvar]
	Power Factor [-]

	INGENIERÍA ELÉCTRICA	Project: CO - 04
	CAMBIO DE NIVEL DE TENSIÓN FLUJO DE POTENCIA MÁXIMA DEMANDA - AÑO 19 (2033)	Graphic: ALTERNA 04 CN
		Date: 10/07/2014
PowerFactory 14.1.3		Annex: A-19



ANEXO B

MAPAS

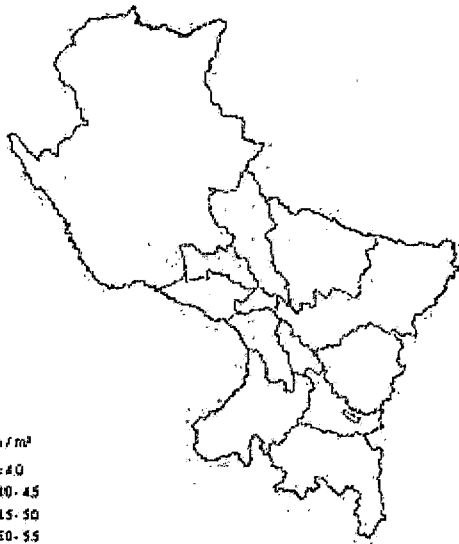


LEGENDA

- SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN
- LÍNEA DE TRANSMISIÓN PROPUESTA
- LÍNEA DE TRANSMISIÓN EXISTENTE

MAPA LÍNEA DE TRANSMISIÓN PROPUESTA SET COMBAPATA - SET LLUSCO	DISEÑADO IPORTILLO REVISADO VCANAL APROBADO RBUENAS APROBADO BSALAS
	LÁMINA: N°B4

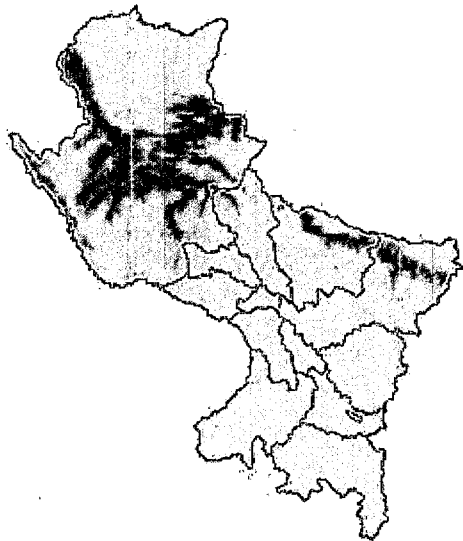
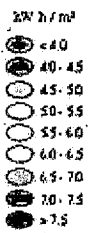
CUSCO



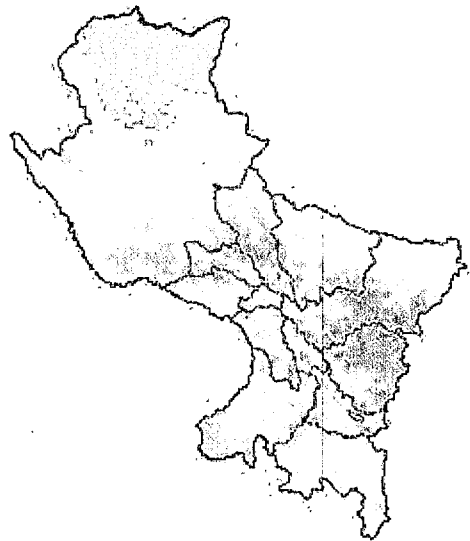
FEBRERO



MAYO



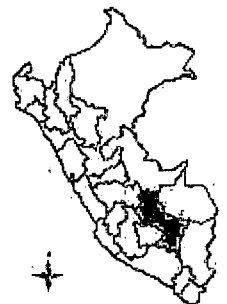
AGOSTO



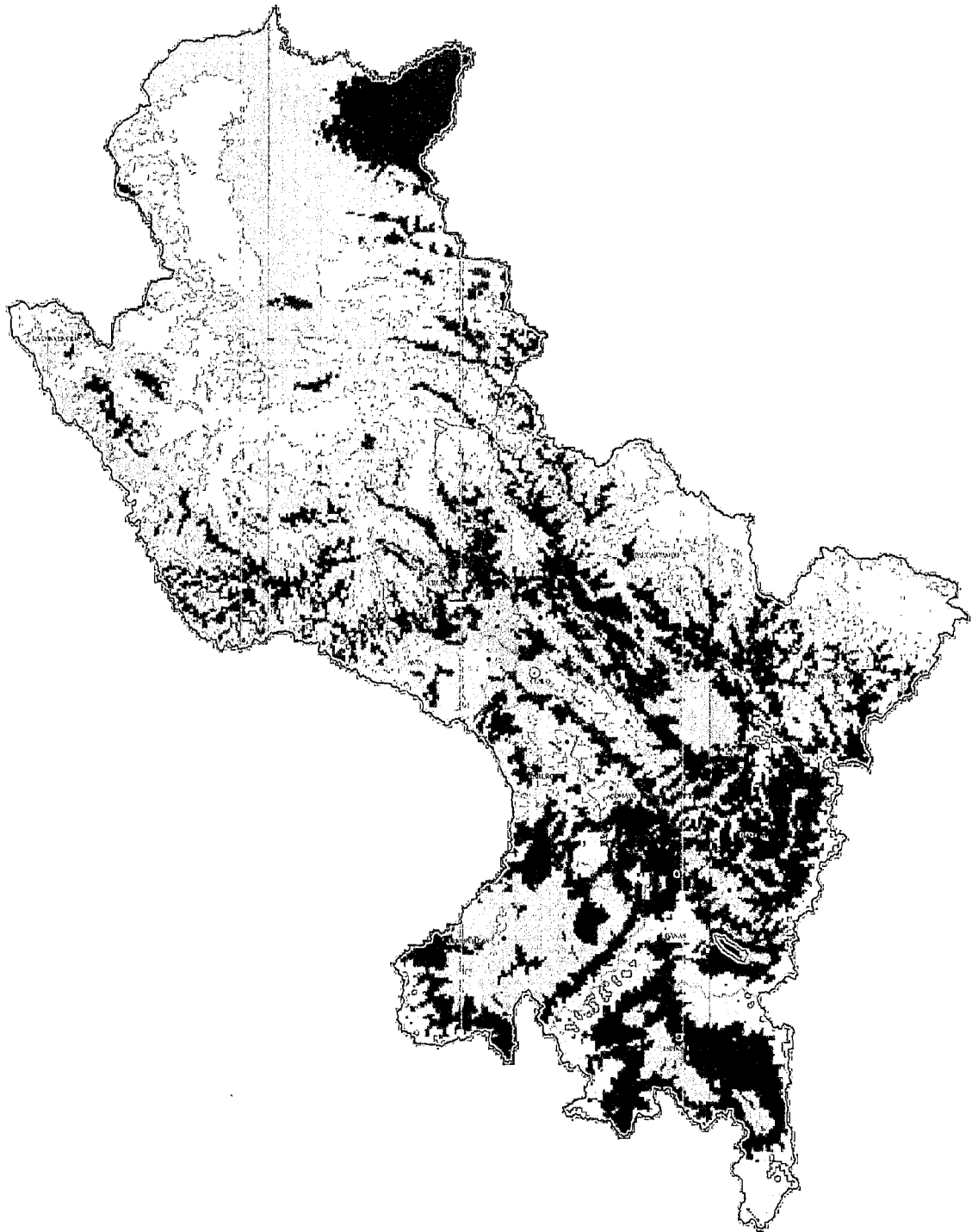
NOVIEMBRE

MAPA B5

REPUBLICA DEL PERÚ
 SERVICIO NACIONAL DE METEOROLOGÍA E HIDROLOGÍA
 SENAMHI
 DIRECCIÓN GENERAL DE INVESTIGACIÓN Y ASUNTOS ACIDENTALES
ENERGÍA SOLAR INCIDENTE DIARIA
 Departamento de Cusco
 (1975-1990)
 1993, 2001
 EN HUANUCO

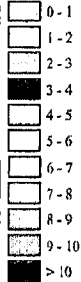


CUSCO



Viento medio a 80 m

m/s



MAPA B6

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRIFICACIÓN RURAL
DIRECCIÓN DE FONDOS CONCURSABLES

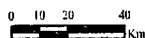
ATLAS EÓLICO DEL PERÚ

VIENTO MEDIO ANUAL A 80 m
DEPARTAMENTO DE CUSCO

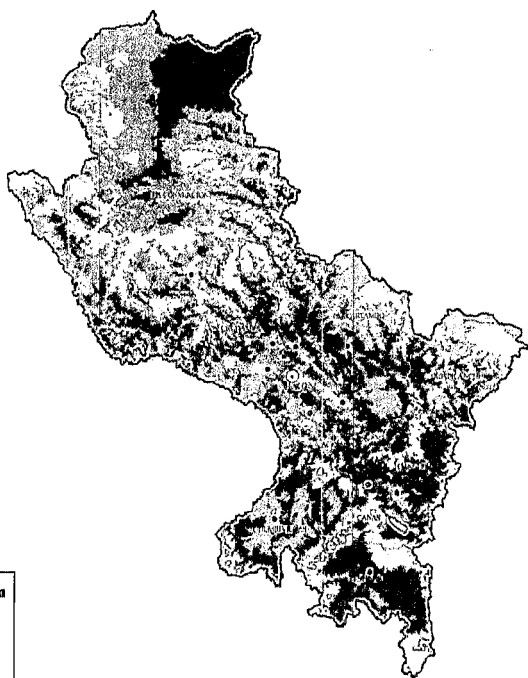
LIMA - PERÚ
OCTUBRE DE 2008



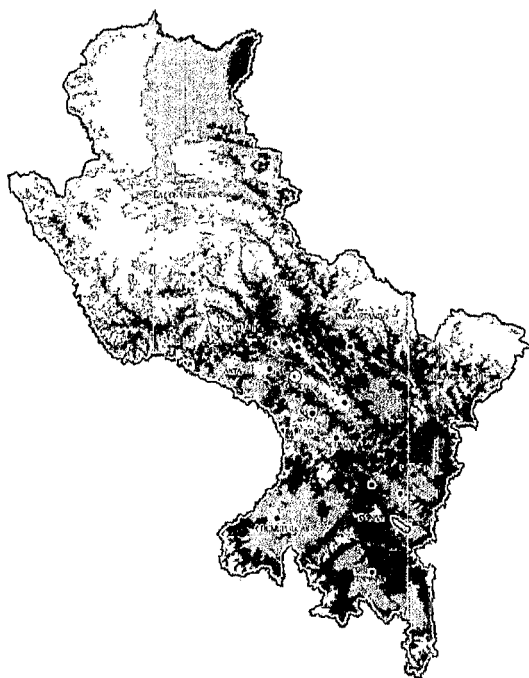
Base cartográfica:
Carta Nacional del Perú, Límites departamentales
Proyección: Geográfica, Datum WGS84



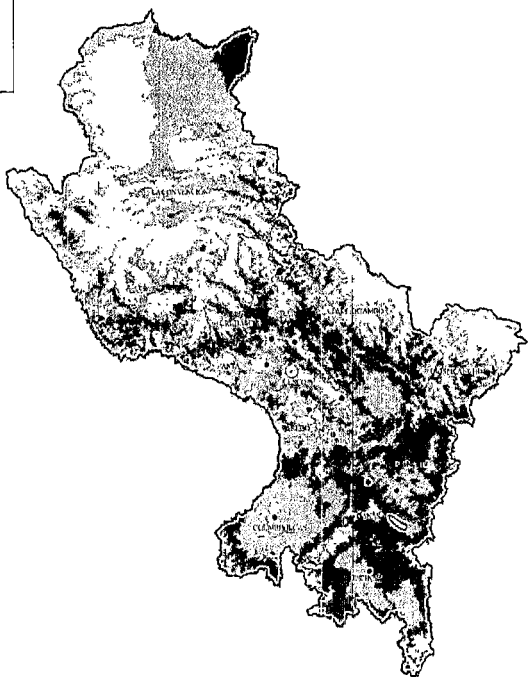
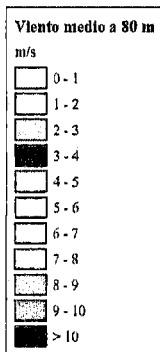
CUSCO



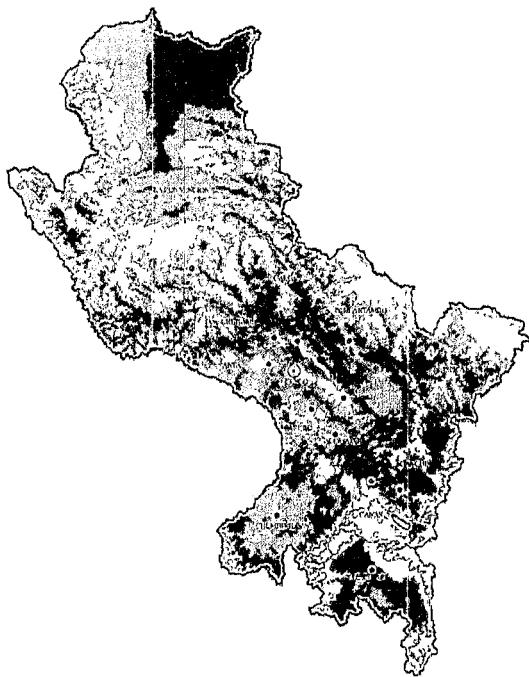
PRIMAVERA



VERANO



OTOÑO



INVIERNO

MAPA B7

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRIFICACIÓN RURAL
DIRECCIÓN DE FONDOS CONCURSABLES

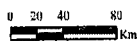
ATLAS EÓLICO DEL PERÚ

VIENTO MEDIO ESTACIONAL A 80 m
DEPARTAMENTO DE CUSCO

LIMA - PERÚ
OCTUBRE DE 2008



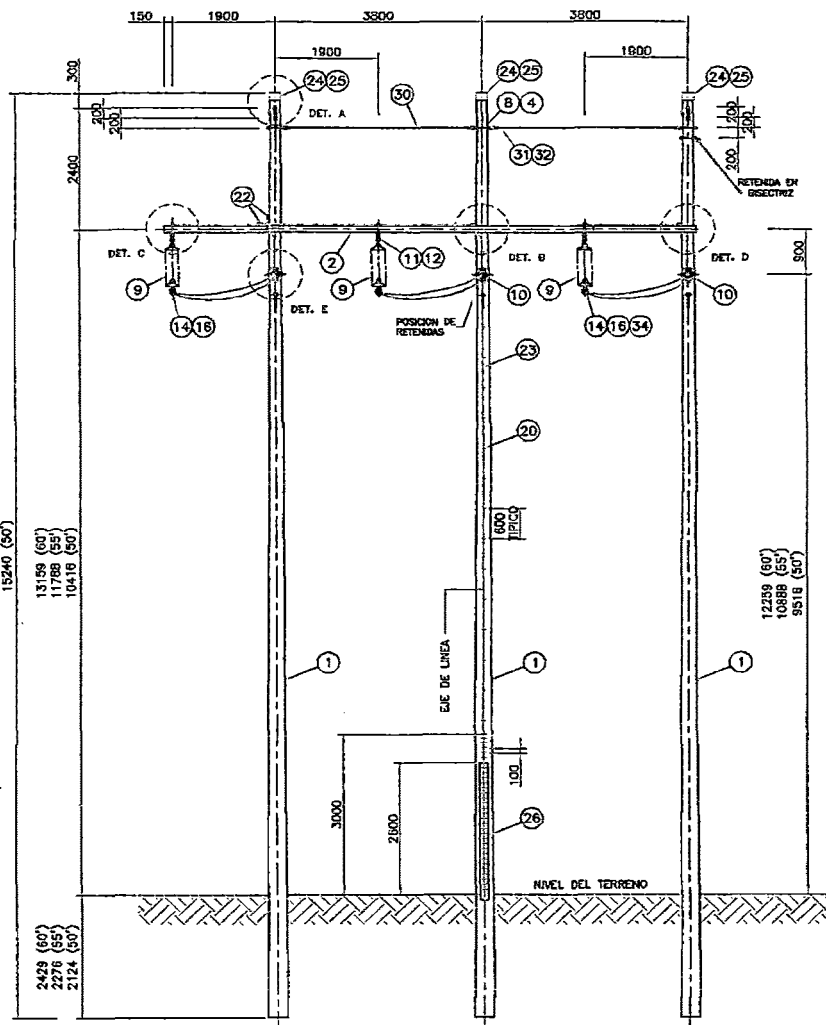
Base cartográfica:
Carta Nacional del Perú, Límites departamentales
Proyección: Geográfica, Datum WGS84



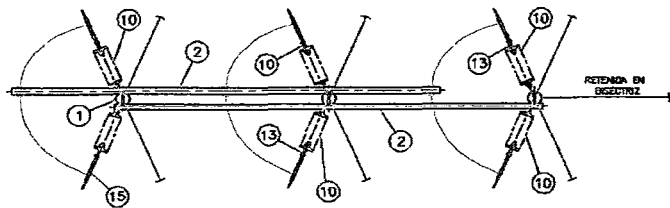
ANEXO C

PLANOS DE

ESTRUCTURAS



VISTA FRONTAL

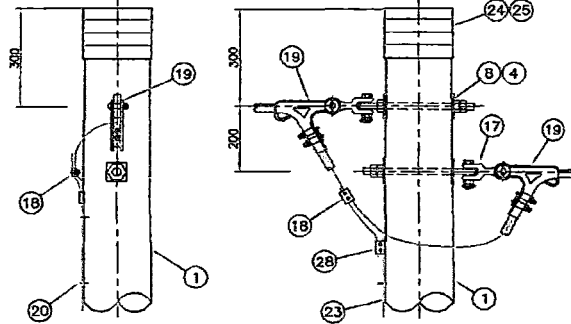


VISTA DE PLANTA

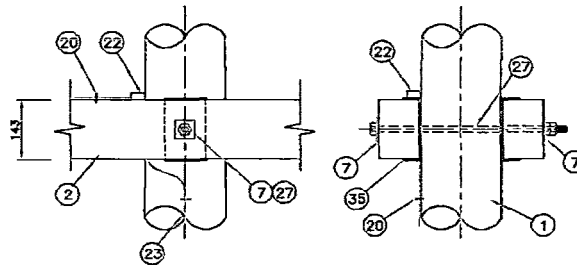
NOTAS :

- 1.- LAS GRAPAS EN "J" ESTARAN SEPARADAS A 0.50m. EXCEPTO DENTRO DE LA DISTANCIA DE 3.0 m SOBRE EL SUELO DONDE ESTARAN SEPARADAS A 0.10 m.
- 2.- LA ESTRUCTURA LLEVARA UNA RETENIDA EN DISECTRIZ SOLO CUANDO SE ENCUENTRE UBICADO EN UN VERTICE DE LINEA.
- 3.- NO SE ACEPTARAN CRUCETES DE MADERA LAMINADA.
- 4.- LAS DIMENSIONES ESTAN DADAS EN MILIMETROS.

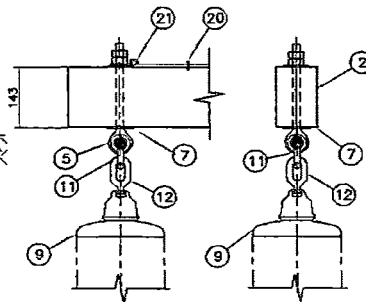
DETALLE A



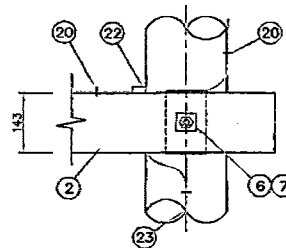
DETALLE B



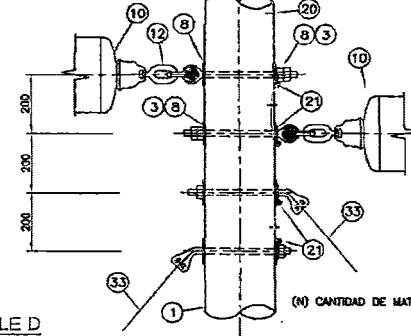
DETALLE C



DETALLE D



DETALLE E



(N) CANTIDAD DE MATERIALES CUANDO LA ESTRUCTURA SE ENCUENTRE UBICADO EN UN VERTICE

N°	DESCRIPCION	CANT.
1	POSTE DE MADERA TRATADA DE 6 SYP CLASE 3, LONGITUD 50', 55' y 60' SEGUN PLANILLA	3
2	CRUCETA DE MADERA TRATADA DOUGLAS FIR DE 4 5/8" x 5 5/8" x 28' LONG.	2
3	PERNO OJO DE #3/4" x 14" CON TUERCA Y CONTRATUERCA	6
4	PERNO OJO DE #3/4" x 12" CON TUERCA Y CONTRATUERCA	7
5	PERNO OJO DE #3/4" x 10" , CON TUERCA Y CONTRATUERCA	3
6	PERNO MAQUINADO #3/4" x 18" , CON TUERCA Y CONTRATUERCA	1
7	ARANDELA CUADRADA PLANA DE 3"x3"x3/16", AGUJERO 13/16"	11
8	ARANDELA CUADRADA CURVADA DE 3"x3"x3/16", AGUJERO 13/16"	27
9	CADENA DE AISLADORES EN SUSPENSION	3
10	CADENA DE AISLADORES EN ANCLAJE	6
11	ADAPTADOR GRILLETE RECTO	9
12	ADAPTADOR ANILLO - BOLA	6
13	ADAPTADOR CASQUILLO OJO - ALARGADO	6
14	ADAPTADOR CASQUILLO - OJO	3
15	GRAPA DE ANCLAJE TIPO PISTOLA	6
16	GRAPA DE SUSPENSION	3
17	ADAPTADOR HORQUILLA-OJO REVRADA	4
18	CONECTOR BIFILAR PARA CABLE DE GUARDA 38 mm2	2
19	GRAPA DE ANCLAJE PARA CABLE DE GUARDA DE 38 mm2 EHS	4
20	GRAPA EN "J" DE ACERO CON RECURBIMIENTO DE COBRE	95
21	CONECTOR "J", CONEXION CABLE DE PUESTA TIERRA 7#10 AWG A FERRETERIA	16 (17)
22	CONECTOR TIPO PERNO PARTIDO	4
23	CABLE DE ACERO CON RECURBIMIENTO DE COBRE 7#10 AWG	35 m
24	CAPUCHA DE LATA PARA CABEZA DE POSTE DE MADERA	3
25	ALAMBRE PARA ENTORCHE N° 18 AWG	7.5m
26	LISTON DE MADERA TRATADA DE 50 x 18 mm SECCION, 2700 LONG.	1
27	PERNO MAQUINADO #3/4" x 22" , CON TUERCA Y CONTRATUERCA	2
28	CONECTOR BIMETALICO PARA CABLE DE PUESTA TIERRA - CABLE DE GUARDA	2
29	TUERCA OJO PARA PERNO #3/4"	1
30	CABLE DE ACERO GALVANIZADO DE 1/2" ø DE 8528 kg	14 m
31	MORDAZAS PREFORMADAS PARA CABLE DE ACERO GALVANIZADO ø 1/2"	4
32	ALAMBRE PARA ENTORCHE N° 14 AWG	10m
33	RETENIDAS	6 (7)
34	VARILLA DE ARMAR	3
35	ASIENTO METALICO DE A5° PARA CRUCETA DE MADERA DE 4 5/8" x 5 5/8"	5

PRESTACION DE LA ESTRUCTURA

DESCRIPCION	" HB "
FUNCION	TRIPOSTE ANCLAJE-ANGULAR
VANO MEDIO (m)	470
VANO PESO (m)	900
VANO HORIZONTAL (m)	650
ANGULO	0° - 90°



UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAAD DEL CUSCO
CARRERA PROFESIONAL DE INGENIERIA ELÉCTRICA

PLANO

ARMADO TIPO HB

DOMINIO ESPECIAL
REPUBLICANO
APROBADO POR
EJECUTIVO
EJECUTIVO
EJECUTIVO
EJECUTIVO

LEND:
N° C3

ANEXO D

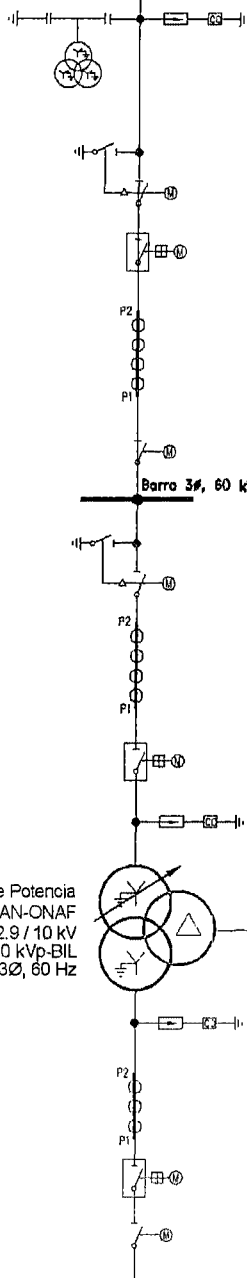
DIAGRAMAS

UNIFILARES

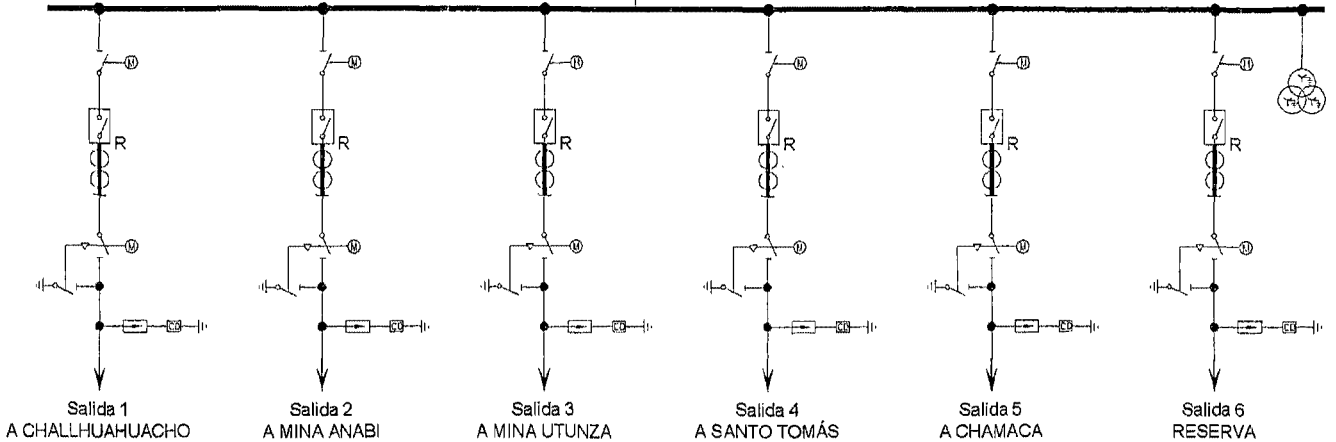
NIVELES DE TENSION	
	60 kV
	22.9 kV
	10 kV
	0.4 kV

LEYENDA	
	Pararrayos.
	Seccionador.
	Transformador de tension.
	Transformador de corriente.
	Transformador de potencia de tres devanados.
	Transformador de puesta a tierra.
	Interruptor de potencia.
	Seccionador de linea con seccionador de puesta a tierra, accionado por fuerza motriz.
	Fusible.
	Transformador de potencia de dos devanados.
	Carga.
	Seccionador, accionado por fuerza motriz.

De SET Compapata 60 kV



3Ø, 22.9 kV, 120 mm², 400 A, 10 kA



UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABADEL CUSCO
CARRERA PROFESIONAL DE INGENIERIA ELÉCTRICA

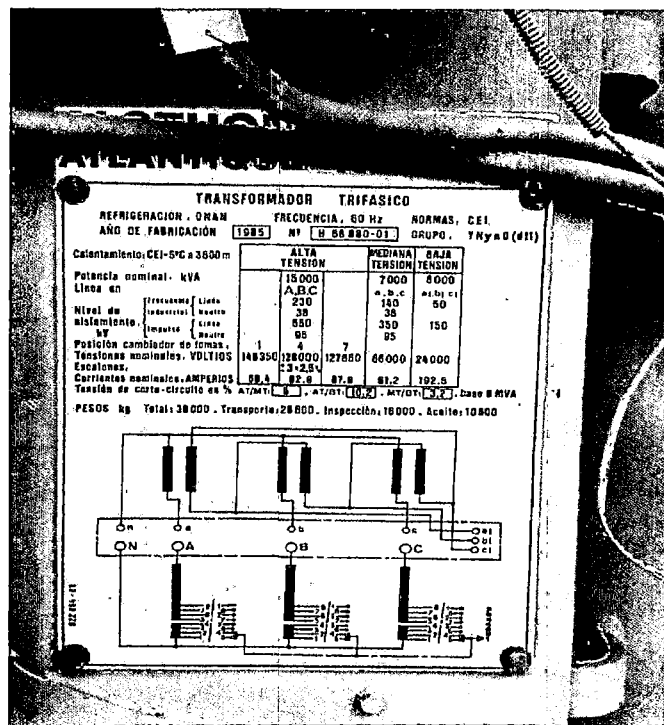
DIAGRAMA UNIFILAR
SET LLUSCO
60KV/22.9KV/10KV

DISCARGADO	J. PORTILLO
REVISADO	V. CANAL
APROBADO	B. SALAS
APROBADO	R. BUENAS

Nº D5

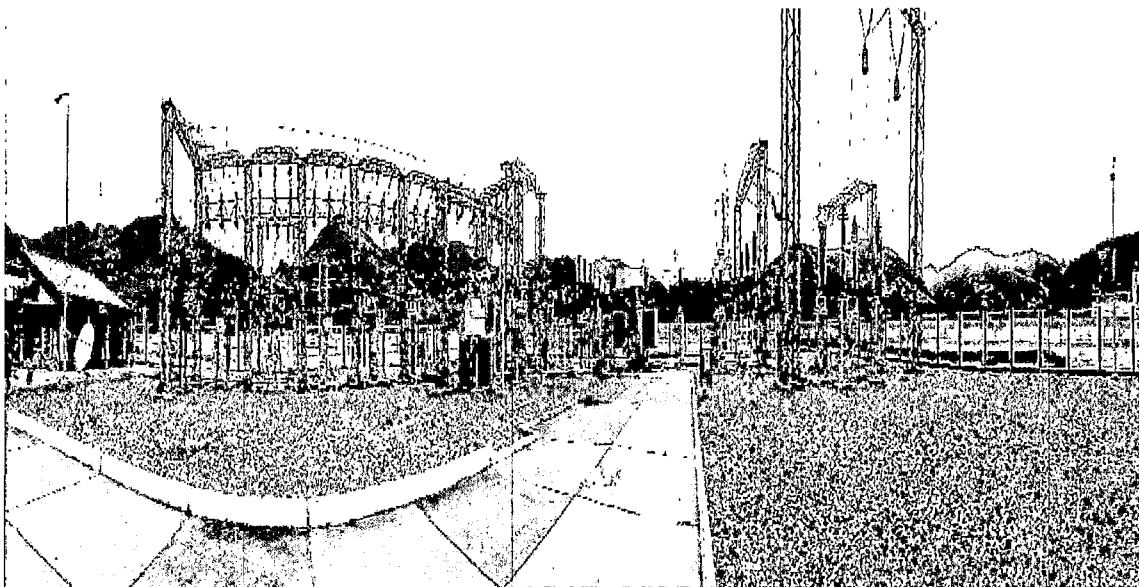
ANEXO E
ÁLBUM
FOTOGRAFÍCO

IMAGEN N° E.1



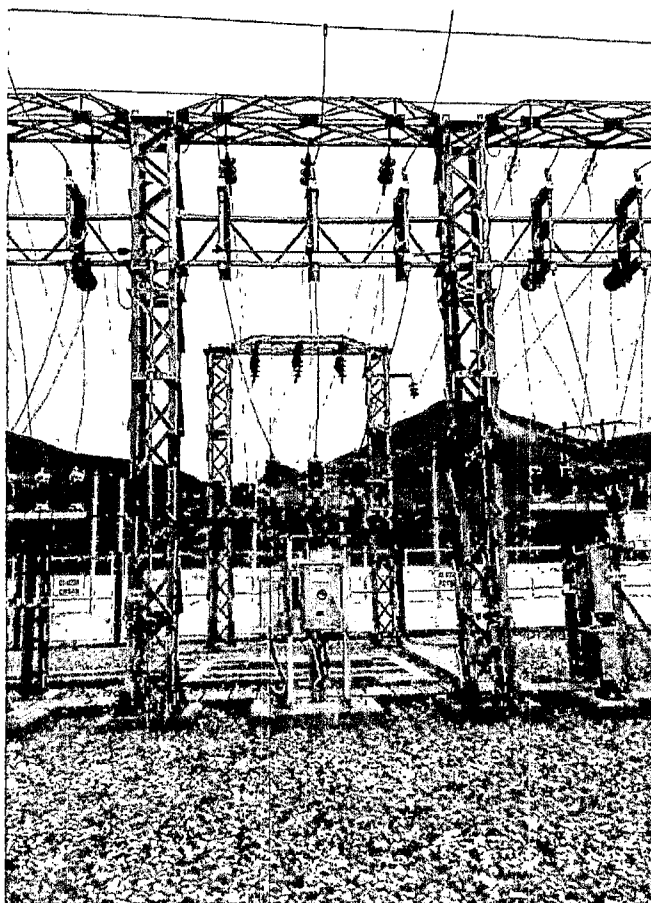
Descripción: Placa de características del transformador de potencia 138/60/22.9kV, de la subestación de Combapata, perteneciente a REP (Febrero-2014).

IMAGEN N° E.2



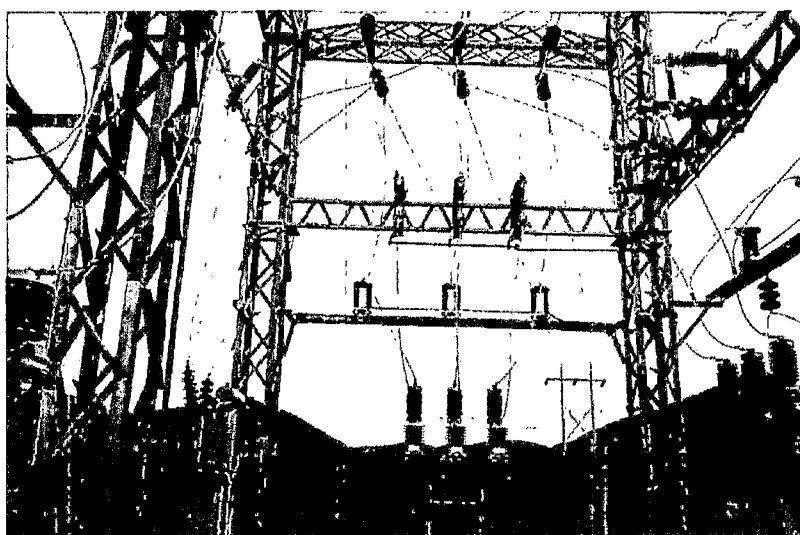
Descripción: Vista panorámica de la subestación de transformación de Combapata.

IMAGEN N° E.3



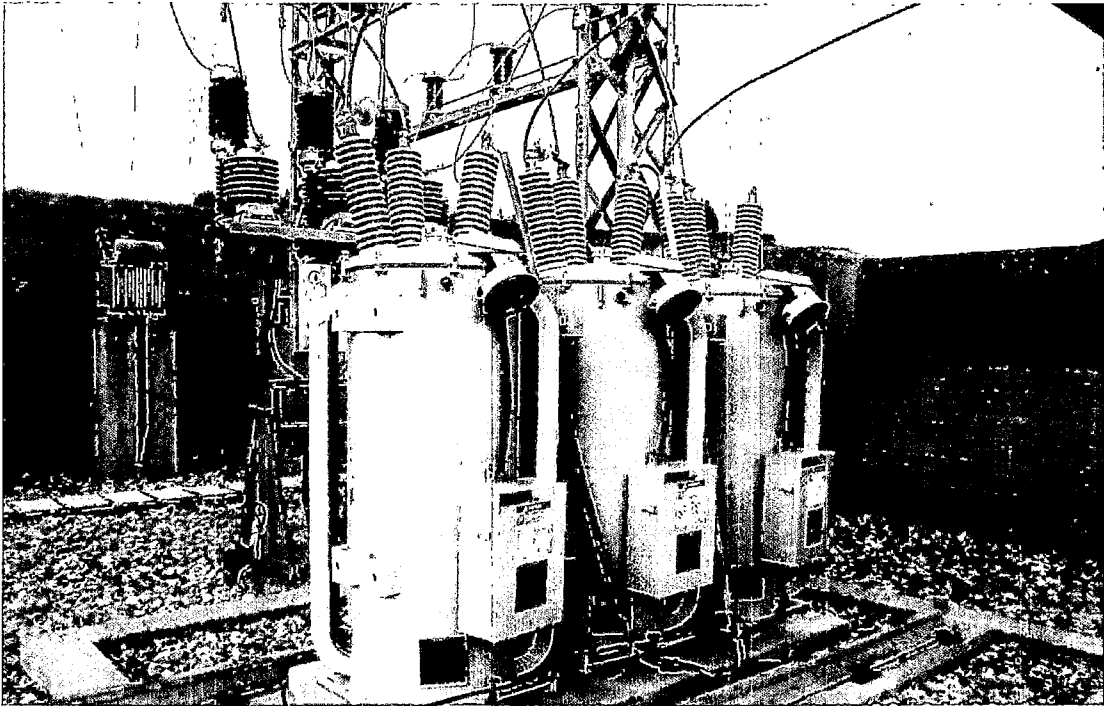
Descripción: Pórtico de salida del alimentador en media tensión CO04 (Febrero-2014).

IMAGEN N° E.4



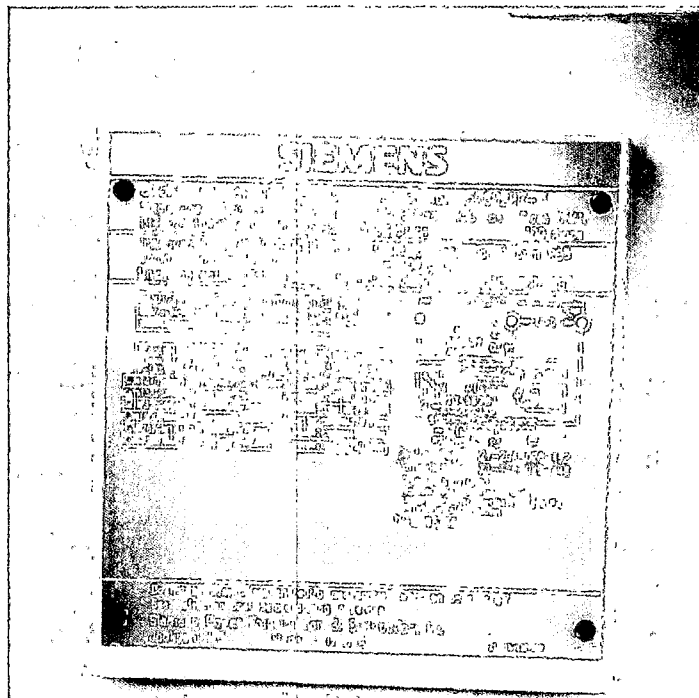
Descripción: Pórtico de llegada en la SE Chamaca de la línea troncal del AMT CO04.

IMAGEN N° E.5



Descripción: Reguladores de tensión de la SE Chamaca (Marzo-20114).

IMAGEN N° E.6



Descripción: Placa de características del regulador de tensión de la SE Chamaca.

IMAGEN N° E.7



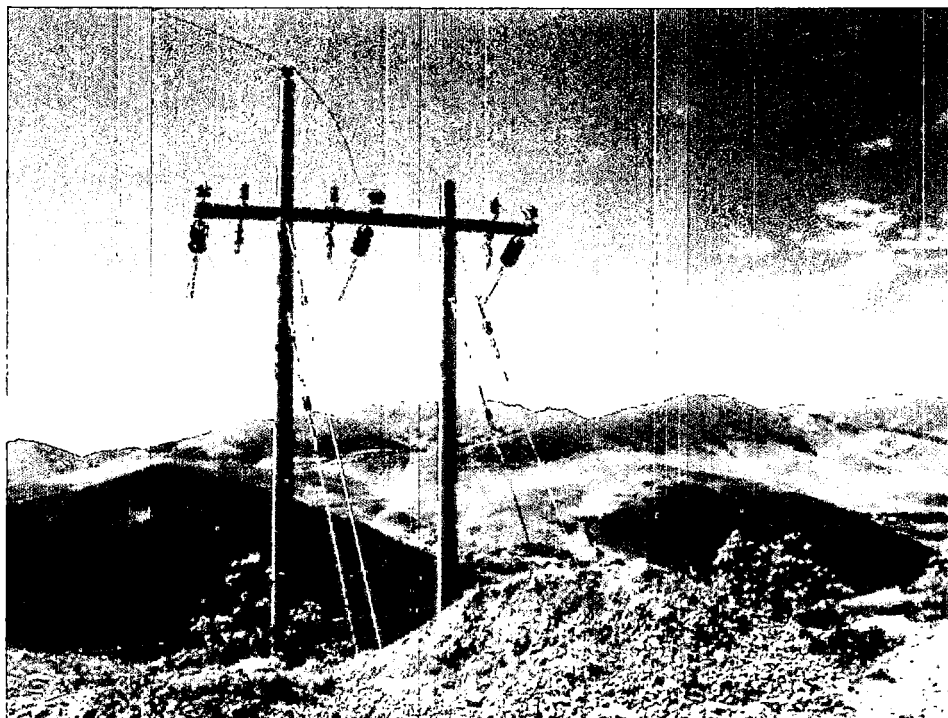
Descripción: Armado H8 de la línea troncal del AMT CO04 en el tramo Chamaca-Llusco (Marzo-2014).

IMAGEN N° E.8



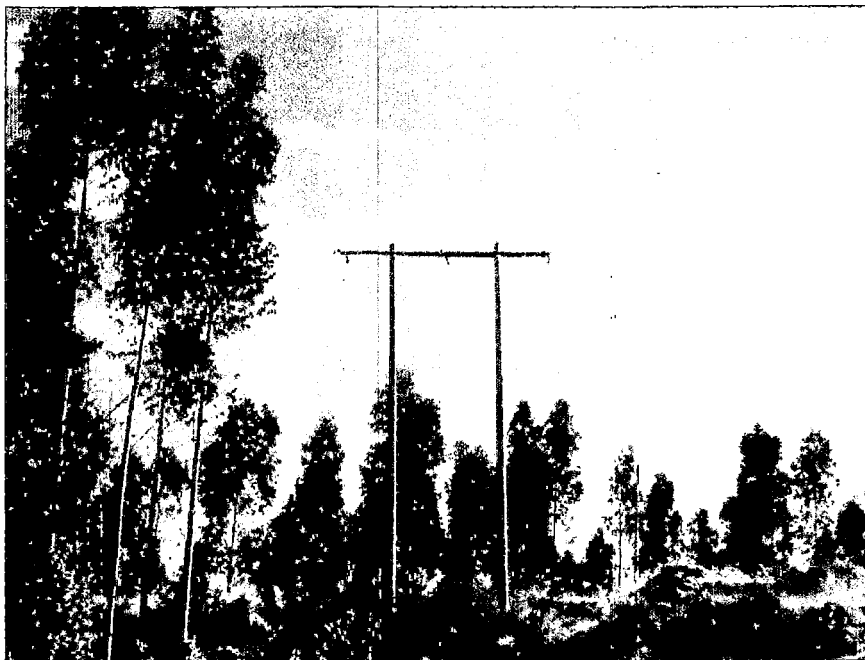
Descripción: Vista panorámica del paisaje típico del SER Chumbivilcas.

IMAGEN N° E.9



Descripción: Armado H7 de la línea troncal del AMT CO04 en el tramo Chamaca-Velille (Marzo-2014).

IMAGEN N° E.10



Descripción: Armado H8 de la línea troncal del AMT CO04 en el tramo Llusco-Santo Tomas (Marzo-2014).

IMAGEN N° E.11



Descripción: Seccionador bajo carga en la localidad de San Juan de Llacchua.

IMAGEN N° E.12



Descripción: Campamento de la empresa minera ANABI.

ANEXO F

RESULTADOS DE FLUJO DE POTENCIA

TABLA F-00
 Flujo de Potencia en el Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas (Máxima demanda año 00, 2014)
 Cambio de nivel de tensión de 22.9 kV a 60 kV

LÍNEA		DISTANCIA (Km)	TENSIÓN EN TERMINAL i	CARGABILIDAD (%)	CORRIENTE i (kA)	CORRIENTE j (kA)	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (MVAR)	POTENCIA APARENTE (MVA)	FACTOR DE POTENCIA	PÉRDIDAS (kW)
TERMINAL i	TERMINAL j										
BARRA LLUSCO 22.9KV	BARRA ANABI	27.00	1.049287	0.616881	0.006169	0.006032	0.251134	0.053354	0.256739	0.978168	1.133749
BARRA ANABI	BARRA UTUNZA	5.00	1.045175	0.022219	0.000222	0.000000	0.000000	0.009211	0.009211	0.000009	0.000070
BARRA 22.9KV COM	DER AUSANTA	26.11	0.980882	11.378500	0.026739	0.026739	1.038343	0.064060	1.040317	0.998102	14.886570
SACCANCA	DER LLAULLINCO	3.82	1.043466	1.198626	0.002817	0.002731	0.104702	0.051270	0.116581	0.898106	0.023420
DER LLAULLINCO	SALIDA 05	5.30	1.043409	0.979530	0.002302	0.002163	0.081018	0.050117	0.095266	0.850440	0.020977
SALIDA 05	COLQUEMARCA	11.38	1.043380	0.920086	0.002162	0.001979	0.080997	0.038033	0.089482	0.905175	0.038094
COLQUEMARCA	CCOCHAPATA	8.81	1.043151	0.645643	0.001517	0.001445	0.059789	0.019139	0.062777	0.952392	0.015016
CCOCHAPATA	PISURO	8.24	1.042957	0.337116	0.000780	0.000792	0.031134	0.008518	0.032278	0.964554	0.003726
BARRA LLUSCO 22.9KV	DER CAPILLANIA	5.44	1.049287	5.235456	0.012279	0.012303	0.509857	0.034955	0.511054	0.997658	0.655150
DER CAPILLANIA	SANTO TOMAS	9.58	1.047778	4.585513	0.010775	0.010776	0.445687	0.043560	0.447810	0.995258	3.519368
DER CAPILLANIA	CAPILLANIA	7.85	1.047778	0.684615	0.001530	0.001609	0.063515	0.002871	0.063580	0.998980	0.015134
SANTO TOMAS	HUARCAYA	4.52	1.045325	1.904802	0.004476	0.004426	0.184447	0.020605	0.185595	0.993818	1.312041
HUARCAYA	DER ANTANIA	9.45	1.044975	1.292160	0.003037	0.002954	0.122125	0.030432	0.125860	0.970328	0.067119
DER AUSANTA	DER QUEHUINCHA	11.01	0.965742	9.946398	0.023370	0.023374	0.895198	0.000779	0.895199	1.000000	4.795255
DER ANTANIA	ALLHUACUCHO	11.13	1.044558	0.605964	0.001363	0.001424	0.056046	0.006958	0.056477	0.992382	0.016415
DER ANTANIA	ANTANIA	10.40	1.044558	0.713722	0.001594	0.001677	0.066012	0.002000	0.066042	0.999541	0.021518
QUIÑOTA	PATAHUASI	24.08	1.046606	7.758979	0.018234	0.018109	0.750387	0.099254	0.756923	0.991365	11.536600
DER MARA	CHALLHUAHUACHO	11.15	0.993111	4.287518	0.006517	0.006508	0.256354	0.013516	0.256710	0.998613	2.154316
DER MARA	MARA	10.28	0.993111	3.633184	0.005522	0.005478	0.215184	0.031881	0.217533	0.989203	1.416575
MARA	CCAPACMARCA	15.06	0.986849	2.356791	0.003582	0.003548	0.138868	0.019432	0.140220	0.990351	0.867448
DER JANCCOYO	QUIÑOTA	0.01	1.046610	9.291058	0.021834	0.021834	0.902303	0.085949	0.906387	0.995494	0.003461
DER LLAULLINCO	LLAULLINCO	4.50	1.043409	0.060179	0.000600	0.000602	0.023660	0.007515	0.024825	0.953085	0.000498
DER QUEHUINCHA	DER LIVITACA	4.14	0.960513	9.319538	0.021901	0.021901	0.834367	0.003873	0.834376	0.999989	1.583060
DER CHECAPUCARA	CHECAPUCARA	23.28	0.953953	1.609264	0.002451	0.002575	0.092535	0.006247	0.092745	0.997729	0.404602
QUIÑOTA	HUANCCASCA	16.00	1.046606	0.139416	0.001394	0.001390	0.054802	0.018607	0.057875	0.946907	0.022235
DER LIVITACA	DER CHECAPUCARA	11.25	0.958694	8.929752	0.020985	0.020984	0.797921	0.008333	0.797965	0.999946	3.951397
DER CHECAPUCARA	REGULADOR 01	10.17	0.953953	7.896352	0.018541	0.018556	0.701435	0.013208	0.701559	0.999823	2.790845
SE CHAMACA	OMACHA	19.51	1.043749	0.164670	0.001647	0.001647	0.064760	0.021298	0.068172	0.949943	0.019679
SE CHAMACA	VELILLE	29.56	1.043749	5.413901	0.012330	0.012723	0.501574	0.094688	0.510434	0.982643	3.686106
VELILLE	PULPERA	25.86	1.033686	2.881558	0.006351	0.006772	0.255109	0.052158	0.260386	0.979732	0.878914
SE CHAMACA	SACCANCA	21.65	1.043749	1.652089	0.003882	0.003351	0.132313	0.091253	0.160729	0.823205	0.221033
BARRA LLUSCO 22.9KV	LLUSCO	0.03	1.049287	2.529678	0.025297	0.025296	1.021836	0.253550	1.052823	0.970568	0.032862
BARRA 60KV COM	60KV SET SICUANI	28.70	1.046710	4.268472	0.011952	0.011417	1.242760	0.381767	1.300076	0.955913	2.759985
BARRA 60KV COM	BARRA 60KV LLUSCO	87.00	1.046710	8.284755	0.023197	0.019265	2.095990	1.405020	2.523342	0.830641	20.585410
DER JANCCOYO	JANCCOYO	10.00	1.046610	1.971462	0.004633	0.002084	0.082272	0.173840	0.192326	0.427777	0.102372
DER AUSANTA	AUSANTA	0.50	0.965742	2.202853	0.003518	0.003525	0.128258	0.041347	0.134758	0.951766	0.017706
DER QUEHUINCHA	QUEHUINCHA	0.95	0.960513	0.967677	0.001536	0.001548	0.056036	0.016890	0.058527	0.957454	0.006466
DER LIVITACA	LIVITACA	0.95	0.958694	0.603171	0.000953	0.000965	0.034862	0.009935	0.036251	0.961708	0.002501

Fuente: Elaboración propia con ayuda del software Digsilent 14.1.3.

TABLA F-01
 Flujo de Potencia en el Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas (Máxima demanda año 01, 2015)
 Cambio de nivel de tensión de 22.9 kV a 60 kV

LÍNEA		DISTANCIA (Km)	TENSIÓN EN TERMINAL i	CARGABILIDAD (%)	CORRIENTE i (kA)	CORRIENTE j (kA)	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (MVAR)	POTENCIA APARENTE (MVA)	FACTOR DE POTENCIA	PÉRDIDAS (kW)
TERMINAL i	TERMINAL j										
BARRA LLUSCO 22.9KV	BARRA ANABI	27.00	1.049247	0.616903	0.006169	0.006032	0.251134	0.053350	0.256738	0.978172	1.133834
BARRA ANABI	BARRA UTUNZA	5.00	1.045134	0.022218	0.000222	0.000000	0.000000	0.009210	0.009210	0.000009	0.000070
BARRA 22.9KV COM	DER AUSANTA	26.11	0.980872	11.645630	0.027367	0.027367	1.062013	0.076013	1.064729	0.997448	15.593760
SACCANCA	DER LLAULLINCO	3.82	1.042040	1.217039	0.002860	0.002777	0.106985	0.050276	0.118210	0.905048	0.024184
DER LLAULLINCO	SALIDA 05	5.30	1.041976	0.992133	0.002332	0.002197	0.082781	0.049319	0.096359	0.859088	0.021580
SALIDA 05	COLQUEMARCA	11.38	1.041938	0.934562	0.002196	0.002021	0.082759	0.037270	0.090764	0.911804	0.039542
COLQUEMARCA	CCOCHAPATA	8.81	1.041693	0.657684	0.001546	0.001479	0.061090	0.018602	0.063859	0.956633	0.015668
CCOCHAPATA	PISURO	8.24	1.041490	0.344966	0.000796	0.000811	0.031814	0.008241	0.032864	0.968048	0.003903
BARRA LLUSCO 22.9KV	DER CAPILLANIA	5.44	1.049247	5.352818	0.012554	0.012579	0.521004	0.038756	0.522444	0.997245	0.684795
DER CAPILLANIA	SANTO TOMAS	9.58	1.047693	4.689379	0.011017	0.011020	0.455414	0.046851	0.457817	0.994750	3.559195
DER CAPILLANIA	CAPILLANIA	7.85	1.047693	0.699663	0.001564	0.001644	0.064906	0.003332	0.064991	0.998685	0.015825
SANTO TOMAS	HUARCAYA	4.52	1.045171	1.944701	0.004570	0.004522	0.188474	0.019243	0.189454	0.994828	1.314738
HUARCAYA	DER ANTANIA	9.45	1.044808	1.316942	0.003095	0.003018	0.124810	0.029519	0.128253	0.973153	0.069897
DER AUSANTA	DER QUEHUINCHA	11.01	0.965166	10.179220	0.023911	0.023921	0.915340	0.009130	0.915386	0.999950	5.021200
DER ANTANIA	ALLHUACUCHO	11.13	1.044371	0.619383	0.001392	0.001456	0.057277	0.006543	0.057650	0.993539	0.017167
DER ANTANIA	ANTANIA	10.40	1.044371	0.729543	0.001629	0.001714	0.067463	0.001513	0.067479	0.999749	0.022509
LLUSCO	DER JANCCOYO	4.12	1.049219	10.677240	0.025092	0.025042	1.010997	0.261280	1.044213	0.968190	3.760014
PATAHUASI	HAQUIRA	10.00	1.031845	11.735770	0.017838	0.017803	0.726551	0.071613	0.730072	0.995178	14.480510
HAQUIRA	DER MARA	14.85	1.011930	8.140253	0.012373	0.012309	0.492340	0.065090	0.496624	0.991374	10.309430
QUIÑOTA	PATAHUASI	24.08	1.046471	7.936069	0.018650	0.018529	0.767886	0.097885	0.774099	0.991973	12.074520
DER MARA	CHALLHUAHUACHO	11.15	0.991618	4.389009	0.006671	0.006663	0.262048	0.013435	0.262392	0.998688	2.257796
DER MARA	MARA	10.28	0.991618	3.717711	0.005651	0.005608	0.219983	0.031726	0.222259	0.989760	1.483936
MARA	CCAPACMARCA	15.06	0.985201	2.411925	0.003666	0.003633	0.141949	0.019344	0.143261	0.990843	0.909233
DER JANCCOYO	QUIÑOTA	0.01	1.046475	9.502735	0.022331	0.022331	0.923152	0.083467	0.926918	0.995937	0.003621
DER LLAULLINCO	LLAULLINCO	4.50	1.041976	0.061587	0.000614	0.000616	0.024181	0.007686	0.025373	0.953011	0.000521
DER QUEHUINCHA	DER LIVITACA	4.14	0.959728	9.536950	0.022410	0.022412	0.853052	0.005243	0.853068	0.999981	1.657662
DER CHECAPUCARA	CHECAPUCARA	23.28	0.952903	1.646738	0.002507	0.002635	0.094584	0.005484	0.094743	0.998323	0.424189
QUIÑOTA	HUANCCASCA	16.00	1.046471	0.142051	0.001419	0.001421	0.056013	0.018198	0.058895	0.951065	0.023235
DER LIVITACA	DER CHECAPUCARA	11.25	0.957836	9.139447	0.021472	0.021478	0.815762	0.000395	0.815762	1.000000	4.138222
DER CHECAPUCARA	REGULADOR 01	10.17	0.952903	8.084867	0.018979	0.018999	0.717040	0.020836	0.717342	0.999578	2.925004
SE CHAMACA	OMACHA	19.51	1.042374	0.168505	0.001685	0.001685	0.066181	0.021766	0.069668	0.949942	0.020607
SE CHAMACA	VELILLE	29.56	1.042374	5.546804	0.012636	0.013035	0.512733	0.100094	0.522412	0.981473	3.871102
VELILLE	PULPERA	25.86	1.032019	2.950073	0.006509	0.006933	0.260742	0.054802	0.266439	0.978619	0.922689
SE CHAMACA	SACCANCA	21.65	1.042374	1.671199	0.003927	0.003414	0.135203	0.089919	0.162374	0.832666	0.227736
BARRA LLUSCO 22.9KV	LLUSCO	0.03	1.049247	2.582735	0.025827	0.025827	1.045381	0.250024	1.074864	0.972570	0.034255
BARRA 60KV COM	60KV SET SICUANI	28.70	1.046980	1.289124	0.003610	0.000551	-0.059928	0.388139	0.392738	-0.152590	0.072092
BARRA 60KV COM	BARRA 60KV LLUSCO	87.00	1.046980	8.361924	0.023413	0.019570	2.131211	1.395604	2.547503	0.836588	21.114620
DER JANCCOYO	JANCCOYO	10.00	1.046475	1.973712	0.004638	0.002130	0.084084	0.173188	0.192520	0.436755	0.104167
DER AUSANTA	AUSANTA	0.50	0.965166	2.252646	0.003598	0.003604	0.131079	0.042275	0.137727	0.951725	0.018517
DER QUEHUINCHA	QUEHUINCHA	0.95	0.959728	0.989732	0.001572	0.001584	0.057267	0.017297	0.059822	0.957287	0.006765
DER LIVITACA	LIVITACA	0.95	0.957836	0.617047	0.000976	0.000987	0.035633	0.010191	0.037061	0.961449	0.002618

Fuente: Elaboración propia con ayuda del software Digsilent 14.1.3.

TABLA F-02
 Flujo de Potencia en el Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas (Máxima demanda año 02, 2016)
 Cambio de nivel de tensión de 22.9 kV a 60 kV

LÍNEA		DISTANCIA (Km)	TENSIÓN EN TERMINAL i	CARGABILIDAD (%)	CORRIENTE i (kA)	CORRIENTE j (kA)	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (MVAR)	POTENCIA APARENTE (MVA)	FACTOR DE POTENCIA	PÉRDIDAS (kW)
TERMINAL i	TERMINAL j										
BARRA LLUSCO 22.9KV	BARRA ANABI	27.00	1.040956	5.054015	0.050528	0.050540	2.085871	0.038204	2.086221	0.999832	78.545870
BARRA ANABI	BARRA UTUNZA	5.00	1.001350	5.072518	0.050725	0.050725	2.014651	0.006944	2.014663	0.999994	14.650980
BARRA 22.9KV COM	DER AUSANTA	26.11	0.981876	11.906570	0.027980	0.027980	1.086197	0.087312	1.089700	0.996785	16.300380
SACCANCA	DER LLAULLINCO	3.82	1.041790	1.235871	0.002904	0.002824	0.109349	0.049449	0.120010	0.911165	0.024975
DER LLAULLINCO	SALIDA 05	5.30	1.041719	1.005301	0.002362	0.002232	0.084613	0.048672	0.097614	0.866819	0.022212
SALIDA 05	COLQUEMARCA	11.38	1.041674	0.949398	0.002231	0.002064	0.084591	0.036630	0.092182	0.917658	0.041030
COLQUEMARCA	CCOCHAPATA	8.81	1.041414	0.669829	0.001574	0.001512	0.062440	0.018136	0.065021	0.960315	0.016332
CCOCHAPATA	PISURO	8.24	1.041201	0.352656	0.000811	0.000829	0.032514	0.008000	0.033484	0.971036	0.004081
BARRA LLUSCO 22.9KV	DER CAPILLANIA	5.44	1.040956	5.518412	0.012940	0.012968	0.532396	0.044812	0.534278	0.996476	0.727730
DER CAPILLANIA	SANTO TOMAS	9.58	1.039335	4.836090	0.011358	0.011365	0.465331	0.051883	0.468214	0.993842	3.575655
DER CAPILLANIA	CAPILLANIA	7.85	1.039335	0.720842	0.001612	0.001694	0.066337	0.004090	0.066463	0.998105	0.016829
SANTO TOMAS	HUARCAYA	4.52	1.036711	2.000224	0.004701	0.004656	0.192575	0.016561	0.193286	0.996323	1.299124
HUARCAYA	DER ANTANIA	9.45	1.036326	1.350760	0.003174	0.003107	0.127556	0.027460	0.130478	0.977603	0.073838
DER AUSANTA	DER QUEHUINCHA	11.01	0.965627	10.406910	0.024441	0.024456	0.935937	0.018368	0.936117	0.999808	5.247297
DER ANTANIA	ALLHUACUCHO	11.13	1.035860	0.638225	0.001432	0.001500	0.058538	0.005715	0.058817	0.995269	0.018261
DER ANTANIA	ANTANIA	10.40	1.035860	0.751694	0.001678	0.001766	0.068944	0.000639	0.068947	0.999957	0.023945
LLUSCO	DER JANCCOYO	4.12	1.040927	10.978920	0.025800	0.025754	1.035191	0.251191	1.065232	0.971799	3.976205
PATAHUASI	HAQUIRA	10.00	1.022816	12.114580	0.018414	0.018381	0.743831	0.069204	0.747043	0.995700	15.433380
HAQUIRA	DER MARA	14.85	1.002220	8.403877	0.012774	0.012714	0.503837	0.063221	0.507788	0.992219	10.993490
QUIÑOTA	PATAHUASI	24.08	1.038034	8.187254	0.019240	0.019128	0.786601	0.093695	0.792161	0.992981	12.860300
DER MARA	CHALLHUAHUACHO	11.15	0.981200	4.534429	0.006892	0.006884	0.267920	0.013044	0.268238	0.998817	2.410396
DER MARA	MARA	10.28	0.981200	3.837887	0.005834	0.005793	0.224923	0.030880	0.227033	0.990707	1.582633
MARA	CCAPACMARCA	15.06	0.974560	2.490485	0.003786	0.003754	0.145111	0.018847	0.146330	0.991671	0.970716
DER JANCCOYO	QUIÑOTA	0.01	1.038038	9.802579	0.023036	0.023036	0.945279	0.077565	0.948456	0.996650	0.003853
DER LLAULLINCO	LLAULLINCO	4.50	1.041719	0.062952	0.000628	0.000630	0.024710	0.007861	0.025931	0.952946	0.000545
DER QUEHUINCHA	DER LIVITACA	4.14	0.959990	9.749787	0.022908	0.022912	0.872163	0.013727	0.872271	0.999876	1.732331
DER CHECAPUCARA	CHECAPUCARA	23.28	0.952911	1.683113	0.002561	0.002693	0.096673	0.004791	0.096792	0.998774	0.443638
QUIÑOTA	HUANCCASCA	16.00	1.038034	0.146355	0.001452	0.001464	0.057245	0.017202	0.059773	0.957694	0.024669
DER LIVITACA	DER CHECAPUCARA	11.25	0.958027	9.344799	0.021949	0.021960	0.834018	0.008509	0.834061	0.999948	4.325283
DER CHECAPUCARA	REGULADOR 01	10.17	0.952911	8.269187	0.019408	0.019433	0.733019	0.027966	0.733552	0.999273	3.059290
SE CHAMACA	SACCANCA	21.65	1.042173	1.691299	0.003975	0.003476	0.138193	0.088856	0.164295	0.841130	0.234707
BARRA LLUSCO 22.9KV	LLUSCO	0.03	1.040956	2.656544	0.026565	0.026565	1.070338	0.239684	1.096846	0.975832	0.036241
BARRA 60KV COM	60KV SET SICUANI	28.70	1.034246	1.262320	0.003535	0.000279	0.030066	0.378703	0.379895	0.079143	0.065812
BARRA 60KV COM	BARRA 60KV LLUSCO	87.00	1.034246	19.914390	0.055760	0.055387	5.963916	0.591995	5.993225	0.995110	147.942400
DER JANCCOYO	JANCCOYO	10.00	1.038038	1.962686	0.004612	0.002195	0.085936	0.169344	0.189901	0.452529	0.105828
DER AUSANTA	AUSANTA	0.50	0.965627	2.301053	0.003675	0.003682	0.133959	0.043222	0.140759	0.951690	0.019322
DER QUEHUINCHA	QUEHUINCHA	0.95	0.959990	1.011236	0.001606	0.001618	0.058527	0.017710	0.061148	0.957138	0.007064
DER LIVITACA	LIVITACA	0.95	0.958027	0.630430	0.000997	0.001009	0.036413	0.010447	0.037882	0.961220	0.002733

Fuente: Elaboración propia con ayuda del software Digsilent 14.1.3.

TABLA F-03
Flujo de Potencia en el Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas (Máxima demanda año 03, 2017)
Cambio de nivel de tensión de 22.9 kV a 60 kV

LÍNEA		DISTANCIA (Km)	TENSIÓN EN TERMINAL i	CARGABILIDAD (%)	CORRIENTE i (kA)	CORRIENTE j (kA)	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (MVAR)	POTENCIA APARENTE (MVA)	FACTOR DE POTENCIA	PÉRDIDAS (kW)
TERMINAL i	TERMINAL j										
BARRA LLUSCO 22.9KV	BARRA ANABI	27.00	1.030520	5.790488	0.057885	0.057905	2.364983	0.070065	2.366021	0.999561	103.098300
BARRA ANABI	BARRA UTUNZA	5.00	0.984832	6.461089	0.064610	0.064611	2.523770	0.016782	2.523825	0.999978	23.770050
BARRA 22.9KV COM	DER AUSANTA	26.11	0.991576	12.051150	0.028320	0.028320	1.110166	0.090257	1.113829	0.996711	16.698660
SACCANCA	DER LLAULLINCO	3.82	1.051941	1.249897	0.002937	0.002857	0.111741	0.050334	0.122555	0.911767	0.025548
DER LLAULLINCO	SALIDA 05	5.30	1.051868	1.016491	0.002389	0.002257	0.086465	0.049561	0.099662	0.867585	0.022715
SALIDA 05	COLQUEMARCA	11.38	1.051823	0.960212	0.002257	0.002088	0.086442	0.037283	0.094140	0.918234	0.041993
COLQUEMARCA	CCOCHAPATA	8.81	1.051558	0.677666	0.001593	0.001531	0.063811	0.018442	0.066422	0.960684	0.016725
CCOCHAPATA	PISURO	8.24	1.051342	0.356881	0.000820	0.000839	0.033224	0.008133	0.034205	0.971322	0.004180
BARRA LLUSCO 22.9KV	DER CAPILLANIA	5.44	1.030520	5.702117	0.013369	0.013400	0.544028	0.051499	0.546460	0.995549	0.776898
DER CAPILLANIA	SANTO TOMAS	9.58	1.028824	4.998731	0.011736	0.011747	0.475453	0.057407	0.478906	0.992790	3.590257
DER CAPILLANIA	CAPILLANIA	7.85	1.028824	0.744250	0.001666	0.001749	0.067798	0.004929	0.067977	0.997368	0.017978
SANTO TOMAS	HUARCAYA	4.52	1.026085	2.062146	0.004846	0.004806	0.196763	0.013526	0.197227	0.997646	1.279272
HUARCAYA	DER ANTANIA	9.45	1.025677	1.388630	0.003263	0.003206	0.130364	0.025101	0.132758	0.981963	0.078369
DER AUSANTA	DER QUEHUINCHA	11.01	0.975111	10.533190	0.024737	0.024753	0.956558	0.019730	0.956761	0.999787	5.375303
DER ANTANIA	ALLHUACUCHO	11.13	1.025177	0.658994	0.001476	0.001549	0.059820	0.004779	0.060010	0.996824	0.019510
DER ANTANIA	ANTANIA	10.40	1.025177	0.776295	0.001733	0.001824	0.070466	0.000342	0.070466	0.999988	0.025595
LLUSCO	DER JANCCOYO	4.12	1.030489	11.316400	0.026594	0.026551	1.060306	0.239257	1.086965	0.975474	4.225198
PATAHUASI	HAQUIRA	10.00	1.011549	12.537990	0.019058	0.019027	0.761755	0.066300	0.764635	0.996234	16.534320
HAQUIRA	DER MARA	14.85	0.990190	8.699009	0.013222	0.013166	0.515721	0.060963	0.519312	0.993086	11.785260
QUIÑOTA	PATAHUASI	24.08	1.027431	8.468018	0.019900	0.019798	0.806093	0.088698	0.810958	0.994001	13.767720
DER MARA	CHALLHUAHUACHO	11.15	0.968377	4.697029	0.007139	0.007132	0.273937	0.012571	0.274225	0.998949	2.586924
DER MARA	MARA	10.28	0.968377	3.972559	0.006038	0.006001	0.229999	0.029856	0.231929	0.991680	1.696983
MARA	CCAPACMARCA	15.06	0.961486	2.578523	0.003919	0.003890	0.148352	0.018246	0.149470	0.992521	1.041977
DER JANCCOYO	QUIÑOTA	0.01	1.027435	10.137460	0.023823	0.023823	0.968264	0.070684	0.970840	0.997346	0.004120
DER LLAULLINCO	LLAULLINCO	4.50	1.051868	0.063707	0.000635	0.000637	0.025250	0.008033	0.026497	0.952940	0.000558
DER QUEHUINCHA	DER LIVITACA	4.14	0.969396	9.868114	0.023186	0.023190	0.891375	0.014917	0.891500	0.999860	1.774620
DER CHECAPUCARA	CHECAPUCARA	23.28	0.962222	1.703568	0.002592	0.002726	0.098804	0.004808	0.098921	0.998818	0.454542
QUIÑOTA	HUANCCASCA	16.00	1.027431	0.151126	0.001489	0.001511	0.058506	0.016052	0.060668	0.964363	0.026317
DER LIVITACA	DER CHECAPUCARA	11.25	0.967407	9.458356	0.022216	0.022227	0.852388	0.009556	0.852442	0.999937	4.430941
DER CHECAPUCARA	REGULADOR 01	10.17	0.962222	8.369898	0.019644	0.019669	0.749153	0.029286	0.749725	0.999237	3.134201
SE CHAMACA	OMACHA	19.51	1.052333	0.174354	0.001744	0.001744	0.069132	0.022737	0.072775	0.949941	0.022062
SE CHAMACA	VELILLE	29.56	1.052333	5.745424	0.013092	0.013502	0.535673	0.107956	0.546443	0.980291	4.155275
VELILLE	PULPERA	25.86	1.041561	3.053509	0.006745	0.007176	0.272369	0.058774	0.278638	0.977500	0.990099
SE CHAMACA	SACCANCA	21.65	1.052333	1.709938	0.004018	0.003517	0.141221	0.090489	0.167725	0.841980	0.240060
BARRA LLUSCO 22.9KV	LLUSCO	0.03	1.030520	2.739071	0.027391	0.027390	1.096225	0.227494	1.119582	0.979138	0.038528
BARRA 60KV COM	60KV SET SICUANI	28.70	1.030086	1.325932	0.003713	0.001214	0.130094	0.375538	0.397434	0.327335	0.094125
BARRA 60KV COM	BARRA 60KV LLUSCO	87.00	1.030086	22.029900	0.061684	0.061666	6.594265	0.343850	6.603224	0.998643	182.533200
DER JANCCOYO	JANCCOYO	10.00	1.027435	1.948979	0.004580	0.002266	0.087818	0.164699	0.186649	0.470497	0.107694
DER AUSANTA	AUSANTA	0.50	0.975111	2.328861	0.003720	0.003726	0.136910	0.044175	0.143860	0.951686	0.019792
DER QUEHUINCHA	QUEHUINCHA	0.95	0.969396	1.023327	0.001625	0.001637	0.059807	0.018101	0.062486	0.957124	0.007234
DER LIVITACA	LIVITACA	0.95	0.967407	0.638034	0.001009	0.001021	0.037213	0.010680	0.038715	0.961196	0.002800

Fuente: Elaboración propia con ayuda del software Digsilent 14.1.3.

TABLA F-04
Flujo de Potencia en el Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas (Máxima demanda año 04, 2018)
Cambio de nivel de tensión de 22.9 kV a 60 kV

LÍNEA		DISTANCIA (Km)	TENSIÓN EN TERMINAL i	CARGABILIDAD (%)	CORRIENTE i (kA)	CORRIENTE j (kA)	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (MVAR)	POTENCIA APARENTE (MVA)	FACTOR DE POTENCIA	PÉRDIDAS (kW)
TERMINAL i	TERMINAL j										
BARRA LLUSCO 22.9KV	BARRA ANABI	27.00	1.044769	5.702733	0.057009	0.057027	2.361522	0.064967	2.362416	0.999622	99.997860
BARRA ANABI	BARRA UTUNZA	5.00	0.999827	6.362354	0.063623	0.063624	2.523049	0.015778	2.523098	0.999980	23.049110
BARRA 22.9KV COM	DER AUSANTA	26.11	0.990226	12.383250	0.029101	0.029101	1.136301	0.123246	1.142965	0.994169	17.631690
SACCANCA	DER LLAULLINCO	3.82	1.013972	1.292483	0.003037	0.002971	0.114222	0.043307	0.122156	0.935048	0.027477
DER LLAULLINCO	SALIDA 05	5.30	1.013872	1.041759	0.002448	0.002337	0.088384	0.043367	0.098450	0.897753	0.024106
SALIDA 05	COLQUEMARCA	11.38	1.013795	0.994365	0.002337	0.002205	0.088359	0.031965	0.093964	0.940357	0.046005
COLQUEMARCA	CCOCHAPATA	8.81	1.013470	0.708864	0.001666	0.001625	0.065223	0.015166	0.066963	0.974015	0.018644
CCOCHAPATA	PISURO	8.24	1.013222	0.378566	0.000861	0.000890	0.033965	0.006531	0.034587	0.982009	0.004717
BARRA LLUSCO 22.9KV	DER CAPILLANIA	5.44	1.044769	5.747329	0.013475	0.013506	0.556005	0.051852	0.558418	0.995680	0.789279
DER CAPILLANIA	SANTO TOMAS	9.58	1.043062	5.038163	0.011829	0.011840	0.485927	0.058071	0.489385	0.992935	3.677746
DER CAPILLANIA	CAPILLANIA	7.85	1.043062	0.750227	0.001679	0.001763	0.069288	0.004935	0.069464	0.997473	0.018263
SANTO TOMAS	HUARCAYA	4.52	1.040305	2.079120	0.004886	0.004845	0.201100	0.014287	0.201606	0.997486	1.314011
HUARCAYA	DER ANTANIA	9.45	1.039895	1.400609	0.003291	0.003232	0.133236	0.026057	0.135760	0.981408	0.079683
DER AUSANTA	DER QUEHUINCHA	11.01	0.972697	10.823280	0.025402	0.025435	0.978749	0.050253	0.980038	0.998685	5.671802
DER ANTANIA	ALLHUACUCHO	11.13	1.039394	0.664326	0.001488	0.001561	0.061140	0.005028	0.061346	0.996636	0.019821
DER ANTANIA	ANTANIA	10.40	1.039394	0.782523	0.001747	0.001839	0.072016	0.000214	0.072016	0.999996	0.025999
LLUSCO	DER JANCCOYO	4.12	1.044738	11.410410	0.026814	0.026770	1.083294	0.247241	1.111150	0.974931	4.295576
PATAHUASI	HAQUIRA	10.00	1.025686	12.634990	0.019205	0.019173	0.778294	0.068692	0.781320	0.996128	16.790570
HAQUIRA	DER MARA	14.85	1.004171	8.766092	0.013324	0.013267	0.526954	0.062992	0.530706	0.992931	11.966740
QUIÑOTA	PATAHUASI	24.08	1.041666	8.534347	0.020056	0.019950	0.823517	0.091946	0.828634	0.993825	13.982560
DER MARA	CHALLHUAHUACHO	11.15	0.982200	4.732642	0.007194	0.007186	0.279946	0.013014	0.280249	0.998921	2.626193
DER MARA	MARA	10.28	0.982200	4.003298	0.006085	0.006046	0.235041	0.030871	0.237060	0.991485	1.723112
MARA	CCAPACMARCA	15.06	0.975260	2.598319	0.003949	0.003919	0.151608	0.018849	0.152775	0.992360	1.057788
DER JANCCOYO	QUIÑOTA	0.01	1.041670	10.216790	0.024009	0.024009	0.989248	0.073747	0.991993	0.997233	0.004185
DER LLAULLINCO	LLAULLINCO	4.50	1.013872	0.067561	0.000674	0.000676	0.025811	0.008236	0.027093	0.952675	0.000627
DER QUEHUINCHA	DER LIVITACA	4.14	0.966566	10.138820	0.023815	0.023826	0.911949	0.044411	0.913030	0.998816	1.872806
DER CHECAPUCARA	CHECAPUCARA	23.28	0.958837	1.747405	0.002657	0.002796	0.100989	0.003817	0.101061	0.999286	0.478960
QUIÑOTA	HUANCCASCA	16.00	1.041666	0.152323	0.001502	0.001523	0.059787	0.016616	0.062053	0.963483	0.026733
DER LIVITACA	DER CHECAPUCARA	11.25	0.964425	9.723010	0.022819	0.022849	0.872043	0.038567	0.872896	0.999023	4.678689
VELILLE	PULPERA	25.86	1.002917	3.242799	0.007193	0.007621	0.278473	0.065813	0.286145	0.973191	1.123254
SE CHAMACA	SACCANCA	21.65	1.014566	1.743598	0.004097	0.003678	0.144358	0.079681	0.164889	0.875486	0.256079
BARRA LLUSCO 22.9KV	LLUSCO	0.03	1.044769	2.761693	0.027617	0.027617	1.120003	0.235220	1.144436	0.978650	0.039167
BARRA 60KV COM	60KV SET SICUANI	28.70	1.029113	1.468280	0.004111	0.002150	0.230159	0.374633	0.439685	0.523463	0.159084
BARRA 60KV COM	BARRA 60KV LLUSCO	87.00	1.029113	22.156490	0.062038	0.061990	6.625129	0.359803	6.634893	0.998529	184.562200
DER JANCCOYO	JANCCOYO	10.00	1.041670	1.975041	0.004641	0.002284	0.089750	0.169467	0.191765	0.468020	0.110110
DER AUSANTA	AUSANTA	0.50	0.972697	2.385989	0.003811	0.003818	0.139921	0.045169	0.147031	0.951642	0.020775
DER QUEHUINCHA	QUEHUINCHA	0.95	0.966566	1.048985	0.001666	0.001678	0.061128	0.018544	0.063879	0.956934	0.007603
DER LIVITACA	LIVITACA	0.95	0.964425	0.654114	0.001035	0.001047	0.038033	0.010959	0.039580	0.960902	0.002943

Fuente: Elaboración propia con ayuda del software Digsilent 14.1.3.

TABLA F-05
Flujo de Potencia en el Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas (Máxima demanda año 05, 2019)
Cambio de nivel de tensión de 22.9 kV a 60 kV

LÍNEA		DISTANCIA (Km)	TENSIÓN EN TERMINAL i	CARGABILIDAD (%)	CORRIENTE i (kA)	CORRIENTE j (kA)	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (MVAR)	POTENCIA APARENTE (MVA)	FACTOR DE POTENCIA	PÉRDIDAS (kW)
TERMINAL i	TERMINAL j										
BARRA LLUSCO 22.9KV	BARRA ANABI	27.00	1.044024	4.378753	0.043783	0.043788	1.812999	0.013640	1.813051	0.999972	58.964220
BARRA ANABI	BARRA UTUNZA	5.00	1.009931	3.764729	0.037647	0.037647	1.508070	0.000106	1.508070	1.000000	8.070274
BARRA 22.9KV COM	DER AUSANTA	26.11	0.995095	12.578870	0.029560	0.029560	1.161249	0.112951	1.166729	0.995303	18.193140
SACCANCA	DER LLAULLINCO	3.82	1.053116	1.289093	0.003029	0.002954	0.116719	0.048875	0.126539	0.922398	0.027246
DER LLAULLINCO	SALIDA 05	5.30	1.053030	1.044250	0.002454	0.002329	0.090322	0.048452	0.102497	0.881215	0.024083
SALIDA 05	COLQUEMARCA	11.38	1.052970	0.991002	0.002329	0.002174	0.090297	0.036149	0.097265	0.928370	0.045162
COLQUEMARCA	CCOCHAPATA	8.81	1.052674	0.702547	0.001651	0.001598	0.066652	0.017588	0.068934	0.966903	0.018129
CCOCHAPATA	PISURO	8.24	1.052441	0.372395	0.000852	0.000875	0.034704	0.007685	0.035545	0.976346	0.004556
BARRA LLUSCO 22.9KV	DER CAPILLANIA	5.44	1.044024	5.881070	0.013788	0.013821	0.568197	0.056205	0.570970	0.995143	0.826394
DER CAPILLANIA	SANTO TOMAS	9.58	1.042266	5.156307	0.012104	0.012117	0.496561	0.061818	0.500394	0.992340	3.724129
DER CAPILLANIA	CAPILLANIA	7.85	1.042266	0.767281	0.001718	0.001803	0.070809	0.005463	0.071020	0.997037	0.019124
SANTO TOMAS	HUARCAYA	4.52	1.039430	2.125066	0.004994	0.004955	0.205497	0.012689	0.205888	0.998099	1.315799
HUARCAYA	DER ANTANIA	9.45	1.039005	1.429393	0.003359	0.003305	0.135161	0.024965	0.138431	0.983604	0.083175
DER AUSANTA	DER QUEHUINCHA	11.01	0.977548	10.994090	0.025811	0.025836	1.000054	0.038067	1.000778	0.999276	5.854057
DER ANTANIA	ALLHUACUCHO	11.13	1.038482	0.679495	0.001521	0.001597	0.062481	0.004541	0.062646	0.997369	0.020761
DER ANTANIA	ANTANIA	10.40	1.038482	0.800410	0.001787	0.001881	0.073597	0.000777	0.073601	0.999944	0.027235
LLUSCO	DER JANCCOYO	4.12	1.043993	11.662190	0.027406	0.027364	1.108551	0.242934	1.134858	0.976819	4.487679
PATAHUASI	HAQUIRA	10.00	1.024372	12.941300	0.019671	0.019640	0.796354	0.067823	0.799237	0.996393	17.616340
HAQUIRA	DER MARA	14.85	1.002314	8.979610	0.013649	0.013593	0.539028	0.062389	0.542626	0.993368	12.560100
QUIÑOTA	PATAHUASI	24.08	1.040811	8.738386	0.020535	0.020434	0.842949	0.090085	0.847749	0.994338	14.664750
DER MARA	CHALLHUAHUACHO	11.15	0.979778	4.849636	0.007371	0.007364	0.286178	0.012895	0.286468	0.998986	2.757939
DER MARA	MARA	10.28	0.979778	4.100812	0.006233	0.006196	0.240290	0.030639	0.242235	0.991969	1.808801
MARA	CCAPACMARCA	15.06	0.972659	2.661915	0.004046	0.004017	0.154971	0.018716	0.156097	0.992786	1.110970
DER JANCCOYO	QUIÑOTA	0.01	1.040815	10.460180	0.024581	0.024581	1.012331	0.070624	1.014792	0.997575	0.004387
DER LLAULLINCO	LLAULLINCO	4.50	1.053030	0.066460	0.000663	0.000665	0.026371	0.008400	0.027676	0.952823	0.000607
DER QUEHUINCHA	DER LIVITACA	4.14	0.971437	10.299220	0.024195	0.024203	0.931732	0.031731	0.932272	0.999421	1.932790
DER CHECAPUCARA	CHECAPUCARA	23.28	0.963758	1.776816	0.002702	0.002843	0.103215	0.003462	0.103273	0.999438	0.495520
QUIÑOTA	HUANCCASCA	16.00	1.040811	0.155818	0.001531	0.001558	0.061108	0.016120	0.063198	0.966923	0.027985
DER LIVITACA	DER CHECAPUCARA	11.25	0.969307	9.873986	0.023183	0.023204	0.890927	0.025614	0.891295	0.999587	4.827064
DER CHECAPUCARA	REGULADOR 01	10.17	0.963758	8.742573	0.020512	0.020545	0.782884	0.043451	0.784089	0.998463	3.418399
SE CHAMACA	OMACHA	19.51	1.053603	0.181883	0.001819	0.001819	0.072204	0.023748	0.076009	0.949938	0.024008
SE CHAMACA	VELILLE	29.56	1.053603	6.005618	0.013692	0.014113	0.559754	0.118575	0.572175	0.978291	4.543868
VELILLE	PULPERA	25.86	1.042265	3.187933	0.007055	0.007492	0.284531	0.063996	0.291639	0.975627	1.082003
SE CHAMACA	SACCANCA	21.65	1.053603	1.752688	0.004119	0.003646	0.147514	0.088695	0.172126	0.857015	0.255083
BARRA LLUSCO 22.9KV	LLUSCO	0.03	1.044024	2.823102	0.028231	0.028231	1.146072	0.230645	1.169050	0.980345	0.040928
BARRA 60KV COM	60KV SET SICUANI	28.70	1.033801	1.668093	0.004671	0.003071	0.330259	0.377794	0.501796	0.658154	0.259091
BARRA 60KV COM	BARRA 60KV LLUSCO	87.00	1.033801	18.464890	0.051702	0.051110	5.508154	0.716909	5.554613	0.991636	126.393200
DER JANCCOYO	JANCCOYO	10.00	1.040815	1.977392	0.004647	0.002337	0.091732	0.168482	0.191836	0.478181	0.112383
DER AUSANTA	AUSANTA	0.50	0.977548	2.426418	0.003876	0.003882	0.143001	0.046174	0.150271	0.951622	0.021486
DER QUEHUINCHA	QUEHUINCHA	0.95	0.971437	1.066608	0.001694	0.001707	0.062468	0.018969	0.065284	0.956857	0.007861
DER LIVITACA	LIVITACA	0.95	0.969307	0.665194	0.001052	0.001064	0.038873	0.011220	0.040460	0.960781	0.003044

Fuente: Elaboración propia con ayuda del software Digsilent 14.1.3.

TABLA F-06
 Flujo de Potencia en el Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas (Máxima demanda año 06, 2020)
 Cambio de nivel de tensión de 22.9 kV a 60 kV

LÍNEA		DISTANCIA (Km)	TENSIÓN EN TERMINAL i	CARGABILIDAD (%)	CORRIENTE i (kA)	CORRIENTE j (kA)	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (MVAR)	POTENCIA APARENTE (MVA)	FACTOR DE POTENCIA	PÉRDIDAS (kW)
TERMINAL i	TERMINAL j										
BARRA LLUSCO 22.9KV	BARRA ANABI	27.00	1.055623	3.058642	0.030586	0.030575	1.280467	0.022204	1.280660	0.999850	28.756790
BARRA ANABI	BARRA UTUNZA	5.00	1.032152	2.451035	0.024510	0.024510	1.003421	0.005372	1.003435	0.999986	3.420616
BARRA 22.9KV COM	DER AUSANTA	26.11	0.983901	13.052690	0.030674	0.030674	1.189059	0.138158	1.197059	0.993317	19.589570
SACCANCA	DER LLAULLINCO	3.82	1.038034	1.319690	0.003101	0.003033	0.119296	0.045524	0.127687	0.934286	0.028640
DER LLAULLINCO	SALIDA 05	5.30	1.037933	1.064069	0.002501	0.002386	0.092317	0.045553	0.102945	0.896766	0.025141
SALIDA 05	COLQUEMARCA	11.38	1.037856	1.015304	0.002386	0.002250	0.092292	0.033604	0.098219	0.939652	0.047929
COLQUEMARCA	CCOCHAPATA	8.81	1.037526	0.723532	0.001700	0.001658	0.068124	0.015972	0.069971	0.973601	0.019411
CCOCHAPATA	PISURO	8.24	1.037274	0.386229	0.000878	0.000908	0.035475	0.006885	0.036137	0.981682	0.004909
BARRA LLUSCO 22.9KV	DER CAPILLANIA	5.44	1.055623	5.944385	0.013937	0.013969	0.580700	0.057395	0.583529	0.995151	0.844284
DER CAPILLANIA	SANTO TOMAS	9.58	1.053847	5.211783	0.012235	0.012248	0.507486	0.063142	0.511399	0.992349	3.806554
DER CAPILLANIA	CAPILLANIA	7.85	1.053847	0.775573	0.001736	0.001823	0.072370	0.005578	0.072584	0.997043	0.019539
SANTO TOMAS	HUARCAYA	4.52	1.050981	2.147980	0.005048	0.005008	0.210019	0.012996	0.210421	0.998091	1.345144
HUARCAYA	DER ANTANIA	9.45	1.050551	1.444899	0.003396	0.003341	0.139164	0.025536	0.141488	0.983578	0.084988
DER AUSANTA	DER QUEHUINCHA	11.01	0.965258	11.408660	0.026774	0.026810	1.023327	0.060018	1.025085	0.998285	6.301651
DER ANTANIA	ALLHUACUCHO	11.13	1.050022	0.686875	0.001537	0.001614	0.063861	0.004648	0.064030	0.997362	0.021214
DER ANTANIA	ANTANIA	10.40	1.050022	0.809044	0.001806	0.001901	0.075218	0.000786	0.075222	0.999945	0.027825
LLUSCO	DER JANCCOYO	4.12	1.055592	11.788530	0.027703	0.027660	1.132917	0.248716	1.159897	0.976739	4.585421
PATAHUASI	HAQUIRA	10.00	1.035769	13.080880	0.019883	0.019852	0.813871	0.069642	0.816845	0.996359	17.998240
HAQUIRA	DER MARA	14.85	1.013476	9.076399	0.013796	0.013740	0.550883	0.063959	0.554583	0.993328	12.832120
QUIÑOTA	PATAHUASI	24.08	1.052378	8.832753	0.020757	0.020655	0.861484	0.092415	0.866426	0.994295	14.982840
DER MARA	CHALLHUAHUACHO	11.15	0.990700	4.901625	0.007450	0.007443	0.292467	0.013241	0.292767	0.998977	2.817351
DER MARA	MARA	10.28	0.990700	4.145207	0.006301	0.006263	0.245583	0.031438	0.247587	0.991906	1.848117
MARA	CCAPACMARCA	15.06	0.983506	2.690683	0.004090	0.004060	0.158385	0.019191	0.159544	0.992739	1.135048
DER JANCCOYO	QUIÑOTA	0.01	1.052382	10.572910	0.024846	0.024846	1.034587	0.072540	1.037127	0.997551	0.004482
DER LLAULLINCO	LLAULLINCO	4.50	1.037933	0.068909	0.000687	0.000689	0.026951	0.008599	0.028289	0.952685	0.000653
DER LIVITACA	DER CHECAPUCARA	11.25	0.956465	10.248790	0.024053	0.024085	0.911373	0.045039	0.912485	0.998781	5.198362
DER CHECAPUCARA	REGULADOR 01	10.17	0.950540	9.080032	0.021296	0.021338	0.800661	0.059909	0.802899	0.997212	3.686131
SE CHAMACA	OMACHA	19.51	1.038635	0.188572	0.001886	0.001886	0.073796	0.024273	0.077685	0.949935	0.025807
SE CHAMACA	VELILLE	29.56	1.038635	6.241312	0.014239	0.014667	0.572410	0.128196	0.586590	0.975827	4.912551
VELILLE	PULPERA	25.86	1.026757	3.308354	0.007338	0.007775	0.290858	0.068536	0.298824	0.973343	1.168892
SE CHAMACA	SACCANCA	21.65	1.038635	1.781182	0.004186	0.003755	0.150773	0.083681	0.172439	0.874358	0.267001
BARRA LLUSCO 22.9KV	LLUSCO	0.03	1.055623	2.853652	0.028537	0.028536	1.171259	0.236159	1.194830	0.980273	0.041819
BARRA 60KV COM	60KV SET SUCUANI	28.70	1.037039	1.927198	0.005396	0.004083	0.440409	0.379798	0.581556	0.757295	0.409116
BARRA 60KV COM	BARRA 60KV LLUSCO	87.00	1.037039	15.071330	0.042200	0.040937	4.436557	1.000439	4.547957	0.975505	82.186950
DER JANCCOYO	JANCCOYO	10.00	1.052382	1.999294	0.004698	0.002362	0.093745	0.172260	0.196117	0.478006	0.114850
DER AUSANTA	AUSANTA	0.50	0.965258	2.511297	0.004012	0.004018	0.146143	0.047227	0.153585	0.951548	0.023017
DER QUEHUINCHA	QUEHUINCHA	0.95	0.958739	1.104620	0.001755	0.001767	0.063848	0.019464	0.066749	0.956542	0.008434
DER LIVITACA	LIVITACA	0.95	0.956465	0.688870	0.001090	0.001102	0.039723	0.011540	0.041366	0.960296	0.003267

Fuente: Elaboración propia con ayuda del software Digsilent 14.1.3.

TABLA F-07
Flujo de Potencia en el Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas (Máxima demanda año 07, 2021)
Cambio de nivel de tensión de 22.9 kV a 60 kV

LÍNEA		DISTANCIA (Km)	TENSIÓN EN TERMINAL i	CARGABILIDAD (%)	CORRIENTE i (kA)	CORRIENTE j (kA)	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (MVAR)	POTENCIA APARENTE (MVA)	FACTOR DE POTENCIA	PÉRDIDAS (kW)
TERMINAL i	TERMINAL j										
BARRA LLUSCO 22.9KV	BARRA ANABI	27.00	1.059708	2.427545	0.024275	0.024254	1.019781	0.034097	1.020351	0.999442	18.100520
BARRA ANABI	BARRA UTUNZA	5.00	1.041254	2.429468	0.024295	0.024294	1.003361	0.005593	1.003376	0.999985	3.360678
BARRA 22.9KV COM	DER AUSANTA	26.11	0.984408	13.359170	0.031394	0.031394	1.216356	0.151847	1.225797	0.992298	20.520310
SACCANCA	DER LLAULLINCO	3.82	1.036996	1.342765	0.003156	0.003090	0.121931	0.044477	0.129790	0.939452	0.029691
DER LLAULLINCO	SALIDA 05	5.30	1.036887	1.080347	0.002539	0.002429	0.094351	0.044723	0.104414	0.903625	0.025979
SALIDA 05	COLQUEMARCA	11.38	1.036801	1.033365	0.002428	0.002300	0.094325	0.032799	0.099865	0.944526	0.049892
COLQUEMARCA	CCOCHAPATA	8.81	1.036453	0.738110	0.001735	0.001697	0.069625	0.015397	0.071307	0.976411	0.020285
CCOCHAPATA	PISURO	8.24	1.036190	0.395138	0.000897	0.000929	0.036255	0.006589	0.036849	0.983881	0.005143
BARRA LLUSCO 22.9KV	DER CAPILLANIA	5.44	1.059708	6.053644	0.014192	0.014226	0.593442	0.060651	0.596533	0.994818	0.875579
DER CAPILLANIA	SANTO TOMAS	9.58	1.057891	5.308085	0.012459	0.012474	0.518606	0.066062	0.522797	0.991984	3.869467
DER CAPILLANIA	CAPILLANIA	7.85	1.057891	0.789591	0.001768	0.001856	0.073960	0.005962	0.074200	0.996767	0.020266
SANTO TOMAS	HUARCAYA	4.52	1.054963	2.186005	0.005137	0.005099	0.214617	0.012096	0.214957	0.998416	1.357945
HUARCAYA	DER ANTANIA	9.45	1.054522	1.469198	0.003453	0.003401	0.142219	0.025065	0.144411	0.984822	0.087983
DER AUSANTA	DER QUEHUINCHA	11.01	0.965126	11.676960	0.027400	0.027441	1.046471	0.071179	1.048889	0.997695	6.600552
DER ANTANIA	ALLHUACUCHO	11.13	1.053977	0.699309	0.001565	0.001643	0.065262	0.004380	0.065409	0.997755	0.022005
DER ANTANIA	ANTANIA	10.40	1.053977	0.823702	0.001839	0.001936	0.076869	0.001150	0.076877	0.999888	0.028864
LLUSCO	DER JANCCOYO	4.12	1.059675	11.997770	0.028195	0.028153	1.158763	0.248226	1.185052	0.977816	4.749918
PATAHUASI	HAQUIRA	10.00	1.039413	13.329640	0.020261	0.020230	0.832386	0.069798	0.835307	0.996503	18.690330
HAQUIRA	DER MARA	14.85	1.016683	9.249702	0.014060	0.014004	0.563315	0.064190	0.566961	0.993570	13.328810
QUIÑOTA	PATAHUASI	24.08	1.056379	8.999035	0.021148	0.021048	0.881291	0.092128	0.886094	0.994580	15.555630
DER MARA	CHALLHUAHUACHO	11.15	0.993456	4.996323	0.007594	0.007587	0.298957	0.013301	0.299253	0.999012	2.927438
DER MARA	MARA	10.28	0.993456	4.224262	0.006421	0.006383	0.251029	0.031604	0.253011	0.992168	1.919708
MARA	CCAPACMARCA	15.06	0.986119	2.742282	0.004168	0.004139	0.161890	0.019294	0.163035	0.992973	1.179453
DER JANCCOYO	QUIÑOTA	0.01	1.056383	10.771290	0.025313	0.025313	1.058206	0.071281	1.060604	0.997739	0.004652
DER LLAULLINCO	LLAULLINCO	4.50	1.036887	0.070515	0.000703	0.000705	0.027551	0.008796	0.028921	0.952622	0.000683
DER QUEHUINCHA	DER LIVITACA	4.14	0.958372	10.938360	0.025691	0.025705	0.974622	0.062140	0.976601	0.997974	2.179658
DER CHECAPUCARA	CHECAPUCARA	23.28	0.949875	1.883776	0.002863	0.003014	0.107849	0.000841	0.107852	0.999970	0.559125
QUIÑOTA	HUANCCASCA	16.00	1.056379	0.160334	0.001572	0.001603	0.063820	0.016319	0.065873	0.968830	0.029639
DER LIVITACA	DER CHECAPUCARA	11.25	0.956015	10.491010	0.024617	0.024654	0.931839	0.054802	0.933449	0.998275	5.446075
DER CHECAPUCARA	REGULADOR 01	10.17	0.949875	9.297116	0.021802	0.021848	0.818544	0.068428	0.821399	0.996524	3.863954
SE CHAMACA	OMACHA	19.51	1.037655	0.192897	0.001929	0.001929	0.075417	0.024806	0.079392	0.949933	0.027004
SE CHAMACA	VELILLE	29.56	1.037655	6.391729	0.014587	0.015021	0.585159	0.134271	0.600367	0.974670	5.154700
VELILLE	PULPERA	25.86	1.025448	3.385933	0.007517	0.007957	0.297285	0.071493	0.305761	0.972280	1.226079
SE CHAMACA	SACCANCA	21.65	1.037655	1.806302	0.004245	0.003830	0.154108	0.082298	0.174706	0.882098	0.276271
BARRA LLUSCO 22.9KV	LLUSCO	0.03	1.059708	2.904590	0.029046	0.029046	1.197956	0.235388	1.220863	0.981237	0.043325
BARRA 60KV COM	60KV SET SICUANI	28.70	1.037760	2.188059	0.006127	0.005009	0.540583	0.379918	0.660733	0.818157	0.583112
BARRA 60KV COM	BARRA 60KV LLUSCO	87.00	1.037760	13.538040	0.037907	0.036290	3.937629	1.098971	4.088112	0.963190	65.197430
DER JANCCOYO	JANCCOYO	10.00	1.056383	2.009502	0.004722	0.002404	0.095807	0.173126	0.197867	0.484200	0.117322
DER AUSANTA	AUSANTA	0.50	0.965126	2.566998	0.004101	0.004107	0.149364	0.048287	0.156975	0.951514	0.024050
DER QUEHUINCHA	QUEHUINCHA	0.95	0.958372	1.129280	0.001795	0.001807	0.065249	0.019925	0.068223	0.956401	0.008816
DER LIVITACA	LIVITACA	0.95	0.956015	0.704465	0.001115	0.001127	0.040603	0.011831	0.042292	0.960074	0.003417

Fuente: Elaboración propia con ayuda del software Digsilent 14.1.3.

TABLA F-08
Flujo de Potencia en el Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas (Máxima demanda año 08, 2022)
Cambio de nivel de tensión de 22.9 kV a 60 kV

LÍNEA		DISTANCIA (Km)	TENSIÓN EN TERMINAL i	CARGABILIDAD (%)	CORRIENTE i (kA)	CORRIENTE j (kA)	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (MVAR)	POTENCIA APARENTE (MVA)	FACTOR DE POTENCIA	PÉRDIDAS (kW)
TERMINAL i	TERMINAL j										
BARRA LLUSCO 22.9KV	BARRA ANABI	27.00	1.058220	2.431079	0.024311	0.024289	1.019839	0.033880	1.020401	0.999449	18.153470
BARRA ANABI	BARRA UTUNZA	5.00	1.039737	2.433036	0.024330	0.024330	1.003371	0.005556	1.003386	0.999985	3.370558
BARRA 22.9KV COM	DER AUSANTA	26.11	0.997526	13.467070	0.031648	0.031648	1.242818	0.152704	1.252164	0.992536	20.853130
SACCANCA	DER LLAULLINCO	3.82	1.051183	1.355273	0.003185	0.003118	0.124594	0.045934	0.132791	0.938268	0.030237
DER LLAULLINCO	SALIDA 05	5.30	1.051075	1.090958	0.002564	0.002451	0.096413	0.046134	0.106882	0.902047	0.026477
SALIDA 05	COLQUEMARCA	11.38	1.050990	1.042923	0.002451	0.002319	0.096386	0.033882	0.102168	0.943410	0.050762
COLQUEMARCA	CCOCHAPATA	8.81	1.050641	0.744530	0.001750	0.001710	0.071146	0.015953	0.072912	0.975771	0.020620
CCOCHAPATA	PISURO	8.24	1.050377	0.398295	0.000904	0.000936	0.037045	0.006840	0.037671	0.983377	0.005224
BARRA LLUSCO 22.9KV	DER CAPILLANIA	5.44	1.058220	6.199329	0.014533	0.014568	0.606473	0.065497	0.609999	0.994219	0.918185
DER CAPILLANIA	SANTO TOMAS	9.58	1.056347	5.436653	0.012759	0.012776	0.529963	0.070213	0.534594	0.991337	3.919414
DER CAPILLANIA	CAPILLANIA	7.85	1.056347	0.808185	0.001811	0.001899	0.075591	0.006553	0.075875	0.996264	0.021257
SANTO TOMAS	HUARCAYA	4.52	1.053333	2.236310	0.005255	0.005219	0.219324	0.010273	0.219564	0.998905	1.358482
HUARCAYA	DER ANTANIA	9.45	1.052875	1.500841	0.003527	0.003481	0.145355	0.023798	0.147291	0.986861	0.092013
DER AUSANTA	DER QUEHUINCHA	11.01	0.978135	11.771170	0.027622	0.027662	1.069321	0.070454	1.071639	0.997837	6.707708
DER ANTANIA	ALLHUACUCHO	11.13	1.052306	0.715888	0.001601	0.001682	0.066703	0.003823	0.066813	0.998362	0.023090
DER ANTANIA	ANTANIA	10.40	1.052306	0.843167	0.001883	0.001981	0.078560	0.001784	0.078581	0.999742	0.030284
LLUSCO	DER JANCCOYO	4.12	1.058186	12.273400	0.028842	0.028802	1.185940	0.242971	1.210573	0.979651	4.971146
PATAHUASI	HAQUIRA	10.00	1.037299	13.664890	0.020771	0.020741	0.851809	0.068688	0.854574	0.996765	19.644260
HAQUIRA	DER MARA	14.85	1.013973	9.483674	0.014415	0.014362	0.576275	0.063407	0.579753	0.994001	14.015280
QUIÑOTA	PATAHUASI	24.08	1.054770	9.222297	0.021672	0.021577	0.902233	0.089837	0.906694	0.995079	16.343210
DER MARA	CHALLHUAHUACHO	11.15	0.990127	5.124510	0.007789	0.007782	0.305620	0.013145	0.305903	0.999076	3.079909
DER MARA	MARA	10.28	0.990127	4.331102	0.006583	0.006547	0.256640	0.031294	0.258541	0.992648	2.018837
MARA	CCAPACMARCA	15.06	0.982595	2.811981	0.004274	0.004246	0.165481	0.019116	0.166581	0.993394	1.241015
DER JANCCOYO	QUIÑOTA	0.01	1.054774	11.037440	0.025938	0.025938	1.083049	0.067591	1.085156	0.998058	0.004884
DER LLAULLINCO	LLAULLINCO	4.50	1.051075	0.071078	0.000709	0.000711	0.028151	0.008987	0.029550	0.952637	0.000694
DER QUEHUINCHA	DER LIVITACA	4.14	0.971344	11.026550	0.025899	0.025912	0.995924	0.061394	0.997815	0.998105	2.214978
DER CHECAPUCARA	CHECAPUCARA	23.28	0.962803	1.899302	0.002886	0.003039	0.110218	0.001060	0.110223	0.999954	0.568219
QUIÑOTA	HUANCCASCA	16.00	1.054770	0.164131	0.001604	0.001641	0.065231	0.015738	0.067103	0.972106	0.031077
SE CHAMACA	VELILLE	29.56	1.051837	6.442578	0.014702	0.015140	0.597990	0.136470	0.613365	0.974934	5.236459
VELILLE	PULPERA	25.86	1.039542	3.413345	0.007577	0.008021	0.303815	0.072729	0.312399	0.972522	1.245614
SE CHAMACA	SACCANCA	21.65	1.051837	1.824563	0.004288	0.003864	0.157475	0.084859	0.178884	0.880320	0.281487
BARRA LLUSCO 22.9KV	LLUSCO	0.03	1.058220	2.971789	0.029718	0.029718	1.225995	0.229849	1.247355	0.982876	0.045353
BARRA 60KV COM	60KV SET SICUANI	28.70	1.036785	2.495826	0.006988	0.006036	0.650817	0.378666	0.752962	0.864343	0.817474
BARRA 60KV COM	BARRA 60KV LLUSCO	87.00	1.036785	13.669670	0.038275	0.036720	3.980256	1.079251	4.123981	0.965149	66.637330
DER JANCCOYO	JANCCOYO	10.00	1.054774	2.011344	0.004727	0.002461	0.097920	0.171801	0.197747	0.495178	0.119895
DER AUSANTA	AUSANTA	0.50	0.978135	2.588487	0.004135	0.004142	0.152644	0.049343	0.160421	0.951521	0.024455
DER QUEHUINCHA	QUEHUINCHA	0.95	0.971344	1.138790	0.001810	0.001822	0.066689	0.020357	0.069727	0.956432	0.008965
DER LIVITACA	LIVITACA	0.95	0.968975	0.710279	0.001124	0.001136	0.041493	0.012082	0.043217	0.960124	0.003474

Fuente: Elaboración propia con ayuda del software Digsilent 14.1.3.

TABLA F-09

Flujo de Potencia en el Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas (Máxima demanda año 09, 2023)

Cambio de nivel de tensión de 22.9 kV a 60 kV

LÍNEA		DISTANCIA (km)	TENSIÓN EN TERMINAL I	CARGABILIDAD (%)	CORRIENTE I (kA)	CORRIENTE J (kA)	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (MVAR)	POTENCIA APARENTE (MVA)	FACTOR DE POTENCIA	PÉRDIDAS (kW)
TERMINAL I	TERMINAL J										
BARRA LLUSCO 22.9KV	BARRA ANABI	27.00	1.050460	1.217646	0.012176	0.012113	0.504945	0.049211	0.507337	0.995285	4.526212
BARRA ANABI	BARRA UTUNZA	5.00	1.041585	1.212452	0.012125	0.012123	0.500837	0.008257	0.500905	0.999864	0.836858
BARRA 22.9KV COM	DER AUSANTA	26.11	0.999039	13.767810	0.032354	0.032354	1.271270	0.166044	1.282068	0.991578	21.794880
SACCANCA	DER LLAULLINCO	3.82	1.051309	1.378365	0.003239	0.003175	0.127339	0.045041	0.135070	0.942762	0.031313
DER LLAULLINCO	SALIDA 05	5.30	1.051192	1.107465	0.002603	0.002494	0.098537	0.045445	0.108512	0.908076	0.027344
SALIDA 05	COLQUEMARCA	11.38	1.051099	1.061012	0.002493	0.002368	0.098509	0.033191	0.103951	0.947655	0.052765
COLQUEMARCA	CCOCHAPATA	8.81	1.050733	0.759024	0.001784	0.001749	0.072717	0.015441	0.074338	0.978189	0.021508
CCOCHAPATA	PISURO	8.24	1.050459	0.407083	0.000922	0.000957	0.037865	0.006573	0.038432	0.985265	0.005462
BARRA LLUSCO 22.9KV	DER CAPILLANIA	5.44	1.050460	6.388325	0.014975	0.015013	0.619764	0.072109	0.623945	0.993300	0.974965
DER CAPILLANIA	SANTO TOMAS	9.58	1.048511	5.603571	0.013148	0.013168	0.541536	0.075730	0.546806	0.990363	3.956885
DER CAPILLANIA	CAPILLANIA	7.85	1.048511	0.832123	0.001866	0.001955	0.077253	0.007372	0.077604	0.995478	0.022575
SANTO TOMAS	HUARCAYA	4.52	1.045383	2.301227	0.005408	0.005375	0.224110	0.007429	0.224233	0.999451	1.345425
HUARCAYA	DER ANTANIA	9.45	1.044901	1.541473	0.003622	0.003584	0.148564	0.021644	0.150133	0.989553	0.097354
DER AUSANTA	DER QUEHUINCHA	11.01	0.979031	12.034580	0.028236	0.028281	1.093470	0.081205	1.096481	0.997254	7.010394
DER ANTANIA	ALLHUACUCHO	11.13	1.044299	0.737295	0.001647	0.001733	0.068175	0.002946	0.068238	0.999068	0.024539
DER ANTANIA	ANTANIA	10.40	1.044299	0.868368	0.001940	0.002041	0.080292	0.002721	0.080338	0.999426	0.032183
LLUSCO	DER JANCCOYO	4.12	1.050425	12.630930	0.029683	0.029645	1.214683	0.232317	1.236700	0.982197	5.265702
PATAHUASI	HAQUIRA	10.00	1.028688	14.105760	0.021441	0.021413	0.872319	0.066136	0.874822	0.997138	20.935250
HAQUIRA	DER MARA	14.85	1.004572	9.792278	0.014884	0.014834	0.589874	0.061473	0.593068	0.994614	14.947730
QUIÑOTA	PATAHUASI	24.08	1.046842	9.515381	0.022361	0.022273	0.924557	0.085236	0.928477	0.995777	17.407730
DER MARA	CHALLHUAHUACHO	11.15	0.979902	5.293841	0.008047	0.008040	0.312487	0.012746	0.312747	0.999169	3.287315
DER MARA	MARA	10.28	0.979902	4.472068	0.006798	0.006763	0.262439	0.030447	0.264199	0.993338	2.153595
MARA	CCAPACMARCA	15.06	0.972110	2.904167	0.004414	0.004388	0.169185	0.018621	0.170207	0.993998	1.324999
DER JANCCOYO	QUIÑOTA	0.01	1.046847	11.386170	0.026758	0.026757	1.109345	0.061124	1.111028	0.998486	0.005198
DER LLAULLINCO	LLAULLINCO	4.50	1.051192	0.072635	0.000724	0.000726	0.028771	0.009190	0.030203	0.952581	0.000725
DER QUEHUINCHA	DER LIVITACA	4.14	0.972013	11.273270	0.026477	0.026492	1.018300	0.071221	1.020788	0.997563	2.315082
DER CHECAPUCARA	CHECAPUCARA	23.28	0.963185	1.940522	0.002949	0.003105	0.112654	0.000280	0.112654	0.999997	0.593813
QUIÑOTA	HUANCCASCA	16.00	1.046842	0.169006	0.001644	0.001690	0.066663	0.014707	0.068266	0.976518	0.032984
DER LIVITACA	DER CHECAPUCARA	11.25	0.969565	10.813160	0.025370	0.025411	0.973582	0.063348	0.975641	0.997890	5.785063
DER CHECAPUCARA	REGULADOR 01	10.17	0.963185	9.584289	0.022473	0.022523	0.855143	0.076484	0.858557	0.996024	4.105985
SE CHAMACA	OMACHA	19.51	1.052017	0.198745	0.001987	0.001987	0.078779	0.025912	0.082931	0.949932	0.028666
SE CHAMACA	VELILLE	29.56	1.052017	6.589974	0.015043	0.015486	0.611313	0.142516	0.627706	0.973885	5.481233
VELILLE	PULPERA	25.86	1.039401	3.489442	0.007753	0.008200	0.310533	0.075682	0.319622	0.971562	1.303413
SE CHAMACA	SACCANCA	21.65	1.052017	1.850175	0.004348	0.003939	0.160950	0.083729	0.181426	0.887137	0.291025
BARRA LLUSCO 22.9KV	LLUSCO	0.03	1.050460	3.059037	0.030590	0.030590	1.255621	0.218904	1.274560	0.985141	0.048055
BARRA 60KV COM	60KV SET SICUANI	28.70	1.038478	2.814101	0.007879	0.007047	0.761091	0.379298	0.850368	0.895014	1.091164
BARRA 60KV COM	BARRA 60KV LLUSCO	87.00	1.038478	10.615210	0.029723	0.027308	2.964748	1.224631	3.207717	0.924255	38.010160
DER JANCCOYO	JANCCOYO	10.00	1.046847	2.004270	0.004710	0.002535	0.100073	0.168028	0.195570	0.511697	0.122712
DER AUSANTA	AUSANTA	0.50	0.979031	2.643061	0.004222	0.004229	0.156005	0.050446	0.163959	0.951491	0.025497
DER QUEHUINCHA	QUEHUINCHA	0.95	0.972013	1.163098	0.001849	0.001861	0.068159	0.020838	0.071274	0.956305	0.009353
DER LIVITACA	LIVITACA	0.95	0.969565	0.725417	0.001149	0.001161	0.042404	0.012380	0.044174	0.959928	0.003624

Fuente: Elaboración propia con ayuda del software Digsilent 14.1.3.

TABLA F-10
Flujo de Potencia en el Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas (Máxima demanda año 10, 2024)
Cambio de nivel de tensión de 22.9 kV a 60 kV

LÍNEA		DISTANCIA (Km)	TENSIÓN EN TERMINAL i	CARGABILIDAD (%)	CORRIENTE i (kA)	CORRIENTE j (kA)	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (MVAR)	POTENCIA APARENTE (MVA)	FACTOR DE POTENCIA	PÉRDIDAS (kW)
TERMINAL i	TERMINAL j										
BARRA LLUSCO 22.9KV	BARRA ANABI	27.00	1.056944	0.132608	0.001326	0.000112	0.000016	0.055593	0.055593	0.000287	0.015913
BARRA ANABI	BARRA UTUNZA	5.00	1.057528	0.022482	0.000225	0.000000	0.000000	0.009430	0.009430	0.000009	0.000072
BARRA 22.9KV COM	DER AUSANTA	26.11	0.999926	14.086770	0.033104	0.033104	1.300473	0.180466	1.312935	0.990508	22.816420
SACCANCA	DER LLAULLINCO	3.82	1.050636	1.402919	0.003297	0.003235	0.130154	0.043992	0.137388	0.947348	0.032479
DER LLAULLINCO	SALIDA 05	5.30	1.050512	1.124947	0.002644	0.002539	0.100711	0.044620	0.110153	0.914283	0.028279
SALIDA 05	COLQUEMARCA	11.38	1.050410	1.080215	0.002539	0.002421	0.100683	0.032384	0.105763	0.951969	0.054935
COLQUEMARCA	CCOCHAPATA	8.81	1.050024	0.774360	0.001820	0.001789	0.074318	0.014860	0.075789	0.980591	0.022468
CCOCHAPATA	PISURO	8.24	1.049740	0.416294	0.000942	0.000978	0.038696	0.006274	0.039201	0.987111	0.005717
BARRA LLUSCO 22.9KV	DER CAPILLANIA	5.44	1.056944	6.490571	0.015215	0.015253	0.633405	0.075042	0.637835	0.993055	1.006411
DER CAPILLANIA	SANTO TOMAS	9.58	1.054959	5.693547	0.013359	0.013380	0.553445	0.078431	0.558975	0.990107	4.032033
DER CAPILLANIA	CAPILLANIA	7.85	1.054959	0.845245	0.001896	0.001986	0.078953	0.007709	0.079329	0.995267	0.023303
SANTO TOMAS	HUARCAYA	4.52	1.051775	2.337336	0.005493	0.005461	0.229043	0.006793	0.229144	0.999560	1.363972
HUARCAYA	DER ANTANIA	9.45	1.051282	1.564882	0.003677	0.003641	0.151839	0.021426	0.153343	0.990190	0.100407
DER AUSANTA	DER QUEHUINCHA	11.01	0.979258	12.314180	0.028889	0.028938	1.118220	0.092887	1.122071	0.996568	7.339007
DER ANTANIA	ALLHUACUCHO	11.13	1.050667	0.748960	0.001673	0.001760	0.069675	0.002762	0.069730	0.999215	0.025334
DER ANTANIA	ANTANIA	10.40	1.050667	0.882144	0.001971	0.002073	0.082063	0.003015	0.082119	0.999326	0.033229
LLUSCO	DER JANCCOYO	4.12	1.056908	12.829610	0.030150	0.030113	1.242154	0.233475	1.263906	0.982790	5.432838
PATAHUASI	HAQUIRA	10.00	1.034773	14.338170	0.021794	0.021767	0.892002	0.066745	0.894496	0.997212	21.631440
HAQUIRA	DER MARA	14.85	1.010252	9.954265	0.015130	0.015080	0.603101	0.062083	0.606288	0.994743	15.447630
QUIÑOTA	PATAHUASI	24.08	1.053253	9.671129	0.022727	0.022640	0.945587	0.085603	0.949454	0.995927	17.984410
DER MARA	CHALLHUAHUACHO	11.15	0.985164	5.381915	0.008181	0.008174	0.319398	0.012888	0.319658	0.999187	3.397714
DER MARA	MARA	10.28	0.985164	4.546154	0.006910	0.006876	0.268255	0.030800	0.270018	0.993473	2.225809
MARA	CCAPACMARCA	15.06	0.977240	2.952327	0.004488	0.004461	0.172920	0.018834	0.173942	0.994121	1.369594
DER JANCCOYO	QUIÑOTA	0.01	1.053257	11.571890	0.027194	0.027194	1.134446	0.060601	1.136064	0.998576	0.005369
DER LLAULLINCO	LLAULLINCO	4.50	1.050512	0.074299	0.000741	0.000743	0.029411	0.009401	0.030877	0.952522	0.000759
DER QUEHUINCHA	DER LIVITACA	4.14	0.971998	11.535240	0.027091	0.027108	1.041221	0.081896	1.044437	0.996921	2.423803
DER CHECAPUCARA	CHECAPUCARA	23.28	0.962861	1.984235	0.003015	0.003175	0.115151	0.000576	0.115153	0.999988	0.621611
QUIÑOTA	HUANCCASCA	16.00	1.053253	0.171684	0.001668	0.001717	0.068134	0.014672	0.069696	0.977590	0.034047
DER LIVITACA	DER CHECAPUCARA	11.25	0.969463	11.065740	0.025959	0.026004	0.995464	0.073544	0.998177	0.997282	6.057608
VELILLE	PULPERA	25.86	1.038446	3.570003	0.007940	0.008390	0.317395	0.078793	0.327029	0.970541	1.366100
SE CHAMACA	SACCANCA	21.65	1.051404	1.877235	0.004412	0.004018	0.164506	0.082363	0.183972	0.894187	0.301315
BARRA LLUSCO 22.9KV	LLUSCO	0.03	1.056944	3.107312	0.031073	0.031073	1.283994	0.219766	1.302666	0.985667	0.049584
BARRA 60KV COM	60KV SET SICUANI	28.70	1.039595	3.172187	0.008882	0.008153	0.881439	0.379354	0.959606	0.918542	1.438686
BARRA 60KV COM	BARRA 60KV LLUSCO	87.00	1.039595	7.876124	0.022053	0.018255	1.977323	1.329234	2.382576	0.829910	18.437690
DER JANCCOYO	JANCCOYO	10.00	1.053257	2.018816	0.004744	0.002575	0.102276	0.169769	0.198196	0.516032	0.125502
DER AUSANTA	AUSANTA	0.50	0.979258	2.700565	0.004314	0.004321	0.159437	0.051574	0.167571	0.951460	0.026620
DER QUEHUINCHA	QUEHUINCHA	0.95	0.971998	1.188721	0.001890	0.001902	0.069660	0.021332	0.072853	0.956173	0.009771
DER LIVITACA	LIVITACA	0.95	0.969463	0.741408	0.001174	0.001186	0.043334	0.012686	0.045152	0.959722	0.003786

Fuente: Elaboración propia con ayuda del software Digsilent 14.1.3.

TABLA F-11
Flujo de Potencia en el Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas (Máxima demanda año 11, 2025)
Cambio de nivel de tensión de 22.9 kV a 60 kV

LÍNEA		DISTANCIA (Km)	TENSIÓN EN TERMINAL I	CARGABILIDAD (%)	CORRIENTE I (kA)	CORRIENTE J (kA)	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (MVAR)	POTENCIA APARENTE (MVA)	FACTOR DE POTENCIA	PÉRDIDAS (kW)
TERMINAL I	TERMINAL J										
BARRA LLUSCO 22.9KV	BARRA ANABI	27.00	1.055298	0.132401	0.001324	0.000112	0.000016	0.055420	0.055420	0.000287	0.015864
BARRA ANABI	BARRA UTUNZA	5.00	1.055881	0.022447	0.000224	0.000000	0.000000	0.009401	0.009401	0.000009	0.000072
BARRA 22.9KV COM	DER AUSANTA	26.11	0.998403	14.456480	0.033973	0.033973	1.330699	0.197945	1.345341	0.989117	24.029780
SACCANCA	DER LLAULLINCO	3.82	1.046992	1.430637	0.003362	0.003304	0.133011	0.042437	0.139616	0.952687	0.033824
DER LLAULLINCO	SALIDA 05	5.30	1.046857	1.144511	0.002690	0.002590	0.102926	0.043340	0.111679	0.921626	0.029352
SALIDA 05	COLQUEMARCA	11.38	1.046744	1.102013	0.002590	0.002481	0.102897	0.031191	0.107520	0.956999	0.057476
COLQUEMARCA	CCOCHAPATA	8.81	1.046335	0.791939	0.001861	0.001836	0.075949	0.014045	0.077237	0.983328	0.023601
CCOCHAPATA	PISURO	8.24	1.046037	0.426949	0.000964	0.001003	0.039546	0.005860	0.039978	0.989199	0.006021
BARRA LLUSCO 22.9KV	DER CAPILLANIA	5.44	1.055298	6.647907	0.015583	0.015623	0.647302	0.080237	0.652256	0.992405	1.055762
DER CAPILLANIA	SANTO TOMAS	9.58	1.053253	5.832207	0.013682	0.013706	0.565552	0.082875	0.571592	0.989433	4.090289
DER CAPILLANIA	CAPILLANIA	7.85	1.053253	0.865287	0.001942	0.002033	0.080694	0.008342	0.081124	0.994699	0.024450
SANTO TOMAS	HUARCAYA	4.52	1.049976	2.391898	0.005621	0.005591	0.234041	0.004846	0.234092	0.999786	1.364827
HUARCAYA	DER ANTONIA	9.45	1.049465	1.599544	0.003759	0.003728	0.155177	0.020069	0.156469	0.991740	0.105099
DER AUSANTA	DER QUEHUINCHA	11.01	0.976949	12.638540	0.029645	0.029701	1.143722	0.107293	1.148743	0.995629	7.729635
DER ANTONIA	ALLHUACUCHO	11.13	1.048823	0.766768	0.001712	0.001802	0.071207	0.002167	0.071240	0.999537	0.026588
DER ANTONIA	ANTONIA	10.40	1.048823	0.903099	0.002018	0.002122	0.083865	0.003694	0.083946	0.999032	0.034872
QUIÑOTA	PATAHUASI	24.08	1.051474	9.915449	0.023301	0.023219	0.968245	0.082997	0.971796	0.996346	18.910760
DER MARA	CHALLHUAHUACHO	11.15	0.981504	5.522267	0.008394	0.008387	0.326528	0.012715	0.326775	0.999243	3.577570
DER MARA	MARA	10.28	0.981504	4.663381	0.007088	0.007056	0.274265	0.030458	0.275951	0.993890	2.342881
MARA	CCAPACMARCA	15.06	0.973365	3.028834	0.004604	0.004578	0.176762	0.018638	0.177742	0.994487	1.442351
DER JANCCOYO	QUIÑOTA	0.01	1.051479	11.862520	0.027877	0.027877	1.161257	0.056503	1.162630	0.998818	0.005642
DER LLAULLINCO	LLAULLINCO	4.50	1.046857	0.076181	0.000760	0.000762	0.030051	0.009613	0.031551	0.952452	0.000798
DER QUEHUINCHA	DER LIVITACA	4.14	0.969398	11.839320	0.027803	0.027822	1.064802	0.095064	1.069037	0.996038	2.553120
DER CHECAPUCARA	CHECAPUCARA	23.28	0.959892	2.034522	0.003092	0.003255	0.117704	0.001658	0.117716	0.999901	0.654488
QUIÑOTA	HUANCCASCA	16.00	1.051474	0.175766	0.001703	0.001758	0.069636	0.014051	0.071039	0.980245	0.035714
DER LIVITACA	DER CHECAPUCARA	11.25	0.966761	11.358890	0.026642	0.026693	1.017955	0.086139	1.021593	0.996439	6.381790
DER CHECAPUCARA	REGULADOR 01	10.17	0.959892	10.073210	0.023613	0.023672	0.893869	0.096258	0.899037	0.994252	4.534474
SE CHAMACA	OMACHA	19.51	1.047833	0.208412	0.002084	0.002084	0.082281	0.027065	0.086618	0.949929	0.031523
SE CHAMACA	VELILLE	29.56	1.047833	6.927597	0.015826	0.016280	0.638933	0.156268	0.657765	0.971369	6.063756
VELILLE	PULPERA	25.86	1.034473	3.663360	0.008158	0.008609	0.324430	0.082330	0.334714	0.969277	1.440814
SE CHAMACA	SACCANCA	21.65	1.047833	1.907188	0.004482	0.004109	0.168124	0.080199	0.186273	0.902568	0.313158
BARRA LLUSCO 22.9KV	LLUSCO	0.03	1.055298	3.181004	0.031810	0.031810	1.314230	0.213650	1.331483	0.987042	0.051964
BARRA 60KV COM	60KV SET SICUANI	28.70	1.038429	3.512266	0.009834	0.009184	0.991808	0.377694	1.061290	0.934531	1.808098
BARRA 60KV COM	BARRA 60KV LLUSCO	87.00	1.038429	7.976432	0.022334	0.018676	2.022137	1.311518	2.410212	0.838988	19.117510
DER JANCCOYO	JANCCOYO	10.00	1.051479	2.021712	0.004751	0.002636	0.104519	0.168337	0.198145	0.527484	0.128573
DER AUSANTA	AUSANTA	0.50	0.976949	2.766564	0.004420	0.004427	0.162948	0.052732	0.171268	0.951421	0.027938
DER QUEHUINCHA	QUEHUINCHA	0.95	0.969398	1.218096	0.001937	0.001949	0.071190	0.021843	0.074466	0.956012	0.010262
DER LIVITACA	LIVITACA	0.95	0.966761	0.759954	0.001204	0.001216	0.044294	0.013010	0.046165	0.959469	0.003979

Fuente: Elaboración propia con ayuda del software Digsilent 14.1.3.

TABLA F-12
Flujo de Potencia en el Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas (Máxima demanda año 12, 2026)
Cambio de nivel de tensión de 22.9 kV a 60 kV

LÍNEA		DISTANCIA (Km)	TENSIÓN EN TERMINAL I	CARGABILIDAD (%)	CORRIENTE I (kA)	CORRIENTE j (kA)	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (MVAR)	POTENCIA APARENTE (MVA)	FACTOR DE POTENCIA	PÉRDIDAS (kW)
TERMINAL I	TERMINAL J										
BARRA LLUSCO 22.9KV	BARRA ANABI	27.00	1.053582	0.132186	0.001322	0.000112	0.000016	0.055239	0.055239	0.000287	0.015812
BARRA ANABI	BARRA UTUNZA	5.00	1.054164	0.022410	0.000224	0.000000	0.000000	0.009370	0.009370	0.000009	0.000071
BARRA 22.9KV COM	DER AUSANTA	26.11	0.996816	14.838280	0.034870	0.034870	1.361652	0.215997	1.378677	0.987651	25.315800
SACCANCA	DER LLAULLINCO	3.82	1.043213	1.459706	0.003430	0.003376	0.135938	0.040837	0.141939	0.957718	0.035263
DER LLAULLINCO	SALIDA 05	5.30	1.043067	1.165093	0.002738	0.002644	0.105192	0.042025	0.113276	0.928633	0.030499
SALIDA 05	COLQUEMARCA	11.38	1.042943	1.124820	0.002643	0.002544	0.105161	0.029966	0.109347	0.961717	0.060184
COLQUEMARCA	CCOCHAPATA	8.81	1.042510	0.810275	0.001904	0.001884	0.077621	0.013208	0.078737	0.985830	0.024807
CCOCHAPATA	PISURO	8.24	1.042199	0.437953	0.000987	0.001029	0.040416	0.005435	0.040780	0.991078	0.006343
BARRA LLUSCO 22.9KV	DER CAPILLANIA	5.44	1.053582	6.809725	0.015962	0.016003	0.661516	0.085564	0.667026	0.991739	1.107757
DER CAPILLANIA	SANTO TOMAS	9.58	1.051475	5.974862	0.014015	0.014041	0.577942	0.087433	0.584518	0.988750	4.151815
DER CAPILLANIA	CAPILLANIA	7.85	1.051475	0.885778	0.001989	0.002082	0.082466	0.008987	0.082954	0.994114	0.025651
SANTO TOMAS	HUARCAYA	4.52	1.048102	2.448334	0.005754	0.005726	0.239170	0.002844	0.239187	0.999929	1.365813
HUARCAYA	DER ANTONIA	9.45	1.047572	1.635425	0.003843	0.003817	0.158595	0.018675	0.159690	0.993139	0.110060
DER AUSANTA	DER QUEHUINCHA	11.01	0.974551	12.973810	0.030428	0.030488	1.169807	0.122134	1.176165	0.994594	8.144129
DER ANTONIA	ALLHUACUCHO	11.13	1.046904	0.785021	0.001753	0.001845	0.072768	0.001558	0.072785	0.999771	0.027906
DER ANTONIA	ANTONIA	10.40	1.046904	0.924736	0.002067	0.002173	0.085717	0.004392	0.085829	0.998690	0.036611
LLUSCO	DER JANCCOYO	4.12	1.053544	13.444970	0.031596	0.031562	1.301578	0.221625	1.320312	0.985811	5.967490
PATAHUASI	HAQUIRA	10.00	1.030017	15.083270	0.022927	0.022902	0.934454	0.064177	0.936655	0.997650	23.942130
HAQUIRA	DER MARA	14.85	1.004173	10.475970	0.015923	0.015877	0.631352	0.060291	0.634224	0.995471	17.116860
QUIÑOTA	PATAHUASI	24.08	1.049621	10.167770	0.023894	0.023817	0.991526	0.080266	0.994769	0.996739	19.891680
DER MARA	CHALLHUAHUACHO	11.15	0.977706	5.667192	0.008614	0.008608	0.333818	0.012535	0.334053	0.999296	3.768145
DER MARA	MARA	10.28	0.977706	4.784583	0.007273	0.007241	0.280417	0.030103	0.282028	0.994287	2.467053
MARA	CCAPACMARCA	15.06	0.969346	3.108045	0.004724	0.004700	0.180700	0.018435	0.181638	0.994836	1.519637
DER JANCCOYO	QUIÑOTA	0.01	1.049626	12.162560	0.028582	0.028582	1.188789	0.052241	1.189936	0.999036	0.005931
DER LLAULLINCO	LLAULLINCO	4.50	1.043067	0.078137	0.000779	0.000781	0.030711	0.009832	0.032246	0.952383	0.000839
DER QUEHUINCHA	DER LIVITACA	4.14	0.966700	12.153770	0.028540	0.028561	1.088912	0.108615	1.094315	0.995062	2.690394
DER CHECAPUCARA	CHECAPUCARA	23.28	0.956813	2.086263	0.003171	0.003338	0.120309	0.002764	0.120341	0.999736	0.689227
QUIÑOTA	HUANCASCA	16.00	1.049621	0.179951	0.001740	0.001800	0.071167	0.013414	0.072421	0.982696	0.037468
DER LIVITACA	DER CHECAPUCARA	11.25	0.963957	11.662130	0.027349	0.027406	1.040957	0.099100	1.045664	0.995499	6.726097
DER CHECAPUCARA	REGULADOR 01	10.17	0.956813	10.344950	0.024247	0.024311	0.913922	0.107436	0.920215	0.993161	4.781868
SE CHAMACA	OMACHA	19.51	1.044129	0.213757	0.002138	0.002138	0.084093	0.027662	0.088526	0.949927	0.033160
SE CHAMACA	VELILLE	29.56	1.044129	7.114687	0.016261	0.016720	0.653228	0.163807	0.673453	0.969968	6.399551
VELILLE	PULPERA	25.86	1.030355	3.759618	0.008382	0.008835	0.331609	0.085948	0.342566	0.968014	1.519951
SE CHAMACA	SACCANCA	21.65	1.044129	1.938777	0.004556	0.004204	0.171823	0.077976	0.188689	0.910617	0.325805
BARRA LLUSCO 22.9KV	LLUSCO	0.03	1.053582	3.257205	0.032572	0.032572	1.345283	0.207301	1.361161	0.988335	0.054483
BARRA 60KV COM	60KV SET SICUANI	28.70	1.037208	3.889976	0.010892	0.010311	1.112262	0.375821	1.174040	0.947381	2.262355
BARRA 60KV COM	BARRA 60KV LLUSCO	87.00	1.037208	8.081591	0.022628	0.019110	2.068126	1.293115	2.439117	0.847900	19.837570
DER JANCCOYO	JANCCOYO	10.00	1.049626	2.025047	0.004759	0.002699	0.106822	0.166858	0.198123	0.539171	0.131858
DER AUSANTA	AUSANTA	0.50	0.974551	2.834328	0.004528	0.004535	0.166529	0.053914	0.175039	0.951384	0.029325
DER QUEHUINCHA	QUEHUINCHA	0.95	0.966700	1.248272	0.001985	0.001997	0.072751	0.022365	0.076111	0.955854	0.010778
DER LIVITACA	LIVITACA	0.95	0.963957	0.778859	0.001234	0.001246	0.045264	0.013338	0.047188	0.959223	0.004181

Fuente: Elaboración propia con ayuda del software Digsilent 14.1.3.

TABLA F-13
 Flujo de Potencia en el Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas (Máxima demanda año 13, 2027)
 Cambio de nivel de tensión de 22.9 kV a 60 kV

LÍNEA		DISTANCIA (Km)	TENSIÓN EN TERMINAL i	CARGABILIDAD (%)	CORRIENTE i (kA)	CORRIENTE j (kA)	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (MVAR)	POTENCIA APARENTE (MVA)	FACTOR DE POTENCIA	PÉRDIDAS (kW)
TERMINAL i	TERMINAL j										
BARRA LLUSCO 22.9KV	BARRA ANABI	27.00	1.051791	0.131961	0.001320	0.000112	0.000016	0.055052	0.055052	0.000287	0.015759
BARRA ANABI	BARRA UTUNZA	5.00	1.052372	0.022372	0.000224	0.000000	0.000000	0.009338	0.009338	0.000009	0.000071
BARRA 22.9KV COM	DER AUSANTA	26.11	0.995160	15.234080	0.035800	0.035800	1.393471	0.234711	1.413100	0.986110	26.684380
SACCANCA	DER LLAULLINCO	3.82	1.039284	1.490272	0.003502	0.003451	0.138945	0.039188	0.144366	0.962452	0.036806
DER LLAULLINCO	SALIDA 05	5.30	1.039128	1.186818	0.002789	0.002700	0.107517	0.040670	0.114952	0.935322	0.031730
SALIDA 05	COLQUEMARCA	11.38	1.038992	1.148769	0.002700	0.002609	0.107486	0.028704	0.111252	0.966143	0.063079
COLQUEMARCA	CCOCHAPATA	8.81	1.038534	0.829400	0.001949	0.001934	0.079333	0.012347	0.080288	0.988104	0.026092
CCOCHAPATA	PISURO	8.24	1.038210	0.449321	0.001010	0.001056	0.041307	0.004999	0.041608	0.992757	0.006686
BARRA LLUSCO 22.9KV	DER CAPILLANIA	5.44	1.051791	6.976115	0.016351	0.016394	0.676046	0.091023	0.682146	0.991057	1.162530
DER CAPILLANIA	SANTO TOMAS	9.58	1.049619	6.121379	0.014358	0.014385	0.590597	0.092098	0.597734	0.988059	4.216668
DER CAPILLANIA	CAPILLANIA	7.85	1.049619	0.906944	0.002038	0.002131	0.084287	0.009652	0.084838	0.993508	0.026923
SANTO TOMAS	HUARCAYA	4.52	1.046149	2.506375	0.005890	0.005864	0.244400	0.000796	0.244401	0.999995	1.366905
HUARCAYA	DER ANTANIA	9.45	1.045599	1.672449	0.003930	0.003909	0.162083	0.017246	0.162998	0.994387	0.115291
DER AUSANTA	DER QUEHUINCHA	11.01	0.972054	13.321750	0.031240	0.031306	1.196596	0.137481	1.204468	0.993464	8.585820
DER ANTANIA	ALLHUACUCHO	11.13	1.044904	0.803836	0.001795	0.001889	0.074369	0.000932	0.074375	0.999921	0.029299
DER ANTANIA	ANTANIA	10.40	1.044904	0.946851	0.002117	0.002225	0.087598	0.005104	0.087747	0.998307	0.038432
LLUSCO	DER JANCCOYO	4.12	1.051752	13.768510	0.032356	0.032324	1.332493	0.215357	1.349784	0.987190	6.258640
PATAHUASI	HAQUIRA	10.00	1.027494	15.474430	0.023521	0.023497	0.956532	0.062802	0.958591	0.997852	25.202040
HAQUIRA	DER MARA	14.85	1.000954	10.750360	0.016341	0.016296	0.646030	0.059336	0.648749	0.995809	18.028940
QUIÑOTA	PATAHUASI	24.08	1.047689	10.428600	0.024507	0.024434	1.015464	0.077401	1.018409	0.997108	20.931570
DER MARA	CHALLHUAHUACHO	11.15	0.973763	5.817222	0.008842	0.008836	0.341291	0.012347	0.341514	0.999346	3.970631
DER MARA	MARA	10.28	0.973763	4.909914	0.007463	0.007433	0.286710	0.029735	0.288248	0.994665	2.598802
MARA	CCAPACMARCA	15.06	0.965174	3.189892	0.004849	0.004825	0.184722	0.018225	0.185619	0.995168	1.601587
DER JANCCOYO	QUIÑOTA	0.01	1.047694	12.472350	0.029310	0.029310	1.217059	0.047812	1.217998	0.999229	0.006237
DER LLAULLINCO	LLAULLINCO	4.50	1.039128	0.080170	0.000800	0.000802	0.031391	0.010058	0.032963	0.952314	0.000884
DER QUEHUINCHA	DER LIVITACA	4.14	0.963893	12.480210	0.029305	0.029329	1.113659	0.122611	1.120388	0.993994	2.836721
DER CHECAPUCARA	CHECAPUCARA	23.28	0.953611	2.139695	0.003253	0.003424	0.122976	0.003901	0.123038	0.999497	0.726072
QUIÑOTA	HUANCCASCA	16.00	1.047689	0.184240	0.001777	0.001842	0.072729	0.012762	0.073841	0.984951	0.039313
DER LIVITACA	DER CHECAPUCARA	11.25	0.961040	11.976840	0.028083	0.028146	1.064558	0.112479	1.070484	0.994465	7.093077
DER CHECAPUCARA	REGULADOR 01	10.17	0.953611	10.626910	0.024906	0.024973	0.934489	0.118961	0.942031	0.991994	5.045576
SE CHAMACA	OMACHA	19.51	1.040280	0.219272	0.002193	0.002193	0.085945	0.028272	0.090475	0.949924	0.034894
SE CHAMACA	VELILLE	29.56	1.040280	7.308225	0.016712	0.017174	0.667869	0.171557	0.689551	0.968556	6.756565
VELILLE	PULPERA	25.86	1.026076	3.859152	0.008615	0.009069	0.338953	0.089658	0.350611	0.966751	1.604026
SE CHAMACA	SACCANCA	21.65	1.040280	1.972314	0.004635	0.004303	0.175634	0.075679	0.191245	0.918373	0.339409
BARRA LLUSCO 22.9KV	LLUSCO	0.03	1.051791	3.335979	0.033360	0.033360	1.377160	0.200716	1.391710	0.989545	0.057150
BARRA 60KV COM	60KV SET SICUANI	28.70	1.035930	4.305291	0.012055	0.011536	1.242815	0.373707	1.297785	0.957643	2.815264
BARRA 60KV COM	BARRA 60KV LLUSCO	87.00	1.035930	8.191776	0.022937	0.019558	2.115299	1.274001	2.469325	0.856630	20.600180
DER JANCCOYO	JANCCOYO	10.00	1.047694	2.028825	0.004768	0.002763	0.109175	0.165333	0.198127	0.551038	0.135354
DER AUSANTA	AUSANTA	0.50	0.972054	2.904087	0.004640	0.004647	0.170191	0.055121	0.178895	0.951347	0.030787
DER QUEHUINCHA	QUEHUINCHA	0.95	0.963893	1.279450	0.002035	0.002047	0.074351	0.022900	0.077798	0.955698	0.011325
DER LIVITACA	LIVITACA	0.95	0.961040	0.798486	0.001266	0.001278	0.046264	0.013676	0.048243	0.958979	0.004395

Fuente: Elaboración propia con ayuda del software Digsilent 14.1.3.

FLUJO DE POTENCIA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO RURAL CHUMBIVILCAS (MÁXIMA DEMANDA AÑO 14, 2028)
Cambio de nivel de tensión de 22.9 kV a 60 kV

LÍNEA		DISTANCIA (Km)	TENSIÓN EN TERMINAL i	CARGABILIDAD (%)	CORRIENTE i (kA)	CORRIENTE j (kA)	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (MVAR)	POTENCIA APARENTE (MVA)	FACTOR DE POTENCIA	PÉRDIDAS (kW)
TERMINAL i	TERMINAL j										
BARRA LLUSCO 22.9KV	BARRA ANABI	27.00	1.049945	0.131730	0.001317	0.000112	0.000016	0.054859	0.054859	0.000287	0.015703
BARRA ANABI	BARRA UTUNZA	5.00	1.050525	0.022333	0.000223	0.000000	0.000000	0.009306	0.009306	0.000009	0.000071
BARRA 22.9KV COM	DER AUSANTA	26.11	0.993454	15.642960	0.036761	0.036761	1.426090	0.254044	1.448541	0.984501	28.136020
SACCANCA	DER LLAULLINCO	3.82	1.035235	1.521984	0.003577	0.003529	0.141993	0.037508	0.146863	0.966836	0.038439
DER LLAULLINCO	SALIDA 05	5.30	1.035068	1.209450	0.002842	0.002758	0.109873	0.039288	0.116687	0.941612	0.033035
SALIDA 05	COLQUEMARCA	11.38	1.034919	1.173592	0.002758	0.002676	0.109840	0.027418	0.113211	0.970229	0.066138
COLQUEMARCA	CCOCHAPATA	8.81	1.034437	0.849215	0.001996	0.001986	0.081074	0.011469	0.081881	0.990143	0.027452
CCOCHAPATA	PISURO	8.24	1.034098	0.461051	0.001035	0.001083	0.042217	0.004552	0.042462	0.994237	0.007049
BARRA LLUSCO 22.9KV	DER CAPILLANIA	5.44	1.049945	7.147100	0.016752	0.016796	0.690904	0.096614	0.697626	0.990364	1.220198
DER CAPILLANIA	SANTO TOMAS	9.58	1.047708	6.272004	0.014709	0.014739	0.603545	0.096876	0.611271	0.987362	4.285226
DER CAPILLANIA	CAPILLANIA	7.85	1.047708	0.928559	0.002088	0.002182	0.086138	0.010328	0.086755	0.992889	0.028254
SANTO TOMAS	HUARCAYA	4.52	1.044137	2.566302	0.006031	0.006007	0.249760	0.001306	0.249764	0.999986	1.368195
HUARCAYA	DER ANTANIA	9.45	1.043567	1.710802	0.004020	0.004004	0.165662	0.015780	0.166412	0.995494	0.120828
DER AUSANTA	DER QUEHUINCHA	11.01	0.969481	13.681340	0.032080	0.032151	1.224012	0.153286	1.233573	0.992250	9.054651
DER ANTANIA	ALLHUACUCHO	11.13	1.042844	0.823204	0.001838	0.001935	0.076011	0.000291	0.076011	0.999993	0.030770
DER ANTANIA	ANTANIA	10.40	1.042844	0.969649	0.002169	0.002279	0.089530	0.005836	0.089720	0.997882	0.040358
LLUSCO	DER JANCCOYO	4.12	1.049905	14.102890	0.033142	0.033112	1.364241	0.208866	1.380137	0.988482	6.566813
PATAHUASI	HAQUIRA	10.00	1.024892	15.878250	0.024135	0.024112	0.979195	0.061367	0.981116	0.998042	26.536520
HAQUIRA	DER MARA	14.85	0.997635	11.033830	0.016771	0.016729	0.661078	0.058343	0.663648	0.996128	18.995990
QUIÑOTA	PATAHUASI	24.08	1.045697	10.697840	0.025140	0.025071	1.040057	0.074407	1.042716	0.997451	22.032540
DER MARA	CHALLHUAHUACHO	11.15	0.969695	5.972012	0.009077	0.009072	0.348925	0.012153	0.349137	0.999394	4.185085
DER MARA	MARA	10.28	0.969695	5.039557	0.007660	0.007631	0.293157	0.029355	0.294623	0.995024	2.738664
MARA	CCAPACMARCA	15.06	0.960870	3.274557	0.004977	0.004955	0.188839	0.018009	0.189695	0.995484	1.688594
DER JANCCOYO	QUIÑOTA	0.01	1.045703	12.792050	0.030061	0.030061	1.246095	0.043216	1.246844	0.999399	0.006561
DER LLAULLINCO	LLAULLINCO	4.50	1.035068	0.082254	0.000821	0.000823	0.032081	0.010286	0.033690	0.952248	0.000930
DER QUEHUINCHA	DER LIVITACA	4.14	0.960999	12.817650	0.030096	0.030121	1.138965	0.137006	1.147176	0.992843	2.992061
DER CHECAPUCARA	CHECAPUCARA	23.28	0.950311	2.194802	0.003338	0.003512	0.125705	0.005064	0.125807	0.999189	0.765103
QUIÑOTA	HUANCCASCA	16.00	1.045697	0.188658	0.001816	0.001887	0.074331	0.012093	0.075309	0.987023	0.041262
DER LIVITACA	DER CHECAPUCARA	11.25	0.958034	12.302140	0.028842	0.028910	1.088689	0.126235	1.095983	0.993345	7.482727
DER CHECAPUCARA	REGULADOR 01	10.17	0.950311	10.918210	0.025586	0.025658	0.955501	0.130797	0.964412	0.990761	5.325508
SE CHAMACA	OMACHA	19.51	1.036311	0.224958	0.002250	0.002250	0.087837	0.028895	0.092467	0.949922	0.036727
SE CHAMACA	VELILLE	29.56	1.036311	7.508054	0.017177	0.017644	0.682847	0.179509	0.706048	0.967140	7.135474
BARRA 60KV COM	60KV SET SICUANI	28.70	1.034614	4.693806	0.013143	0.012671	1.363383	0.371543	1.413102	0.964816	3.383221
BARRA 60KV COM	BARRA 60KV LLUSCO	87.00	1.034614	8.307177	0.023260	0.020021	2.163698	1.254222	2.500932	0.865157	21.407630
DER JANCCOYO	JANCCOYO	10.00	1.045703	2.033107	0.004778	0.002829	0.111579	0.163770	0.198168	0.563055	0.139072
DER AUSANTA	AUSANTA	0.50	0.969481	2.975980	0.004755	0.004762	0.173942	0.056359	0.182845	0.951310	0.032331
DER QUEHUINCHA	QUEHUINCHA	0.95	0.960999	1.311619	0.002086	0.002099	0.075992	0.023448	0.079527	0.955544	0.011904
DER LIVITACA	LIVITACA	0.95	0.958034	0.818655	0.001298	0.001310	0.047285	0.014021	0.049320	0.958740	0.004621

Fuente: Elaboración propia con ayuda del software Digsilent 14.1.3.

TABLA F-15
Flujo de Potencia en el Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas (Máxima demanda año 15, 2029)
Cambio de nivel de tensión de 22.9 kV a 60 kV

LÍNEA		DISTANCIA (Km)	TENSIÓN EN TERMINAL i	CARGABILIDAD (%)	CORRIENTE i (kA)	CORRIENTE j (kA)	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (MVAR)	POTENCIA APARENTE (MVA)	FACTOR DE POTENCIA	PÉRDIDAS (kW)
TERMINAL i	TERMINAL j										
BARRA LLUSCO 22.9KV	BARRA ANABI	27.00	1.048019	0.131488	0.001315	0.000111	0.000016	0.054658	0.054658	0.000287	0.015646
BARRA ANABI	BARRA UTUNZA	5.00	1.048597	0.022292	0.000223	0.000000	0.000000	0.009272	0.009272	0.000009	0.000071
BARRA 22.9KV COM	DER AUSANTA	26.11	0.991674	16.066200	0.037756	0.037756	1.459558	0.274068	1.485067	0.982823	29.679110
SACCANCA	DER LLAULLINCO	3.82	1.031027	1.555374	0.003655	0.003611	0.145131	0.035774	0.149475	0.970937	0.040195
DER LLAULLINCO	SALIDA 05	5.30	1.030848	1.233387	0.002898	0.002820	0.112300	0.037862	0.118511	0.947592	0.034441
SALIDA 05	COLQUEMARCA	11.38	1.030687	1.199716	0.002819	0.002746	0.112265	0.026092	0.115258	0.974040	0.069420
COLQUEMARCA	CCOCHAPATA	8.81	1.030178	0.869962	0.002044	0.002040	0.082866	0.010563	0.083537	0.991974	0.028907
CCOCHAPATA	PISURO	8.24	1.029824	0.473168	0.001061	0.001112	0.043147	0.004094	0.043341	0.995529	0.007435
BARRA LLUSCO 22.9KV	DER CAPILLANIA	5.44	1.048019	7.322938	0.017164	0.017209	0.706089	0.102344	0.713468	0.989658	1.280964
DER CAPILLANIA	SANTO TOMAS	9.58	1.045714	6.426859	0.015071	0.015103	0.616779	0.101771	0.625119	0.986659	4.357577
DER CAPILLANIA	CAPILLANIA	7.85	1.045714	0.950761	0.002139	0.002234	0.088030	0.011020	0.088717	0.992255	0.029654
SANTO TOMAS	HUARCAYA	4.52	1.042039	2.628001	0.006176	0.006154	0.255231	0.003457	0.255254	0.999908	1.369618
HUARCAYA	DER ANTANIA	9.45	1.041449	1.750343	0.004113	0.004102	0.169311	0.014279	0.169912	0.996463	0.126664
DER AUSANTA	DER QUEHUINCHA	11.01	0.966803	14.054000	0.032950	0.033027	1.252115	0.169613	1.263551	0.990950	9.553764
DER ANTANIA	ALLHUACUCHO	11.13	1.040697	0.843047	0.001882	0.001981	0.077682	0.000365	0.077683	0.999989	0.032315
DER ANTANIA	ANTANIA	10.40	1.040697	0.993057	0.002222	0.002334	0.091502	0.006584	0.091739	0.997421	0.042384
LLUSCO	DER JANCCOYO	4.12	1.047977	14.448670	0.033954	0.033926	1.396831	0.202119	1.411379	0.989693	6.893261
PATAHUASI	HAQUIRA	10.00	1.022183	16.295410	0.024769	0.024747	1.002445	0.059864	1.004231	0.998222	27.951200
HAQUIRA	DER MARA	14.85	0.994185	11.327030	0.017217	0.017176	0.676504	0.057306	0.678927	0.996431	20.022670
QUIÑOTA	PATAHUASI	24.08	1.043620	10.976130	0.025794	0.025730	1.065335	0.071261	1.067716	0.997770	23.200040
DER MARA	CHALLHUAHUACHO	11.15	0.965471	6.132079	0.009321	0.009315	0.356733	0.011950	0.356933	0.999439	4.412771
DER MARA	MARA	10.28	0.965471	5.173632	0.007864	0.007836	0.299748	0.028961	0.301144	0.995365	2.887137
MARA	CCAPACMARCA	15.06	0.956401	3.362231	0.005111	0.005089	0.193051	0.017784	0.193869	0.995784	1.781092
DER JANCCOYO	QUIÑOTA	0.01	1.043625	13.122200	0.030837	0.030837	1.275905	0.038431	1.276484	0.999547	0.006904
DER LLAULLINCO	LLAULLINCO	4.50	1.030848	0.084419	0.000842	0.000844	0.032791	0.010522	0.034438	0.952182	0.000980
DER QUEHUINCHA	DER LIVITACA	4.14	0.957990	13.167580	0.030917	0.030944	1.164899	0.151861	1.174756	0.991609	3.157534
DER CHECAPUCARA	CHECAPUCARA	23.28	0.946880	2.251699	0.003425	0.003603	0.128496	0.006259	0.128649	0.998816	0.806501
QUIÑOTA	HUANCCASCA	16.00	1.043620	0.193211	0.001856	0.001932	0.075973	0.011405	0.076825	0.988920	0.043324
DER LIVITACA	DER CHECAPUCARA	11.25	0.954907	12.639480	0.029630	0.029703	1.113417	0.140426	1.122237	0.992140	7.897904
DER CHECAPUCARA	REGULADOR 01	10.17	0.946880	11.220250	0.026292	0.026368	0.977023	0.142991	0.987431	0.989459	5.623799
SE CHAMACA	OMACHA	19.51	1.032187	0.230825	0.002308	0.002308	0.089768	0.029531	0.094501	0.949920	0.038667
SE CHAMACA	VELILLE	29.56	1.032187	7.714760	0.017659	0.018130	0.698175	0.187679	0.722960	0.965717	7.538428
VELILLE	PULPERA	25.86	1.017081	4.068352	0.009104	0.009561	0.354147	0.097356	0.367285	0.964230	1.788165
SE CHAMACA	SACCANCA	21.65	1.032187	2.044386	0.004804	0.004513	0.183460	0.070921	0.196691	0.932731	0.369285
BARRA LLUSCO 22.9KV	LLUSCO	0.03	1.048019	3.501501	0.035015	0.035015	1.443484	0.186823	1.455524	0.991728	0.062962
BARRA 60KV COM	60KV SET SICUANI	28.70	1.033236	5.118746	0.014332	0.013905	1.494060	0.369112	1.538980	0.970812	4.060501
BARRA 60KV COM	BARRA 60KV LLUSCO	87.00	1.033236	8.427994	0.023598	0.020499	2.213334	1.233664	2.533925	0.873481	22.263020
DER JANCCOYO	JANCCOYO	10.00	1.043625	2.037890	0.004789	0.002897	0.114033	0.162158	0.198239	0.575230	0.143025
DER AUSANTA	AUSANTA	0.50	0.966803	3.049789	0.004873	0.004880	0.177764	0.057620	0.186869	0.951275	0.033956
DER QUEHUINCHA	QUEHUINCHA	0.95	0.957990	1.344665	0.002139	0.002151	0.077662	0.024007	0.081288	0.955394	0.012513
DER LIVITACA	LIVITACA	0.95	0.954907	0.839405	0.001331	0.001343	0.048325	0.014373	0.050417	0.958505	0.004860

Fuente: Elaboración propia con ayuda del software Digsilent 14.1.3.

TABLA F-16
 Flujo de Potencia en el Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas (Máxima demanda año 16, 2030)
 Cambio de nivel de tensión de 22.9 kV a 60 kV

LÍNEA		DISTANCIA (Km)	TENSIÓN EN TERMINAL i	CARGABILIDAD (%)	CORRIENTE i (kA)	CORRIENTE j (kA)	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (MVAR)	POTENCIA APARENTE (MVA)	FACTOR DE POTENCIA	PÉRDIDAS (kW)
TERMINAL i	TERMINAL j										
BARRA LLUSCO 22.9KV	BARRA ANABI	27.00	1.046256	0.131267	0.001313	0.000111	0.000016	0.054474	0.054474	0.000287	0.015593
BARRA ANABI	BARRA UTUNZA	5.00	1.046834	0.022254	0.000223	0.000000	0.000000	0.009240	0.009240	0.000009	0.000071
BARRA 22.9KV COM	DER AUSANTA	26.11	1.004366	16.204560	0.038081	0.038081	1.491346	0.277956	1.517027	0.983071	30.192500
SACCANCA	DER LLAULLINCO	3.82	1.044574	1.569904	0.003689	0.003644	0.148324	0.036936	0.152854	0.970365	0.040943
DER LLAULLINCO	SALIDA 05	5.30	1.044395	1.245292	0.002926	0.002846	0.114772	0.039030	0.121227	0.946754	0.035097
SALIDA 05	COLQUEMARCA	11.38	1.044234	1.210882	0.002846	0.002770	0.114737	0.026948	0.117859	0.973510	0.070675
COLQUEMARCA	CCOCHAPATA	8.81	1.043722	0.877761	0.002063	0.002057	0.084687	0.010965	0.085394	0.991721	0.029414
CCOCHAPATA	PISURO	8.24	1.043366	0.477310	0.001071	0.001122	0.044097	0.004265	0.044303	0.995355	0.007564
BARRA LLUSCO 22.9KV	DER CAPILLANIA	5.44	1.046256	7.502050	0.017583	0.017630	0.721623	0.108154	0.729683	0.988954	1.344385
DER CAPILLANIA	SANTO TOMAS	9.58	1.043883	6.584469	0.015440	0.015474	0.630307	0.106736	0.639281	0.985963	4.434313
DER CAPILLANIA	CAPILLANIA	7.85	1.043883	0.973437	0.002191	0.002288	0.089971	0.011723	0.090732	0.991618	0.031120
SANTO TOMAS	HUARCAYA	4.52	1.040103	2.690956	0.006324	0.006304	0.260823	0.005623	0.260884	0.999768	1.371720
HUARCAYA	DER ANTONIA	9.45	1.039492	1.790789	0.004208	0.004202	0.173041	0.012773	0.173512	0.997287	0.132765
DER AUSANTA	DER QUEHUINCHA	11.01	0.979318	14.174650	0.033234	0.033310	1.279479	0.171427	1.290912	0.991144	9.718625
DER ANTONIA	ALLHUACUCHO	11.13	1.038710	0.863274	0.001927	0.002029	0.079394	0.001026	0.079401	0.999916	0.033930
DER ANTONIA	ANTONIA	10.40	1.038710	1.016840	0.002277	0.002390	0.093515	0.007338	0.093802	0.996935	0.044495
LLUSCO	DER JANCCOYO	4.12	1.046214	14.803040	0.034787	0.034760	1.430287	0.195319	1.443561	0.990804	7.236019
PATAHUASI	HAQUIRA	10.00	1.019620	16.722570	0.025418	0.025398	1.026314	0.058345	1.027971	0.998388	29.437750
HAQUIRA	DER MARA	14.85	0.990864	11.627510	0.017674	0.017635	0.692327	0.056268	0.694610	0.996714	21.102780
QUIÑOTA	PATAHUASI	24.08	1.041704	11.261060	0.026463	0.026404	1.091301	0.068054	1.093421	0.998061	24.426300
DER MARA	CHALLHUAHUACHO	11.15	0.961357	6.295973	0.009570	0.009565	0.364722	0.011749	0.364911	0.999482	4.652136
DER MARA	MARA	10.28	0.961357	5.311137	0.008073	0.008046	0.306502	0.028573	0.307831	0.995683	3.043447
MARA	CCAPACMARCA	15.06	0.952037	3.452035	0.005247	0.005226	0.197358	0.017564	0.198138	0.996063	1.878357
DER JANCCOYO	QUIÑOTA	0.01	1.041709	13.460050	0.031631	0.031631	1.306513	0.033561	1.306944	0.999670	0.007264
DER LLAULLINCO	LLAULLINCO	4.50	1.044395	0.085153	0.000850	0.000852	0.033511	0.010752	0.035193	0.952192	0.000997
DER LIVITACA	DER CHECAPUCARA	11.25	0.967340	12.747670	0.029884	0.029957	1.137791	0.141827	1.146596	0.992320	8.033798
DER CHECAPUCARA	REGULADOR 01	10.17	0.959257	11.315890	0.026516	0.026592	0.998437	0.144758	1.008876	0.989653	5.720138
SE CHAMACA	OMACHA	19.51	1.045736	0.232835	0.002328	0.002328	0.091739	0.030179	0.096576	0.949920	0.039344
SE CHAMACA	VELILLE	29.56	1.045736	7.780671	0.017808	0.018285	0.713483	0.191184	0.738654	0.965924	7.667100
VELILLE	PULPERA	25.86	1.030510	4.103508	0.009181	0.009643	0.361927	0.099226	0.375283	0.964412	1.818800
SE CHAMACA	SACCANCA	21.65	1.045736	2.064515	0.004852	0.004554	0.187500	0.073071	0.201235	0.931746	0.376262
BARRA LLUSCO 22.9KV	LLUSCO	0.03	1.046256	3.587717	0.035877	0.035877	1.477973	0.179683	1.488855	0.992691	0.066101
BARRA 60KV COM	60KV SET SICUANI	28.70	1.032029	5.546582	0.015530	0.015139	1.624801	0.366683	1.665664	0.975468	4.801540
BARRA 60KV COM	BARRA 60KV LLUSCO	87.00	1.032029	8.553937	0.023951	0.020989	2.264258	1.213177	2.568786	0.881451	23.162550
DER JANCCOYO	JANCCOYO	10.00	1.041709	2.043515	0.004802	0.002967	0.116537	0.160593	0.198421	0.587322	0.147206
DER AUSANTA	AUSANTA	0.50	0.979318	3.077050	0.004917	0.004923	0.181674	0.058884	0.190979	0.951280	0.034566
DER QUEHUINCHA	QUEHUINCHA	0.95	0.970443	1.356640	0.002158	0.002171	0.079373	0.024529	0.083077	0.955416	0.012737
DER LIVITACA	LIVITACA	0.95	0.967340	0.846793	0.001343	0.001355	0.049385	0.014682	0.051521	0.958539	0.004946

Fuente: Elaboración propia con ayuda del software Digsilent 14.1.3.

TABLA F-17
Flujo de Potencia en el Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas (Máxima demanda año 17, 2031)
Cambio de nivel de tensión de 22.9 kV a 60 kV

LÍNEA		DISTANCIA (Km)	TENSIÓN EN TERMINAL i	CARGABILIDAD (%)	CORRIENTE I (kA)	CORRIENTE J (kA)	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (MVAR)	POTENCIA APARENTE (MVA)	FACTOR DE POTENCIA	PÉRDIDAS (kW)
TERMINAL i	TERMINAL j										
BARRA LLUSCO 22.9KV	BARRA ANABI	27.00	1.044185	0.131007	0.001310	0.000111	0.000016	0.054258	0.054258	0.000287	0.015532
BARRA ANABI	BARRA UTUNZA	5.00	1.044762	0.022210	0.000222	0.000000	0.000000	0.009204	0.009204	0.000009	0.000070
BARRA 22.9KV COM	DER AUSANTA	26.11	1.002429	16.647470	0.039122	0.039122	1.526439	0.299195	1.555485	0.981327	31.865540
SACCANCA	DER LLAULLINCO	3.82	1.040088	1.604960	0.003772	0.003730	0.151583	0.035110	0.155596	0.974210	0.042844
DER LLAULLINCO	SALIDA 05	5.30	1.039897	1.270568	0.002986	0.002910	0.117299	0.037524	0.123155	0.952453	0.036624
SALIDA 05	COLQUEMARCA	11.38	1.039722	1.238365	0.002910	0.002843	0.117263	0.025548	0.120014	0.977079	0.074233
COLQUEMARCA	CCOCHAPATA	8.81	1.039183	0.899479	0.002114	0.002113	0.086549	0.010013	0.087126	0.993374	0.030987
CCOCHAPATA	PISURO	8.24	1.038812	0.489954	0.001098	0.001151	0.045068	0.003782	0.045226	0.996497	0.007982
BARRA LLUSCO 22.9KV	DER CAPILLANIA	5.44	1.044185	7.687838	0.018019	0.018066	0.737485	0.114165	0.746269	0.988229	1.411794
DER CAPILLANIA	SANTO TOMAS	9.58	1.041740	6.747916	0.015822	0.015858	0.644120	0.111864	0.653762	0.985252	4.514902
DER CAPILLANIA	CAPILLANIA	7.85	1.041740	0.996926	0.002246	0.002343	0.091953	0.012450	0.092792	0.990958	0.032677
SANTO TOMAS	HUARCAYA	4.52	1.037851	2.756315	0.006477	0.006460	0.266525	0.007875	0.266642	0.999564	1.373510
HUARCAYA	DER ANTANIA	9.45	1.037219	1.832819	0.004307	0.004305	0.176842	0.011200	0.177196	0.998000	0.139251
DER AUSANTA	DER QUEHUINCHA	11.01	0.976441	14.564810	0.034145	0.034227	1.308897	0.188705	1.322430	0.989767	10.260140
DER ANTANIA	ALLHUACUCHO	11.13	1.036407	0.884177	0.001974	0.002078	0.081136	0.001713	0.081154	0.999777	0.035642
DER ANTANIA	ANTANIA	10.40	1.036407	1.041470	0.002333	0.002447	0.095567	0.008120	0.095911	0.996410	0.046736
LLUSCO	DER JANCCOYO	4.12	1.044141	15.172900	0.035656	0.035631	1.464676	0.188053	1.476698	0.991858	7.602616
PATAHUASI	HAQUIRA	10.00	1.016712	17.168500	0.026096	0.026076	1.050846	0.056698	1.052374	0.998548	31.030720
HAQUIRA	DER MARA	14.85	0.987164	11.941580	0.018151	0.018114	0.708565	0.055141	0.710707	0.996986	22.261920
QUIÑOTA	PATAHUASI	24.08	1.039472	11.558530	0.027163	0.027107	1.118036	0.064596	1.119900	0.998335	25.740160
DER MARA	CHALLHUAHUACHO	11.15	0.956828	6.467333	0.009830	0.009825	0.372899	0.011530	0.373077	0.999522	4.909156
DER MARA	MARA	10.28	0.956828	5.454759	0.008291	0.008266	0.313404	0.028150	0.314666	0.995991	3.211089
MARA	CCAPACMARCA	15.06	0.947246	3.545958	0.005390	0.005370	0.201763	0.017324	0.202505	0.996334	1.982831
DER JANCCOYO	QUIÑOTA	0.01	1.039477	13.812280	0.032459	0.032459	1.337971	0.028392	1.338272	0.999775	0.007649
DER LLAULLINCO	DER LLAULLINCO	4.50	1.039897	0.087385	0.000872	0.000874	0.034241	0.010994	0.035963	0.952127	0.001050
DER QUEHUINCHA	DER LIVITACA	4.14	0.967219	13.646990	0.032041	0.032070	1.217524	0.169153	1.229218	0.990486	3.391539
DER CHECAPUCARA	CHECAPUCARA	23.28	0.955591	2.330844	0.003547	0.003729	0.134235	0.007494	0.134444	0.998445	0.865317
QUIÑOTA	HUANCCASCA	16.00	1.039472	0.202601	0.001940	0.002026	0.079348	0.009999	0.079975	0.992153	0.047745
DER LIVITACA	DER CHECAPUCARA	11.25	0.963992	13.100950	0.030709	0.030787	1.163657	0.156824	1.174177	0.991041	8.484455
DER CHECAPUCARA	REGULADOR 01	10.17	0.955591	11.632160	0.027255	0.027336	1.020938	0.157628	1.033035	0.988290	6.043950
SE CHAMACA	OMACHA	19.51	1.041337	0.238973	0.002390	0.002390	0.093761	0.030845	0.098704	0.949918	0.041445
SE CHAMACA	VELILLE	29.56	1.041337	7.996891	0.018313	0.018793	0.729513	0.199781	0.756374	0.964487	8.104202
VELILLE	PULPERA	25.86	1.025631	4.214841	0.009442	0.009905	0.369960	0.103319	0.384116	0.963146	1.921766
SE CHAMACA	SACCANCA	21.65	1.041337	2.103672	0.004944	0.004666	0.191626	0.070518	0.204190	0.938471	0.393043
BARRA LLUSCO 22.9KV	LLUSCO	0.03	1.044185	3.677652	0.036777	0.036776	1.513405	0.172072	1.523156	0.993598	0.069457
BARRA 60KV COM	60KV SET SICUANI	28.70	1.030546	5.978975	0.016741	0.016382	1.755611	0.363918	1.792932	0.979184	5.610933
BARRA 60KV COM	BARRA 60KV LLUSCO	87.00	1.030546	8.686268	0.024322	0.021499	2.316515	1.191056	2.604776	0.889334	24.122840
DER JANCCOYO	JANCCOYO	10.00	1.039477	2.049456	0.004816	0.003038	0.119102	0.158889	0.198572	0.599792	0.151681
DER AUSANTA	AUSANTA	0.50	0.976441	3.154095	0.005040	0.005047	0.185676	0.060205	0.195193	0.951245	0.036320
DER QUEHUINCHA	QUEHUINCHA	0.95	0.967219	1.391013	0.002213	0.002226	0.081113	0.025112	0.084912	0.955267	0.013393
DER LIVITACA	LIVITACA	0.95	0.963992	0.868493	0.001378	0.001390	0.050475	0.015051	0.052671	0.958305	0.005204

Fuente: Elaboración propia con ayuda del software Digsilent 14.1.3.

TABLA F-18
 Flujo de Potencia en el Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas (Máxima demanda año 18, 2032)
 Cambio de nivel de tensión de 22.9 kV a 60 kV

LÍNEA		DISTANCIA (km)	TENSIÓN EN TERMINAL i	CARGABILIDAD (%)	CORRIENTE i (kA)	CORRIENTE j (kA)	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (Mvar)	POTENCIA APARENTE (MVA)	FACTOR DE POTENCIA	PÉRDIDAS (kW)
TERMINAL i	TERMINAL j										
BARRA LLUSCO 22.9KV	BARRA ANABI	27.00	1.058138	0.132757	0.001328	0.000113	0.000016	-0.055718	0.055718	0.000287	0.015949
BARRA ANABI	BARRA UTUNZA	5.00	1.058723	0.022507	0.000225	0.000000	0.000000	-0.009451	0.009451	0.000009	0.000072
BARRA 22.9KV COM	DER AUSANTA	26.11	1.000709	17.100140	0.040185	0.040185	1.562433	0.320866	1.595039	0.979557	33.622040
SACCANCA	DER LLAULLINCO	3.82	1.035796	1.641359	0.003857	0.003819	0.154933	-0.033287	0.158468	0.977689	0.044861
DER LLAULLINCO	SALIDA 05	5.30	1.035592	1.296860	0.003048	0.002977	0.119887	-0.036028	0.125183	0.957690	0.038242
SALIDA 05	COLQUEMARCA	11.38	1.035405	1.266789	0.002977	0.002918	0.119849	-0.024154	0.122258	0.980289	0.077986
COLQUEMARCA	CCOCHAPATA	8.81	1.034838	0.923696	0.002166	0.002171	0.088461	-0.009059	0.088923	0.994797	0.032646
CCOCHAPATA	PISURO	8.24	1.034450	0.502833	0.001125	0.001182	0.046058	-0.003300	0.046176	0.997443	0.008420
BARRA LLUSCO 22.9KV	DER CAPILLANIA	5.44	1.058138	7.752527	0.018170	0.018218	0.753731	0.115999	0.762605	0.988364	1.435653
DER CAPILLANIA	SANTO TOMAS	9.58	1.055675	6.804675	0.015955	0.015991	0.658322	0.113808	0.668087	0.985384	4.617339
DER CAPILLANIA	CAPILLANIA	7.85	1.055675	1.005384	0.002264	0.002363	0.093973	0.012635	0.094819	0.991082	0.033227
SANTO TOMAS	HUARCAYA	4.52	1.051756	2.779859	0.006533	0.006514	0.272415	0.007654	0.272522	0.999606	1.409073
HUARCAYA	DER ANTANIA	9.45	1.051119	1.848731	0.004345	0.004342	0.180745	-0.011791	0.181130	0.997879	0.141646
DER AUSANTA	DER QUEHUINCHA	11.01	0.973763	14.963990	0.035078	0.035165	1.339053	0.206258	1.354845	0.988344	10.829460
DER ANTANIA	ALLHUACUCHO	11.13	1.050303	0.891734	0.001991	0.002096	0.082926	0.001627	0.082942	0.999808	0.036245
DER ANTANIA	ANTANIA	10.40	1.050303	1.050389	0.002353	0.002468	0.097678	0.008184	0.098020	0.996508	0.047529
LLUSCO	DER JANCCOYO	4.12	1.058094	15.299770	0.035954	0.035929	1.496329	-0.194713	1.508944	0.991640	7.730193
PATAHUASI	HAQUIRA	10.00	1.030476	17.306300	0.026306	0.026285	1.073571	-0.058842	1.075182	0.998501	31.530310
HAQUIRA	DER MARA	14.85	1.000699	12.036700	0.018296	0.018257	0.723951	-0.056998	0.726191	0.996915	22.617120
QUIÑOTA	PATAHUASI	24.08	1.053395	11.652000	0.027382	0.027325	1.142097	-0.067296	1.144078	0.998269	26.156630
DER MARA	CHALLHUAHUACHO	11.15	0.970130	6.518628	0.009908	0.009903	0.381077	-0.011939	0.381264	0.999510	4.987239
DER MARA	MARA	10.28	0.970130	5.498105	0.008357	0.008331	0.320256	-0.029098	0.321575	0.995898	3.262113
MARA	CCAPACMARCA	15.06	0.960475	3.574026	0.005433	0.005412	0.206184	-0.017888	0.206959	0.996258	2.014118
DER JANCCOYO	QUIÑOTA	0.01	1.053401	13.924470	0.032723	0.032722	1.366874	-0.030475	1.367213	0.999752	0.007774
QUIÑOTA	HUANCCASCA	16.00	1.053395	0.204334	0.001957	0.002043	0.081099	-0.010398	0.081762	0.991881	0.048555
DER LIVITACA	DER CHECAPUCARA	11.25	0.960836	13.462450	0.031554	0.031637	1.190154	0.172028	1.202522	0.989715	8.958423
DER CHECAPUCARA	REGULADOR 01	10.17	0.952110	11.955670	0.028011	0.028096	1.043974	0.170670	1.057832	0.986899	6.384449
SE CHAMACA	OMACHA	19.51	1.037134	0.245220	0.002452	0.002452	0.095823	0.031524	0.100876	0.949916	0.043640
SE CHAMACA	VELILLE	29.56	1.037134	8.217594	0.018828	0.019311	0.745909	0.208515	0.774506	0.963078	8.562943
VELILLE	PULPERA	25.86	1.020938	4.328355	0.009708	0.010172	0.378158	0.107465	0.393131	0.961913	2.029661
SE CHAMACA	SACCANCA	21.65	1.037134	2.144641	0.005040	0.004782	0.195863	-0.067983	0.207326	0.944712	0.410851
BARRA LLUSCO 22.9KV	LLUSCO	0.03	1.058138	3.708333	0.037083	0.037083	1.546129	-0.178381	1.556386	0.993410	0.070620
BARRA 60KV COM	60KV SET SICUANI	28.70	1.029263	6.446123	0.018049	0.017719	1.896553	-0.361033	1.930611	0.982359	6.553460
BARRA 60KV COM	BARRA 60KV LLUSCO	87.00	1.029263	8.847472	0.024773	0.021991	2.366545	-1.192048	2.649814	0.893099	25.179600
DER JANCCOYO	JANCCOYO	10.00	1.053401	2.074912	0.004876	0.003064	0.121725	-0.163369	0.203731	0.597478	0.154776
DER AUSANTA	AUSANTA	0.50	0.973763	3.232298	0.005165	0.005172	0.189758	0.061551	0.199491	0.951211	0.038145
DER QUEHUINCHA	QUEHUINCHA	0.95	0.964187	1.426192	0.002270	0.002282	0.082904	0.025710	0.086799	0.955124	0.014081
DER LIVITACA	LIVITACA	0.95	0.960836	0.890512	0.001413	0.001425	0.051585	0.015426	0.053842	0.958081	0.005472

Fuente: Elaboración propia con ayuda del software Digsilent 14.1.3.

TABLA F-19
Flujo de Potencia en el Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas (Máxima demanda año 19, 2033)
Cambio de nivel de tensión de 22.9 kV a 60 kV

LÍNEA		DISTANCIA (Km)	TENSIÓN EN TERMINAL i	CARGABILIDAD (%)	CORRIENTE i (kA)	CORRIENTE j (kA)	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (Mvar)	POTENCIA APARENTE (MVA)	FACTOR DE POTENCIA	PÉRDIDAS (kW)
TERMINAL i	TERMINAL j										
BARRA LLUSCO 22.9KV	BARRA ANABI	27.00	1.055864	0.132472	0.001325	0.000112	0.000016	0.055479	0.055479	0.000287	0.015881
BARRA ANABI	BARRA UTUNZA	5.00	1.056448	0.022459	0.000225	0.000000	0.000000	0.009411	0.009411	0.000009	0.000072
BARRA 22.9KV COM	DER AUSANTA	26.11	0.998608	17.575740	0.041303	0.041303	1.599446	0.343706	1.635959	0.977681	35.518270
SACCANCA	DER LLAULLINCO	3.82	1.030956	1.679761	0.003947	0.003912	0.158343	0.031358	0.161418	0.980949	0.047037
DER LLAULLINCO	SALIDA 05	5.30	1.030739	1.324711	0.003113	0.003048	0.122525	0.034437	0.127272	0.962698	0.039991
SALIDA 05	COLQUEMARCA	11.38	1.030537	1.296802	0.003047	0.002997	0.122485	0.022678	0.124567	0.983288	0.082036
COLQUEMARCA	CCOCHAPATA	8.81	1.029941	0.949211	0.002222	0.002231	0.090403	0.008056	0.090761	0.996053	0.034430
CCOCHAPATA	PISURO	8.24	1.029537	0.516318	0.001155	0.001213	0.047069	0.002792	0.047151	0.998245	0.008892
BARRA LLUSCO 22.9KV	DER CAPILLANIA	5.44	1.055864	7.946013	0.018624	0.018673	0.770304	0.122322	0.779956	0.987625	1.508211
DER CAPILLANIA	SANTO TOMAS	9.58	1.053327	6.974841	0.016353	0.016391	0.672751	0.119197	0.683229	0.984664	4.703724
DER CAPILLANIA	CAPILLANIA	7.85	1.053327	1.029842	0.002321	0.002420	0.096045	0.013399	0.096975	0.990408	0.034902
SANTO TOMAS	HUARCAYA	4.52	1.049294	2.847995	0.006693	0.006676	0.278368	0.010028	0.278548	0.999352	1.410849
HUARCAYA	DER ANANIA	9.45	1.048635	1.893392	0.004448	0.004449	0.184717	0.010130	0.184994	0.998500	0.148640
DER AUSANTA	DER QUEHUINCHA	11.01	0.970653	15.383640	0.036060	0.036152	1.369988	0.224725	1.388297	0.986812	11.444650
DER ANANIA	ALLHUACUCHO	11.13	1.047786	0.913517	0.002040	0.002147	0.084748	0.002351	0.084781	0.999615	0.038090
DER ANANIA	ANTANIA	10.40	1.047786	1.076011	0.002412	0.002529	0.099820	0.009007	0.100226	0.995954	0.049940
LLUSCO	DER JANCCOYO	4.12	1.055819	15.687240	0.036865	0.036841	1.532475	0.186910	1.543831	0.992644	8.127188
PATAHUASI	HAQUIRA	10.00	1.027325	17.773140	0.027015	0.026996	1.099328	0.057058	1.100808	0.998656	33.256390
HAQUIRA	DER MARA	14.85	0.996719	12.365810	0.018796	0.018759	0.740982	0.055778	0.743079	0.997179	23.874710
QUIÑOTA	PATAHUASI	24.08	1.050953	11.963430	0.028114	0.028061	1.170209	0.063559	1.171933	0.998528	27.580070
DER MARA	CHALLHUAHUACHO	11.15	0.965281	6.698074	0.010181	0.010176	0.389626	0.011702	0.389802	0.999549	5.265949
DER MARA	MARA	10.28	0.965281	5.648692	0.008586	0.008561	0.327482	0.028642	0.328732	0.996197	3.444104
MARA	CCAPACMARCA	15.06	0.955352	3.672445	0.005582	0.005562	0.210788	0.017630	0.211523	0.996521	2.127479
DER JANCCOYO	QUIÑOTA	0.01	1.050959	14.293150	0.033589	0.033589	1.399938	0.024933	1.400160	0.999841	0.008191
DER LLAULLINCO	LLAULLINCO	4.50	1.030739	0.092100	0.000919	0.000921	0.035771	0.011501	0.037575	0.952002	0.001167
DER QUEHUINCHA	DER LIVITACA	4.14	0.960704	14.416530	0.033846	0.033879	1.273819	0.201822	1.289708	0.987680	3.784588
DER CHECAPUCARA	CHECAPUCARA	23.28	0.948153	2.454852	0.003740	0.003928	0.140272	0.010081	0.140634	0.997427	0.962736
QUIÑOTA	HUANCCASCA	16.00	1.050953	0.209312	0.002002	0.002093	0.082881	0.009636	0.083439	0.993309	0.051012
DER LIVITACA	DER CHECAPUCARA	11.25	0.957221	13.842810	0.032443	0.032531	1.217319	0.188004	1.231751	0.988283	9.471106
DER CHECAPUCARA	REGULADOR 01	10.17	0.948153	12.296080	0.028807	0.028896	1.067576	0.184344	1.083374	0.985417	6.752881
SE CHAMACA	OMACHA	19.51	1.032387	0.251778	0.002518	0.002518	0.097936	0.032220	0.103100	0.949913	0.046006
SE CHAMACA	VELILLE	29.56	1.032387	8.449462	0.019369	0.019856	0.762701	0.217598	0.793134	0.961629	9.058686
VELILLE	PULPERA	25.86	1.015677	4.447731	0.009988	0.010452	0.386554	0.111766	0.402388	0.960652	2.146357
SE CHAMACA	SACCANCA	21.65	1.032387	2.188178	0.005142	0.004904	0.200193	0.065278	0.210567	0.950733	0.430129
BARRA LLUSCO 22.9KV	LLUSCO	0.03	1.055864	3.802556	0.038026	0.038025	1.583379	0.170215	1.592502	0.994271	0.074255
BARRA 60KV COM	60KV SET SICUANI	28.70	1.027646	6.918204	0.019371	0.019066	2.037578	0.357744	2.068745	0.984935	7.578017
BARRA 60KV COM	BARRA 60KV LLUSCO	87.00	1.027646	8.990878	0.025174	0.022533	2.421444	1.168259	2.688535	0.900656	26.251690
DER JANCCOYO	JANCCOYO	10.00	1.050959	2.081350	0.004891	0.003139	0.124410	0.161534	0.203890	0.610182	0.159630
DER AUSANTA	AUSANTA	0.50	0.970653	3.314117	0.005296	0.005303	0.193940	0.062931	0.203895	0.951177	0.040101
DER QUEHUINCHA	QUEHUINCHA	0.95	0.960704	1.462798	0.002328	0.002340	0.084725	0.026320	0.088719	0.954980	0.014815
DER LIVITACA	LIVITACA	0.95	0.957221	0.913461	0.001450	0.001462	0.052716	0.015809	0.055035	0.957856	0.005759

Fuente: Elaboración propia con ayuda del software Digsilent 14.1.3.

TABLA F-20
 Flujo de Potencia en el Sistema Eléctrico Rural Chumbivilcas (Máxima demanda año 20, 2034)
 Cambio de nivel de tensión de 22.9 kV a 60 kV

LÍNEA		DISTANCIA (Km)	TENSIÓN EN TERMINAL i	CARGABILIDAD (%)	CORRIENTE i (kA)	CORRIENTE j (kA)	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (Mvar)	POTENCIA APARENTE (MVA)	FACTOR DE POTENCIA	PÉRDIDAS (kW)
TERMINAL i	TERMINAL j										
BARRA LLUSCO 22.9KV	BARRA ANABI	27.00	1.053764	0.132209	0.001322	0.000112	0.000016	0.055258	0.055258	0.000287	0.015818
BARRA ANABI	BARRA UTUNZA	5.00	1.054346	0.022414	0.000224	0.000000	0.000000	0.009373	0.009373	0.000009	0.000072
BARRA 22.9KV COM	DER AUSANTA	26.11	1.010889	17.737180	0.041682	0.041682	1.634322	0.349574	1.671290	0.977881	36.173780
SACCANCA	DER LLAULLINCO	3.82	1.043921	1.695956	0.003986	0.003950	0.161826	0.032326	0.165024	0.980626	0.047943
DER LLAULLINCO	SALIDA 05	5.30	1.043702	1.337801	0.003144	0.003077	0.125228	0.035442	0.130146	0.962205	0.040776
SALIDA 05	COLQUEMARCA	11.38	1.043500	1.309334	0.003077	0.003025	0.125187	0.023385	0.127352	0.982996	0.083598
COLQUEMARCA	CCOCHAPATA	8.81	1.042899	0.957979	0.002243	0.002251	0.092393	0.008359	0.092771	0.995932	0.035074
CCOCHAPATA	PISURO	8.24	1.042492	0.521169	0.001166	0.001225	0.048109	0.002913	0.048197	0.998172	0.009058
BARRA LLUSCO 22.9KV	DER CAPILLANIA	5.44	1.053764	8.143222	0.019086	0.019137	0.787268	0.128739	0.797725	0.986892	1.584011
DER CAPILLANIA	SANTO TOMAS	9.58	1.051151	7.148318	0.016759	0.016799	0.687527	0.124671	0.698739	0.983954	4.795433
DER CAPILLANIA	CAPILLANIA	7.85	1.051151	1.054668	0.002379	0.002478	0.098157	0.014171	0.099174	0.989739	0.036644
SANTO TOMAS	HUARCAYA	4.52	1.047002	2.917812	0.006857	0.006842	0.284482	0.012429	0.284753	0.999047	1.413423
HUARCAYA	DER ANTANIA	9.45	1.046320	1.940412	0.004554	0.004560	0.188799	0.008455	0.188988	0.998999	0.155991
DER AUSANTA	DER QUEHUINCHA	11.01	0.982704	15.524590	0.036390	0.036483	1.399948	0.228180	1.418421	0.986976	11.655400
DER ANTANIA	ALLHUACUCHO	11.13	1.045439	0.935797	0.002090	0.002199	0.086620	0.003084	0.086675	0.999367	0.040025
DER ANTANIA	ANTANIA	10.40	1.045439	1.102228	0.002472	0.002590	0.102023	0.009841	0.102496	0.995380	0.052469
LLUSCO	DER JANCCOYO	4.12	1.053717	16.084120	0.037798	0.037775	1.569561	0.179034	1.579739	0.993557	8.544126
PATAHUASI	HAQUIRA	10.00	1.024327	18.251190	0.027742	0.027724	1.125763	0.055250	1.127118	0.998798	35.071560
HAQUIRA	DER MARA	14.85	0.992871	12.703280	0.019309	0.019274	0.758452	0.054552	0.760411	0.997423	25.199450
QUIÑOTA	PATAHUASI	24.08	1.048680	12.282390	0.028864	0.028815	1.199090	0.059734	1.200577	0.998762	29.076740
DER MARA	CHALLHUAHUACHO	11.15	0.960544	6.882083	0.010461	0.010456	0.398380	0.011466	0.398544	0.999586	5.559599
DER MARA	MARA	10.28	0.960544	5.803048	0.008821	0.008796	0.334873	0.028190	0.336057	0.996475	3.635740
MARA	CCAPACMARCA	15.06	0.950333	3.773396	0.005736	0.005717	0.215497	0.017375	0.216196	0.996766	2.246940
DER JANCCOYO	QUIÑOTA	0.01	1.048686	14.670340	0.034475	0.034475	1.433872	0.019284	1.434002	0.999910	0.008629
DER LLAULLINCO	LLAULLINCO	4.50	1.043702	0.092940	0.000927	0.000929	0.036551	0.011751	0.038394	0.952009	0.001188
DER QUEHUINCHA	DER LIVITACA	4.14	0.972675	14.548390	0.034156	0.034189	1.301697	0.204905	1.317726	0.987836	3.854150
DER CHECAPUCARA	CHECAPUCARA	23.28	0.960024	2.477689	0.003774	0.003964	0.143350	0.010183	0.143711	0.997486	0.980576
QUIÑOTA	HUANCCASCA	16.00	1.048680	0.214380	0.002048	0.002144	0.084704	0.008873	0.085167	0.994558	0.053578
DER LIVITACA	DER CHECAPUCARA	11.25	0.969164	13.969250	0.032739	0.032828	1.243968	0.190833	1.258520	0.988437	9.644984
DER CHECAPUCARA	REGULADOR 01	10.17	0.960024	12.408140	0.029070	0.029159	1.090973	0.187335	1.106940	0.985575	6.876556
SE CHAMACA	SACCANCA	21.65	1.045359	2.209950	0.005193	0.004951	0.204595	0.067154	0.215334	0.950128	0.438478
BARRA LLUSCO 22.9KV	LLUSCO	0.03	1.053764	3.899034	0.038990	0.038990	1.621589	0.161968	1.629658	0.995049	0.078070
BARRA 60KV COM	60KV SET SICUANI	28.70	1.026208	7.391969	0.020698	0.020415	2.178679	0.354436	2.207321	0.987024	8.678882
BARRA 60KV COM	BARRA 60KV LLUSCO	87.00	1.026208	9.139990	0.025592	0.023087	2.477747	1.144482	2.729299	0.907833	27.378970
DER JANCCOYO	JANCCOYO	10.00	1.048686	2.088736	0.004909	0.003215	0.127145	0.159749	0.204171	0.622738	0.164751
DER AUSANTA	AUSANTA	0.50	0.982704	3.345390	0.005346	0.005353	0.198201	0.064311	0.208373	0.951180	0.040862
DER QUEHUINCHA	QUEHUINCHA	0.95	0.972675	1.476687	0.002350	0.002363	0.086595	0.026897	0.090676	0.954995	0.015097
DER LIVITACA	LIVITACA	0.95	0.969164	0.922058	0.001463	0.001475	0.053876	0.016152	0.056245	0.957879	0.005868

Fuente: Elaboración propia con ayuda del software Digsilent 14.1.3.

ANEXO G

CONTRATOS DE

SUMINISTRO DE

ENERGÍA

CONTRATO N° - 124 - 2012

**ADENDA AL CONTRATO PARA EL SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA
ENTRE ANABI S.A.C. y ELECTRO SUR ESTE S.A.A.**

Conste por la presente Addenda al contrato de suministro de electricidad que celebran, de una parte la Empresa Minera **ANABI S.A.C.** con RUC N° 20517187551, con domicilio legal en Av. Principal N° 560, Oficina 301, San Isidro, Lima, representada por su Gerente General Ing. **Cesar Pinedo Araujo**, identificado con DNI N° 23930170, según Poder inscrito en la Partida Registral N° 12060225, la cual es una persona jurídica dedicada a la actividad minera, titular del asiento minero Anabi, ubicado en el distrito de Quiñota, provincia de Chumbivilcas, departamento del Cusco, a la que en adelante se le denominará **EL CLIENTE**; y de otra parte en su condición de Suministrador, la Empresa de Distribución Eléctrica **ELECTRO SUR ESTE S.A.A.**, con RUC N° 20116544289, con domicilio en Av. Mariscal Sucre N° 400, Urbanización Bancopata, Distrito de Santiago, Provincia y Departamento de Cusco, debidamente representada por Ing. **Luis Ramiro Chávez Serrano**, identificado con D.N.I N° 09157742, según poderes inscritos en la Partida Electrónica N° 11003503 Asiento N° 163 del Registro de Personas Jurídicas Zona Registral N° X Cusco, en adelante, **EL DISTRIBUIDOR**;

PRIMERO: CONTRATO VIGENTE

EL DISTRIBUIDOR y EL CLIENTE, suscribieron el Contrato de Suministro de Energía Eléctrica N° 071-2011, firmado con fecha 02 de Enero del 2011, cuya vigencia de contrato finaliza el 31 de Diciembre del 2012, que en la presente adenda se denominara Contrato Principal.

Las partes acuerdan que se mantienen vigentes los términos y condiciones suscritas en el contrato principal de suministro de energía eléctrica, así como las nuevas condiciones establecidas en la presente adenda.

SEGUNDO: OBJETO DE LA ADENDA

La presente adenda tiene por objetivo modificar la vigencia del plazo contractual en los términos que se indican en las cláusulas siguientes.

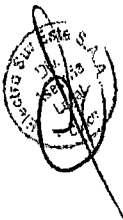
TERCERO: VIGENCIA DE LA ADENDA Y POTENCIA CONTRATADA EN HORAS FUERA DE PUNTA

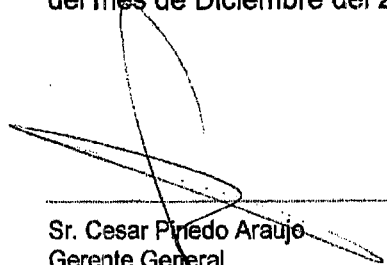
Las partes acuerdan ampliar la vigencia del Contrato de Suministro de Energía Eléctrica hasta el 15 de Octubre del 2013, al vencimiento del mismo podrá prorrogarse por un período adicional a solicitud de EL CLIENTE.

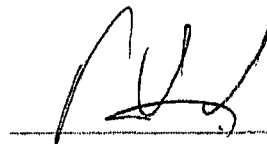
La Potencia Contratada en Hora Punta, de 18:00 a 21:30 hrs., se fija en 500 kW la que podrá ser incrementada acorde al comportamiento del Sistema Eléctrico.

Por acuerdo de las partes, se deja expresa constancia que las demás cláusulas establecidas en el Contrato Principal se mantienen vigentes e inalterables.

En señal de aceptación y aprobación del contenido de esta Adenda, firman los representantes de las partes por duplicado, en la ciudad del Cusco a los 31 días del mes de Diciembre del 2012.



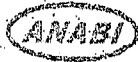

Sr. Cesar Pinedo Araujo
Gerente General
Minera ANABI S.A.C.



Sr. Luis Ramiro Chávez Serrano
Representante Legal
Electro Sur Este S.A.A.



ANABI SAC



Av. Principal 560, Of. 102
Lima 27, Perú
Telf. (511) 700-7000
Fax: (511) 700-7190

Lima, 11 de mayo de 2012

Carta N° GE-125-2012

Ingeniero

FREDDY GONZALES DE LA VEGA

Gerente Técnico

ELECTRO SUR ESTE SAA

Av. Sucre N° 400, Bancopata, Distrito de Santiago

CUSCO.-

Asunto: **SOLICITO FACTIBILIDAD DE SUMINISTRO ELÉCTRICO
Y FIJACIÓN DE PUNTO DE DISEÑO EN 22.9 kV DE
SUBESTACIÓN LLUSCO**

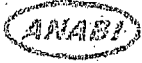
De nuestra consideración:

Por medio de la presente, ANABI SAC solicita la Factibilidad de Suministro Eléctrico para Mina ANABI y futuro proyecto UTUNSA, para atender una máxima demanda conjunta en el año 2015 y 2016 de 4 500 kW y la Fijación de Punto de Diseño en 22.9 kV desde el pórtico de salida en 22.9 kV de la futura SE Llusco, la cual esta prevista que se ubicará en las coordenadas UTM WGS_84: 812 304 E, 8 412 972 N.

Dichos proyectos mineros se encuentran ubicados en el Distrito de Quiñota, Provincia de Chumbivilcas, Departamento de Cusco, ubicándose ANABI en las coordenadas 794 534 E; 8 399 868 N y UTUNSA en 792 635 E; 8 403 483 N, se prevé una demanda proyectada de:

3
9

ANABI SAC



Av. Principal 560, Of. 102
Lima 27, Perú
Telf. (511) 700-7000
Fax: (511) 700-7190

Año	Demanda de Anabi, Utunsa y Otros (kW)
2014	4 000
2015	4 500
2016	4 500
2017	3 500
2018	2 500
2019	2 000
2020	2 000
2021	1 000

Sin otro particular, nos despedimos de usted.

Atentamente,

A handwritten signature in black ink, appearing to be "Jaime Bocanegra", written over a faint rectangular stamp.

JAIME BOCANEGRA
ANABI SAC

A small, handwritten mark or signature in the bottom left corner of the page.

ANEXO H

ESTADÍSTICAS DE

FALLAS

ESTADÍSTICAS DE INTERRUPCIONES DE SUMINISTRO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO RURAL CHUMBIVILCAS CO-04 2013

1. FRECUENCIA DE INTERRUPCIONES DE ENERGÍA

En la tabla N° H.1 se aprecia las causas de interrupción de energía en el SER Chumbivilcas, para cada mes correspondiente al año 2013,

La mayor causa de interrupciones de energía se produjo a causa de mantenimientos programados y mantenimientos por expansión y reforzamiento de redes en el sistema eléctrico Chumbivilcas, haciendo un total de 63 y 83 interrupciones de energía respectivamente en el 2013, como se aprecia en la tabla.

TABLA N° H.1
Tabla de Frecuencias y porcentajes de Interrupciones 2013

NRO	CAUSA INTERRUPCIÓN DESCRIPCIÓN	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL	%
		FRECUENCIA													
		(Interrupciones)													
1	Por Mantenimiento	5	1	7	3	5	5	4	6	7	5	7	8	63	22.83%
2	Por expansión o reforzamiento de redes	16	0	1	6	8	17	0	8	6	12	3	6	83	30.07%
3	Falla en el interruptor de potencia	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	2	0.72%
4	Caída de conductor de red	3	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	4	1.45%
5	Caída de estructura	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0.72%
6	Error de maniobra	2	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	1.09%
7	Corte de emergencia	1	1	3	1	4	2	0	0	0	1	0	3	16	5.80%
8	Otros, falla en componentes del sistema de potencia	5	0	3	6	3	0	0	4	0	6	2	8	37	13.41%
9	Descargas atmosféricas	9	8	0	0	1	0	6	0	4	0	8	6	42	15.22%
10	Fuertes vientos	0	0	0	0	1	1	0	1	1	0	1	1	6	2.17%
11	Sismo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0.36%
12	Otros fenómenos naturales y/o ambientales	0	2	4	0	1	0	0	0	0	1	0	0	8	2.90%
13	Falla en el sistema interconectado	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	2	0.72%
14	Déficit de generación	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0.36%
15	Otros, causado por otra empresa externa	1	0	0	1	1	1	0	0	1	0	0	1	6	2.17%
														276	100%

Fuente: Elaboración propia en base al reporte de interrupciones de energía del AMT CO04.

2. CALCULO DE LAS MEDIDAS DE TENDENCIA CENTRAL

En base a los valores de la tabla N° H.1, se obtuvo los valores de medidas de tendencia central, según a la causa de interrupción, durante el periodo 2013.

En la siguiente tabla podemos apreciar dichos valores e interpretar su significado.

TABLA N° H.2
Cálculo de las medidas de Tendencia central

NRO.	CAUSA INTERRUPCIÓN	MEDIA	MEDIANA	MODA
1	Por Mantenimiento	5.25	5	5
2	Por expansión o reforzamiento de redes	6.92	6	6
3	Falla en el interruptor de potencia	0.17	0	0
4	Caída de conductor de red	0.33	0	0
5	Caída de estructura	0.17	0	0
6	Error de maniobra	0.25	0	0
7	Corte de emergencia	1.33	1	1
8	Otros, falla en componentes del sistema de potencia	3.08	3	0
9	Descargas atmosféricas	3.50	2.5	0
10	Fuertes vientos	0.50	0.5	0
11	Sismo	0.08	0	0
12	Otros fenómenos naturales y/o ambientales	0.67	0	0
13	Falla en el sistema interconectado	0.17	0	0
14	Déficit de generación	0.08	0	0
15	Otros, causado por otra empresa externa	0.50	0.5	1

Fuente: Elaboración propia.

Los valores calculados nos indican lo siguiente:

La mediana obtenida para la causa de interrupción de mantenimiento es 5, lo cual significa que en 6 meses se obtuvo interrupciones desde 5 hacia abajo y los otros 6 meses se obtuvo interrupciones desde 5 hacia arriba.

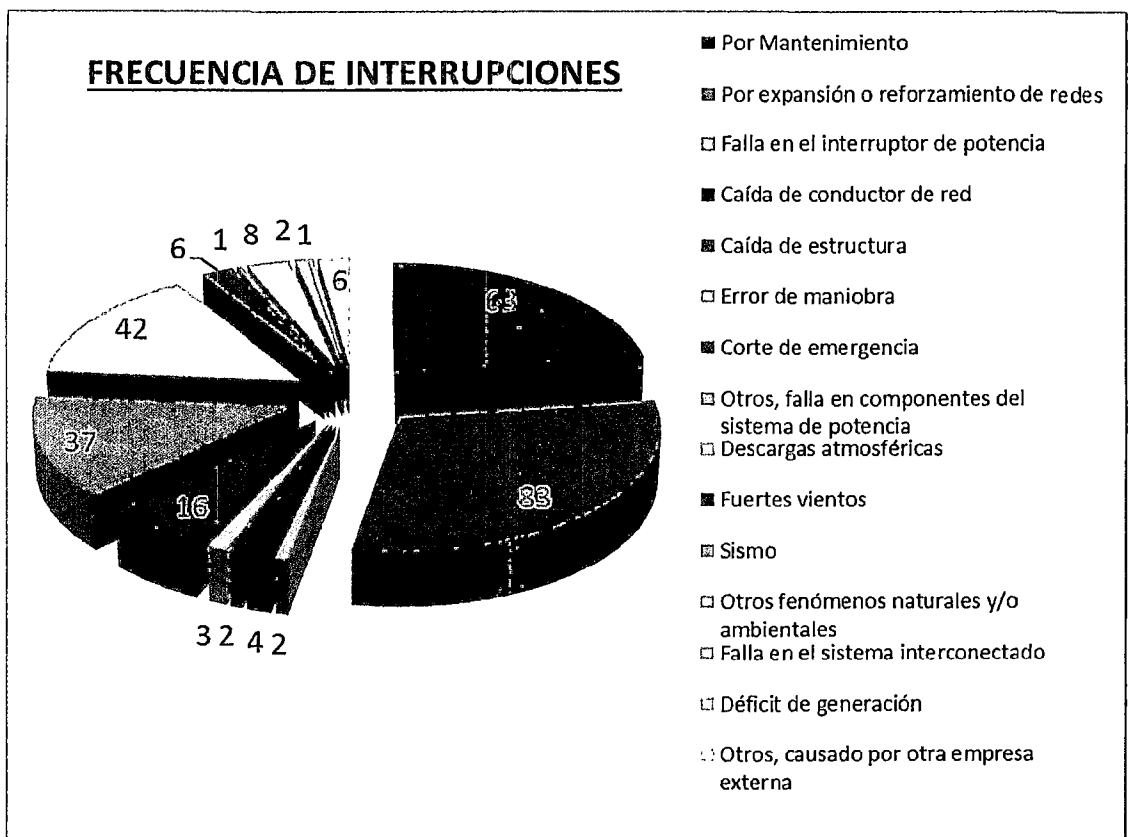
La cantidad de interrupciones mensuales que más se repiten por causa de mantenimiento es de 5, por expansión o reforzamiento de redes es de 6, por corte de emergencia es de 1 y causado por otra empresa externa es de 1.

3. GRÁFICO DE FRECUENCIA

En el gráfico N° H.1 se aprecia que la mayor cantidad de interrupciones originadas, son las generadas por mantenimiento y por expansión o reforzamiento de redes con una cantidad de 63 y 83 respectivamente, también existe con 42 interrupciones las generadas por descargas atmosféricas seguido por las fallas en los componentes del sistema de potencia con 37 interrupciones.

GRÁFICO N° H.1

Frecuencia de interrupciones de energía en el SER Chumbivilcas en el año 2013



Fuente: Elaboración propia.

4. GRÁFICO DE PORCENTAJES

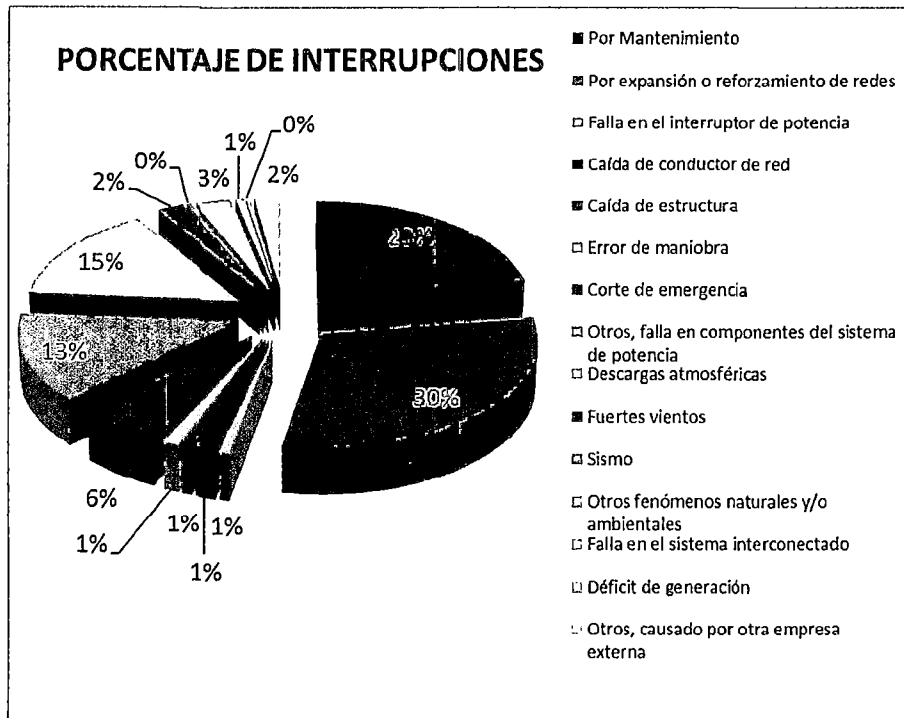
En el gráfico N° H.2 se aprecia que el mayor porcentaje de interrupciones originados es ocasionado por mantenimiento y trabajos de expansión y reforzamiento con un porcentaje de 23 % y 30 % respectivamente, también existe con un porcentaje del 15 % interrupciones asociadas a descargas

atmosféricas, seguido por las fallas en los componentes del sistema de potencia con 13 %.

Finalmente las demás causas suman un total de 18 %.

GRÁFICO N° H.2

Porcentaje de Interrupciones de energía en el SER Chumbivilcas en el año 2013



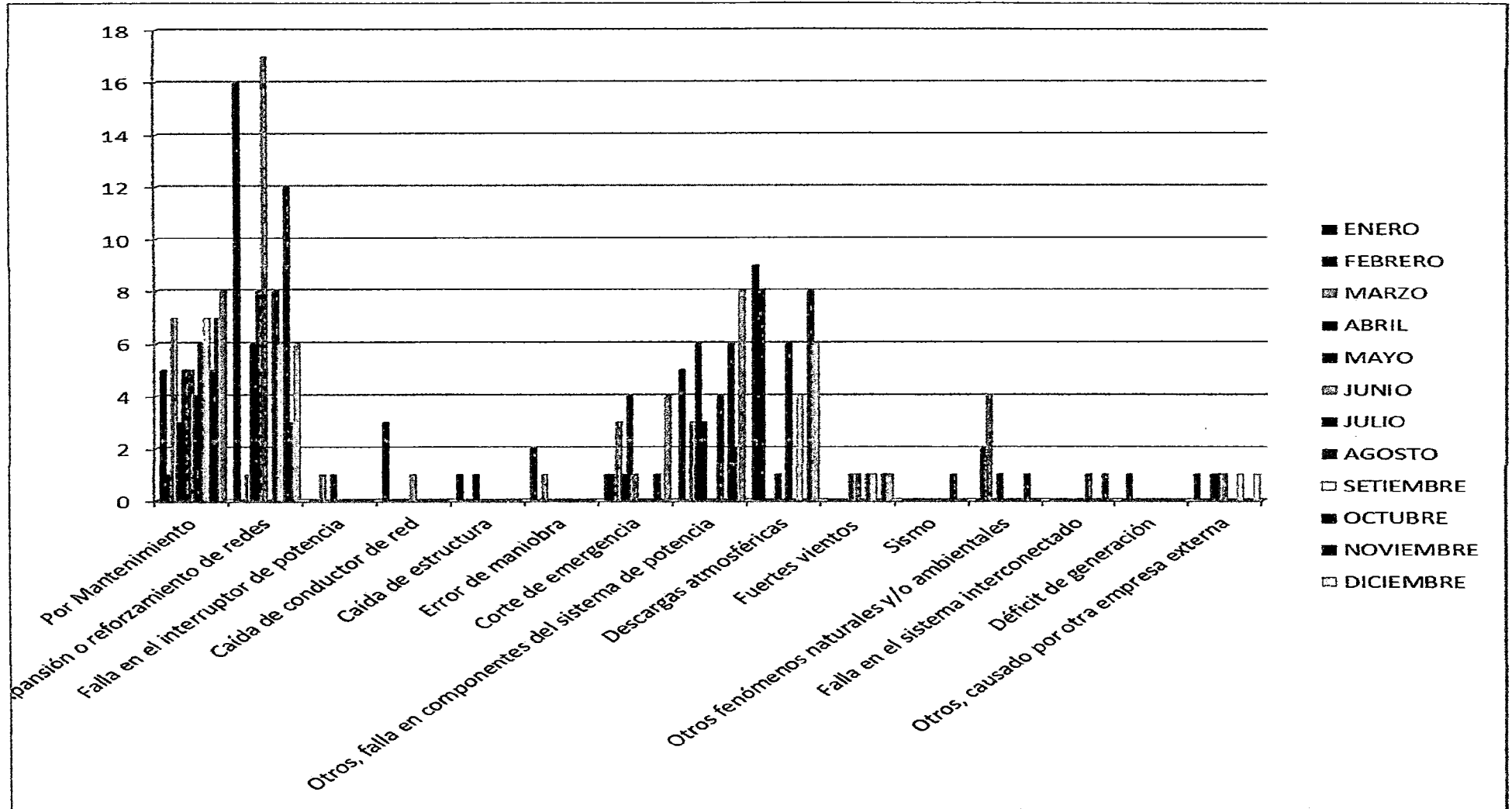
Fuente: Elaboración propia.

5. GRAFICO COMPARATIVO

En el gráfico N° H.3 podemos observar que por mantenimiento la máximo cantidad de interrupciones es de 8 en el mes de diciembre, por expansión o reforzamiento de redes tenemos la cantidad de 17 que corresponde al mes de junio, por fallas en el interruptor de potencia tenemos la cantidad de 1 en el mes de marzo y mayo, por caída de conductor de red tenemos la cantidad de 3 que corresponde al mes de enero, por caída de estructura tenemos la cantidad de 1 en los meses de enero y abril, por error de maniobra tenemos la cantidad de 2 en el mes de enero, por corte de emergencia tenemos la cantidad de 4 en el mes de mayo, por fallas en componentes del sistema de potencia tenemos la cantidad de 8 en el mes de diciembre y por descargas atmosféricas tenemos la cantidad de 9 en el mes de enero.

GRÁFICO N° H.3

Gráfico comparativo según la causa de interrupción y mes, en el SER Chumbivilcas en el año 2013



ANEXO I

DISEÑO DE LA

SUBESTACIÓN LLUSCO

CÁLCULO DE LOS PARÁMETROS DEL EQUIPAMIENTO MÁS RELEVANTE DEL CAMBIO DE NIVEL DE TENSIÓN

1. CÁLCULOS PRELIMINARES

1.1. ALCANCES

La alternativa de solución, correspondiente al cambio de nivel de tensión del sistema eléctrico rural Chumbivilcas de 22.9kV a 60kV, tiene por objeto las siguientes instalaciones:

- Línea de subtransmisión en 60kV desde la barra de 60kV de la Subestación de Transformación (SET) Combapata, hasta la SET Llusco (propuesta),
- Ampliación de la barra de 60kV de la SET Llusco.
- Implementación de una subestación de transformación en el distrito de Llusco.

Para el dimensionamiento de los equipos de los patios de llaves de las subestaciones de potencia involucradas se requiere:

TABLA N° 1.1
 Estudios Fundamentales

ESTUDIOS	INFORMACIÓN OBTENIDA	USO DE LA INFORMACIÓN
Flujos de carga	<ul style="list-style-type: none"> • Flujos máximos de potencia • Corrientes máximas • Tensiones máximas 	<ul style="list-style-type: none"> • Ajustes de protecciones • Requerimientos de compensación • Relación de los TC y TT
Cortocircuito	<ul style="list-style-type: none"> • Corrientes de cortocircuito • Distribución de corrientes y aportes • Relación X/R • Sobre tensiones fallas asimétricas 	<ul style="list-style-type: none"> • Equivalente de Thevenin • Coordinación de protecciones • Selección de pararrayos
Estabilidad	<ul style="list-style-type: none"> • Tiempos máximos de despeje de falla • Sobretensiones por rechazo de carga 	<ul style="list-style-type: none"> • Selección de tiempos de recierre • Selección de pararrayos
Sobretensiones temporales	<ul style="list-style-type: none"> • Corriente capacitiva de línea • Máxima tensión de extremo abierto • Sobretensiones fases sanas 	<ul style="list-style-type: none"> • Selección de pararrayos • Selección de interruptores • Selección de compensaciones • Ajustes de relés de sobretensión
Armónicos	<ul style="list-style-type: none"> • Frecuencia de resonancia 	<ul style="list-style-type: none"> • Determinación de la necesidad de filtros (sistemas de compensación)

Fuente: Planeamiento del diseño de subestaciones eléctricas (Fernando Gómez, Hermann Vargas)

TABLA N° 1.2

Estudios de Transitorios

ESTUDIOS	INFORMACIÓN OBTENIDA	USO DE LA INFORMACIÓN
Sobretensiones de maniobra	<ul style="list-style-type: none"> • Sobretensiones máximas • Corrientes de energización • Corrientes máximas • Energía pararrayos 	<ul style="list-style-type: none"> • Selección de reactancias limitadoras • Selección de interruptores • Selección de pararrayos
Sobretensiones atmosféricas	<ul style="list-style-type: none"> • Máximas sobretensiones • Distancia de pararrayos a equipos 	<ul style="list-style-type: none"> • Selección de pararrayos • Coordinación de aislamientos

Fuente: Planeamiento del diseño de subestaciones eléctricas (Fernando Gómez, Hermann

Debido a que nuestra propuesta es a nivel operativo en estado estacionario no se entrará a mayor detalle de los equipos e instalaciones. En la siguiente tabla se muestran las tensiones máximas de operación, que recomienda la Norma IEC 60038. Para el sistema eléctrico rural en estudio, se tienen tensiones máximas de 12kV, 24kV y 72.5kV, para las tensiones asignadas de 10kV, 22.9kV y 66kV respectivamente.

TABLA N° 1.3

Tensión máxima de operación

TENSIÓN ASIGNADA (KV)	TENSIÓN MÁXIMA (KV)
3.3	3.6
6.6	7.2
10	12
13.8	14.52
22	24
33	36
66	72.5
110	123
132	145

Fuente: Norma IEC 60038

1.2. PARÁMETROS DEL SER CHUMBIVILCAS

En la siguiente tabla se presentan los parámetros generales para la subestación Llusco y ampliación de la SET Combapata.

TABLA N° 1.4
Parámetros de la SET Llusco y Ampliación de la SET Combapata

VOLTAJE NOMINAL	60 KV	22.9 KV	10KV
Frecuencia nominal	60 Hz	60 Hz	60 Hz
Tensión asignada al equipo	72.5 kV	24 kV	12 kV
Tensión asignada al impulso tipo rayo	450 kV	125 kV	60 kV
Tensión asignada soportada a la frecuencia industrial	185 kV	50 kV	28 kV
Nivel de contaminación ambiental (IEC 60815)	Alto	Alto	Alto
Distancia de fuga mínima nominal	25 mm/kV	25 mm/kV	25 mm/kV
Máxima corriente de cortocircuito	2.01 kA	0.78 kA	2.05 kA
Altura sobre el nivel del mar	4500 m	4500 m	4500 m

Fuente: Elaboración propia.

1.3. DISTANCIA DE FUGA NOMINAL MÍNIMA

La norma IEC 815, determina la distancia de fuga nominal mínima y el nivel de contaminación, en base a la descripción del ambiente. Por consiguiente, para el sistema eléctrico Rural Chumbivilcas, al encontrarse en una zona minera, se considera a un nivel de aislamiento alto (nivel III), que según la siguiente tabla le corresponde una distancia de fuga nominal mínima de 25mm/kV fase-fase.

Tabla N° 1.5
Grados de contaminación

NIVEL DE CONTAMINACIÓN	DESCRIPCIÓN DEL AMBIENTE	DISTANCIA DE FUGA NOMINAL MÍNIMA
		MM/KVΦ-Φ
Ligero Nivel I	<ul style="list-style-type: none"> Áreas sin industrias y con baja densidad de casas equipadas con calefacción. Áreas con baja densidad de industrias o Casas pero sujetas a frecuentes vientos o lluvia. Áreas agrícolas Áreas montañosas Todas las áreas situadas de 10 km a 20 km del mar y no expuestas a vientos directos provenientes del mar. 	16
Medio Nivel II	<ul style="list-style-type: none"> Áreas con industrias que no producen humo contaminante y/o con densidad moderada de casas equipadas con calefacción. Áreas con alta densidad de casas pero sujetas a frecuentes vientos y/o lluvia. 	20
Alto Nivel III	<ul style="list-style-type: none"> Áreas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de casas con calefacción que generen contaminación. Áreas cercanas al mar o expuestas a vientos relativamente fuertes procedentes del mar. 	25
Muy Alto Nivel IV	<ul style="list-style-type: none"> Áreas de extensión moderada, muy cercana a la costa y expuesta a rocío del mar, o a vientos muy fuertes con contaminación procedentes del mar. 	31

Fuente: Norma IEC 815

1.4. ANÁLISIS DE FLUJO DE CARGA

Para el análisis de flujo de carga se considera la máxima demanda del sistema en 20 años, el cual corresponde al año 04 (2018), los resultados del flujo de potencia o carga se muestra en la tabla N° F-04 (Anexo F), donde se observan también la cargabilidad de las líneas y la corriente con la cual operan.

Con las corrientes nominales de operación proyectada se dimensionarán los transformadores de corriente de medida y protección.

Para la simulación del flujo de potencia se hizo uso del software DigSilent en su versión 14.1.3.

1.5. ANÁLISIS DE CORTO CIRCUITO

1.5.1. CORTO CIRCUITO TRIFÁSICO

Con la ayuda del software DigSilent, se realizó el cálculo de corto circuito trifásico, monofásico y bifásico en todas las barras del sistema eléctrico rural Chumbivilcas, cuyos resultados se muestran en el anexo F.

El dimensionamiento de los transformadores de corriente, tanto de medida como protección se calculan en base a la máxima corriente de corto circuito proyectado.

1.6. SOBRETENSIONES TEMPORALES

Se caracterizan por presentarse a una frecuencia muy cercana a la industrial (o a la misma frecuencia industrial), y por no ser amortiguadas ni suavemente amortiguadas. Se asocian principalmente con pérdidas de carga, fallas a tierra y resonancias de diferentes tipos. En un sistema bien diseñado, las amplitudes de las sobretensiones temporales no deben exceder de 1.5 p.u. y su duración debe ser menor de 1 segundo.

Para el diseño de la Subestación Llusco, la sobretensión temporal debe ser menor a 90kV ($60\text{kV} \cdot 1.5 = 90\text{kV}$). Este valor será menor si los transformadores de tensión del sistema son sólidamente aterrizados.

1.6.1. SOBRETENSIÓN DE MANIOBRA

Las sobretensiones de maniobra están asociadas a todas las operaciones de maniobra y fallas en un sistema. Sus altas amplitudes están generalmente en el rango de 2 a 4 p.u., dependiendo mucho de los valores reales del diseño del sistema y de los medios para limitarlos.

Para el nivel de tensión de la Subestación Llusco de 60kV, se pueden presentar sobretensiones de maniobra entre 120kV y 240kV.

1.6.2. SOBRETENSIONES ATMOSFÉRICAS

Las sobretensiones atmosféricas de amplitudes grandes pueden entrar a una subestación como resultado de descargas atmosféricas directas sobre una línea o como flameos inversos en una torre.

La subestación Llusco debe estar protegida contra descargas directas mediante un apantallamiento eficiente.

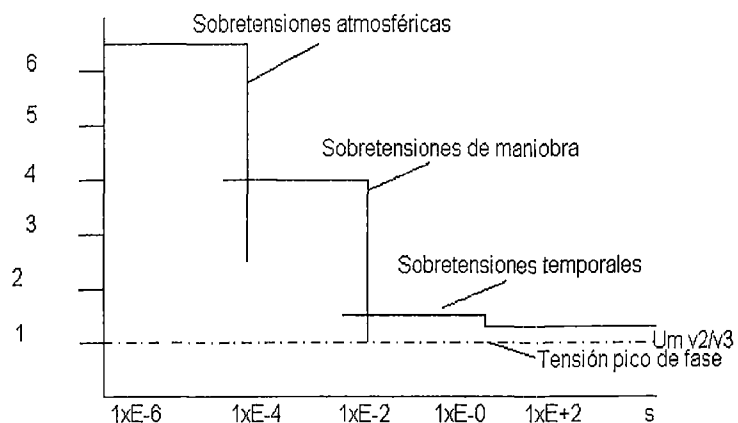
Para tensiones de 60kV su valor esta entre 4 y 6 p.u. es decir, entre 240kV y 360kV.

De acuerdo con la IEC 60-2, la tensión de prueba normalizada para sobretensiones atmosféricas tiene un tiempo de frente de 1.2m s y un tiempo de cola medio de 50m s.

En la siguiente Figura, se observa la representación esquemática de los diferentes tipos de sobretensiones

Figura N° 1.1

Representación esquemática de los diferentes tipos de sobretensiones



Fuente: <http://apuntescientificos.org/calculos-electricos.html>

1.7. COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

Comprende la selección de la soportabilidad o resistencia eléctrica de un equipo y su aplicación en relación con las tensiones que pueden aparecer en el sistema en el cual el equipo será utilizado, teniendo en cuenta las características de los dispositivos de protección disponibles, de tal manera que se reduzca a niveles económicos y operacionalmente aceptables la probabilidad de que los esfuerzos de tensión resultantes impuestos en el equipo causen daño al aislamiento o afecten la continuidad del servicio.

Los tres niveles de sobretensión considerados en la coordinación de aislamiento son:

Nivel 1: También llamado nivel alto. Se utiliza en los aislamientos internos, no autorecuperables (sin contacto con el aire), de aparatos como transformadores, cables o interruptores.

Nivel 2: También llamado medio o de seguridad. Está constituido por el nivel de aislamiento autorecuperable de las partes vivas de los diferentes equipos, que están en contacto con el aire. Este nivel se adecua de acuerdo con la altura sobre el nivel del mar de la instalación y se utiliza en todos los aisladores de aparatos, barrajes y pasamuros de la subestación que están en contacto con el aire.

Nivel 3: También llamado bajo o de protección. Está constituido por el nivel de operación de los explosores de los pararrayos de protección.

1.7.1. TENSIÓN A FRECUENCIA INDUSTRIAL

Para propósitos de coordinación de aislamiento es considerado igual al voltaje más alto del sistema, en este caso corresponde a la máxima de tensión de diseño de los equipos de patio $U_s = U_m$ y la tensión base

$$(U_{base}). \quad U_{base} = U_m \cdot \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}$$

TABLA N° 1.6

Tensión base

TENSIÓN NOMINAL (kV)	TENSIÓN ASIGNADA AL EQUIPO, U_m (kV)	TENSIÓN BASE, $U_m \sqrt{2}/\sqrt{3}$ (kV)
60	72.5	59.1960
22.9	24	19.5959
10	12	9.7979

Fuente: Elaboración propia

1.7.2. TENSIÓN SOPORTADA AL IMPULSO TIPO ATMOSFÉRICO (BIL)

Es el valor pico de tensión soportada al impulso atmosférico el cual caracteriza el aislamiento del equipo en lo que se refiere a pruebas. Esta tensión se especifica solamente en seco, ya que la soportabilidad de los equipos a estos impulsos, de manera muy general, se afecta poco por la lluvia.

1.7.3. TENSIÓN SOPORTADA AL IMPULSO TIPO MANIOBRA (BSL)

Es el valor pico de tensión soportada al impulso tipo maniobra, el cual caracteriza el aislamiento del equipo en lo que se refiere a pruebas. Esta tensión se debe especificar en seco y/o bajo lluvia, ya que la soportabilidad de los equipos de maniobra tiende a reducir bajo una lluvia de elevada precipitación. Normalmente la condición en seco se prueba para impulsos de polaridad positiva y la condición bajo lluvia para impulsos de polaridad negativa.

1.7.4. FACTOR DE SEGURIDAD

Son las relaciones entre las tensiones soportadas con impulsos tipo maniobra o atmosféricos y las tensiones máximas.

1.7.5. CÁLCULO DE NIVELES DE AISLAMIENTO

Hay dos métodos para el cálculo del nivel de aislamiento: Un método convencional que es utilizado para tensiones menores a 300kV y un método estadístico que es utilizado para tensiones mayores a 300kV.

Como la subestación Llusco tiene un nivel de tensión de 10kV, 22.9kV y 60kV, se utiliza el método convencional.

El NPM (Nivel de protección al impulso tipo maniobra) es igual a la máxima tensión residual para impulsos de corrientes de maniobra, 1kA.

El NPR (Nivel de protección para el impulso tipo rayo) es la tensión máxima residual para un impulso atmosférico a la corriente nominal de descarga, 10 kA.

Se aplica un factor de seguridad (KI) para relacionar el NPR y el BIL.

Este factor tiene un rango entre 1.2 y 1.4 siendo 1.25 un valor normalmente aplicado para niveles mayores a 52kV. Para niveles de tensión inferiores a 52kV, el valor KI más utilizado es 1.4.

Se aplica un factor de seguridad KM para relacionar el NPM y el BSL. Donde $KM = 1.15$

Existe un factor de seguridad que relaciona el BSL y el BIL y que depende del medio aislante así:

Equipos sumergidos en aceite, $K=0.83$

Equipos aislados al aire, $K=0.6$ a 0.75 .

A continuación se escribe el procedimiento general para determinar el BIL de un equipo. Este procedimiento es válido para alturas inferiores a 1000 metros sobre el nivel del mar.

Obtener el NPR y el NPM del pararrayos.

Determinar el KI y el KM deseados.

Obtener el nivel mínimo de aislamiento al impulso atmosférico: $BIL = KI * NPR$.

Elegir el valor normalizado por encima del BIL encontrado, obteniéndose así el BIL normalizado del equipo en consideración (BILN).

Obtener el nivel mínimo de aislamiento al impulso de maniobra (BSL): $BSL = K * BILN$.

Obtener la relación entre BSL y NPM: $KF = BSL / NPM$.

El valor determinado en el paso anterior debe ser mayor o igual a KM: $KF \geq KM$.

Es suficiente con especificar el BIL del equipo ya que el BSL está directamente relacionado.

Para el diseño de la Subestación Llusco, se determinará el BIL con el procedimiento anterior.

Determinar el NPR y NPM del pararrayos.

TABLA N° 1.7

Tabla de cálculo de NPR y NPM según la tensión máxima de operación

Rated Voltage [kVrms]	Max. continuous operating voltage [kVcrest]	Max. residual voltage at indicated impulse current at 8/20us				* Max. switching surge protective level			** Steep current impulse residual voltage	
		[kVcrest]				[kVcrest]			[kVcrest]	
		V5kA	V10kA	V20kA	V40kA	500A	1000A	2000A	10kA	20kA
3	2.6	7.30	8.05	9.23	11.2	6.17	6.44	6.76	8.85	10.2
4.5	3.9	11.0	12.1	13.9	167	9.26	9.65	10.1	13.3	15.3
6	5.1	14.7	16.1	18.5	22.3	12.31	12.9	13.5	17.7	20.4
7.5	6.4	19.1	20.8	23.9	28.9	16.0	16.7	17.5	22.9	26.4
9	7.7	22.8	24.9	28.5	34.4	19.1	19.9	20.9	27.3	31.4
10	8.5	24.8	27.1	31.1	37.5	20.8	21.6	22.7	29.8	34.2
10.5	9.0	26.8	29.2	33.6	40.5	22.4	23.4	24.6	32.2	37.0
12	10.2	30.1	32.9	37.8	45.5	25.2	26.3	27.7	35.2	41.6
15	12.8	37.5	40.9	47.0	56.7	31.4	32.8	34.4	45.0	51.7
18	15.3	44.8	49.0	56.2	67.8	37.6	39.2	41.2	53.9	61.9
21	17.1	52.2	57.0	65.5	78.9	43.7	45.6	47.9	62.7	72.0
24	19.5	60.2	65.8	75.5	91.0	50.5	52.6	55.3	72.4	83.1
27	21.9	67.6	73.8	84.7	102	56.6	59.1	62.1	81.2	93.3
30	24.3	74.9	81.9	94.0	113	62.8	65.5	68.8	90.1	103
33	26.8	82.3	89.9	103	124	69.0	71.9	75.6	98.9	114
36	29.2	90.3	98.7	113	137	75.7	78.9	83.0	109	125
39	31.6	97.7	107	123	148	81.9	85.4	89.7	117	135
42	34.1	105	115	132	159	88.0	91.8	95.5	126	145
45	36.5	115	126	144	174	96.4	101	106	138	159
48	38.9	120	132	151	182	101	105	111	145	166
51	41.4	130	143	164	197	109	114	120	157	180
54	43.8	135	148	170	204	113	118	124	163	187
60	48.6	151	165	189	228	126	132	138	181	208
66	53.5	168	184	211	254	141	147	154	202	232
72	58.4	181	197	227	273	151	158	166	217	249
78	63.2	199	216	248	299	166	173	182	239	273
84	68.1	214	230	264	319	177	184	194	253	291

Fuente: // Thosiba Surge Arrester (Catalogo de descargadores de sobretensión).

Los NPM de los pararrayos según la tabla anterior son: 158kV, 52.6kV y 26.3kV para 60kV, 22.9kV y 10kV respectivamente.

Los NPR de los pararrayos, según la tabla anterior son: 217kV, 72.4kV y 36.2kV para 60kV, 22.9kV y 10kV respectivamente.

Factor de Seguridad (KI) : 1.4 Para sistemas menores a 52Kv

Factor de Seguridad (KI) : 1.25 Para sistemas mayores a 52kV

Factor de Seguridad (KM): 1.15

Factor de Seguridad (K) : 0.65

Factor de corrección atmosférico:

El factor de corrección atmosférico está definido por la siguiente ecuación:

$$K_a = e^{m \left(\frac{H}{8150} \right)}$$

Donde:

H Altura sobre el nivel del mar, m

m: 1,0 para la coordinación de las tensiones de soportabilidad al impulso tipo rayo.

Para 3500 m.s.n.m., se tiene:

$$K_a = e^{\frac{4200}{8150}}$$

$$K_a = 1.674$$

Por consiguiente el NPR, será:

$$\text{Para } 60\text{kV} \quad : \text{ NPR} = 217 \times 1.674 = 363.258 \text{ kV}$$

$$\text{Para } 22.9\text{kV} \quad : \text{ NPR} = 72.4 \times 1.674 = 121.1976 \text{ kV}$$

$$\text{Para } 10\text{kV} \quad : \text{ NPR} = 36.2 \times 1.674 = 60.5988 \text{ kV}$$

Para 60kV:

$$\text{BIL} = K_I \cdot \text{NPR} = 1.25 \cdot 363.258 \text{ kV} = 453.7725 \text{ kV}$$

$$\text{BIL Normalizado (según la tabla 1.8)} = 450 \text{ kV}$$

$$\text{BSL} = K \cdot \text{BILN} = 0.65 \cdot 450 \text{ kV} = 292.5 \text{ kV}$$

$$\text{KF} = \text{BSL} / \text{NPM} = 292.5 \text{ kV} / 158 \text{ kV} = 1.8512$$

$$\text{KF} \geq \text{KM} \quad 1.8512 \geq 1.15$$

El BIL seleccionado será de 450Kv

Para 22.9kV:

$$\text{BIL} = K_I \cdot \text{NPR} = 1.25 \cdot 72.4 \text{ kV} = 90.500 \text{ kV}$$

$$\text{BIL Normalizado (según tabla N° 1.8)} = 125 \text{ kV}$$

$$\text{BSL} = K \cdot \text{BILN} = 0.65 \cdot 145 \text{ kV} = 94.25 \text{ kV}$$

$$\text{KF} = \text{BSL} / \text{NPM} = 94.25 \text{ kV} / 52.6 \text{ kV} = 1.7918$$

$$\text{KF} \geq \text{KM} \quad 1.7918 \geq 1.15$$

El BIL seleccionado será de 125kV

Para 10kV:

$$\text{BIL} = K_I \cdot \text{NPR} = 1.25 \cdot 36.2 \text{ kV} = 45.250 \text{ kV}$$

$$\text{BIL Normalizado (según N° 1.8)} = 60 \text{ kV}$$

$$\text{BSL} = K \cdot \text{BILN} = 0.65 \cdot 60 \text{ kV} = 39 \text{ kV}$$

$$\text{KF} = \text{BSL} / \text{NPM} = 39 \text{ kV} / 26.3 \text{ kV} = 1.4829$$

$$\text{KF} \geq \text{KM} \quad 1.4829 \geq 1.15$$

El BIL seleccionado será de 60kV

TABLA N° 1.8

Niveles básicos de aislamiento normalizados por la IEC para la gama I
(1kV<V/nominal≤ 245kV)

Tensión más elevada para el material U_e kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada a los impulsos tipo rayo kV (valor de cresta)
3,6	10	20 40
7,2	20	40 60
12	28	60 75 95
17,5	38	75 95
24	50	95 125 145
36	70	145 170
52	95	250
72,5	140	325
123	(185)	450
	230	550
145	(185)	(450)
	230	550
	275	650
170	(230)	(550)
	275	650
	325	750
245	(275)	(650)
	(325)	(750)
	380	850
	395	950
	450	1 050

Fuente: <http://montanux.wikispaces.com/file/view/trafos+de+corriente.pdf>

2. PARARRAYOS

2.1. DIMENSIONAMIENTO

Para el diseño de los pararrayos se considera:

- Sistema sólidamente aterrado
- Pararrayos de Óxido de Zinc (ZnO)
- Tensiones máximas de 12kV, 24kV y 72.5kV

La tensión nominal de los pararrayos (V_{np}) de ZnO, se encuentra teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

2.1.1. TENSIÓN CONTINUA DE OPERACIÓN (COV):

$$\text{Para } 10\text{kV: } COV = \frac{U_m}{\sqrt{3}} = \frac{12\text{kV}}{\sqrt{3}} = 6.9280\text{kV}$$

$$\text{Para } 22.9\text{kV: } COV = \frac{U_m}{\sqrt{3}} = \frac{24\text{kV}}{\sqrt{3}} = 13.856\text{kV}$$

$$\text{Para } 60\text{kV: } COV = \frac{U_m}{\sqrt{3}} = \frac{72.5\text{kV}}{\sqrt{3}} = 41.8578\text{kV}$$

2.1.2. SOBRETENSIÓN TEMPORAL (TOV):

Como es un sistema sólidamente aterrizado, $K_e=1.4$

$$\text{Para } 10\text{kV} \quad TOV = K_e * COV = 9.6292\text{kV}$$

$$\text{Para } 22.9\text{kV} \quad TOV = K_e * COV = 19.3984\text{kV}$$

$$\text{Para } 60\text{kV} \quad TOV = K_e * COV = 58.6010\text{kV}$$

La tensión nominal del pararrayos R_o , se elige seleccionando el mayor valor entre R_o y R_e .

$$\text{Para } 10\text{kV} \quad R_o = \frac{COV}{K_o} = \frac{6.9280\text{kV}}{0.8} = 8.66\text{kV}$$

$$\text{Para } 22.9\text{kV} \quad R_o = \frac{COV}{K_o} = \frac{13.85\text{kV}}{0.8} = 17.32\text{kV}$$

$$\text{Para } 60\text{kV} \quad R_o = \frac{COV}{K_o} = \frac{41.857\text{kV}}{0.8} = 52.3225\text{kV}$$

Donde K_o es el factor de diseño según el fabricante el cual debe ser especificado por este. Un valor de K_o normalmente encontrado es 0.8.

$$\text{Para } 10\text{kV} \quad R_e = \frac{TOV}{K_t} = \frac{9.6292\text{kV}}{1.10} = 8.7538\text{kV}$$

$$\text{Para } 22.9\text{kV} \quad R_e = \frac{TOV}{K_t} = \frac{19.39\text{kV}}{1.10} = 17.6272\text{kV}$$

$$\text{Para } 60\text{kV} \quad R_e = \frac{TOV}{K_t} = \frac{58.601\text{kV}}{1.10} = 53.2727\text{kV}$$

Donde K_t es la capacidad del pararrayos contra sobretensiones temporales el cual depende del tiempo de duración de la sobretensión.

$$K_t = 1.15 \text{ para } 1 \text{ segundo.}$$

$$K_t = 1.10 \text{ para } 10 \text{ segundos.}$$

$$K_t = 0.95 \text{ para } 2 \text{ horas.}$$

El mayor entre R_o y R_e , es R_e por lo consiguiente la tensión nominal de los pararrayos (V_{np}) es igual a:

$$\text{Para } 10\text{kV} \quad V_{np} = R_e \times 1.5 = 8.7538 \times 1.5 = 13.1308\text{kV}$$

$$\text{Para } 22.9\text{kV} \quad V_{np} = R_e \times 1.5 = 17.627 \times 1.5 = 26.4409\text{kV}$$

$$\text{Para } 60\text{kV} \quad V_{np} = R_e \times 1.5 = 53.272 \times 1.5 = 79.909\text{kV}$$

A continuación se muestran los datos técnicos de los pararrayos de la Subestación Llusco y Ampliación Combapata, para los niveles de tensión de 22.9kV y 60kV.

TABLA N° 1.9

Datos Técnicos del Pararrayo 60 kV

N°	DESCRIPCIÓN	UNID.	ESPECIFICADO
1	DATOS GENERALES		
1.1	Tipo		Óxido de Zinc
1.2	Altitud de instalación	msnm	3 500
1.3	Clase según IEC	Clase	3
2	DATOS NOMINALES Y CARACTERÍSTICAS		
2.1	Frecuencia nominal	Hz	60
2.2	Características de Tensión:		
	- Tensión nominal del sistema	kV	60
	- Tensión máxima de operación	kV	72,5
	- Tensión nominal del pararrayos	kV	79.90
2.3	Características de Corriente:		
	- Corriente nominal de descarga	kAp	10
2.4	Características de Protección:		
	- Máxima tensión residual a corriente de descarga	kVp	217
	- Nivel de protección al impulso por sobretensión de maniobras	kVp	158
	- Sobretensión temporal (TOV)	kVp	58.60
	- Tensión de operación continua (COV)	kVp	41.85
2.5	Características del Aislador:		
	- Tensión de sostenimiento a impulso tipo rayo 2/50	kVp	450
	- Tensión de sostenimiento a frec. industrial, 1 minuto,	kVp	185
	- Línea de fuga específica	mm/kV	25
2.6	Contador de Descarga e Indicador de Corriente de Fuga		Si
	- Perfiles y accesorios de fijación al transformador de potencia		Si

Fuente: Elaboración propia.

TABLA N° 1.10

Datos Técnicos del Pararrayo 22,9 kV

N°	DESCRIPCIÓN	UNID.	ESPECIFICADO
1	DATOS GENERALES		
1.2	Tipo		Óxido de Zinc
1.3	Altitud de instalación	msnm	3 500
1.4	Norma de fabricación		IEC
1.5	Clase según IEC	Clase(s)	1-2
2	DATOS NOMINALES Y CARACTERÍSTICAS		
2.1	Frecuencia nominal	Hz	60
2.2	Características de Tensión:		
	- Tensión nominal del sistema	kV	22,9
	- Tensión máxima de operación	kV	24
	- Tensión nominal del pararrayos	kV	26.44
2,3	Características de Corriente:		
	- Corriente nominal de descarga	kAp	10
2,4	Características de Protección:		
	- Máxima tensión residual a corriente de descarga	kVp	72.4
	- Nivel de protección al impulso por sobretensión de maniobras	kVp	52.6
	- Sobretensión temporal (TOV)	kVp	19.39

2.5	- Tensión de operación continua (COV)	kVp	18
	Características del Aislador:		
	- Tensión de sostenimiento a impulso tipo rayo 2/50	kVp	145
	- Tensión de sostenimiento a frec. industrial, 1 minuto,	kVp	50
	- Línea de fuga específica	mm/kV	25
2.6	Contador de Descarga e Indicador de Corriente de Fuga	V	No-Si
	- Perfiles y accesorios de fijación al transformador de potencia		Si

Fuente: Elaboración propia.

3. TRANSFORMADOR DE POTENCIA

3.1. TIPO

A continuación se muestran los tipos de transformadores según su aislamiento interno.

3.2. TRANSFORMADOR EN BAÑO DE ACEITE

Este tipo de transformador presenta las siguientes ventajas y desventajas

Ventajas

- Menor mantenimiento
- Buena conservación del aislante
- Buena conservación del dieléctrico

Desventajas

- Mayor precio de compra

3.3. TRANSFORMADOR SECO

Este transformador, tiene la caracterización de tener al aire como medio aislante, dentro de su cuba principal.

Ventajas

- Menor coste de compra

Inconvenientes

- Mayor mantenimiento
- Reparaciones más costosas a causa de los bobinados encapsulados

3.4. SELECCIÓN

Previo análisis, se escoge el tipo de transformador en baño de aceite, debido a su bajo costo de mantenimiento y buena preservación del aislante, en comparación con el transformador seco.

El transformador será trifásico con principio de construcción del tipo no acorazado y deberá estar provisto de un tanque de expansión externo montando en el equipo.

Tendrá un sistema de refrigeración ONAN (Oil Natural Air Natural), con la posibilidad de ser repotenciado con refrigeración ONAF (Oil Natural Air Natural).

TABLA N° 1.11
Datos Técnicos del Transformador de Potencia – SET Llusco

N°	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	ESPECIFICADO
1	DATOS GENERALES		
1.1	Número de devanados		3
1.2	Altitud de instalación	msnm	3 500
1.3	Instalación		Exterior
1.4	Subestación		Llusco
2	DATOS NOMINALES Y CARACTERÍSTICAS		
2.1	Frecuencia nominal	Hz	60
2.2	Potencia nominal		
	En el primario (ONAN-ONAF)	MVA	9.0 – 11.0
	En el secundario (ONAN-ONAF)	MVA	9.0 – 11.0
	En el terciario (ONAN-ONAF)	MVA	3,0 – 4,0
2.3	Tipo de enfriamiento (secc. 5 Art 15 y 16 de Normas IEC)		ONAN/ONAF
2.4	Relación de transformación en vacío AT/MT/BT	kV	60/22,9/10
2.5	Tipo de conexionado		
	. Conexión de Devanado AT		Estrella - Aterrado
	. Conexión de Devanado MT		Estrella - Aterrado
	. Conexión de Devanado BT		Delta
2.6	Características de tensión:		
	- Tensión Nominal		
	. Devanado AT	kV	60,0
	. Devanado MT	kV	22,9
	. Devanado BT	kV	10,0
	- Tensión máxima de operación		
	. Devanado AT	kV	72,5
	. Devanado MT	kV	24,0
	. Devanado BT	kV	12,0
	- Tensión máxima a frecuencia industrial		
	. Devanado AT	kV	185
	. Devanado MT	kV	50
	. Devanado BT	kV	28
	- Tension soportada a los impulsos tipo rayo		
	. Devanado AT	kV	450
	. Devanado MT	kV	125

	. Devanado BT	kV	50
3	REGULACIÓN AUTOMÁTICA BAJO CARGA		
	CONMUTADOR AUTOMÁTICO BAJO CARGA		
	- Número de taps		21
	- Paso de regulación %	%	1,0
	- Tensión Motor (alterna 3Ø - 60 Hz)	Vca	380
	- Tensión Control (alterna 1Ø - 60 Hz)	Vca	220
4	PROTECCIÓN AUXILIAR		
	- Relé de sobrepresión (Bulccholz) del transformador y conmutador		Si
	- Relé de imagen térmica por devanado		Si
	- Nivel de aceite del transformador y el conmutador		Si
	- Relé de temperatura de aceite del transformador		Si
	- Equipo para monitoreo del transformador (Para integrarse al Scada)		Si

Fuente: Elaboración propia.

4. INTERRUPTOR DE POTENCIA

Entre los interruptores automáticos, los más destacados en nuestro país son los siguientes:

4.1. INTERRUPTORES EN BAÑO DE ACEITE

Su funcionamiento está basado en la inmersión de dos contactos de ruptura de interruptor en aceite. No evita formación del arco, pero la vaporización y descomposición del aceite por el arco consigue que la energía consumida pueda utilizarse para enfriar la columna del arco y los propios contactos.

La ruptura en aceite presenta las siguientes ventajas respecto a la ruptura en el aire, que sería la natural.

Ventajas

- Menor longitud del arco.
- Mejor aislamiento entre piezas.

Por el contrario tiene los siguientes inconvenientes:

- Inflamabilidad del aceite.
- Posibilidad de explosión en la mezcla de gases.
- Polución del aceite por el carbón producido por el arco, obligando a periódicas inspecciones y limpieza de los contactos.

4.2. INTERRUPTORES DE PEQUEÑO VOLUMEN DE ACEITE

Este tipo de interruptores prescinde del aceite como aislante, sustituyéndolo por un recipiente de material aislante, quedando el aceite únicamente en la cámara de ruptura, más una reserva para renovar el que se consuma.

Este tipo de interruptores cuenta con las siguientes ventajas:

- Son autorregulables, es decir, se adaptan por sí mismos al valor de la corriente que ha de ser cortada.
- Emplean unas veinte veces menos volumen de aceite que los de baño de aceite.
- Des ionización rápida del trayecto del arco.
- Baja caída de tensión en el arco.
- Mínima disipación de energía
- Reducido deterioro de contacto.

4.3. INTERRUPTORES EN SF6 (hexafluoruro de azufre)

El agente de extinción y aislamiento interno es el gas SF6 de excepcionales y muy bien conocidas características dieléctricas y de extinción del arco.

El principio de extinción del arco es autosoplado por pistón de compresión tipo campana móvil.

Este tipo de pistón supone la mejor solución por sus inmejorables características dieléctricas durante el movimiento de la desconexión.

Las ventajas que supone este tipo de interruptor, son las siguientes:

- Bajas sobretensiones de maniobra en la interrupción de corrientes capacitivas e inductivas, inherentes a la utilización del gas SF6 y al principio de extinción elegido.
- Presión de gas en los polos muy reducida, estaqueizada por doble juego de juntas tóricas.
- Ausencia total de riesgos de explosión o incendios. Por tanto interruptores adecuados para todo tipo de instalaciones.
- Contactos de corriente nominal y de extinción separados que aseguran el paso de la corriente nominal en condiciones invariables,

independientemente de la potencia y el número de maniobras acumuladas en servicio.

- Elevado número acumulado de maniobras mecánicas, a intensidad nominal, en cortocircuito y en maniobras de reenganche rápido repetitivo.

4.4. SELECCIÓN

El interruptor de potencia más adecuado, considerando que tiene más ventajas frente a otros interruptores, es el tipo de SF6. Por consiguiente este es el tipo de interruptor que se escoge para la ampliación de la SET Combapata y la Llegada a la SET Llusco en 60kv, como también para la salida en 22.9kV a la barra de los futuros alimentadores en MT de la SET Llusco.

4.5. TABLA DE DATOS TÉCNICOS

TABLA N° 1.12

Datos Técnicos de Interruptores de Potencia 60 kV

N°	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR REQUERIDO
1	DATOS GENERALES		
1.1	Tipo		Autosoplado
1.2	Altitud de Instalación	mshnm	3 500
1.3	Norma de fabricación		IEC
2	DATOS NOMINALES Y CARACTERÍSTICAS		
2.1	Frecuencia nominal	Hz	60
2.2	Características de Tensión:		
	- Tensión nominal	kV	60
	- Tensión máxima de diseño	kV	72,5
2.3	Nivel de aislamiento:		
	- Tensión a frecuencia Industrial 1 minuto	kV	185
	- Tensión a impulso de onda 1.2/50 uSeg	kVp	450
2.4	Características de Corriente:		
	- Corriente Nominal	A	1250
	- Corriente nominal de corta duración (3 seg)	kA	12
2.5	Poder de interrupción		
	- Corriente de interrupción simétrica	kA	25
	- Ciclo de operación para el poder de interrupción		O - 0,3" - CO - 3' - CO
2.6	Características de Operación:		
	- Tiempo de corte (Break time)	mseg	50
2.7	Máxima diferencia de tiempo de apertura entre dos diferentes polos	mseg	5
2.8	Cámaras de interrupción:		

2.9	- Principio de extinción		SF6
	- Número de cámaras de extinción		1
	Dispositivo de mando:		Tripolar
	- Funcionamiento		Por resortes
	- Tipo de mecanismo de operación		
	- Carga del mecanismo:		Si
	Manual		Si
2.10	- Tensión de alimentación del motor	Vcc	110
	- Tensión auxiliar (mandos)	Vcc	110
	- Tensión calefactores	Vca	220
	- Apertura y cierre manual		Si
	Aisladores de paso:		
	- Línea de fuga por cada kV (mínimo)	mm/kV	25

Fuente: Elaboración propia

TABLA N° 1.13

Datos Técnicos del Interruptores de Potencia 22,9 kV

N°	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR REQUERIDO
1	DATOS GENERALES		
1.1	Tipo		Auto soplado
1.2	Altitud de Instalación	msnm	3 500
1.3	Norma de fabricación		IEC
1.4	Tipo de tanque		Tanque vivo
2	DATOS NOMINALES Y CARACTERÍSTICAS		
2.1	Frecuencia nominal	Hz	60
2.2	Características de Tensión:		
	- Tensión nominal	kV	22,9
	- Tensión máxima de diseño	kV	24
2.3	Nivel de aislamiento:		
	- Tensión a frecuencia Industrial 1 minuto	kV	50
	- Tensión a impulso de onda 1.2/50 uSeg	kVp	125
2.4	Características de Corriente:		
	- Corriente Nominal	A	1250
	- Corriente nominal de corta duración (3 seg) (mínimo)	kA	12,5
2.5	Poder de interrupción		
	- Corriente de interrupción simétrica (mínimo)	kA	12,5
	- Ciclo de operación para el poder de interrupción		O - 0,3" - CO - 3' - CO
2.6	Características de Operación:		
	- Tiempo de corte (Break time)	mseg	50
2.7	Máxima diferencia de tiempo de apertura entre dos diferentes polos	mseg	5
2.8	Cámaras de interrupción:		

2.9	- Principio de extinción		SF6
	- Número de cámaras de extinción		1
	Dispositivo de mando:		
	- Funcionamiento		Tripolar
	- Tipo de mecanismo de operación		Por resortes
	- Carga del mecanismo:		
	Manual		Si
	Eléctrico		Si
	- Tensión de alimentación del motor	Vcc	110
	- Tensión auxiliar (mandos)	Vcc	110
- Tensión calefactores	Vca	220	
- Apertura y cierre manual		Si	
2.10	Aisladores de paso:		
- Línea de fuga por cada kV (mínimo)	mm/kV	25	

Fuente: Elaboración propia.

5. SECCIONADORES

Los seccionadores se utilizan para separar diferentes componentes de la instalación, se distinguen de los interruptores en que sus maniobras de conexión y desconexión deben hacerse sin carga.

Los seccionadores tienen diferentes estructuras en función de la tensión nominal de la instalación y, en menor medida, de la corriente y del espacio disponible.

En función de la forma de accionamiento de los contactos, podemos disponer de los siguientes tipos de seccionadores.

5.1. SECCIONADORES DE CUCHILLAS GIRATORIAS

Se utilizan sobre todo para media tensión. Son dos aislantes de soporte, con un muelle de contacto y una cuchilla que gira alrededor de un eje.

Es preferible que sean tripolares, aunque resulten más caros, debido a que, al ir unidos por un eje común, permite el accionamiento conjunto.

Según si trabajan a la intemperie o en el interior, varían las dimensiones generales y los aisladores.

5.2. SECCIONADORES DE COLUMNAS GIRATORIAS

Su uso es en general en distribuciones a la intemperie de más de 30 kV.

Están compuestos por tres columnas, dos exteriores fijas y una en la parte media giratoria. Esta última, al girar cierra o abre el circuito mediante una barra instalada en la parte superior, haciendo de contacto móvil.

Este seccionador puede montarse con cuchillas de puesta a tierra, impidiendo así cualquier falsa maniobra. El aislador central de los seccionadores de una columna giratoria, puede ahorrarse si las dos columnas se hacen giratorias, en cuyo caso, los brazos de contacto giran hasta conectarse.

5.3. SECCIONADORES DE CUCHILLAS DESLIZANTES

La capacidad de conexión es menor que en los seccionadores de cuchillas giratorias. Se emplean cuando el deslizamiento lateral de las cuchillas no es posible, siendo este un desplazamiento longitudinal.

5.4. SELECCIÓN

El seccionador más adecuado para la salida de la barra y línea de salida y llegada de la línea de transmisión es la de columnas giratorias con cuchillas para puesta a tierra, y para el seccionador de barra en 22.9kv es de cuchillas deslizantes. A continuación en la tabla N° 1.14 se muestran los datos técnicos de los seccionadores mencionados.

5.5. TABLA DE DATOS TÉCNICOS

TABLA N° 1.14

Datos Técnicos del Seccionador Línea/Barra en 60 kV

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	REQUERIDO	
			LÍNEA	BARRA
1	Datos Generales			
1.1	Tipo		Tripolar	
1.2	Apertura		Horizontal	
2	Datos Nominales y Características			
	- Tensión nominal de servicio	kV	60	
	- Tensión máxima de diseño	kV	72,5	
2.1	Altitud de Instalación	msnm	3 500	
2.2	Nivel de Aislamiento			

2.3	-Tensión a frecuencia industrial, 1 min	kV	185	
	-Tensión a impulso 1.2/50 useg	kVp	450	
2.4	Características de Corriente			
	- Corriente nominal	A	800	
2.5	-Corriente nominal de corta duración (3s)	kA	12	
	Frecuencia Nominal	Hz	60	
2.6	Dispositivo de Mando Seccionador			
	- Funcionamiento			Tripolar
	. Manual			Si
	. Eléctrico (local y remoto)			Si
2.7	-Tensión de alimentación del motor	Vcc	110	
	- Tensión auxiliar (mandos)	Vcc	110	
	Dispositivo de Mando Cuchillas de Tierra			
	- Modelo			Si. N.A.
2.8	- Funcionamiento			Si N.A.
	- Operación del mecanismo			Si N.A.
	. Manual			Si N.A.
	. Eléctrico (local y remoto)			No N.A.
	-Contactos Auxiliares de Reserva			Si N.A.
	* Abiertos	N°		Si N.A.
	* Cerrados	N°		Si N.A.
	Enclavamientos			
Enclavamientos de operación eléctrica y manual del seccionador cuando el interruptor está cerrado			Si No	
Enclavamientos Mecánico entre el seccionador y sus cuchillas de tierra			Si No	
Enclavamientos eléctrico de cuchillas de tierra cuando línea esta energizada			Si No	
2.8	Aisladores de Paso			
	- Línea de fuga por kV	mm/kV	25	

Fuente: Elaboración propia.

TABLA N° 1.15

Datos Técnicos del Seccionador Línea/Barra en 22,9 kV

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	REQUERIDO	
			LÍNEA	BARRA
1	Datos Generales			
1.1	Tipo			Tripolar
1.2	Apertura			Vertical
2	Datos Nominales y Características			
2.1	Características de Tensión			
	- Tensión nominal de servicio	kV	22,9	
	- Tensión máxima de diseño	kV	24,0	
2.2	Altitud de Instalación	msnm	3 500	
2.3	Nivel de Aislamiento			
	-Tensión a frecuencia industrial, 1 min	kV	50	
	-Tensión a impulso 1.2/50 useg	kVp	125	
2.4	Características de Corriente			
	- Corriente nominal	A	400	
	-Corriente nominal de corta duración (3s)	kA	12,5	
2.5	Frecuencia Nominal	Hz	60	
2.6	Dispositivo de Mando Seccionador			

	- Funcionamiento - Operación del mecanismo . Manual . Eléctrico (local y remoto) - Tensión de alimentación del motor - Tensión auxiliar (mandos) - Contactos Auxiliares de Reserva * Abiertos * Cerrados		Tripolar	
			Si	
			Si	
		Vcc	110	
		Vcc	110	
		N°	10	
		N°	10	
2.7	Dispositivo de Mando Cuchillas de Tierra - Modelo - Funcionamiento - Operación del mecanismo . Manual . Eléctrico (local y remoto)		Si.	N.A.
			Si	N.A.
			Si	N.A.
			Si	N.A.
			Si	N.A.
2.8	Enclavamientos Enclavamientos de operación eléctrica y manual del seccionador cuando el interruptor está cerrado Enclavamientos Mecánico entre el seccionador y sus cuchillas de tierra Enclavamientos eléctrico de cuchillas de tierra cuando línea esta energizada		Si	No
			Si	No
			Si	No
2.9	Aisladores de Paso - Línea de fuga por kV	mm/kV	25	
2.10	Calentamiento de Caja de Control - Tensión nominal	Vca	220	

Fuente: Elaboración propia

6. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

6.1. DIMENSIONAMIENTO

Para el dimensionamiento de los transformadores de corriente es necesario conocer el valor de la corriente de corto circuito máxima proyectado del sistema, por consiguiente se consideran los datos de la tabla N° F-4 (Anexo F).

La corriente térmica es la máxima capacidad de corriente simétrica RMS que el transformador de corriente puede soportar por 1 seg., con el secundario en corto, sin sobrepasar la temperatura especificada en sus devanados. En la práctica esta se calcula como:

$$I \text{ Térmica (KA)} = \text{Potencia de Corto Circuito (MVA)} / (1.73 * \text{Tensión (KV)})$$

La capacidad mecánica de tiempo corto es la máxima corriente RMS asimétrica en el primario que el TC puede soportar sin sufrir daños, con el secundario en corto. En la práctica esta corriente se calcula como:

$$I \text{ Dinámica (KA)} = 2.54 * I \text{ Térmica}$$

Entonces:

En 60kV:

$$I \text{ Térmica (KA)} = 80.28/1.73*60$$

$$I \text{ Dinámica (KA)} = 2.54 * I \text{ térmica}$$

$$I \text{ Térmica (KA)} = 0.773 \text{ kA}$$

$$I \text{ Dinámica (KA)} = 1.9634 \text{ kA}$$

En 22.9kV:

$$I \text{ Térmica (KA)} = 30.93/1.73*22.9$$

$$I \text{ Dinámica (KA)} = 2.54 * I \text{ térmica}$$

$$I \text{ Térmica (KA)} = 0.7910 \text{ kA}$$

$$I \text{ Dinámica (KA)} = 1.9329 \text{ kA}$$

En 10kV:

$$I \text{ Térmica (KA)} = 35.45/1.73*10$$

$$I \text{ Dinámica (KA)} = 2.54 * I \text{ térmica}$$

$$I \text{ Térmica (KA)} = 2.05 \text{ kA}$$

$$I \text{ Dinámica (KA)} = 5.2070 \text{ kA}$$

6.2. TABLA DE DATOS TÉCNICOS

TABLA N° 1.16

Datos Técnicos del Transformador de Corriente 60 kV

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	REQUERIDO
1	Altitud	msnm	3 500
2	Tensión más elevada para el material (U_m)	kV	72,5
3	Tensión asignada soportada al impulso tipo rayo (U_p)	kV	450
4	Tensión asignada soportada a la frecuencia industrial (U_d)	kV	185
5	Frecuencia asignada (f_r)	Hz	60
6	Corriente primaria asignada (I_{pn})	A	100
7	Corriente secundaria asignada (I_{sn})	A	1
8	Corriente de cortocircuito térmica asignada (I_{th})	kA	0.773
9	Corriente dinámica (I_d)	kA	1.9634
10	Cantidad y clase de núcleos		
	a) Medida		1
	b) Protección convencional		2

11	Características núcleos de medida		
	a) Relación de transformación asignada	A	50-100/1
	b) Relación para la que debe cumplir la especificación	A	50-100/1
	c) Clase de precisión		0,2
	d) Carga de precisión	VA	15
12	Características de núcleos de protección convencionales		
	a) Relación de transformación asignada	A	50-100/1
	b) Relación para la que se debe cumplir la especificación	A	50-100/1
	c) Carga de precisión	VA	15
	d) Clase de precisión		5P
	e) Factor límite de precisión		20
13	Caja de agrupamiento de cables debidamente equipada		Si

Fuente: Elaboración propia.

TABLA N° 1.17

Datos Técnicos del Transformador de Corriente 22,9 kV

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	REQUERIDO
1	Altitud	msnm	3 500
2	Tensión más elevada para el material (U_m)	kV	24
3	Tensión asignada soportada al impulso tipo rayo (U_p)	kV	125
4	Tensión asignada soportada a la frecuencia industrial (U_d)	kV	50
5	Frecuencia asignada (f_r)	Hz	60
6	Corriente primaria asignada (I_{pn})	A	100
7	Corriente secundaria asignada (I_{sn})	A	1
8	Corriente de cortocircuito térmica asignada (I_{th})	kA	12,5
9	Corriente dinámica (I_d)	kA	1.9634
10	Cantidad y clase de núcleos		
	a) Medida		1
	b) Protección convencional		2
11	Características núcleos de medida		
	a) Relación de transformación asignada	A	125-250/1
	b) Relación para la que debe cumplir la especificación	A	125-250/1
	c) Clase de precisión		0,2
	d) Carga de precisión	VA	15
	g) Gama extendida de corriente	%	200
12	Características de núcleos de protección convencionales		
	a) Relación de transformación asignada	A	125-250/1
	b) Relación para la que se debe cumplir la especificación	A	125-250/1
	c) Carga de precisión	VA	15

	d) Clase de precisión		5P
	e) Factor límite de precisión		20
13	Caja de agrupamiento de cables debidamente equipada		Si

Fuente: Elaboración propia

7. TRANSFORMADORES DE TENSIÓN

7.1. PARÁMETROS DE DISEÑO

Los transformadores de tensión, a implementarse deben de soportar la máxima corriente de corto circuito proyectado, por consiguiente al igual que los TCs, se consideran los datos de la tabla F-21 (Ver anexo F).

Los transformadores de tensión de tipo capacitivo e inductivo son los más comunes, y adecuados para instalaciones ubicadas a más de 1000 m.s.n.m., por consiguiente se selecciona el tipo capacitivo.

7.2. TABLA DE DATOS TÉCNICOS

TABLA N° 1.18

Datos Técnicos del Transformador de Tensión 60 kV

N°	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	REQUERIDO
1	DATOS GENERALES		
1.1	Tipo		Capacitivo
1.2	Altitud de Instalación	m.s.n.m	3 500
2	DATOS NOMINALES Y CARACTERÍSTICAS		
2.1	Frecuencia nominal	Hz	60
2.2	Características de Tensión:		
	* Tensión Nominal	kV	60
	* Tensión Máxima de Diseño	kV	72,5
2.3	Nivel de Aislamiento:		
	* Tensión a frecuencia industrial, 1 minuto lado de AT	kV	185
	* Tensión a Onda de Impulso lado de AT	kVp	450
2.4	Características adicionales:		
	* Capacitancia nominal total	pf	> 5,000
	* Factor de sobretensión permitida por 30 seg.		1.5
	* Dispositivo supresor de ferresonancia		Si
	* Accesorios para onda portadora		No
2.5	Relación de transformación:		
	* tensión nominal del primario	kV	60+√3
	* tensión nominal de los secundarios	V	0.11+√3
2.6	Número de secundarios		2
2.7	Consumo/Clase de Precisión:		
	* Protección	VA/Clase	30 / 3P

2.8	* Medición	VA/Clase	30 / 0.2
	Aisladores de paso:		
	* Material		Porcelana
	* Línea de Fuga por kV	mm/kV	25

Fuente: Elaboración propia.

TABLA N° 1.19

Datos Técnicos del Transformador de Tensión 22,9 kV

N°	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	REQUERIDO
1	DATOS GENERALES		
1.1	Tipo		Inductivo
1.2	Altitud de Instalación	msnm	3 500
2	DATOS NOMINALES Y CARACTERÍSTICAS		
2.1	Frecuencia nominal	Hz	60
2.2	Características de Tensión:		
	* Tensión Nominal	kV	22,9
	* Tensión Máxima de Diseño	kV	24
2.3	Nivel de Aislamiento:		
	* Tensión a frecuencia industrial, 1 minuto lado de AT	kV	50
	* Tensión a Onda de Impulso lado de AT	kVp	125
2.4	Características adicionales:		
	* Capacitancia nominal total	pf	> 5,000
	* Factor de sobretensión permitida por 30 seg.		1.5
	* Dispositivo supresor de ferresonancia		Si
	* Accesorios para onda portadora		No
2.5	Relación de transformación:		
	* tensión nominal del primario	kV	22,9÷√3
	* tensión nominal de los secundarios	V	0.11÷√3
2.6	Número de secundarios		2
2.7	Consumo/Clase de Precisión:		
	* Protección	VA/Clase	30 / 3P
	* Medición	VA/Clase	30 / 0.2
2.8	Aisladores de paso:		
	* Material		Porcelana
	* Línea de Fuga por kV	mm/kV	25

Fuente: Elaboración propia

8. INTERRUPTORES DE RECIERRE AUTOMÁTICOS (RECLOSER'S)

8.1. ALCANCE

Este documento especifica los requerimientos detallados para el diseño, fabricación, pruebas y suministro de los interruptores de recierre automático.

Los interruptores y sus accesorios deben cumplir con las características requeridas Especificaciones Técnicas, y deben ser diseñados de acuerdo con los requerimientos estipulados en el Capítulo 1, este documento.

8.2. EQUIPAMIENTO PRINCIPAL

El recloser completo estará constituido por el interruptor de recierre automático propiamente dicho, que interrumpe el circuito principal; un gabinete conteniendo el sistema de control electrónico con suministro autónomo de energía (sin fuente auxiliar de alimentación), que detecta las corrientes excesivas y activa el interruptor; y un cable de control que permita la conexión entre el interruptor y el gabinete de control.

8.3. CARACTERÍSTICAS DEL INTERRUPTOR AUTOMÁTICO DE RECIERRE (RECLOSER)

a) Principio de Funcionamiento

Mediante transformadores de corriente montados en los bornes del lado de la fuente, el interruptor automático de recierre será capaz de detectar corrientes de fallas mayores que un valor mínimo de disparo previamente programado para una o más fases y mediante señales emitidas por el sistema de control electrónico activarán las funciones de disparo y cierre del interruptor. La apertura y cierre de los contactos principales se efectuará mediante un actuador magnético, el cual estará provisto de una fuente autónoma de energía.

Los reconectadores se instalaran en las 04 salidas de la subestación de Llusco (ver diagrama unifilar de los anexos).

La tabla N° 1.20, muestra los datos técnicos de los reconectadores en 22.9kV.

8.4. TABLA DE DATOS TÉCNICOS

TABLA Nº 1.20

Datos Técnicos Interruptor de Recierre Automático 22,9 kV

Nº	CARACTERÍSTICAS	UNIDAD	VALOR REQUERIDO
1	Interruptor Automático de Recierre		
1.1	Generales		
	Instalación		Exterior
	Norma de Fabricación		ANSI / IEEE 37,60
1.2	Numero de Fases		3
1.3	Frecuencia Nominal	Hz	60
1.4	Características de Tensión		
	Tensión Nominal	kV	22,9
	Tensión Máxima de Servicio	kV	24,0
	Tensión Máxima del Equipo	kV	38,0
1.5	Nivel de Aislamiento		
	Tensión de Frecuencia Industrial 60 Hz	kV	50
	Tensión de Impulso 1.2/50 us (BIL)	kVp	125
1.6	Características de Corriente		
	Corriente Nominal de Interruptor	A	560
	Corriente Cortocircuito Simétrica	kA	6
1.7	Transformadores de Corriente		
	Detector de Falla		50-100/5A, 10VA, 5P20,
	Para medición		50-100/5A, 15VA, cl 0,2
1.8	Características de Operación		
	Ciclos de Recierre a Capacidad Ruptura Nominal	U	3
	Mínimo Numero de Operaciones de Recierre	U	4
1.9	Tipo de Cámara de Extinción del Arco		Vacío, con medio aislante dieléctrico sólido
1.10	Tipo de Mecanismo de Operación		Eléctrico y Resorte
1.11	Sistema de Control		Electrónico – Tripolar / Con Microprocesador
1.12	Fuente Auxiliar de Energía		220 Vac (SS.AA.)
1.13	aisladores pasatapas		
	longitud de línea de fuga / tensión de línea	mm/kV	25
1.14	Altitud de Instalación	m.s.n.m.	3 500

Fuente: *Elaboración propia.*