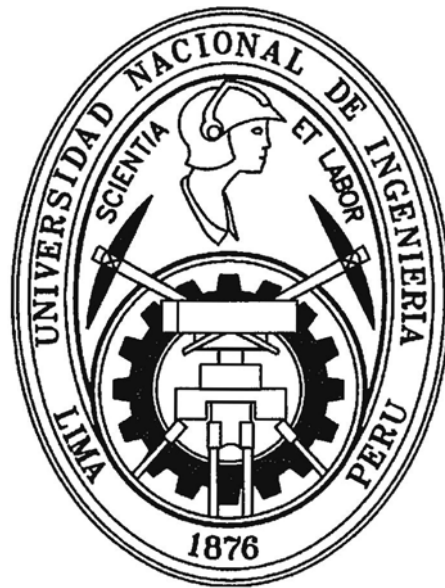


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**PROYECTO DE UTILIZACIÓN DE TRANSFORMADORES DE
RESERVA PARA LAS SUBESTACIONES DEL SISTEMA
INTERCONECTADO NACIONAL- REP**

**INFORME DE COMPETENCIA PROFESIONAL
PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:
JAVIER HUGO GUTIÉRREZ ZAMBRANO
PROMOCIÓN 1989-II**

LIMA - PERÚ

2008

**PROYECTO DE UTILIZACIÓN DE TRANSFORMADORES DE
RESERVA PARA LAS SUBESTACIONES DEL SISTEMA
INTERCONECTADO NACIONAL- REP**

*A ti con quien comparto la alegría de
mis logros, y*

*A ustedes: mamá, papá, Paulo,
Andrea y David.*

*Gracias a todos por estar aquí, dentro
de mí, alimentando mis sueños.*

SUMARIO

Debido a la característica del Equipamiento del Sistema Eléctrico Interconectado Peruano y habiendo ocurrido fallas en Transformadores de Potencia, en el año 2003 y 2005, se inició como parte del plan de contingencia de REP, un estudio cuyo principal objetivo era analizar y determinar la solución en el caso de una salida de servicio forzada de cualquiera de los Transformadores de Potencia de las subestaciones de la Red del Sistema Interconectado Nacional bajo la concesión de REP, que permita restablecer el suministro de energía eléctrica en el menor tiempo posible, y de esta manera anular o minimizar sus consecuencias en el suministro, así como el pago de compensaciones por aplicación de la Norma Técnica de Calidad de Servicio Eléctrico y Ley de Concesiones Eléctricas.

El presente trabajo determina los criterios básicos para la realización del estudio, abordamos el análisis del impacto de la salida de servicio forzada de un Transformador de Potencia para las distintas subestaciones del sistema interconectado, y las posibles soluciones. Establecemos parámetros para el análisis del riesgo y evaluamos de acuerdo a estos criterios el índice de criticidad para cada Subestación.

Evaluamos las alternativas, desde el punto de vista económico, seleccionamos la solución para cada uno de los casos y elaboramos un Plan de Gestión del riesgo el cual se implementará por etapas.

Finalmente desarrollamos la Ingeniería Básica para la primera etapa: instalación de Transformadores de Reserva, sus equipos asociados, y la conexión al sistema interconectado.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	4
CAPÍTULO I	
CRITERIOS DEL ESTUDIO	6
1.1. Antecedentes	6
1.1.1. Sector Eléctrico Peruano	6
1.1.2. Conformación del Sector Eléctrico Peruano	6
1.1.3. Estructura del Sector Eléctrico Peruano	7
1.2. Planteamiento de ingeniería del problema	10
1.2.1. Antecedentes: Eventos ocurridos	10
1.2.2. Ingeniería del problema	11
1.3. Criterios básicos para el estudio	12
1.3.1. Criterios Técnicos para el análisis	12
1.3.2. Criterios Técnicos para el traslado y montaje de las unidades	12
1.3.3. Otras consideraciones	13
CAPÍTULO II	
ANÁLISIS DEL IMPACTO POR SALIDA DE SERVICIO FORZADA DE UN TRANSFORMADOR DE LA RED	14
2.1. Infraestructura de la Red	14
2.2. REP y el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional	14
2.2.1. Características de los Transformadores de Potencia	17
2.3. Análisis del impacto por salida forzada de un Transformador de Potencia	19
2.3.1. Falla T33-261 Subestación Zorritos	19
2.3.2. Falla T20-21 Subestación Talara	20
2.3.3. Falla T15-261 o T32-261 Subestación Piura Oeste	21
2.3.4. Falla T14-260 o T16-260 Subestación Chiclayo Oeste	22
2.3.5. Falla T13-261 o T17-261 Subestación Guadalupe	24
2.3.6. Falla T29-11, T51-211 o T12-211 Subestación Trujillo Norte	25
2.3.7. Falla T11-211 Subestación Chimbote 1	25
2.3.8. Falla AT10-261 o T18-261 Subestación Paramonga Nueva y sale Central Hidroeléctrica CAHUA	26
2.3.9. Falla T34-261 Subestación Huacho	26
2.3.10. Falla T1 –261 Subestación San Juan	26
2.3.11. Falla T3-261 o T4-261 Subestación Independencia	27
2.3.12. Falla T5-261 Subestación Ica	27
2.3.13. Falla T6-261 Subestación Marcona	28
2.3.14. Falla T8-261 o T19-261 Subestación Huayucachi	29
2.3.15. Falla T9-261 Subestación Huancavelica	29
2.3.16. Falla T26-121 Subestación Huánuco	30
2.3.17. Falla T27-11 Subestación Tingo María	30
2.3.18. Falla T28-162 Subestación Aucayacu	31
2.3.19. Falla T35-121 Subestación Tocache	31
2.3.20. Falla en uno de los (03)Transformadores Subestación San Nicolás	32
2.3.21. Falla T47-13 Subestación Quencoro	32
2.3.22. Falla T46-162 Subestación Combapata	33
2.3.23. Falla AYA.T1 Subestación Ayaviri	34

2.3.24.	Falla T51-161, T52-61 o T54-61 Subestación Juliaca	34
2.3.25.	Falla AZA.T1 Subestación Azángaro	35
2.3.26.	Falla PUN.T1 Subestación Puno	36
2.3.27.	Falla T40-13 o T41-13 Subestación Socabaya	37
2.3.28.	Falla T43-11 Subestación Tintaya	37

CAPÍTULO III

ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN 38

3.1.	Alternativas de solución para la mitigación del riesgo	38
3.1.1.	Utilización de los Transformadores de Reserva existentes.	38
3.1.2.	Adquisición y Utilización de Transformador de Reserva Fijo	38
3.1.3.	Adquisición y Utilización de Transformador de Reserva Móvil	39
3.1.4.	Otras alternativas	39
3.2.	Análisis de Alternativas de solución para la mitigación del riesgo para cada subestación	39
3.2.1.	Falla T33-261 Subestación Zorritos	40
3.2.2.	Falla T20-21 Subestación Talara	40
3.2.3.	Falla T15-261 o T32-261 Subestación Piura Oeste	40
3.2.4.	Falla T14-26 o T16-260 Subestación Chiclayo Oeste	41
3.2.5.	Falla T153-261 o T17-261 Subestación Guadalupe	41
3.2.6.	Falla T29-11, T51-211 o T12-211 Subestación Trujillo Norte	41
3.2.7.	Falla T11-211 Subestación Chimbote 1	42
3.2.8.	Falla AT10-261 Subestación Paramonga Nueva	42
3.2.9.	Falla T153-261 Subestación Huacho	42
3.2.10.	Falla T1 –261 Subestación San Juan	42
3.2.11.	Falla T3-261 o T4-261 Subestación Independencia	43
3.2.12.	Falla T5-261 Subestación Ica	43
3.2.13.	Falla T6-261 Subestación Marcona	43
3.2.14.	Falla T8-261 o T19-261 Subestación Huayucachi	44
3.2.15.	Falla T9-261 Subestación Huancavelica	44
3.2.16.	Falla T26-121 Subestación Huánuco	44
3.2.17.	Falla T27-11 Subestación Tingo María	44
3.2.18.	Falla T28-162 Subestación Aucayacu	44
3.2.19.	Falla T35-121 Subestación Tocache	45
3.2.20.	Falla en uno de los (03)Transformadores Subestación San Nicolás	45
3.2.21.	Falla T47-13 Subestación Quencoro	45
3.2.22.	Falla T46-162 Subestación Combapata	45
3.2.23.	Falla AYA.T1 Subestación Ayaviri	46
3.2.24.	Falla T51-161, T52-61 o T54-61 Subestación Juliaca	46
3.2.25.	Falla AZA.T1 Subestación Azángaro	46
3.2.26.	Falla PUN.T1 Subestación Puno	47
3.2.27.	Falla T40-13 o T41-13 Subestación Socabaya	47
3.2.28.	Falla T43-11 Subestación Tintaya	47

CAPÍTULO IV

PLAN DE GESTIÓN DEL RIESGO 48

4.1.	Índice de criticidad	48
4.1.1.	Matriz de Probabilidad e Impacto	48
4.1.2.	Análisis de criticidad de cada subestación	50
4.2.	Análisis de las alternativas: Inversión y su impacto	52
4.3.	Plan de Gestión del Riesgo	54
4.3.1.	Métodos para la gestión de riesgos	54
4.3.2.	Herramientas	54
4.3.3.	Fuentes de Datos	54
4.3.4.	Plan de la Gestión de Riesgos	55

CAPÍTULO V	
INGENIERÍA BÁSICA PARA LA 1ERA ETAPA DEL PLAN	57
5.1. Introducción	57
5.1.1. Objetivo y antecedentes	57
5.1.2. Ubicación de las subestaciones	57
5.2. Alcance del Proyecto	58
5.2.1. Instalaciones existentes	58
5.2.2. Instalaciones Proyectadas	61
5.3. Criterios de diseño	77
5.3.1. Normas	77
5.3.2. Niveles de aislamiento	77
5.3.3. Niveles de corto circuito	78
5.3.4. Filosofía de Operación del Sistema de Protección	78
5.3.5. Sistema de Control	79
5.3.6. Sistema de Medición de Energía Eléctrica	81
CONCLUSIONES	82
ANEXOS	85
ANEXO A GLOSARIO DE TÉRMINOS	86
ANEXO B METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE COMPENSACIONES POR NTCSE Y LCE	88
ANEXO C DIAGRAMAS UNIFILARES: 1ERA ETAPA INSTALACIÓN DE TRANSFORMADORES DE RESERVA	91
BIBLIOGRAFÍA	100

INTRODUCCIÓN

Los objetivos del presente trabajo son: primero, analizar y determinar la solución más óptima que permita restablecer el suministro de energía eléctrica en el menor tiempo posible, ante una salida de servicio forzada de cualquiera de los Transformadores de Potencia existente en el sistema de transmisión interconectado que se encuentra bajo la concesión de REP, logrando de esta manera anular o minimizar el racionamiento o interrupción del suministro de energía, así como el pago de compensaciones por aplicación de la NTCSE y LCE; y segundo: desarrollar la Ingeniería Básica para la solución elegida: instalación de Transformadores de Reserva.

En la primera parte describimos al Sector Eléctrico Peruano, su estructura y la normatividad vigente; damos un breve repaso a los últimos eventos ocurridos que nos muestran el impacto de éstos, para luego, determinar el planteamiento de la ingeniería del problema y los criterios básicos para la realización del estudio de soluciones viables, teniendo en cuenta los aspectos técnicos de operatividad del sistema.

Establecidos los criterios del estudio, en el segundo capítulo abordamos el análisis del impacto en caso de la salida de servicio forzada de alguno de los Transformadores de Potencia de las distintas subestaciones del sistema interconectado, evaluamos la posibilidad de falla de un transformador y sus consecuencias, considerando la máxima demanda y la proyección para los próximos años (año 2014), las facilidades existentes, entre otros.

En el tercer capítulo se plantean las distintas alternativas de solución para la mitigación del riesgo de falla de cada una de los transformadores que conforman el sistema bajo la concesión de REP, que van desde utilizar el equipamiento existente (transformadores de Reserva), la adquisición de Transformadores de Reserva Móviles, adquisición e Instalación de nuevos Transformadores de Reserva Fijos y combinaciones alternativas diversas según cada caso.

En el cuarto capítulo se establece los parámetros considerados para el análisis del riesgo y evaluaremos, de acuerdo a éstos el índice de criticidad para cada una de las subestaciones; luego estimamos el monto de la inversión de las distintas soluciones vistas en el capítulo anterior y el impacto que cada una de ellas tiene en el pago de las

compensaciones, para culminar comparando integralmente las distintas soluciones posibles, desde el punto de vista del impacto y probabilidad.

En el quinto capítulo, se desarrolla la Ingeniería Básica para la instalación de Transformadores de Reserva, las celdas asociadas, y las adecuaciones necesarias para la conexión de los equipos al sistema desde el punto de vista de operatividad y conectividad. Se elabora el enunciado del proyecto y su aprobación, el alcance del proyecto y el presupuesto preliminar.

Finalmente, en la conclusión destacamos la conveniencia de la inversión, técnica y económicamente, como mitigación de un riesgo negativo, y destacamos el posible reconocimiento por parte del Ministerio de Energía y Minas, teniendo en cuenta que existe la probabilidad de que estos equipos operen continuamente debido al aumento de la demanda eléctrica.

CAPÍTULO I CRITERIOS DEL ESTUDIO

1.1. Antecedentes

1.1.1. Sector Eléctrico Peruano

En 1992 se produce la reestructuración del sector eléctrico con la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas, cuyo principal objetivo era promover la competencia y las inversiones privadas en el sector y propiciar el mejoramiento del servicio de energía eléctrica en el país.

En 1994 se inicia la privatización del sector con la venta de las empresas de distribución de Lima, continuando en 1995 y 1996 con la venta de las empresas generadoras.

La importancia de la Ley de Concesiones radicó en el hecho de que las actividades eléctrica fueran separadas en tres sub-sectores: generación, transmisión y distribución y que pudieran ser desarrolladas y operadas por empresas privadas. Así mismo, esta ley permitió definir un nuevo esquema tarifario para el desarrollo de estas actividades.

1.1.2. Conformación del Sector Eléctrico Peruano

El sector eléctrico peruano está conformado por las siguientes entidades: el MEM, (Ministerio de Energía y Minas) como organismo rector, el Organismo Regulador (OSINERG MIN), el COES-SINAC y las empresas eléctricas.

Como organismo rector, el MEM define las políticas energéticas del país y otorga las concesiones para la explotación de las diferentes etapas del negocio eléctrico.

OSINERG MIN, por su parte, está encargado de supervisar y fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas de las actividades que se desarrollan en los sub sectores de electricidad e hidrocarburos. En tanto el COES-SINAC es un organismo técnico que coordina la operación económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, agrupando a las empresas eléctricas de generación y distribución. Los principales dispositivos que regulan el sector eléctrico peruano son:

- Ley de Concesiones Eléctricas (Ley 25844)

- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (D.S.-009-93)
- Ley que Asegura el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley 28832)
- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (D.S.-020-97)
- Norma Técnica para la Coordinación de la Operación de los Sistemas Interconectados.
- Marco general regulador del sub-sector electricidad.

1.1.3. Estructura del Sector Eléctrico Peruano

Como mencionamos anteriormente, la normativa peruana clasifica las actividades del sector eléctrico en tres: generación, transmisión (en la que REP¹ desarrolla sus actividades) y distribución.

A continuación explicamos de manera general cada una de ellas:

a) **Generación:**

La generación se refiere a la producción de energía eléctrica a través de distintas técnicas, como son: la hidráulica, térmica, eólica, nuclear, geotérmica, de ciclo combinado, etc., utilizándose en el país las 2 primeras técnicas. En el Perú, existen 154 empresas generadoras registradas en el COES SINAC.

b) **Distribución:**

En esta fase se transporta la energía desde las subestaciones o barras base a los consumidores finales, vía líneas de transmisión de media tensión que antes de llegar al consumidor final es transformada a baja tensión (380V ó 220 V).

c) **Transmisión:**

La actividad de transmisión se refiere al transporte de energía desde los generadores hacia los centros de consumo y se compone de líneas o redes de transmisión y subestaciones de transformación o barras base. En el Perú, el sistema de transmisión está compuesto por el Sistema Principal de Transmisión (SPT) y por el Sistema secundario de Transmisión (SST).

El SPT -principal- está conformado por líneas de transmisión de muy alta y alta tensión que se conectan a las subestaciones o barras base. Luego a través de la SST -sistema secundario, compuesto por líneas de

¹ REP: Red de Energía del Perú S.A. empresa del grupo ISA (Interconexión Eléctrica S.A. de Colombia).

transmisión de media y baja tensión, la energía eléctrica se transporta a los consumidores finales.

REP desarrolla sus actividades en el rubro de transmisión y garantiza el óptimo funcionamiento del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), a través de sus dos Centros de Control, los cuales se encuentran ubicados, uno en Lima y el otro en Arequipa. Desde ellos se realiza toda la operación y control del sistema de transmisión de REP.

En la figura 1.1 se muestra el Sistema Interconectado Nacional (SEIN), las líneas de Transmisión Principales y Secundarias, distinguiéndose las redes bajo la concesión de REP, así como los Proyectos de Ampliación del SEIN del Ministerio de Energía y Minas, cuya construcción ha sido ejecutada o viene ejecutándose entre los años 2007 y 2008, cuyo responsable es REP.



Figura 1.1 Mapa del Sistema Interconectado Nacional SEIN, Red bajo la concesión de REP y Ampliaciones de la Red -2008

1.2. Planteamiento de ingeniería del problema

1.2.1. Antecedentes: Eventos ocurridos

En septiembre de 2003 se registró una falla en el Transformador de la Subestación Huánuco que provocó la interrupción total del suministro de la ciudad. De acuerdo con lo previsto, se aplicó el plan de contingencia, tanto REP como la empresa distribuidora Electrocentro, proporcionaron grupos electrógenos. Dado el nivel del daño al equipo se tuvo que reemplazar el transformador, el montaje y puesta en servicio del Transformador de reemplazo se concluyó luego de 18 días. REP fue sancionado por este evento.

En el año 2005 se presentaron cuatro eventos de alto impacto en el sistema de transmisión, tanto por sus efectos en el suministro, como por los daños al equipo:

- a) El 2 de junio se presentó un desprendimiento del bajante de un seccionador de la línea de 60 kV. Independencia-Chincha, ocasionando la interrupción del suministro de 56 megavatios por espacio de cinco horas.
- b) El 22 de junio la falla de un cable seco de 10 kV en la subestación Tintaya causó la interrupción de 15 megavatios, el servicio fue restablecido parcialmente con un segundo cable de potencia instalado, que posteriormente fue complementado por el suministro de energía a través de la generación térmica local. Se procedió al cambio del cable afectado, normalizándose el servicio el día 24 de junio.
- c) La falla en uno de los bujes de 220 kV del transformador de la subestación Huancavelica, provocó la interrupción total del suministro el 26 de junio. De acuerdo con lo previsto, se aplicó el plan de contingencia, tanto REP como la empresa distribuidora Electrocentro, proporcionaron grupos electrógenos, minimizando las consecuencias en el suministro. Con el ingreso del transformador reparado, el servicio se normalizó el 3 de julio.
- d) El 31 de agosto se registró una falla en la línea Piura-Talara (L-2248) provocando la interrupción del suministro en las subestaciones Talara y Zorritos. Luego de la inspección de la línea se constató daño intencional en el poste 255, afectando como consecuencia a los postes 253, 254 y 256. Luego de las reparaciones se repuso la línea el 1 de septiembre.

Debido a los eventos de los años 2003 y 2005 descritos, principalmente los dos relacionados directamente con falla del Transformador de Potencia de la Subestación, REP inició el estudio de implementación de Transformadores de Reserva como parte de su Plan de Mitigación de Riesgos.

1.2.2. Ingeniería del problema

La instalación de Transformadores de Reserva en la Subestaciones del sistema plantea varios problemas:

- a) La determinación de adquirir Transformadores para todas las subestaciones o seleccionar según criterios predefinidos cuales serían las subestaciones donde se implementaría el equipo o equipos de reserva.
- b) En las subestaciones donde existe más de un transformador de potencia, determinar si se requiere uno o más equipos de reserva.
- c) Las características de los Transformadores de Reserva y del posible equipamiento anexo, considerando la posibilidad de que alguno de ellos, sea utilizado en cualquiera de las Subestaciones de la zona o región. Debemos tener presente las diferencias entre las regiones del país: Costa, Sierra y Selva.
- d) Asimismo garantizar que las nuevas instalaciones deben operar en condiciones confiables, con la previsión inclusive, que puedan trabajar en paralelo a los equipos existentes.
- e) La implementación de celdas de transformación en los niveles de Alta Tensión (AT), Media tensión (MT) y Baja Tensión (BT)², equipamiento de patio, protección, mando, control, señalización, medición, y sistemas auxiliares.
- f) La factibilidad de instalar en las actuales subestaciones un nuevo transformador teniendo en cuenta fundamentalmente que en caso de emergencia este debe reemplazar al existente en el menor tiempo posible, y en las mismas condiciones de operación del reemplazado.
- g) La integración de las nuevas instalaciones al sistema scada de la Red, que opera todo el equipamiento remotamente desde los centros de control.

La solución de estos diversos problemas, requería el desarrollo de un estudio y una ingeniería que permitiera responder a las interrogantes planteadas, además a los problemas técnico-económicos producto de la ejecución del proyecto, que resumimos principalmente:

- a) La inversión en equipamiento que se encontrarían en stand by y cuyo Valor no formaría parte del VNR³ para el cálculo de la Remuneración anual garantizada o RAG.

² En los Sistemas de Transmisión cuando hablamos de Baja Tensión (BT) nos referimos a los niveles de tensión de 22,9kV o 10 kV.

³ VNR: Valor nuevo de reemplazo

- b) La necesidad de Integrar en el plan de mantenimiento a los nuevos equipos, que requieren un tratamiento especial dada su naturaleza (reserva), que obliga al desarrollo y/o adecuación de los programas de mantenimiento, implica un aumento del COyM⁴ que no sería reconocido.

1.3. Criterios básicos para el estudio

Para el estudio para analizar la instalación de Transformadores de Reserva en las distintas subestaciones de REP, se desarrollaron criterios básicos que servirán como referencia para el análisis integral.

1.3.1. Criterios Técnicos para el análisis

- a) Se considera el criterio n-1 para los transformadores, es decir que sólo falla un transformador de potencia a la vez.
- b) Se produce la falla de sólo una unidad de las centrales térmicas aguas abajo de las subestaciones.
- c) La Central Hidroeléctrica Cahua puede parar totalmente por alta presencia de sólidos en el agua en estiaje.
- d) La máxima sobrecarga admitida para un transformador es del 20%, durante 4 horas.
- e) Se considera la máxima demanda actual de los transformadores y su proyección al año 2014.
- f) No se consideran los transformadores de los equipos estáticos de compensación reactiva.
- g) Pago de compensaciones por aplicación de la NTCSE y LCE ⁵

1.3.2. Criterios Técnicos para el traslado y montaje de las unidades

- a) Las gestiones para el transporte de un transformador de reserva (solicitud de permiso al Ministerio de Transporte y Comunicaciones, contrato de transporte, reforzamiento de puentes, etc.) toma 10 días.
- b) Cuando el transformador reemplazante se encuentra operando en otra subestación se toma en cuenta el tiempo de desmontaje, traslado y montaje de dicho transformador.
- c) Para el acceso de las subestaciones, se cuenta con buenos accesos, o facilidades de accesos alternos.

⁴ COyM: Costo de operación y mantenimiento del sistema

⁵ NTCSE: Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos; LCE: Ley de Concesiones Eléctricas

- d) Se cuenta con personal especialista de guardia y contratistas para la atención de los conexiones de emergencia y transporte de los equipos.

1.3.3. Otras consideraciones

- a) El transformador de Independencia ha sido repotenciado en noviembre del 2005.
- b) Se cuenta con transformadores de reserva en las subestaciones San Juan, Ica, Huánuco y Juliaca (Ica disponible desde enero del 2006).
- c) Los montos preliminares de las inversiones son valores referenciales que deberán verificarse con la Ingeniería Básica a nivel de presupuesto.
- d) Las adecuaciones de las subestaciones deben ser validadas en el campo.
- e) Se debe gestionar para que las inversiones sean reconocidas vía tarifa.

CAPÍTULO II

ANÁLISIS DEL IMPACTO POR SALIDA DE SERVICIO FORZADA DE UN TRANSFORMADOR DE LA RED

2.1. Infraestructura de la Red

REP cuenta con 46 subestaciones y 5,450.18 kilómetros de circuitos de transmisión de 220, 138 y 60 kV, que unen 19 departamentos del país, incluida la interconexión entre Perú y Ecuador.

Con la finalidad de efectuar las operaciones de su sistema eléctrico en adecuadas condiciones de calidad y seguridad, REP cuenta con dos Centros de Control. Ambos trabajan bajo un esquema de Centro de Control Principal y de Respaldo, y se encuentran interconectados en tiempo real para garantizar la continuidad de la operación remota de sus subestaciones. El Centro de Control Principal está localizado en su Sede Central en Lima y el de Respaldo se encuentra en Arequipa.

La empresa cuenta con 333 colaboradores y equipamiento, organizados en cuatro departamentos de transmisión y una Sede Central distribuidos geográficamente en todo el país. Esta organización permite garantizar una respuesta adecuada para el mantenimiento de sus equipos e instalaciones.

2.2. REP y el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

En la Tabla 2.1 se muestra un resumen de todas las Subestaciones del SEIN cuya operación mantenimiento se encuentra a cargo de REP bajo la modalidad de contrato de concesión. Destacamos el número de Transformadores de Potencia y la capacidad total de transformación de cada una de ellas.

Existen subestaciones eléctricas que no cuentan con Transformadores de Potencia, así como hay subestaciones que a pesar de contar con estas unidades, la operación y mantenimiento de las mismas con sus respectivas celdas asociadas son de responsabilidad de otra empresa.

Para la administración del mantenimiento y operación de todas estas instalaciones REP distribuyó, por regiones geográficas las subestaciones eléctricas en cuatro departamentos de transmisión: DT Norte, DT Centro, DT Sur y DT Este.

Departamento de Transmisión Norte

Sede : Chiclayo

Subsede : Chimbote

(08) Subestaciones Eléctricas:

Zorritos, Talara, Piura Oeste, Chiclayo Oeste, Guadalupe, Trujillo Norte, Chimbote 1 y Paramonga Nueva

Departamento de Transmisión Centro

Sede : San Juan-Lima

Subsede : Pisco

(12) Subestaciones Eléctricas:

Huacho, Zapallal, Ventanilla, Chavarría, Santa Rosa, San Juan, Callahuanca, Chilca, Independencia, Ica, Marcona y San Nicolás.

Departamento de Transmisión Este

Sede: Huánuco

Subsede: Huayucachi-Huancayo

(09) Subestaciones Eléctricas:

Pachachaca, Pomacocha, Huayucachi, Huancavelica, Paragsha 2, Huánuco, Tingo María, Aucayacu, y Tocache.

Departamento de Transmisión Sur

Sede: Socabaya-Arequipa

Subsede: Quencoro-Cusco

(17) Subestaciones Eléctricas:

Callalli, Santuario, Socabaya, Cerro Verde, Repartición, Mollendo, Moquegua, Toquepala, Quencoro, Combapata, Tintaya, Cachimayo, Abancay, Ayaviri, Juliaca, Azángaro, y Puno.

SUBESTACIONES DE TRANSFORMACIÓN

FS - 01

COD EMP	CODIGO SET	SISTEMA	NOMBRE SUBESTACIÓN	Nº UNID. TRANSFORM.	CAP. TRANSF. ⁽¹⁾ (MVA)	OBSERVACIONES
REP	SEZOR	SEIN	Zorritos	1	50	
REP	SETAL	SEIN	Talara	1	75	
REP	SEPO	SEIN	Piura Oeste	2	100	
REP	SECHO	SEIN	Chiclayo Oeste	2	100	
REP	SEGUA	SEIN	Guadalupe	2	60	
REP	SETNOR	SEIN	Trujillo Norte	3	233,3	2 Transf. 100 MVA 220/138/10 kV 1 Transf. 33.3 MVA 138/10 kV
REP	SECHIM1	SEIN	Chimbote 1	1 + 1 (Egenor)	240	1 Transf. Egenor 120 MVA
REP	SEPANU	SEIN	Paramonga Nueva	2	95	
REP	SEHUAC	SEIN	Huacho	1	30	
REP	SEZAPA	SEIN	Zapallal	N.E.	0	
REP	SEVENT	SEIN	Ventanilla	N.E. ⁽²⁾	0	
REP	SECHAVA	SEIN	Chavarría	N.E. ⁽²⁾	0	
REP	SESROSA	SEIN	Santa Rosa	N.E. ⁽²⁾	0	
REP	SESJUAN	SEIN	San Juan	1	50	
REP	SECALLA	SEIN	Callahuanca	N.E.	0	
REP	SECHIL	SEIN	Chilca	N.E.	0	
REP	SEIN	SEIN	Independencia	2	100	
REP	SEICA	SEIN	Ica	1	50	
REP	SEM	SEIN	Marcona	1	50	
REP	SESANI	SEIN	San Nicolás	3	112,5	
REP	SEPACHA	SEIN	Pachachaca	N.E.	0	
REP	SEP	SEIN	Pomacocha	N.E.	0	
REP	SEHUAY	SEIN	Huayucachi	2	60	
REP	SEHUAN	SEIN	Huancavelica	1	30	
REP	SEPARG2	SEIN	Paragsha 2			
REP	SEHNCO	SEIN	Huanuco	1	0,233	

Notas:

N.E. No existe transformador de potencia.

⁽¹⁾ Capacidad Total de Transformación de la Subestación.

⁽²⁾ En la subestación existen transformadores pero que pertenecen a otras empresas.

Tabla 2.1 Subestaciones de Transformación concesionadas a REP

2.2.1. Características de los Transformadores de Potencia

El sistema de transmisión a cargo de Red de Energía del Perú cuenta con 49 transformadores de potencia (46 en servicio y 03 de reserva), de los cuales 36 se localizan en el área Centro y Norte del País, y 13 en el área Sur, las características técnicas básicas se indican en la **Tabla 2.2**.

a) Relación de Transformación

Grupo 1

Conformado por transformadores cuyo devanado primario se encuentra en el rango de 210 a 225 kV y los devanados secundario y terciario en los niveles de 60 y 10 kV, respectivamente. En este grupo están los transformadores de las subestaciones de Talara, Zorritos, Piura Oeste, Chiclayo Oeste, Guadalupe, Paramonga Nueva, Huacho, San Juan, Independencia, Ica y Marcona en la costa, y Huayucachi y Huancavelica en la sierra central, haciendo un total de 18 transformadores.

Grupo 2

Está conformado por Autotransformadores en el rango de 220/138/13.8 kV. En este grupo están los equipos instalados en las subestaciones Paramonga Nueva, Chimbote 1 y Trujillo Norte, haciendo un total de 4 equipos.

Grupo 3

Lo constituyen los transformadores del rango de 138 kV en el devanado primario, 24 y 10.5 kV en los devanados secundario y terciario, respectivamente. Este grupo está conformado por los transformadores de las subestaciones de Huánuco, Tingo María, Tocache y Aucayacu. Este último tiene un devanado en 60 kV que actualmente no es utilizado, haciendo un total de 4 transformadores.

Subestación	Tensión (kV)	Potencia Total (MVA)			Carga (MVA)			Carga (%)		
	AT/MT/BT	AT	MT	BT	AT	MT	BT	AT	MT	BT
Zorritos	220/60/10	50	50	30	15.1	15.1		30.2%	30.2%	
Talara	220/13.2	75		75	18.6		18.6	24.7%		24.7%
Piura Oeste	220/60/10	100	100	60	76.8	73.0	3.8	76.8%	73.0%	6.3%
Chiclayo Oeste	220/60	100	100	60	60.0	60.0		60.0%	60.0%	0.0%
Guadalupe	220/60/10	60	60	20	36.7	31.1	5.6	61.1%	51.9%	27.8%
Paramonga Nueva	220/66/10	30	30	10	15.9	15.9		53.0%	53.0%	0.0%
San Juan	210/62.3/10.3	50	50	30	0.8		0.8	1.6%	0.0%	2.6%
Huayucachi	225/62.3/10.3	60	60	20	31.6	28.6	3.0	52.6%	47.6%	15.0%
Huancavelica	225/62.3/10.3	30	30	10	6.2	1.9	4.3	20.7%	6.3%	43.3%
Independencia	210/62.3/10.3	100	100	60	63.4	62.8	0.7	63.4%	62.8%	1.1%
Ica	210/62.3/10.3	50	50	30	48.2	36.5	11.7	96.4%	73.0%	38.9%
Marcona	210/62.3/10.3	75	75	30	75.5	75.5		100.6%	100.6%	0.0%
Trujillo Norte	220/138/10	200	200	40	88.9	88.9		44.4%	44.4%	0.0%
Chimbote 1	220/138/13.8	240	240	72	224.4	224.4		93.5%	93.5%	0.0%
Paramonga Nueva	220/132/66	65	50	15	40.9	40.9		62.9%	81.8%	0.0%
Paramonga Nueva	138/66/10	30	30	10	15,9	15,9		53,0%	53,0%	0,0%
Huanuco	138/10	33		33	11.3		11.3	34.24%		34.24%
Huanuco (reserva)	138/24/10.5	20	5	15						
Huanuco (reserva)	22.9/10	3.4	3.4							
Tingo María	138/10.5	16.7		16.7	4.2		4.2	25.3%		25.3%
Aucayacu	132/60/22.9	15	10	8	0.6		0.6	3.7%	0.0%	6.9%
Tocache	132/22.9/10	7	7	2	2.9	2.9		41.3%	41.3%	0.0%
Combapata	138/66/24	15	7	8	2.8	1.1	1.7	18.5%	15.9%	20.8%
Azángaro	138/60/22.9	12	12	5	2.4	0.3	2.1	20.4%	2.8%	42.2%
Ayaviri	138/22.9/10	6.5	6.5	4	1.4	0.4	1.0	22.2%	6.8%	25.0%
Puno	132/60/22.9	30	30	9	15.1	14.0	1.1	50.4%	46.7%	12.3%
Juliaca	138/60/10	40	40	10	13.7	12.0	1.7	34.2%	30.0%	16.7%
Juliaca(reserva)	138/60/22.9/10	30	30	5, 25						
Juliaca	60/10	12		12	10		10	83%		83%
Juliaca	60/10	5.5		5.5	5		5	90%		90%
Socabaya	138/35.5	120		120	41.2		41.2	34.4%		34.4%
Quencoro	132/34.5/10.5	10	3	7	7.1	1.2	5.9	70.6%	38.9%	84.1%
Tintaya	132/10.5	25		25	19.8		19.8	79.1%		79.1%

Tabla 2.2 Características Generales de los Transformadores, Tensión, Potencia y Carga

Grupo 4

Este grupo está conformado por los transformadores de relación 138/60/22.9 kV de las subestaciones Juliaca, Azángaro, Ayaviri, Combapata y Puno.

Grupo 5

Está conformado por los transformadores de relación 138/35.5/10.5 kV ubicados en las subestaciones Tintaya, Quencoro y Socabaya.

No se ha considerado en esta clasificación los Transformadores de los equipos de compensación estáticos (SVC) porque son exclusivamente para los mismos.

b) Régimen de Operación

Se ha evaluado la carga de los transformadores en horas de máxima demanda, correspondiente al último semestre. De esta manera se han analizado las variaciones estacionales de la carga, ya que aguas abajo de algunas subestaciones existen centrales de generación hidráulica que son despachadas en los meses de avenida (Enero- Abril) y, centrales térmicas que son despachadas en los meses de estiaje (Mayo a Noviembre) por déficit de generación hidráulica y en los meses de avenida (diciembre a abril), eventualmente cuando en las centrales hidráulicas se presentan excesos de sólidos en suspensión. Ver Tabla 2.2.

2.3. Análisis del impacto por salida forzada de un Transformador de Potencia

Considerando los criterios enunciados en el ítem 1.3., del presente trabajo y los datos de los Transformadores de Potencia: sus características eléctricas (ver Tabla 2.2 Datos Generales de los Transformadores de Reserva), analizamos desde el punto de vista del sistema, cual sería el impacto en el caso de una falla de cada una de las unidades.

2.3.1. Falla T33-261 Subestación Zorritos

La máxima demanda en la subestación Zorritos es de 18.5 MVA, la cual puede ser suministrada por los dos grupos de la central térmica de Tumbes (Charán 2x9.3 MW) que se encuentra aguas abajo de la subestación. Ver esquema unifilar (figura 2.1).

La salida forzada del transformador de 50 MVA, 220/60/10 kV, se puede presentar bajo las siguientes condiciones:

En este caso la toda carga de la barra de 60 kV de la SE Zorritos será asumida por la Central Térmica. **No hay pago de compensaciones.**

- b) Central Térmica Tumbes (Charán) no se encuentra en servicio:

En este caso se interrumpe totalmente el servicio por un período aproximado de quince minutos, tiempo necesario para que el Centro de Control (CCREP) coordine con el COES la puesta en servicio de los dos grupos de la CT Charán, recuperándose totalmente los suministros afectados. **Hay pago de compensaciones por la NTCSE ya que se considera que se supera el número de desconexiones.**

- c) Indisponibilidad de un grupo en la CT Charán.

Se interrumpe totalmente el servicio por un período aproximado de quince minutos, hasta la puesta en servicio de un grupo de la CT Charán, recuperándose parcialmente los suministros afectados (9.3 MW). **Hay pago de compensaciones por la LCE, debido a la restricción del suministro por más de 04 horas.**

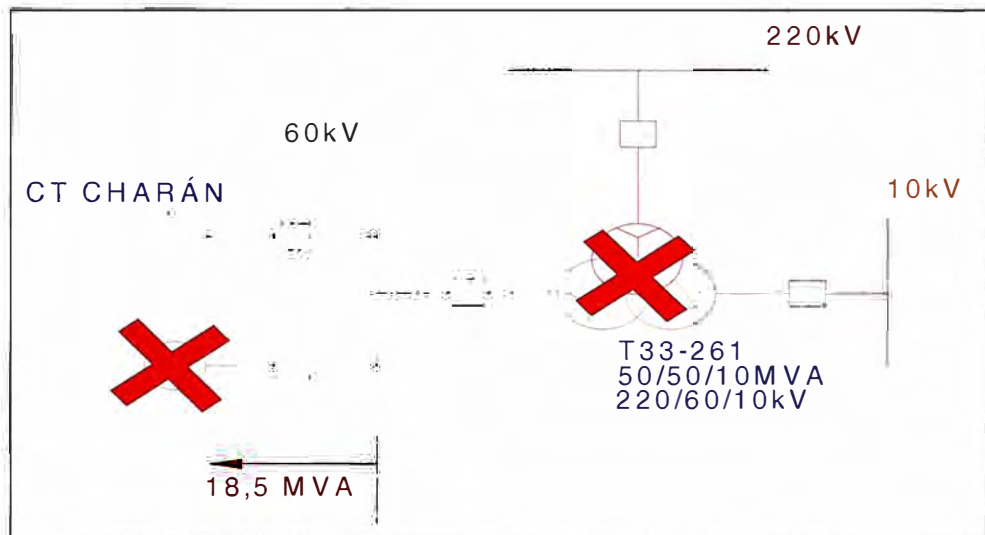


Figura 2.1 Diagrama de la Subestación Zorritos

2.3.2. Falla T20-21 Subestación Talara

La máxima demanda en la subestación Talara es de 20 MVA, la cual puede ser suministrada por los tres grupos de la central térmica de Talara (Malacas 3x15.04 MW) que se encuentra aguas abajo de la subestación. Ver esquema unifilar (figura 2.2).

La salida forzada del transformador de 75 MVA, 220/13.2 kV, se puede presentar bajo las siguientes condiciones:

- a) Central Térmica Talara (Malacas) se encuentra en servicio:

En este caso toda la carga de la barra de 13.2 kV de la SE Talara será asumida por la central. **No hay pago de compensaciones.**

b) Central Térmica Talara (Malacas) no se encuentra en servicio:
Se interrumpe totalmente el servicio por un período aproximado de quince minutos, tiempo necesario para que el Centro de Control (CCREP) coordine con el COES la puesta en servicio de los grupos de la CT Malacas, recuperándose los suministros afectados. **Hay pago de compensaciones por la NTCSE ya que se considera que se supera el número de desconexiones.**

c) Indisponibilidad de un grupo en la CT Malacas.
La C.T. Malacas con una unidad indisponible (2x15.4 MW) tiene la capacidad de asumir toda la carga, se interrumpe totalmente el servicio por un período aproximado de quince minutos, hasta la puesta en servicio de la CT Malacas, recuperándose los suministros afectados. **Hay pago de compensaciones por la NTCSE ya que se considera que se supera el número de desconexiones.**

En el sistema de REP no existe un transformador con similares características (220/13.2 kV), que pueda reemplazarlo en caso de contingencia; por lo que se procede a su reparación.

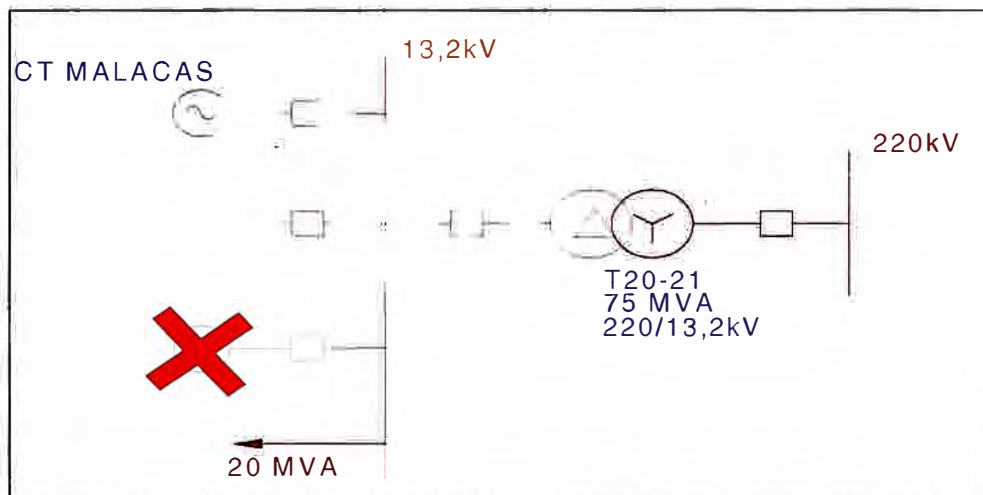


Figura 2.2 Diagrama de la Subestación Talara

2.3.3. Falla T15-261 o T32-261 Subestación Piura Oeste

En esta subestación operan en paralelo dos transformadores de 50/50/30 MVA, 220/60/10 kV.

La máxima demanda en la subestación Piura Oeste es de 76.8 MVA, la cual puede ser suministrada por las Centrales Piura 1, Piura2, Paita, Sullana, TG de Piura (20 MW), Curumuy (12 MW) y Poechos (18 MW), que se encuentran aguas abajo de esta subestación. Ver esquema unifilar (figura 2.3).

En este caso toda la carga de la barra de 13.2 kV de la SE Talara será asumida por la central. **No hay pago de compensaciones.**

- b) Central Térmica Talara (Malacas) no se encuentra en servicio:
Se interrumpe totalmente el servicio por un período aproximado de quince minutos, tiempo necesario para que el Centro de Control (CCREP) coordine con el COES la puesta en servicio de los grupos de la CT Malacas, recuperándose los suministros afectados. **Hay pago de compensaciones por la NTCSE ya que se considera que se supera el número de desconexiones.**

- c) Indisponibilidad de un grupo en la CT Malacas.
La C.T. Malacas con una unidad indisponible (2x15.4 MW) tiene la capacidad de asumir toda la carga, se interrumpe totalmente el servicio por un período aproximado de quince minutos, hasta la puesta en servicio de la CT Malacas, recuperándose los suministros afectados. **Hay pago de compensaciones por la NTCSE ya que se considera que se supera el número de desconexiones.**

En el sistema de REP no existe un transformador con similares características (220/13.2 kV), que pueda reemplazarlo en caso de contingencia; por lo que se procede a su reparación.

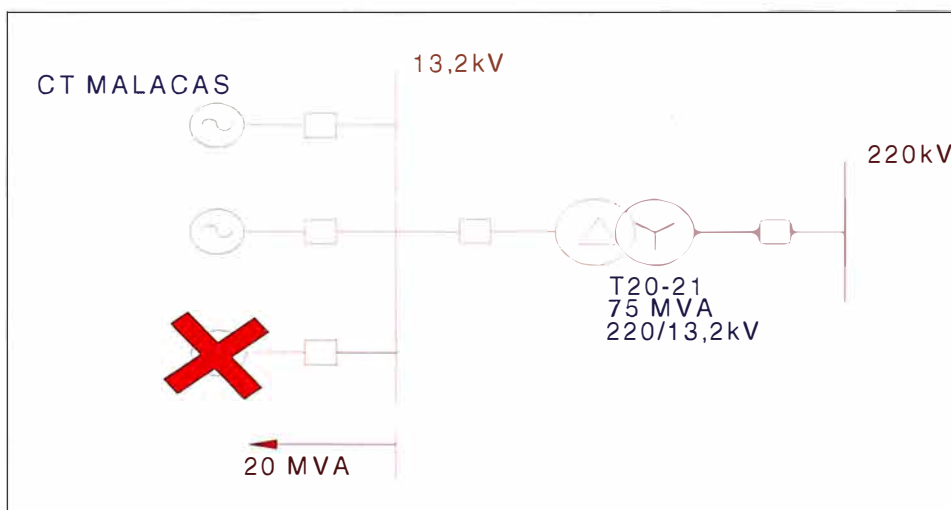


Figura 2.2 Diagrama de la Subestación Talara

2.3.3. Falla T15-261 o T32-261 Subestación Piura Oeste

En esta subestación operan en paralelo dos transformadores de 50/50/30 MVA, 220/60/10 kV.

La máxima demanda en la subestación Piura Oeste es de 76.8 MVA, la cual puede ser suministrada por las Centrales Piura 1, Piura2, Paita, Sullana, TG de Piura (20 MW), Curumuy (12 MW) y Poechos (18 MW), que se

encuentran aguas abajo de esta subestación. Ver esquema unifilar (figura 2.3).

La salida forzada de uno de los transformadores de 50 MVA de capacidad y de 220/60/10 kV, se puede presentar bajo las siguientes condiciones:

- a) Las Centrales Térmicas mencionadas se encuentran en servicio:
En este caso la carga de la SE Piura Oeste será asumida por el transformador que opera en paralelo con el fallado y por la generación local del área; se tiene capacidad para asumir toda la carga de la barra de 60 kV. No hay pago de compensaciones.
- b) Las Centrales Térmicas mencionadas no se encuentra en servicio:
En este caso también se producirá la desconexión del transformador que opera en paralelo con el fallado, por sobrecarga, interrumpiéndose totalmente el servicio por un período aproximado de quince minutos, tiempo necesario para que el Centro de Control (CCREP) recupere el transformador que desconectó por sobrecarga y coordine con el COES la puesta en servicio de los grupos de las Centrales Térmicas del área afectada, recuperándose los suministros afectados. **Hay pago de compensaciones por la NTCSE ya que se considera que se supera el número de desconexiones.**

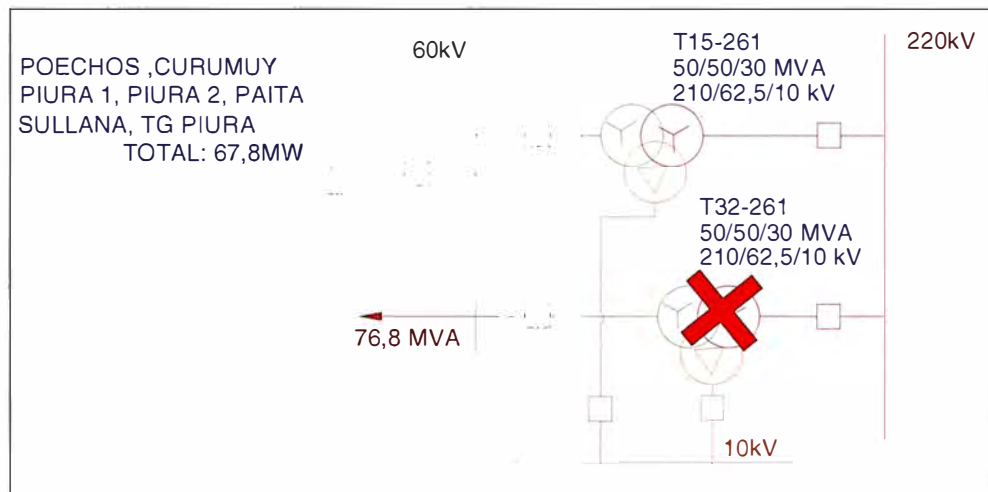


Figura 2.3 Diagrama de la Subestación Piura Oeste

2.3.4. Falla T14-260 o T16-260 Subestación Chiclayo Oeste

En esta subestación operan en paralelo dos transformadores de 50/50/30 MVA, 220/60/10/0.38 kV.

La máxima demanda en la subestación Chiclayo Oeste es de 60 MVA, la cual puede ser asumida por el transformador que opera en paralelo y/o por la

Central Térmica de Chiclayo (14 MVA) que se encuentra aguas abajo de esta subestación.

La salida forzada de uno de los transformadores de 50 MVA de capacidad y de 220/60/10/0.38 kV, se puede presentar bajo las siguientes condiciones:

a) La Central Térmica Chiclayo se encuentra en servicio:

En este caso la carga de la SE Chiclayo Oeste será asumida por el transformador que opera en paralelo con el que falló y por la generación local del área; se tiene capacidad para asumir toda la carga de la barra de 60 kV y no se tiene sobrecarga del transformador que quede en servicio. **Hay pago de compensaciones por la NTCSE ya que se considera que se supera el número de desconexiones.**

b) La Central Térmica Chiclayo no se encuentra en servicio:

En este caso no se afecta el suministro de las cargas ya que el transformador que opera en paralelo con el transformador que falló asumirá toda la carga con una probable sobrecarga aceptable. Sin embargo, para evitar la sobrecargar del transformador, el Centro de Control (CCREP) coordina con el COES la puesta en servicio de los grupos de la Central Térmica de Chiclayo, retornando a la operación normal del transformador que quedo en servicio. **Hay pago de compensaciones por la NTCSE ya que se considera que se supera el número de desconexiones.**

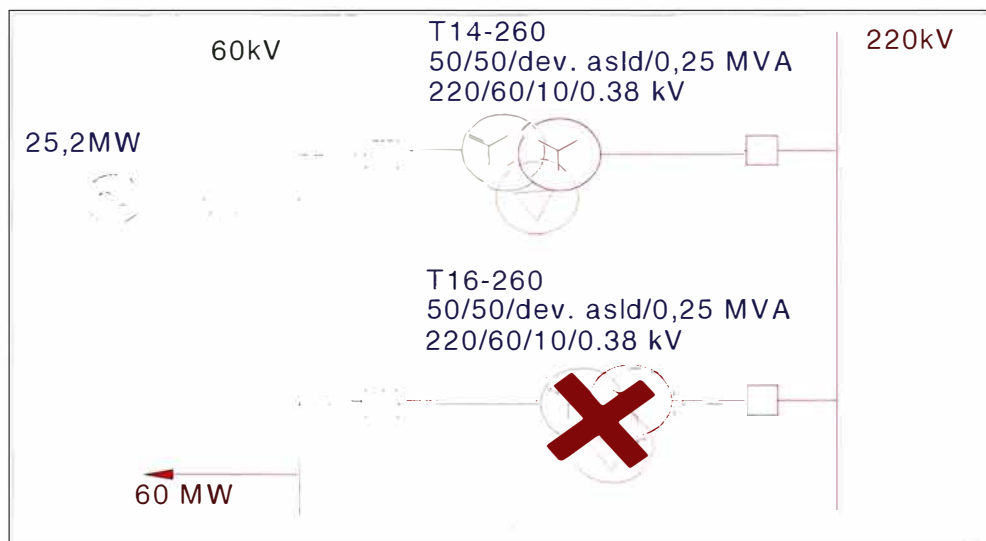


Figura 2.4 Diagrama de la Subestación Chiclayo Oeste

2.3.5. Falla T13-261 o T17-261 Subestación Guadalupe

En esta subestación operan en paralelo dos transformadores de 30/30/10 MVA, 220/60/10 kV.

La máxima demanda en la subestación Guadalupe es de 36.7 MVA, la cual puede ser asumida por el transformador que opera en paralelo con el que falló y/o por las Centrales Térmicas de Cementos Pacasmayo (24.5 MW) y Gallito Ciego (34 MW) que se encuentra aguas abajo de esta subestación.

La salida forzada de uno de los transformadores de 30 MVA de capacidad y de 220/60/10 kV, se puede presentar bajo las siguientes condiciones:

- a) La Central Térmica Cementos Pacasmayo y Gallito Ciego se encuentran en servicio:

En este caso la carga de la SE Guadalupe será asumida por el transformador que opera en paralelo con el que falló y por la generación local del área; se tiene capacidad para asumir toda la carga de la barra de 60 kV y no se tiene sobrecarga del transformador que quede en servicio. **Hay pago de compensaciones por la NTCSE ya que se considera que se supera el número de desconexiones.**

- b) La Central Térmica Cementos Pacasmayo y Gallito Ciego no se encuentran en servicio:

En este caso no se afecta el suministro de las cargas ya que el transformador que opera en paralelo con el transformador que falló asumirá toda la carga con una probable sobrecarga aceptable. Sin embargo, para evitar la sobrecarga del transformador, el Centro de Control (CCREP) coordina con el COES la puesta en servicio de los grupos de las Centrales Térmicas, retornando a la operación normal del transformador que quedó en servicio. **Hay pago de compensaciones por la NTCSE ya que se considera que se supera el número de desconexiones.**

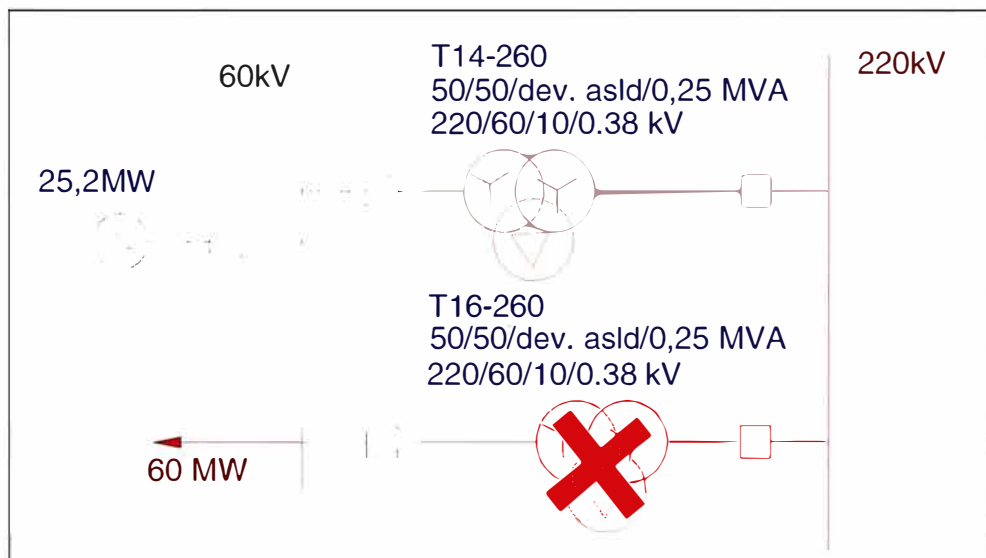


Figura 2.5 Diagrama de la Subestación Chiclayo Oeste

2.3.6. Falla T29-11, T51-211 o T12-211 Subestación Trujillo Norte

En esta subestación operan con un anillo en 138kV Ver esquema unifilar (figura 2.6), con dos autotransformadores de 100 MVA, 220/138/10 kV. La máxima demanda en 138 kV es de 89 MVA.

a) Salida forzada de T51-211 o T12-211

Ante la salida forzada de uno de los autotransformadores, el servicio eléctrico no se verá afectado, porque la carga será asumida por el otro autotransformador. **No hay pago de compensaciones.**

b) Falla del Transformador T29-11

La salida por falla de este transformador ocasiona la interrupción total de las cargas de 10 kV. La máxima demanda es de 18 MVA. **No hay pago de compensaciones.**

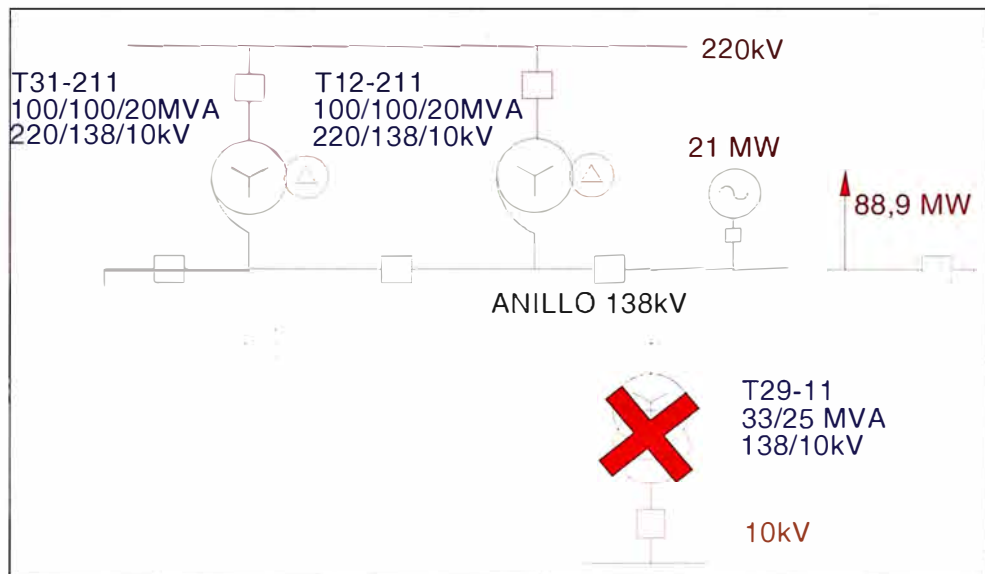


Figura 2.6 Diagrama de la Subestación Trujillo Norte

2.3.7. Falla T11-211 Subestación Chimbote 1

En esta subestación operan dos autotransformadores de 120 MVA, 220/138/13.8 kV, uno de ellos es de propiedad de REP y el otro de DE EGENOR.

La salida de servicio del autotransformador T11-211, no implicará la interrupción del suministro eléctrico, sólo la limitación de la generación de la C.H. Cañón del Pato. **No hay pago de compensaciones.**

Se tiene previsto su reemplazo con el Autotransformador T31-211 de 100 MVA de la subestación Trujillo Norte.

2.3.8. Falla AT10-261 o T18-261 Subestación Paramonga Nueva y sale Central Hidroeléctrica CAHUA

En esta subestación opera un Autotransformador de 65/50/15 MVA, 220/132/66 kV y un transformador de 30 MVA, 220/66 kV. Por lo tanto se pueden presentar dos (2) casos:

- a) La salida de servicio del Autotransformador T10-21 no afectará el servicio a ninguna carga, pero si implicará la limitación de la generación de la C.H. Cahua 34MW. Ver esquema unifilar (figura 2.7). **Hay pago de compensaciones por la NTCSE.**
- b) En el caso de falla del transformador T18-261 de 30 MVA:
Se interrumpirá el suministro a Huarmey/Antamina y Supe. La carga de Huarmey/Antamina se recupera a través del devanado terciario del autotransformador de 65 MVA, en aproximadamente 5 minutos y la carga de Supe es atendida desde la subestación Huacho.

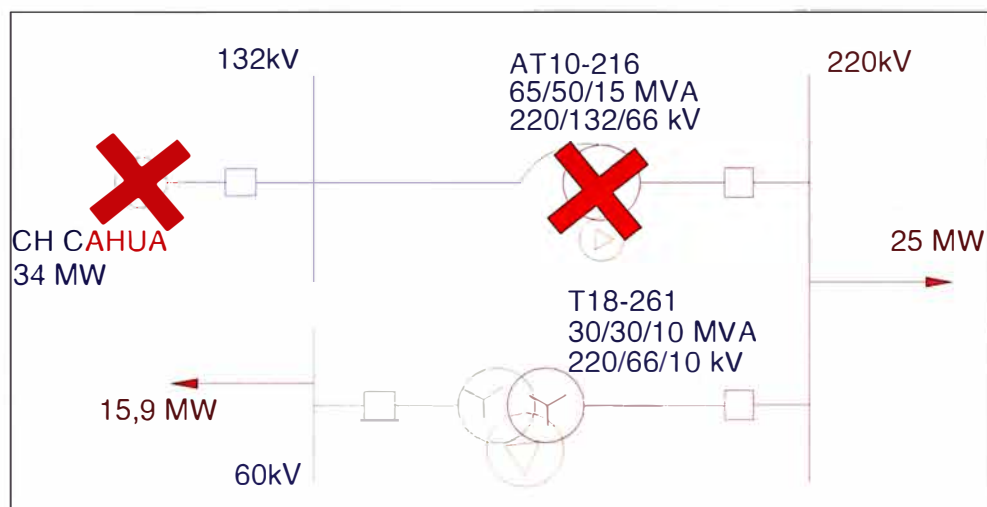


Figura 2.7 Diagrama de la Subestación Paramonga Nueva

2.3.9. Falla T34-261 Subestación Huacho

En esta subestación opera un transformador de 30 MVA, 220/66/10 kV. La máxima demanda es de 12 MVA. Ante la salida forzada del Transformador de 30 MVA, 220/66/10 kV, se interrumpirá totalmente la carga de Huacho y Andahuasi. **Hay pago de compensaciones por la NTCSE.**

2.3.10. Falla T1 –261 Subestación San Juan

En esta subestación opera un transformador de 50 MVA, 210/62.3/10.3 kV. El transformador es utilizado para transmitir la potencia reactiva de los bancos de 30 MVar y 10 MVar, conectados en sus devanados de 62.3 kV y 10.3 kV, respectivamente.

La salida de servicio de este transformador no implicará restricción de suministro ya que el abastecimiento de energía para la sede de San Juan se hará a través del sistema de Luz del Sur. **No hay pago de compensaciones.**

2.3.11. Falla T3-261 o T4-261 Subestación Independencia

En esta subestación operan en paralelo dos transformadores de 50 MVA, 210/62.3/10.3 kV. La demanda máxima es de 70 MVA.

Ante la eventualidad de que desconecte uno de ellos por causa forzada, el otro transformador desconectará por sobrecarga, interrumpiéndose totalmente el suministro; luego de unos quince minutos el CC REP repondrá el transformador que desconectó por sobrecarga y coordina con la empresa de distribución un programa de racionamiento, recuperándose parcialmente los suministros afectados. Ver esquema unifilar (figura 2.8). **Hay pago de compensaciones por la NTCSE y por la LCE, debido a la restricción del suministro por más de 04 horas.**

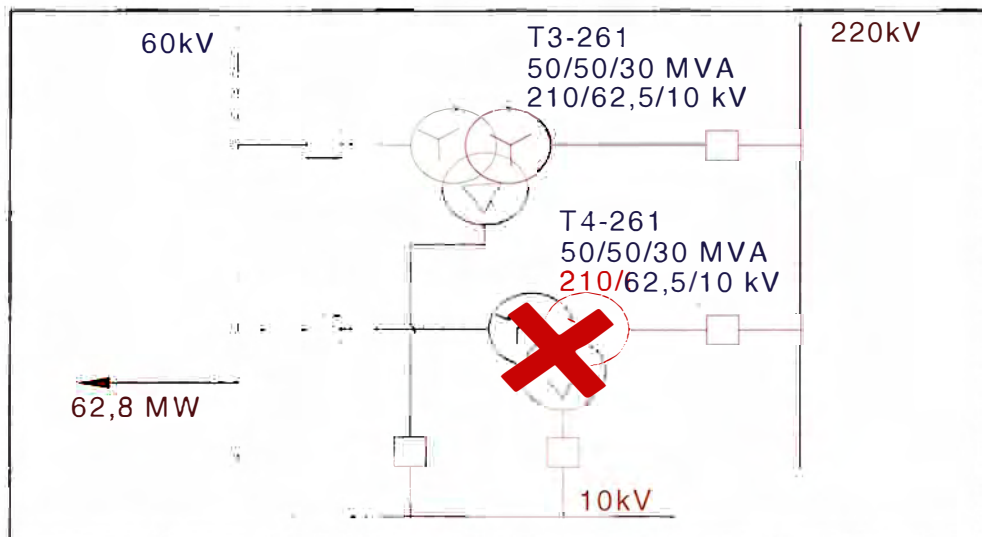


Figura 2.8 Diagrama de la Subestación Independencia

2.3.12. Falla T5-261 Subestación Ica

En esta subestación opera un transformador de 50 MVA de capacidad y 210/62.3/10.3 kV. La demanda máxima es de 48.2 MVA, de los cuales 36.5 MVA se conecta a la barra de 60 kV y 11.7 MVA en la barra de 10 kV.

Ante la salida forzada de servicio de éste único transformador, se interrumpirán totalmente los suministros de Ica. Ver esquema unifilar (figura 2.9) **Hay pago de compensaciones por la NTCSE.**

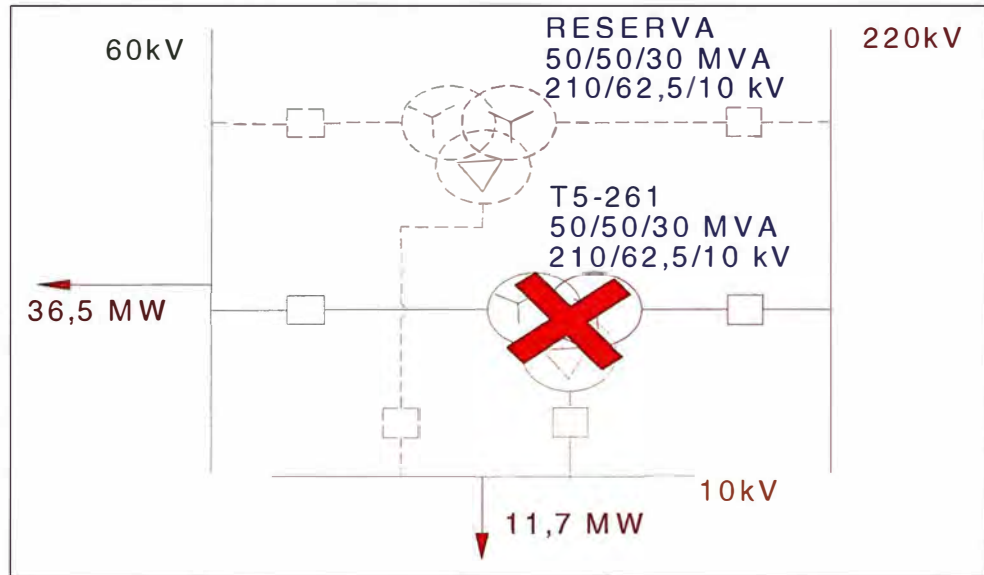


Figura 2.9 Diagrama de la Subestación ICA

2.3.13. Falla T6-261 Subestación Marcona

En esta subestación opera un transformador de 75 MVA, 210/62.3/10.3 kV. La demanda máxima es de 78 MVA.

Ante la desconexión forzada de este transformador producirá la interrupción total del suministro a las cargas de la subestación Marcona y San Nicolás. Ver esquema unifilar (figura 2.10)

Luego de la desconexión del transformador el CREP coordina con el Coordinador del Sistema (COES) la puesta en servicio de la Central Térmica de San Nicolás (que demora 18 horas), la cual entregará su energía a las cargas de 60 kV (Palpa, Puquio, Nazca y Bella Unión) de la SE Marcona a través de las líneas L-627 y L-628, así mismo atenderá a la carga de Shougang Hierro Perú. **Hay pago de compensaciones por la NTCSE y por la LCE, debido a la restricción del suministro por más de 04 horas.**

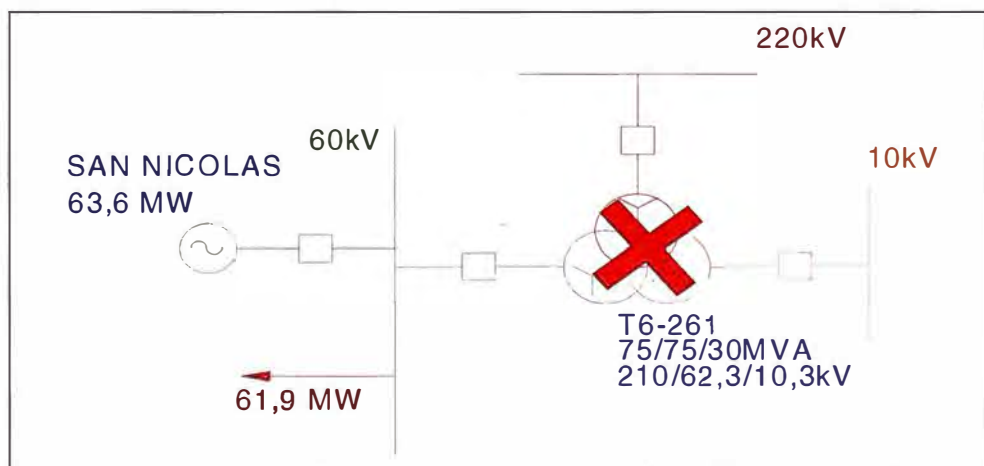


Figura 2.10 Diagrama de la Subestación Marcona

2.3.14. Falla T8-261 o T19-261 Subestación Huayucachi

En esta subestación operan dos transformadores de 30 MVA, 225/62.3/10.3 kV.

La demanda máxima es de 31.6 MVA; y en el caso de la salida forzada de uno de los dos transformadores, la carga será asumida por el transformador que opera en paralelo con el transformador que falló.

En máxima demanda éste presentará una sobrecarga que al no ser aceptable porque afectará la vida útil del transformador, se deberá racionar la carga. Ver esquema unifilar (figura 2.11). **Hay pago de compensaciones por la NTCSE y por la LCE, debido a la restricción del suministro por más de 04 horas.**

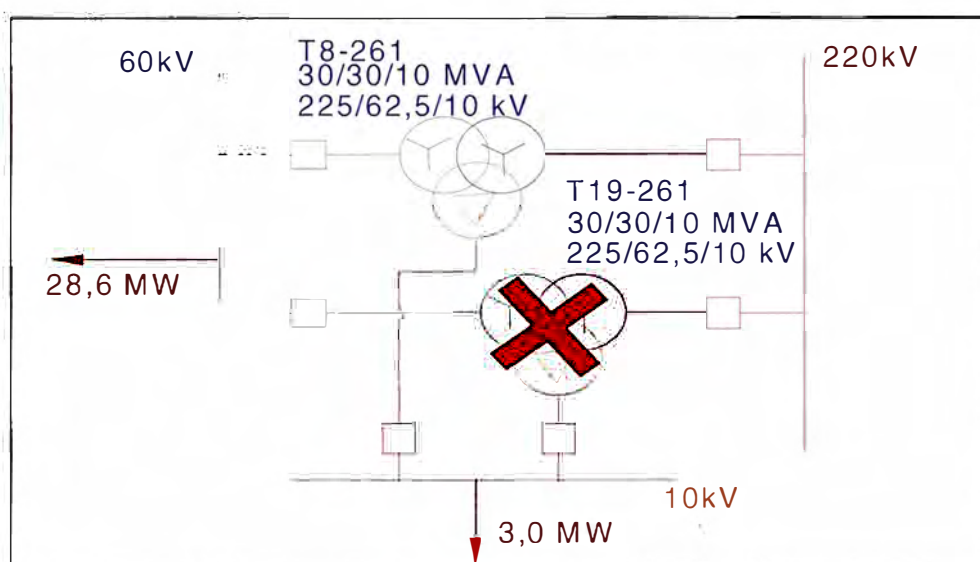


Figura 2.11 Diagrama de la Subestación Huayucachi

2.3.15. Falla T9-261 Subestación Huancavelica

En esta subestación opera un transformador de 30 MVA, 225/62.3/10.3 kV. La demanda máxima es de 6.2 MVA, de la cual 1.9 MVA corresponde a la carga de minera de CONENHUA y 4.3 MVA a la ciudad de Huancavelica. Ver esquema unifilar (figura 2.12)

Aguas abajo de las subestaciones Ingenio y Caudalosa que se alimentan desde la S.E Huancavelica, en 60 kV, existen pequeñas centrales eléctricas que para éste análisis no se han considerado porque no forman parte del COES. Al fallar la unidad, se dejará de alimentar a toda la carga. **Hay pago de compensaciones por la NTCSE.**

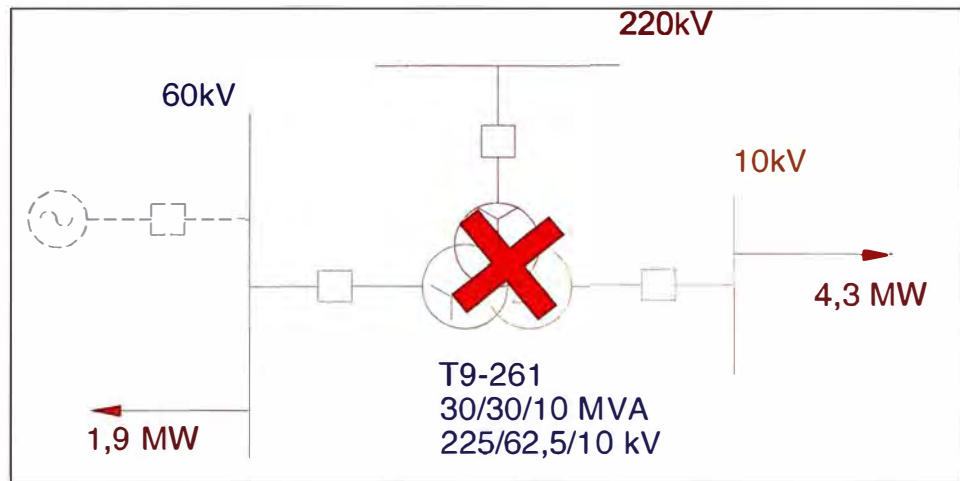


Figura 2.12 Diagrama de la Subestación Huancavelica

2.3.16. Fálía T26-121 Subestación Huánuco

En esta subestación opera un transformador de 24 MVA, 138/10 kV y otro de 4 MVA, 10/22.9 kV, además se cuenta con un transformador de reserva de 20 MVA, 138/24/10.5 kV. En este caso se considera como caso más crítico una falla del transformador de 138/10 kV.

Este transformador alimenta una demanda máxima de 11.3 MVA, por lo que su salida forzada originará la interrupción totalmente del servicio a la ciudad de Huánuco y zonas aledañas. Ver esquema unifilar (figura 2.13). **Hay pago de compensaciones por la NTCSE.**

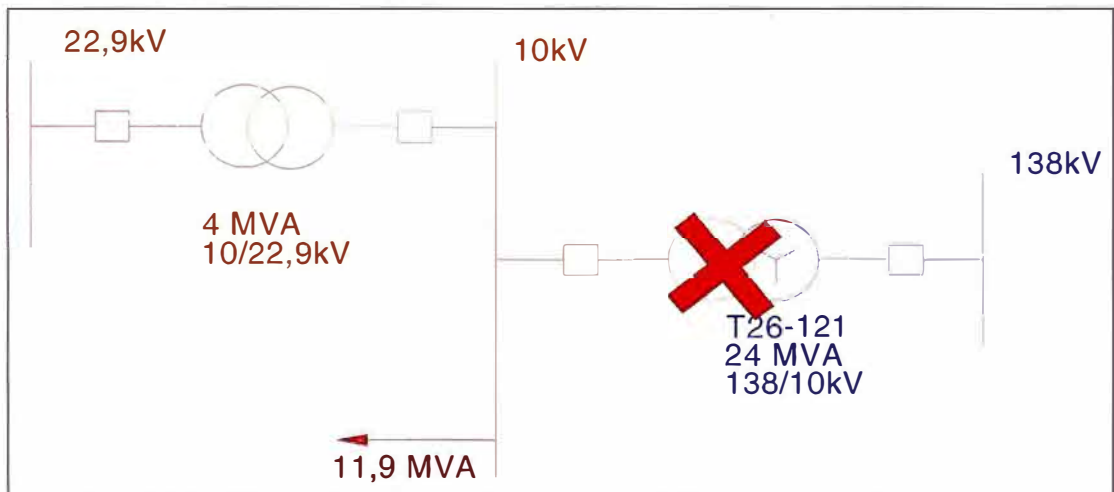


Figura 2.13 Diagrama de la Subestación Huánuco

2.3.17. Falla T27-11 Subestación Tingo María

En esta subestación opera un solo transformador de 16.7 MVA, 138/10.5 kV. La máxima demanda es de 4.2 MVA.

Ante la salida de servicio de este único transformador, se interrumpe totalmente los suministros de las cargas de Tingo María. Ver esquema unifilar (figura 2.14). **Hay pago de compensaciones por la NTCSE.**

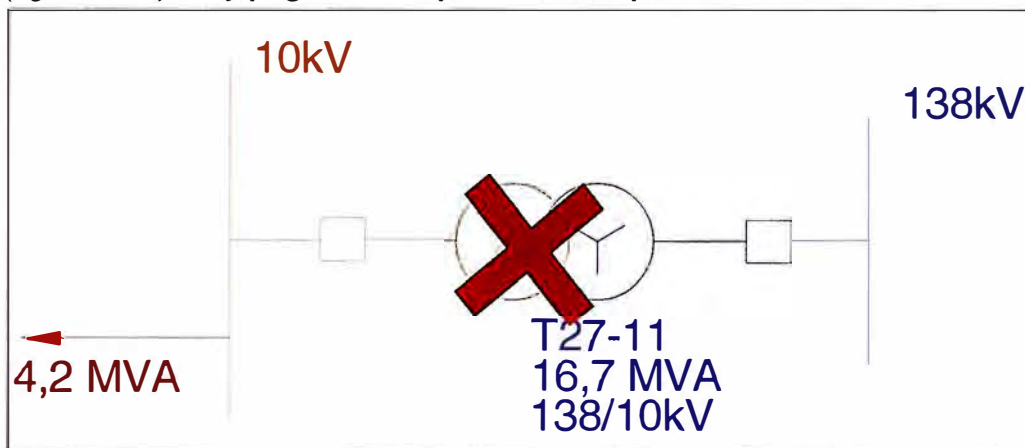


Figura 2.14 Diagrama de la Subestación Tingo María

2.3.18. Falla T28-162 Subestación Aucayacu

En esta subestación opera un solo transformador de 20/13/10 MVA, 132/60/22.9 kV. La máxima demanda es de 0.6 MVA.

La salida forzada de éste transformador causa la interrupción total del suministro a las cargas de Aucayacu. Ver esquema unifilar (figura 2.15). **Hay pago de compensaciones por la NTCSE.**

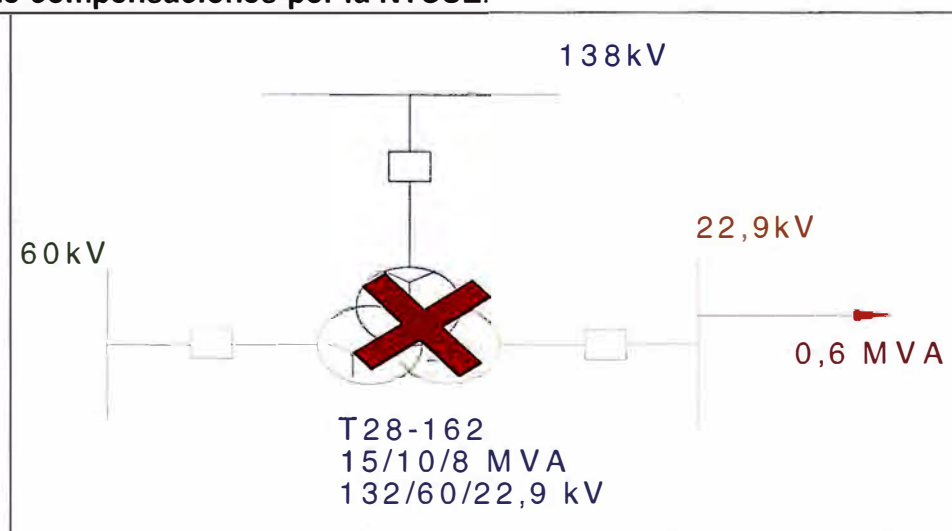


Figura 2.15 Diagrama de la Subestación Aucayacu

2.3.19. Falla T35-121 Subestación Tocache

En esta subestación opera un solo transformador 7/7/2 MVA, 132/22.9/10 kV. La demanda máxima es 2.9 MVA.

Aguas abajo de la subestación hay Centrales Térmicas (2.85 MW) que no son integrantes del COES, por lo que para el análisis no se considera su ingreso como consecuencia de la falla.

Ante la salida forzada de este transformador la carga de la SE Tocache será interrumpida totalmente. Ver esquema unifilar (figura 2.16). **Hay pago de compensaciones por la NTCSE.**

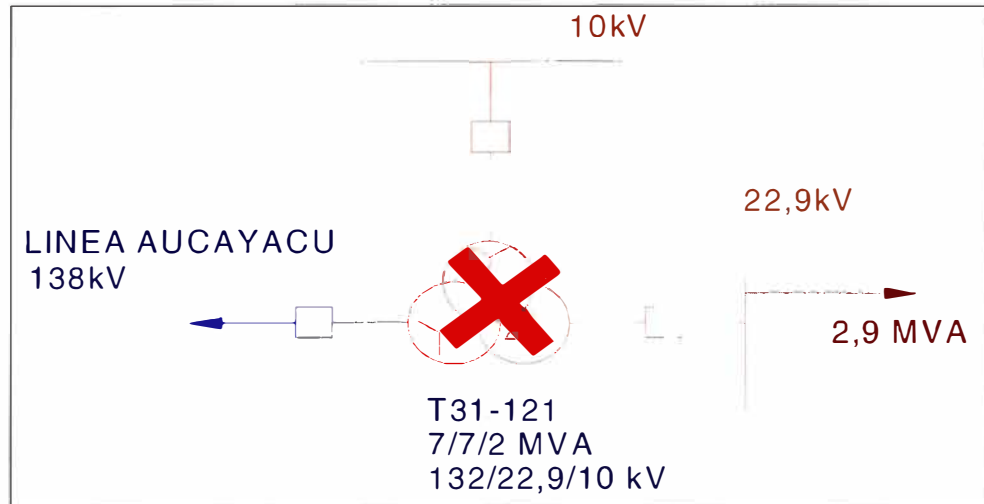


Figura 2.16 Diagrama de la Subestación Tocache

2.3.20. Falla en uno de los (03)Transformadores Subestación San Nicolás

En esta subestación existen tres transformadores de 37 MVA de capacidad y 60/13.8 kV de relación, de los cuales sólo dos se requieren para entregar energía a la mina Shougang Hierro Perú, quedando el tercero de reserva.

Ante la falla de uno de ellos se procederá a su reemplazo con el de reserva y se procederá con la reparación del transformador fallado. **No hay pago de compensaciones**

2.3.21. Falla T47-13 Subestación Quencoro

Esta subestación opera un solo transformador de 10 MVA, 132/34.5/10.5 kV.

Ante la desconexión por falla del transformador, el CC REP coordina con ElectroSurEste para recuperar parte de la carga de la barra de 10.5 kV desde la subestación Dolorespata; la diferencia puede ser atendida con grupos electrógenos portátiles.

Para la carga de la barra de 34 kV se conectará a la barra de 34 kV del transformador de Seda Cusco. Ver esquema unifilar (figura 2.17). **Hay pago de compensaciones por la NTCSE y por la LCE, debido a la restricción del suministro por más de 04 horas.**

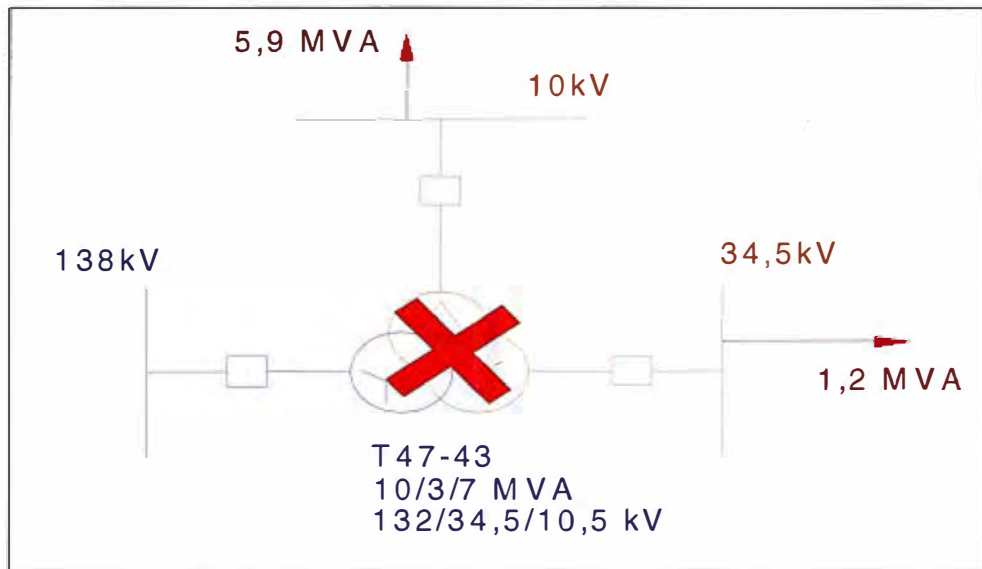


Figura 2.17 Diagrama de la Subestación Quencoro

2.3.22. Falla T46-162 Subestación Combapata

En esta subestación opera un solo transformador 15/7/8 MVA, 138/66/24 kV. La demanda máxima es 2.8 MVA, 1.1 MVA en 60 kV y 1.7 MVA en 24 kV. Aguas abajo de la subestación en 60 KV está la Central Térmica de Hercca (1 MW).

Las cargas de esta subestación pertenecen al Sector Típico 3, por lo que no se compensan por la NTCSE y sólo estarán afectos a las compensaciones por la LCE. La salida forzada de este transformador ocasionará interrupción total de los suministros. Ver esquema unifilar (figura 2.18). **Hay pago de compensaciones por la LCE, debido a la restricción del suministro por más de 04 horas.**

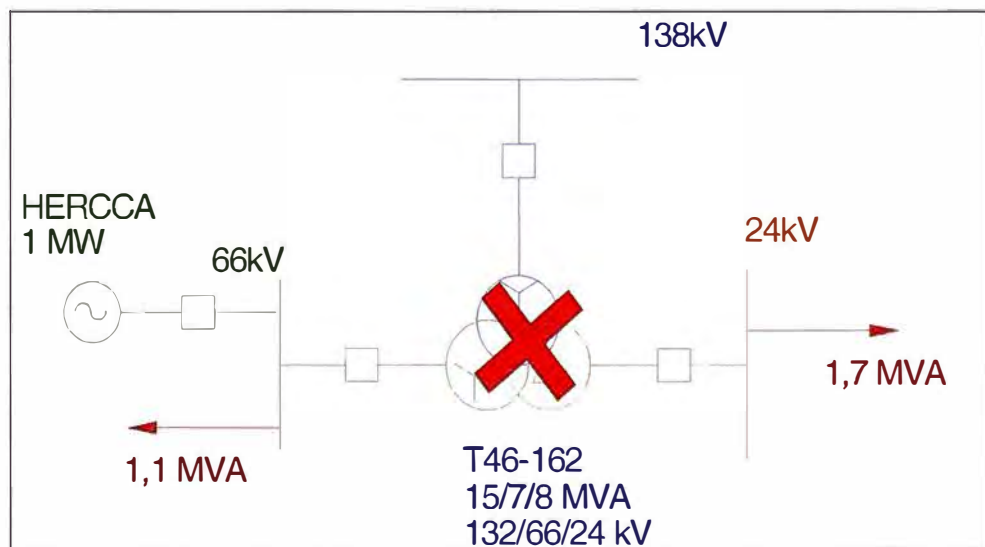


Figura 2.18 Diagrama de la Subestación Quencoro

2.3.23. Falla AYA.T1 Subestación Ayaviri

En esta subestación opera un solo transformador 6.5/6.5/4 MVA, 138/22.9/10 kV. La demanda máxima es 1.4 MVA.

La salida forzada de este transformador ocasionará la interrupción total del servicio a las cargas de la subestación Ayaviri.

Las cargas de esta subestación pertenecen al Sector Típico 3, **por lo que no se compensa por la NTCSE. Hay pago de compensaciones por la LCE, debido a la restricción del suministro por más de 04 horas.** Ver esquema unifilar (figura 2.19).

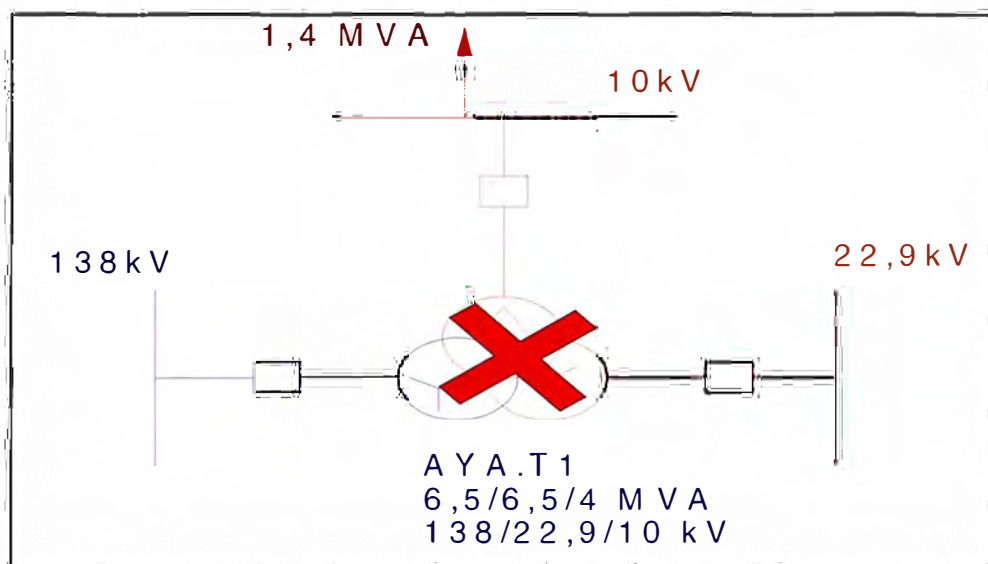


Figura 2.19 Diagrama de la Subestación Ayaviri

2.3.24. Falla T51-161, T52-61 o T54-61 Subestación Juliaca

Esta subestación cuenta con transformadores que operan en cascada. El primero (T51-161) de 40 MVA, 138/60/10 kV, mientras que en la transformación de 60/10 kV operan dos transformadores en paralelo, el T52-61 de 12 MVA y el T54-61 de 5.5 MVA.

El caso más crítico constituye la salida forzada del transformador T51-161, que interrumpe totalmente el servicio eléctrico a toda la carga de Juliaca.

Aguas abajo de la subestación se encuentra la Central Térmica Taparachi (5.3 MW) y que puede abastecer parte de la demanda de Juliaca.

Analizaremos cada una de las posibilidades de falla:

- a) Ante la desconexión por falla del transformador de 40 MVA de Juliaca, el CC REP coordina con el Coordinador (COES) para que despache la C.T. de Taparachi (5.3 MW) de la empresa Generadora San Gabán y recuperar parte de la demanda. Se conecta el Transformador de

Reserva existente de 30MVA en 24 horas. Ver esquema unifilar (figura 2.20). **Hay pago de compensaciones por la NTCSE y por la LCE.**

- b) En el caso de la salida forzada del transformador T52-61 de 12 MVA, 60/10 kV, también desconecta por sobrecarga el transformador T54 de 5.5 MVA, se procede de la siguiente manera: Puesta en servicio del T54 de 5.5 MVA, luego de quince minutos. Puesta en servicio la C.T. Taparachi (5 MW). Quedando una restricción de 9 MVA. **Hay pago de compensaciones por la NTCSE y LCE.**
- c) En el caso de la salida forzada del transformador T54-61 de 5.5 MVA, 60/10 kV, también desconecta por sobrecarga el transformador T52 de 12 MVA. El restablecimiento de los suministros afectados puede realizarse de la siguiente manera: Puesta en servicio del T52 de 12 MVA, luego de quince minutos. Puesta en servicio la C.T. Taparachi (5 MW). El T52 opera con una sobrecarga de aproximadamente 20%. **Hay pago de compensaciones por la LCE, ya que se considera que se supera el número de desconexiones.**

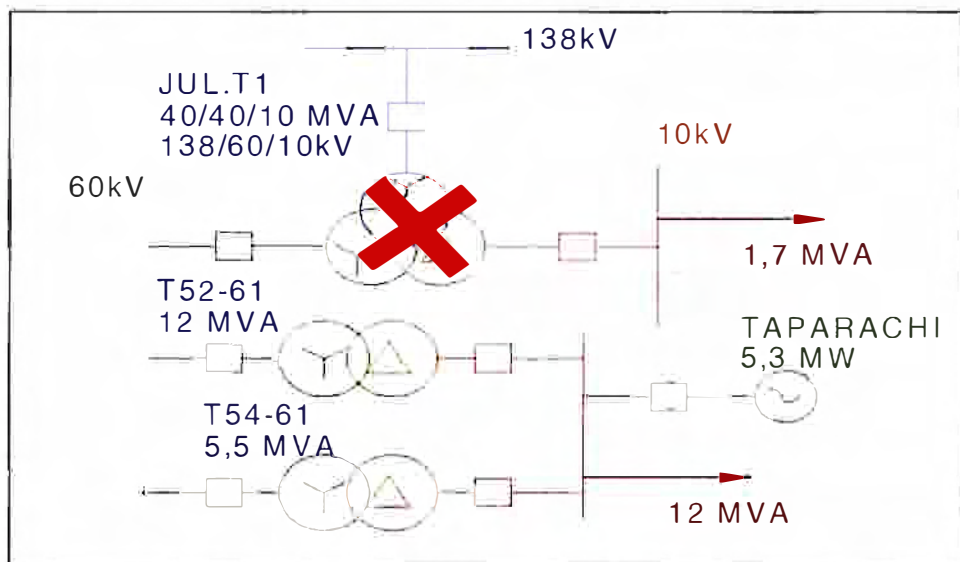


Figura 2.20 Diagrama de la Subestación Juliaca

2.3.25. Falla AZA.T1 Subestación Azángaro

En esta subestación opera un solo transformador 12/12/5 MVA, 138/60/22.9 kV. La demanda máxima es 2.4 MVA, de los cuales 0.3 MVA se alimentan desde el devanado de 60 kV y 2.1 MVA del devanado de 22.9 kV.

Las cargas de esta subestación también pertenecen al Sector Típico 3, por lo que **no son compensables por la NTCSE.**

Ante la desconexión por falla de este transformador se utilizará la central térmica Azángaro de Electropuno para alimentar las cargas de la barra de

22.9 kV, para atender la carga de 60 kV se utilizará en forma parcial la CT San Rafael y la línea 60 kV San Rafael - Azángaro de la empresa minera. Ver esquema unifilar (figura 2.21). **Hay pago de compensaciones por la LCE, debido a la restricción del suministro por más de 04 horas.**

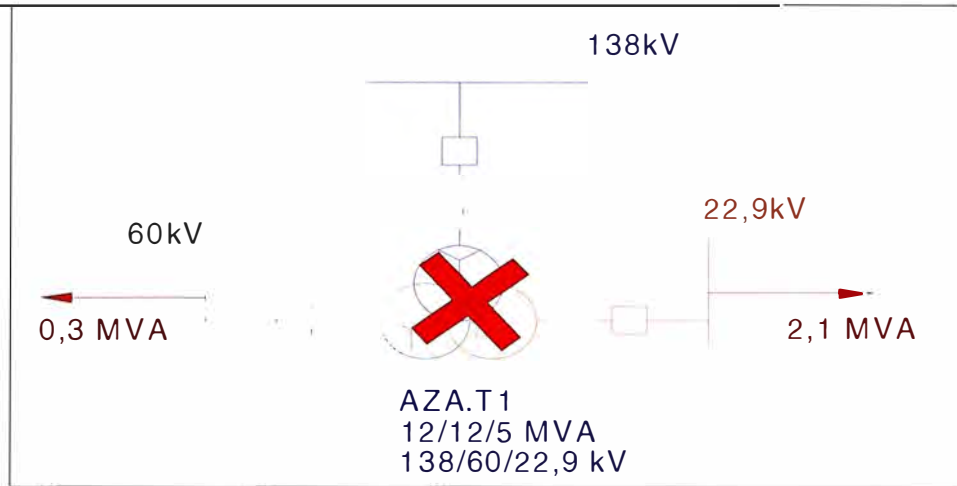


Figura 2.21 Diagrama de la Subestación Azángaro

2.3.26. Falla PUN.T1 Subestación Puno

Esta subestación opera un solo transformador de 30/30/9 MVA, 132/60/22.9 kV. La demanda máxima es 15.1 MVA y toda la carga está conectada en la barra de 60 kV.

Aguas abajo de la subestación está la Central Térmica de Bellavista (6.48 MW) que se conecta en 60 kV.

Ante la desconexión por falla del transformador se interrumpirá totalmente los suministros de Puno.

El CC REP coordina con el Coordinador (COES) para que despache la C.T. de Bellavista recuperándose 5.6 MW de la demanda. Ver esquema unifilar (figura 2.22). **Hay pago de compensaciones por la NTCSE.**

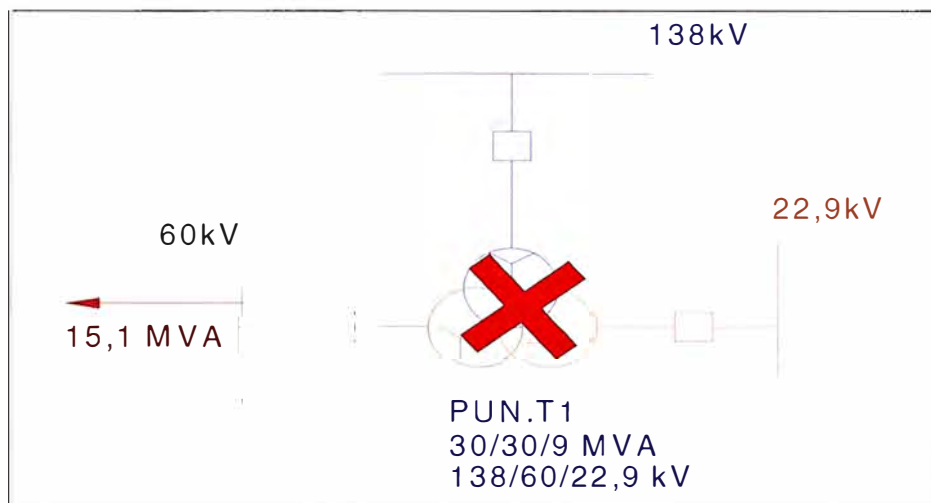


Figura 2.22 Diagrama de la Subestación Puno

2.3.27. Falla T40-13 o T41-13 Subestación Socabaya

En esta subestación operan dos transformadores en paralelo de 60 MVA, 138/35.5 kV.

La máxima potencia que se atienden con ambos transformadores es 41.2 MVA; a la salida forzada de cualquiera de ellos la carga podrá ser asumida por el que queda en servicio, sin presentarse sobrecargas. **No hay pago de compensaciones.**

2.3.28. Falla T43-11 Subestación Tintaya

En esta subestación opera un solo transformador de 20 MVA, 132/10.5 kV. Aguas abajo de la subestación hay una C.T. de 17.2 MW que forma parte del COES.

Ante la salida de servicio de este transformador, se interrumpe totalmente el servicio, el Centro de Control coordina con el Coordinador (COES), Electrosureste, Mina Tintaya y al suministrador de las cargas atendidas desde la S.E. Tintaya para la recuperación de la carga principal, la Mina Tintaya, mediante los grupos térmicos que pueden autoabastecerse hasta en un 60% de su demanda.

Las cargas del servicio público pueden ser alimentadas a través del transformador TR-Óxidos de BHP Tintaya, para lo cual se requiere modificar las alimentaciones en 10 kV en coordinación con la Mina Tintaya y la empresa de distribución Electro sur éste. **Hay pago de compensaciones por la NTCSE.**

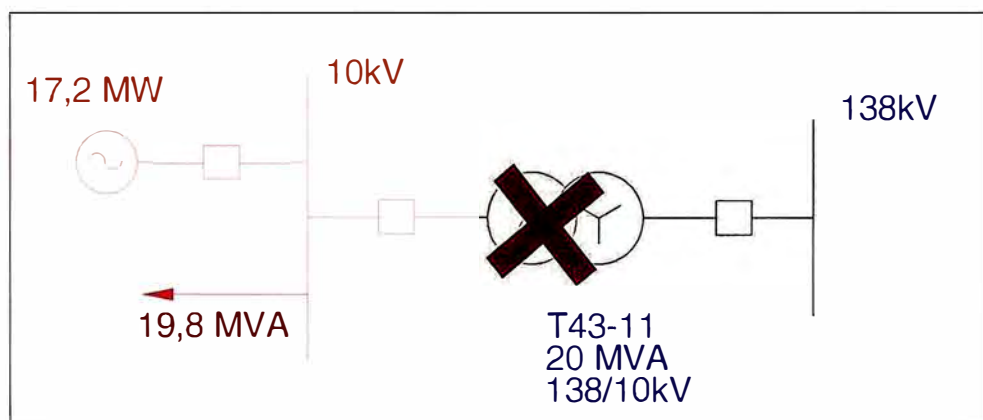


Figura 2.23 Diagrama de la Subestación Tintaya

CAPÍTULO III ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN

3.1. Alternativas de solución para la mitigación del riesgo

En el caso que se produjera una falla en alguno de los Transformadores del sistema, planteamos las posibles alternativas de solución para la mitigación del riesgo, tomando en cuenta los equipos existentes y los probables equipos que pudieran adquirirse.

3.1.1. Utilización de los Transformadores de Reserva existentes.

Entre los equipos con los que cuenta el sistema se encuentran 04 Transformadores de Reserva:

- Transformador T5-261 ubicado en la S.E. Ica de 210/62.3/10.3 kV, 50/50/30 MVA
- Transformador T1-261 ubicado en la S.E. San Juan de 210/62.3/10.3 kV, 50/50/30, conectado a cargas capacitivas (bancos).
- Transformador ubicado en la S.E. Huánuco de 138/24/10,5 kV y 23,3/83/21,7 MVA
- Transformador ubicado en la S.E. Juliaca de 138/60/22.9/10 kV, 30 MVA.

Estas unidades podrían ser trasladadas a la subestación donde se presente falla forzada en uno de los transformadores de acuerdo a las características o grupo.

3.1.2. Adquisición y Utilización de Transformador de Reserva Fijo

Una de las alternativas para la mitigación del riesgo es instalar Transformadores de Reserva Fijos, esto quiere decir, instalar un equipo en las Subestaciones seleccionadas, sobre su base de concreto diseñada para tal fin, y con el equipamiento de patio correspondiente.

Como parte de las actividades de esta alternativa al momento de llevarla a la práctica, se deben realizar adecuaciones y conexiones a la red antes de la energización del Transformador, utilizando las instalaciones existentes que se

encuentre en óptimo estado, siempre y cuando las adecuaciones no superen un número de horas.

La selección de los Transformadores de Reserva a adquirirse y donde estratégicamente ubicarlos es parte del análisis final de capítulo.

3.1.3. Adquisición y Utilización de Transformador de Reserva Móvil

Una de las alternativas para la mitigación del riesgo es adquirir Transformadores de Reserva Móviles, esto quiere decir, contar con una o varias celdas de Transformación rodantes, cuyo peso total no exceda las 45 Toneladas para su traslado rápidamente por las carreteras del país sin tener que tramitar un permiso especial en el Ministerio de Transportes y Comunicaciones.

Esta solución contempla tiempo de traslado desde la zona de origen o almacenamiento de la unidad móvil, la conexión a la red y la energización del equipo.

3.1.4. Otras alternativas

Existen otras alternativas de solución que integran más de una de las anteriores, involucrando: racionamiento, maniobras, adecuaciones o by pass, alimentación de las cargas desde una Central Térmica o a través de líneas de sub transmisión o Transmisión existentes.

Además en el caso de decidirse por la adquisición de Transformadores de Reserva Fijos, se ha visto conveniente cambiar equipos que se encuentran en operación, reemplazarlos por uno nuevo y utilizar el existente como equipo de Reserva.

En el análisis que a continuación presentamos, planteamos estas combinaciones de soluciones para la mitigación de riesgos de salida forzada de operación de cualquiera de las unidades operativas.

3.2. Análisis de Alternativas de solución para la mitigación del riesgo para cada subestación

Considerando los criterios enunciados en el ítem 3.1, y los datos de los Transformadores de Potencia, analizamos cuales serían las posibles soluciones para el caso de una falla de cada una de las unidades, el tiempo que tardaríamos para implementar cada una ellas y el costo; considerando además el impacto de la salida forzada de un Transformador vista en el capítulo anterior.

3.2.1. Falla T33-261 Subestación Zorritos

El restablecimiento de los suministros afectados puede realizarse de la siguiente manera:

- a) Traslado y puesta en servicio del Transformador T32-261¹ de la subestación de Piura Oeste, de 50/50/30 MVA 220/60/10 kV. El tiempo estimado es 10 días.
- b) Traslado y puesta en servicio del Transformador de Reserva de Ica⁶, tiempo estimado 23 días.
- c) Puesta en servicio de un Transformador Fijo de 20 MVA², instalado en la S.E Zorritos, tiempo estimado 2horas.
- d) Puesta en servicio de transformador móvil de 20 MVA³, instalado en la S.E Zorritos, tiempo estimado 4horas.

3.2.2. Falla T20-21 Subestación Talara

En el sistema de REP no existe un transformador con similares características (220/13.2 kV), que pueda reemplazarlo en caso de contingencia; por lo que, en este caso se procede a su reparación.

El restablecimiento de los suministros afectados puede realizarse de la siguiente manera:

- a) Desmontaje y traslado del Transformador T20-21 para su reparación, el tiempo estimado para esta actividad es 137 días
- b) Puesta en servicio de un Transformador fijo de 20 MVA⁴, Instalado en la S.E Talara, tiempo estimado 2horas.
- c) Puesta en servicio de un Transformador móvil de 20 MVA⁵, Traslado desde la S.E Zorritos tiempo estimado 18 horas.

3.2.3. Falla T15-261 o T32-261 Subestación Piura Oeste

- a) Desmontaje y traslado del Transformador para su reparación, el tiempo estimado para esta actividad es 137 días.

¹ Incluye el desmontaje, carguío, traslado, Montaje, tratamiento de aceite, pruebas y puesta en servicio.

² Incluye el transformador de potencia fijo y el equipamiento mínimo para poner en servicio al transformador, también en el tiempo mínimo.

³ Incluye el transformador de potencia Móvil y el equipamiento mínimo para poner en servicio al transformador, también en el tiempo mínimo

⁴ Incluye el transformador de potencia fijo y el equipamiento mínimo para poner en servicio al transformador, también en el tiempo mínimo.

⁵ Incluye el transformador de potencia Móvil y el equipamiento mínimo para poner en servicio al transformador, también en el tiempo mínimo

- b) Traslado del Transformador de Reserva de Ica⁶, tiempo estimado 22 días.
- c) Traslado de un Transformador móvil de 20 MVA10 desde la S.E Zorritos, tiempo estimado 24 horas.

3.2.4. Falla T14-26 o T16-260 Subestación Chiclayo Oeste

- a) Desmontaje y traslado del Transformador para su reparación, el tiempo estimado para esta actividad es 136 días
- b) Traslado del Transformador de Reserva de Ica¹¹, tiempo estimado 22días.
- c) Traslado de un Transformador móvil de 20 MVA10 desde la S.E Zorritos, tiempo estimado 40 horas.

3.2.5. Falla T153-261 o T17-261 Subestación Guadalupe

- a) Desmontaje y traslado del Transformador para su reparación, el tiempo estimado para esta actividad es 136 días.
- b) Traslado del Transformador de Reserva de Ica⁷, tiempo estimado 22 días.
- c) Traslado de un Transformador móvil de 20 MVA8 desde la S.E Zorritos, tiempo estimado 44 horas.

3.2.6. Falla T29-11, T51-211 o T12-211 Subestación Trujillo Norte

La recuperación de los suministros puede ser realizada de la siguiente manera:

Alimentar las cargas en 10 kV desde el terciario de uno de los autotransformadores, para lo cual se requiere la conexión de la barra de 10kV al autotransformador (fuera de servicio), retiro de TC's toroidales e instalación de los TC's en cada fase de las radiales de 10 kV por REP e Hidrandina, etc.; tiempo estimado 10horas.

⁶ Incluye el desmontaje, carguío, traslado, Montaje, tratamiento de aceite, pruebas y puesta en servicio.

⁷ Incluye el desmontaje, carguío, traslado, Montaje, tratamiento de aceite, pruebas y puesta en servicio.

⁸ Incluye el transformador de potencia Móvil y el equipamiento mínimo para poner en servicio al transformador, también en el tiempo mínimo

3.2.7. Falla T11-211 Subestación Chimbote 1

La salida de servicio del autotransformador T11-211, no implicará la interrupción del suministro eléctrico, sólo la limitación de la generación de la C.H. Cañón del Pato.

3.2.8. Falla AT10-261 Subestación Paramonga Nueva

- a) Desmontaje y traslado del Transformador para su reparación, el tiempo estimado para esta actividad es 136 días.
- b) Desmontaje del Transformador T51-211 o T12-211 (SE Trujillo), traslado y montaje en SE Paramonga Nueva, tiempo estimado 22 días.

3.2.9. Falla T153-261 Subestación Huacho

El restablecimiento de los suministros afectados puede realizarse de la siguiente manera:

- a) Coordinar con EDELNOR para alimentar las cargas desde un segundo punto de alimentación que es la subestación Paramonga Nueva con el transformador de 30 MVA a través de la línea de 66 kV Paramonga Nueva - Hualmay (L-6694); para esto, el CCREP coordina con el COES y EDELNOR para alimentar ambas cargas desde la subestación Paramonga Nueva.
- b) Desmontaje y traslado del Transformador para su reparación, el tiempo estimado para esta actividad es 131 días.
- c) Traslado del Transformador de Reserva de Ica⁹, tiempo estimado 20 días.
- d) Traslado de un Transformador móvil de 20 MVA¹⁰ desde la S.E Zorritos, tiempo estimado 90 horas.

3.2.10. Falla T1 –261 Subestación San Juan

- a) Desmontaje y traslado del Transformador para su reparación, el tiempo estimado para esta actividad es 130 días.
- b) Traslado del transformador de reserva de Ica, tiempo estimado 19 días.

⁹ Incluye el desmontaje, carguío, traslado, Montaje, tratamiento de aceite, pruebas y puesta en servicio.

¹⁰ Incluye el transformador de potencia Móvil y el equipamiento mínimo para poner en servicio al transformador, también en el tiempo mínimo

La salida de servicio de este transformador no implicará restricción de suministro ya que el abastecimiento de energía para la sede de San Juan se hará a través del sistema de Luz del Sur.

3.2.11. Falla T3-261 o T4-261 Subestación Independencia

El restablecimiento de los suministros afectados puede realizarse de la siguiente manera:

- a) Traslado del transformador de reserva ubicado en Ica, tiempo estimado 18 días.
- b) Instalación de un Transformador fijo 30MVA en Independencia tiempo estimado 2 horas.

3.2.12. Falla T5-261 Subestación Ica

El restablecimiento de los suministros afectados puede realizarse de la siguiente manera:

- a) Puesta en servicio del Transformador de reserva ubicado en Ica, tiempo estimado 2 horas.
- b) Alimentación parcial de los suministros operando la línea de 220 kV Independencia - Ica (L-2209) en 60 kV desde la subestación Independencia. Tiempo estimado 24 horas (6 horas de conexiones + 18 horas de la puesta en servicio de la CT San Nicolás).
- c) Traslado del transformador T1-261 de 50 MVA desde la subestación San Juan, tiempo estimado 11 días

3.2.13. Falla T6-261 Subestación Marcona

El restablecimiento de los suministros afectados puede realizarse de la siguiente manera:

- a) Luego de la desconexión del transformador el CCREP coordina con el Coordinador del Sistema (COES) la puesta en servicio de la Central Térmica de San Nicolás (que demora 18 horas), la cual entregará su energía a las cargas de 60 kV (Palpa, Puquio, Nazca y Bella Unión) de la SE Marcona a través de las líneas L-627 y L-628, así mismo atenderá a la carga de Shougang Hierro Perú.
- b) Traslado del transformador de reserva de 50 MVA ubicado en Ica, tiempo estimado 19 días.
- c) Instalación de un Transformador fijo de 75 MVA ubicado en la S.E Marcona, tiempo estimado 2 horas.

3.2.14. Falla T8-261 o T19-261 Subestación Huayucachi

La carga será asumida por el transformador que opera en paralelo con el transformador que falló. **No hay Pago de compensaciones.**

3.2.15. Falla T9-261 Subestación Huancavelica

El restablecimiento de los suministros afectados puede realizarse de la siguiente manera:

- a) Desmontaje y traslado del Transformador para su reparación, el tiempo estimado para esta actividad es de 134 días.
- b) Traslado de uno de los transformadores de Huayucachi, tiempo estimado 19días.
- c) Instalación de un Transformador fijo de 10 MVA, de 220/60/10 KV, tiempo estimado 2 horas.

3.2.16. Falla T26-121 Subestación Huánuco

Para el restablecimiento de los suministros afectados se pondrá en servicio del Transformador de reserva ubicado en Huánuco, tiempo estimado 2 horas.

3.2.17. Falla T27-11 Subestación Tingo María

Para reemplazar el transformador fallado, se toman en cuenta las siguientes alternativas:

- a) Traslado y puesta en servicio del Transformador de Reserva ubicado en Huánuco, tiempo estimado 20 días.
- b) Puesta en servicio de un Transformador móvil de 7 MVA ubicado en la S.E Tingo María, tiempo estimado 4horas.
- c) Puesta en servicio de un Transformador fijo de 7 MVA, instalado en la SE Tingo María, tiempo estimado 2 horas.

3.2.18. Falla T28-162 Subestación Aucayacu

- a) Traslado y puesta en servicio del transformador de reserva ubicado en Huánuco, tiempo estimado 20días.
- b) Traslado de un Transformador móvil de 7 MVA ubicado en la S.E Tingo María, tiempo estimado 8 horas.
- c) Traslado de un Transformador fijo de 7 MVA desde la SE Tingo María, tiempo estimado 3 días.
- d) Puesta en servicio de un Transformador fijo de 7 MVA, instalado en la subestación Aucayacu, tiempo estimado 2 horas.

3.2.19. Falla T35-121 Subestación Tocache

El restablecimiento de los suministros afectados puede realizarse de la siguiente manera:

- a) Traslado y puesta en servicio del Transformador de reserva ubicado en Huánuco, tiempo estimado 21 días.
- b) Traslado y puesta en servicio de un transformador móvil de 7.5 MVA ubicado en la S.E Tingo María, tiempo estimado 12 horas.
- c) Traslado y puesta en servicio de un transformador fijo de 7 MVA ubicado en la S.E Tingo María, tiempo estimado 3 días.
- d) Instalación de un Transformador fijo de 4 MVA, en la subestación Tocache, tiempo estimado 2 horas.

3.2.20. Falla en uno de los (03)Transformadores Subestación San Nicolás

Ante la falla de uno de ellos se procederá a su reemplazo con el de reserva y se procederá con la reparación del transformador fallado.

3.2.21. Falla T47-13 Subestación Quencoro

El restablecimiento de los suministros afectados puede realizarse de la siguiente manera:

- a) Traslado y puesta en servicio del Transformador de reserva ubicado en la S.E Juliaca, tiempo estimado 20 días.
- b) Instalación de un Transformador fijo de 15 MVA, 132/34.5/10.5 kV ubicado en la S.E Quencoro, tiempo estimado 2 horas.
- c) Instalación de un transformador móvil de 15 MVA, 132/10.5 kV ubicado en la S.E Quencoro, tiempo estimado 2 horas.
- d) Instalación de un Transformador móvil de 10 MVA, 34.5/22.9/10.5 kV ubicado en la S.E Quencoro, tiempo estimado 8 horas.

3.2.22. Falla T46-162 Subestación Combapata

El restablecimiento de los suministros afectados puede realizarse de la siguiente manera:

- a) Traslado y puesta en servicio del Transformador de reserva ubicado en la S.E Juliaca, tiempo estimado 22días.
- b) Traslado y puesta en servicio de un Transformador móvil de 15 MVA ubicado en la S.E Puno, tiempo estimado 2 días.

- c) Traslado y puesta en servicio de un Transformador fijo de 15 MVA ubicado en la S.E Puno, tiempo estimado 19 días.

Las cargas de esta subestación pertenecen al Sector Típico 3, por lo que no se compensan por la NTCSE y sólo estarán afectos a las compensaciones por la LCE.

3.2.23. Falla AYA.T1 Subestación Ayaviri

Para reemplazar el transformador fallado, se toman en cuenta las siguientes alternativas:

- a) Traslado y puesta en servicio del Transformador de reserva ubicado en Juliaca, tiempo estimado 19 días.
- b) Traslado y puesta en servicio de un Transformador móvil de 15 MVA ubicado en la S.E Puno, tiempo estimado 8 horas.
- c) Traslado y puesta en servicio de un Transformador fijo de 15 MVA ubicado en la S.E Puno, tiempo estimado 8 días.
- d) Instalación de un Transformador fijo de 4 MVA en la subestación Ayaviri, tiempo estimado 2 horas.
- e) Las cargas de esta subestación pertenecen al Sector Típico 3, por lo que no se compensa por la NTCSE.

3.2.24. Falla T51-161, T52-61 o T54-61 Subestación Juliaca

Para reemplazar el transformador fallado (T51-161), se toma en cuenta la siguiente alternativa:

- a) Puesta en servicio del transformador de reserva ubicado en la S.E Juliaca, tiempo estimado 8 horas.

El restablecimiento de los suministros afectados por falla de T52-61 puede realizarse de la siguiente manera:

- b) El Transformador fallado es reemplazado por el Transformador de reserva de 138/60/22.9/10 kV, 30 MVA que se encuentra en la misma subestación, normalizando el suministro (tiempo estimado 24 horas, considerando el reemplazo de los cables de 10 kV).

3.2.25. Falla AZA.T1 Subestación Azángaro

El restablecimiento de los suministros afectados puede realizarse de la siguiente manera:

- a) Traslado y puesta en servicio del Transformador de reserva ubicado en la S.E Juliaca, tiempo estimado 19 días.

- b) Traslado y puesta en servicio de un transformador móvil de 15 MVA ubicado en la S.E Puno, tiempo estimado 2 días.
- c) Traslado y puesta en servicio de un Transformador fijo de 15 MVA ubicado en la S.E Puno, tiempo estimado 18días.

3.2.26. Falla PUN.T1 Subestación Puno

El restablecimiento de los suministros afectados puede realizarse de la siguiente manera:

- a) Traslado y puesta en servicio del Transformador de reserva ubicado en la S.E Juliaca, tiempo estimado 18 días.
- b) Instalación de un Transformador móvil de 15 MVA ubicado en la S.E Puno, tiempo estimado 2horas.
- c) Instalación de un Transformador fijo de 15 MVA ubicado en la S.E Puno, tiempo estimado 2 horas.
- d) Conexión de la línea de 138 kV Juliaca-Puno (L-1012), para que opere en el nivel de 60 kV, y alimente la demanda de Puno desde Juliaca, tiempo estimado 2días.

3.2.27. Falla T40-13 o T41-13 Subestación Socabaya

La máxima potencia que se atienden con ambos transformadores es 41.2 MVA; a la salida forzada de cualquiera de ellos la carga podrá ser asumida por el que queda en servicio, sin presentarse sobrecargas.

3.2.28. Falla T43-11 Subestación Tintaya

El restablecimiento de los suministros afectados puede realizarse de la siguiente manera:

Puesta en servicio del Transformador de reserva ubicado en la S.E Juliaca, tiempo estimado 20 días.

- a) Traslado y puesta en servicio de un Transformador móvil de 15 MVA, 132/10.5 kV ubicado en la S.E Quencoro, tiempo estimado 2 días.
- b) Traslado y puesta en servicio de un Transformador fijo de 15 MVA, 132/34.5/10.5 kV ubicado en la S.E Quencoro, tiempo estimado 17días.
- c) Puesta en servicio de un Transformador fijo de 25 MVA, 132/34.5/10.5 kV ubicado en la S.E Tintaya, tiempo estimado 2 horas.

CAPÍTULO IV PLAN DE GESTIÓN DEL RIESGO

Con los análisis realizados en el capítulo anterior, teniendo un panorama más claro: para la determinación de la manera de Mitigar el riesgo de falla de los Transformadores de Potencia, definir que equipos, donde instalarlos y el alcance de los trabajos que debemos desarrollar, requeríamos complementar el análisis con herramientas que nos dieran más luces acerca de cómo seleccionar o priorizar nuestras inversiones.

Para el análisis identificamos un índice que nos guiará para desarrollar nuestro Plan de Mitigación del Riesgo para cada uno de los casos vistos, determinando cual será el camino a seguir con la finalidad de cumplir con los objetivos planteados.

4.1. Índice de criticidad

El índice de criticidad nos cuantifica que tan riesgosa es la situación para cada una de las subestaciones, en caso de falla de un Transformador de Potencia a la vez y/o conjuntamente con la generación de energía en barras de la misma. Esto está ligado a los criterios que enunciamos para realizar el estudio de análisis y determinación de la necesidad de contar con una respuesta en caso de ocurrir un evento.

4.1.1. Matriz de Probabilidad e Impacto

Para elaborar nuestra Matriz de Probabilidad e Impacto y establecer los rangos de criticidad, tomamos en cuenta el impacto de la falla (interrupción del servicio y pago de compensaciones) y la probabilidad del evento (estado de los equipos: años de operación y conservación de la unidad).

a) Escala de relación del Impacto:

- Pago de compensaciones por aplicación de la NTCSE y LCE, en US\$.
Ver forma de cálculo en el Anexo N° 1.

Índice por pago Compensaciones	Total de compensaciones por NTCSE y LCE
0,10	Menor a US\$ 30,000
0,40	Entre US\$ 30,000- US\$ 100,000
0,60	Entre US\$100,001-US\$ 500,000
0,70	Entre US\$500,001-US\$ 1.500,000
0,85	Entre US\$1.000,001 -US\$ 3.000,000
1,00	Mayo al 10% de la R.A.G. ¹

Tabla 4.1 Índice de Impacto por el Total de Compensaciones por NTCSE y LCE

- El tiempo de restricción o interrupción del servicio en caso de falla (en horas).

Índice por Interrupción del servicio	Tiempo de Interrupción (horas)
0,10	Menor o igual a 4 horas
0,40	Entre 4 y 9 horas
0,60	Entre 9 y 18 horas
0,70	Entre 18 y 48 horas
0,85	Entre 48 y 72 horas
1,00	Mayor que 72 horas

Tabla 4.2 Índice de Impacto debido al tiempo de Interrupción del servicio

- El cálculo del índice total del impacto se realiza de la siguiente manera:

$$\text{Impacto} = (\text{Impacto pago de Compensaciones}) * 0,90 + (\text{Impacto tiempo de Interrupción del servicio}) * 0,10$$

b) Escala de Probabilidad del evento:

- Probabilidad del evento de acuerdo al estado actual de los Transformadores de Potencia, la ponderación para el cálculo final será de 44,44%

Probabilidad por Estado	Estado del Transformador
0,05	Buen estado
0,32	Regular estado de conservación
0,93	Mal estado.

Tabla 4.4 Probabilidad según el estado de conservación del Equipo

- Probabilidad del evento de acuerdo al tiempo de operación de cada unidad (en años), con una ponderación del 55,56%.

Probabilidad Tiempo en operación del equipo	Tiempo en operación del equipo (años)
0,05	Menor o igual a 1 año
0,10	Entre 1 y 7 años
0,18	Entre 7 y 14 años
0,32	Entre 14 y 21 años
0,58	Entre 21 y 28 años
0,93	Mayor que 28 años

Tabla 4.5 Índice de Probabilidad por tiempo de Operación del equipo

- El cálculo del porcentaje de Probabilidad total se realiza de la siguiente manera:

$$\text{Probabilidad} = (\text{Probabilidad por estado del equipo}) * 0,4444 + (\text{Probabilidad tiempo de Operación}) * 0,5556$$

c) Matriz de Impacto y Probabilidad:

Probabilidad	0,93	0,093	0,373	0,560	0,653	0,793	0,933
	0,58	0,058	0,233	0,350	0,408	0,496	0,583
	0,32	0,032	0,130	0,194	0,227	0,275	0,324
	0,18	0,018	0,072	0,108	0,126	0,153	0,180
	0,10	0,010	0,040	0,060	0,070	0,085	0,100
	0,05	0,005	0,020	0,030	0,035	0,043	0,050
		0,10	0,40	0,60	0,70	0,85	1,00
		Impacto					

Tabla 4.5 Matriz de Impacto y Probabilidad

- Riesgo leve (zona verde) : 0.000 – 0.030
- Riesgo moderado (zona amarilla) : 0,030 – 0,120
- Riesgo crítico (zona roja) : 0,120 – 0,933

4.1.2. Análisis de criticidad de cada subestación

Calculamos los índices de criticidad para cada una de las subestaciones, considerando que para la reposición de la falla solo contaremos con el equipamiento existente y el estado actual de nuestras instalaciones. (Ver Tabla 4.6)

Ítem	Subestación	Compensación US\$ ²			Estado del equipo	Tiempo de interrupción del servicio (horas)	Tiempo de Operación (años)	Impacto		Probabilidad		Índice de Criticidad
		NTCSE	LCE	Total Compensaciones				NTCSE+LCE	Horas de interrupción	Estado del equipo	Tiempo de Operación (años)	
1	Paramonga Nueva	> 10% R.A.G.		> 10% R.A.G.	Medio	336	25	1,00	1,00	0,32	0,93	0,659
2	Huancavelica	> 10% R.A.G.		> 10% R.A.G.	Medio	432	20	1,00	1,00	0,32	0,32	0,320
3	Tingo María	> 10% R.A.G.		> 10% R.A.G.	Medio	408	16	1,00	1,00	0,32	0,32	0,320
4	Tintaya	> 10% R.A.G.		> 10% R.A.G.	Bueno	528	15	1,00	1,00	0,05	0,32	0,200
5	Huayucachi	3.035	2.023.445	2.026.480	Bueno	3216	20	0,85	1,00	0,05	0,32	0,173
6	Combapata		149.519	149.519	Bueno	528	20	0,60	1,00	0,05	0,32	0,128
7	Aucayacu	> 10% R.A.G.		> 10% R.A.G.	Bueno	408	8	1,00	1,00	0,05	0,18	0,122
8	Ayaviri		79.821	79.821	Bueno	528	15	0,40	1,00	0,05	0,32	0,092
9	Puno	> 10% R.A.G.		> 10% R.A.G.	Bueno	480	4	1,00	1,00	0,05	0,10	0,078
10	Tocache	> 10% R.A.G.		> 10% R.A.G.	Bueno	432	5	1,00	1,00	0,05	0,10	0,078
11	Marcona	1.864.037	1.128.746	2.992.783	Bueno	408	2	0,85	1,00	0,05	0,10	0,067
12	Ica	1.147.950		1.147.950	Bueno	8	1	0,85	0,40	0,05	0,10	0,063
13	Independencia	5.084	986.557	991.641	Bueno	408	32	0,70	1,00	0,05	0,10	0,057
14	Zorritos	2.580	541.432	544.012	Bueno	528	6	0,70	1,00	0,05	0,10	0,057
15	Juliaca T-51 o T-52	2.010	59.675	61.685	Bueno	24	11	0,40	0,70	0,05	0,18	0,053
16	Quencoro	10.454	244.548	255.002	Bueno	528	6	0,60	1,00	0,05	0,10	0,050
17	Azángaro		19.484	19.484	Bueno	528	15	0,10	1,00	0,05	0,32	0,038
18	Trujillo Norte	81.917		81.917	Bueno	8	1	0,40	0,40	0,05	0,10	0,031
19	Chiclayo Oeste	7.799		7.799	Bueno	0,25	19	0,10	0,10	0,05	0,32	0,020
20	Guadalupe	3.855		3.855	Bueno	0,25	19	0,10	0,10	0,05	0,32	0,020
21	Huánuco	27.006		27.006	Bueno	6	9	0,10	0,40	0,05	0,18	0,016
22	Juliaca T-54	2.010		2.010	Bueno	2880	2	0,10	1,00	0,05	0,10	0,015
23	Piura Oeste	7.659		7.659	Bueno	0,25	9	0,10	0,10	0,05	0,18	0,012
24	Talara	2.429		2.429	Bueno	0,25	8	0,10	0,10	0,05	0,18	0,012
25	Huacho	3.339		3.339	Bueno	0,25	5	0,10	0,10	0,05	0,10	0,008
26	San Juan				Bueno	408	1	0,00	1,00	0,05	0,10	0,008

Tabla 4.6 Cálculo Índice de Criticidad

² Ver cálculo del pago de compensaciones en Anexo N° 1

4.2. Análisis de las alternativas: Inversión y su impacto

El índice de Criticidad de cada subestación calculado en base a las actuales circunstancias y el análisis de las alternativas de posibles soluciones en el caso de falla de alguno de los equipos nos permiten primero tener un panorama acerca de la priorización de la inversión, de acuerdo al nivel de riesgo, calcular la inversión necesaria para cada solución y el impacto económico de cada una de ellas finalmente en el Pago de las compensaciones.

Las inversiones para cada alternativa incluyen:

- Equipamiento completo: transformador y su tablero de regulación instalado, Celda de Transformación en los distintos niveles de tensión completas e instaladas.
- Adecuaciones a las instalaciones existentes.
- Transporte de equipos y todos los permisos necesarios.

En resumen todo lo que se requiera para que la alternativa de solución propuesta opere adecuadamente. Luego, se evalúa los tiempos de interrupción y se recalculan las compensaciones para cada alternativa, obteniéndose así el impacto económico de cada una de las soluciones.

En el cuadro 4.8 adicionamos un comentario resumen de lo analizado y descrito en el capítulo anterior, respecto a la procedencia de los equipos para cada una de las soluciones que implica un traslado o uso de transformadores existentes.

En resumen del cuadro 4.7 podemos ver la relación del total de la inversión para cada alternativa, también se puede hacer un ejercicio por cada Subestación, los resultados varían pero se mantiene la tendencia:

Alternativa	Descripción de la Solución	Inversión Total US\$	Pago Total de Compensación
1	Equipamiento existente	730.000,00	29.404.391,00
2	Transformador de Reserva Fijo	16.760.120,00	67.187,40
3	Transformador Móvil	14.575.000,00	1.052.815,00

Tabla 4.7 Resumen Análisis de las alternativas: Inversión y Pago de las Compensaciones

Ítem	Subestación	Inversión Alternativas de Solución US\$				Tiempo de Interrupción (horas)			Compensación NTCSE+LC E US\$		
		Alternativa 1 Equipamiento existente	Alternativa 2 Transf. de Reserva Fijo	Alternativa 3 Transf. Móvil	Observación: Procedencia Transf. Fijo – Transf. Móvil	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
1	Paramonga Nueva	56,000	1.800,000	No	Ica - No	336	0.25	No	>10%R.A.G.	279	No
2	Huancavelica ³	52,000	120,000	3.250,000	Ica - Huancavelica	432	0.25	24	>10%R.A.G.	253.3	161,079
3	Tingo María	24,000	1.200,000	2.500,000	Huánuco – Tingo María	408	0.25	0.50	>10%R.A.G.	199	199
4	Tintaya	35,000	1.400,000	60,000	Juliaca - Quencoro	528	0.25	24	>10%R.A.G.	1,450	10,947
5	Aucayacu	26,000	600,000	15,000	Huánuco - Tingo María	408	0.25	5	>10%R.A.G.	197	35,694
6	Marcona ⁴	24,000	2.000,000	No	Ica - No	408	0.25	12	2.992.783	16,886	686,748
7	Puno	18,000	1.400,000	3.000,000	Juliaca - Puno	480	0.25	72	>10%R.A.G.	624	47,497
8	Tocache	36,000	750,000	25,000	Tingo María	432	0.25	12	>10%R.A.G.	197	35,694
9	Ica ¹⁷	7,000				8			1.147.950		
10	Huayucachi	4,500	1.600,000			3216			2.026.480		
11	Combapata	36,000		21,000	Juliaca - Puno	528	0.25	12	149.519	105.3	3,400
12	Ayaviri	22,000	650,000	18,000	Juliaca - Puno	528	0.25	48	79.821	37.8	7,256
13	Azángaro	26,000		21,000	Juliaca - Puno	528	0.25	48	19.484	0	1,762
14	Independencia	32,000	1.800,000	No	Ica - No	408	12	12	991.641	45,412	45,412
15	Zorritos	56,000	1.400,000	3.250,000	Ica - Zorritos	528	0.25	1	544.012	1200	5,735
16	Quencoro	24,000	1.300,000	2.250,000	Juliaca - Quencoro	528	0.25	0.25	255.002	347	347
17	Juliaca T-51 o T-52 ¹⁷	8,000				24			61.685		
18	Juliaca T-54 ¹⁷	8,000				2880			2.010		
19	San Juan	24,000	No	No	No	408					
20	Trujillo Norte	6,000	No	No	Ica	8			81.917		
21	Chiclayo Oeste	54,000	No	32,000	Ica -Zorritos	0,25			7.799		3,682
22	Guadalupe	36,000	No	36,000	Ica -Zorritos	0,25			3.855		1,820
23	Huánuco	6,000	No	No	No	6			27.006		
24	Piura Oeste	24,000	No	23,000	Ica -Zorritos	0,25			7.659		3,616
25	Talara	54,000	1.400,000	18,000	Ica -Zorritos	0,25			2.429		1,147
26	Huacho	32,000	No	56,000	Ica - Zorritos	0,25			3.339		780

Tabla 4.8 Análisis de las alternativas: Inversión y su impacto tiempo de interrupción y Pago de las Compensaciones

³ Alternativa 2: Se trasladará como Transf. de Reserva el T19-261 ubicado en la SE Huayucachi que será reemplazado por uno nuevo de 50MVA

⁴ Forman parte del Proyecto Ampliación N° 3: Ampliación de las SE Ica, SE Marcona y SE Juliaca (REP-MINEM)

Se evidencia finalmente, comparando los resultados obtenidos, que la solución más conveniente es la instalación de Transformadores de Reserva Fijos, debido a que la relación entre la Inversión total vs. Pago de Compensaciones, o cobertura del riesgo, es menor que en el caso del uso de Transformadores Móviles.

4.3. Plan de Gestión del Riesgo

Para enfrentar el riesgo de la posible falla de uno de los equipos del sistema consideramos tres estrategias básicas:

Mitigar, que implica la implementación de nuevas instalaciones, con inversión propia de REP

Transferir, la inversión para gestionar el riesgo será realizada por el gobierno peruano, en el marco del contrato de concesión suscrito entre REP y el MINEM.

Aceptar, Debido a la baja probabilidad del evento y el impacto, REP acepta el riesgo, centrándose en el plan de seguimiento (mantenimiento preventivo) del equipo principal y elementos de maniobra y protección, además de contar con un plan de contingencia desarrollado en caso de falla.

4.3.1. Métodos para la gestión de riesgos

En resumen los métodos para la gestión de riesgos se inician con la Planificación de la gestión de riesgos, la Identificación de riesgos, el Análisis cualitativo, la Planificación de la respuesta a riesgos y el seguimiento y control de riesgos.

4.3.2. Herramientas

Las herramientas que nos permitirán desarrollar el método de gestión del riesgo son: Matriz de probabilidad e impacto, Categorización de riesgos (RBS), Cuadro de Estrategias para riesgos negativos y positivos, Auditorias de los riesgos y Análisis de variación y de tendencias (comportamiento del Transformador en el tiempo).

4.3.3. Fuentes de Datos

Las fuentes de datos que nos permiten soportar la gestión son dos: Archivo externo de documentos proveídos por el fabricante de los Transformadores de Potencia y la Información de REP o información histórica, recogida por el equipo de Mantenimiento Especializado.

4.3.4. Plan de la Gestión de Riesgos

Como parte del Plan de Gestión de Riesgos consideramos poner en práctica las soluciones propuestas para las distintas Subestaciones, en etapas definidas:

1era etapa: Inversión propia de REP (en ejecución)

Implementación de Transformador de Reserva para: SE Paramonga Nueva, SE Huancavelica (traslado del Transformador de 30MVA de la SE Huayucachi), SE Tingo María, SE Tintaya, SE Huayucachi (cambio del Transformador de 30MVA por uno de 50 MVA), SE Aucayacu, SE Puno y SE Tocache.

Inicio Mayo 2006

Término Enero 2009

Monto de la inversión estimado US\$ 8,2 millones (ver detalle en Tabla 4.9)

Ítem	Descripción	Monto US\$
1	Ingeniería de detalle	
	Ingeniería de detalle Obras Civiles	23.000,00
	Ingeniería de detalle Montaje electromecánico	28.000,00
	Ingeniería de detalle de Protección y Control	25.400,00
2	Suministros	
	Transformadores de Potencia	5.100.000,00
	Equipos de Patio de 220kV	146.600,00
	Equipos de Patio de 138kV	533.000,00
	Equipos de Patio de 60kV	101.000,00
	Equipos de Patio de 22,9kV	143.400,00
	Celdas de 10kV	105.000,00
	Tableros de Protección	140.000,00
	Cables de Energía	32.000,00
	Cables de Control	95.000,00
	Equipos de medición	45.500,00
	Pórticos y estructuras metálicas	89.000,00
	Ferretería eléctrica	24.000,00
3	Obras Civiles	
	Bases de Transformadores	294.000,00
	Bases de equipos de Patio	185.000,00
	Bases de Pórticos	15.000,00
	Canaletas de cables y buzones de pase	12.000,00
	Obras civiles conexas (adecuaciones: patio, muros)	45.000,00
	Compra de terreno para ampliaciones	20.000,00
4	Montaje Electromecánico	
	Montaje de Transformadores de Potencia	224.000,00
	Montaje de Equipos de Patio 220/138/60/22,9kV Kv	135.000,00
	Montaje de equipos de Medición	12.000,00
	Integración al sistema de protección y control	65.000,00
5	Sub total costo Directo US\$	7.637.900,00
6	Gastos Generales (7,5%)	572.842,50
	Total US\$	8.210.742,50

Tabla 4.9 Presupuesto 1era Etapa

2da Etapa Inversión negociada y acordada con el MINEM

Ampliación de las Subestaciones que incluye la instalación de un nuevo transformador en: SE Marcona, SE Ica y SE Juliaca. Este proyecto forma parte de la Adenda al contrato de concesión firmado entre REP y el MINEM.

Inicio	Diciembre 2007
Término	Febrero 2009
Monto de la inversión estimado	US\$ 16 millones

3era Etapa Inversión en negociaciones con el MINEM

Como parte de la estrategia de transferir, REP ha presentado los anteproyectos de ampliación de las subestaciones como parte del Plan Bienal de Expansión. En esta ocasión han sido elaborados los anteproyectos para: SE Combapata, SE Ayaviri, SE Independencia, SE Zorritos.

Inicio	Setiembre 2009
Término	Octubre 2010
Monto de la inversión estimado	US\$ 6 millones

CAPÍTULO V

INGENIERÍA BÁSICA PARA LA 1ERA ETAPA DEL PLAN

5.1. Introducción

5.1.1. Objetivo y antecedentes

Definida la necesidad de prever la Instalación de Transformadores de Reserva en las distintas Subestaciones y el equipamiento mínimo necesario, estas especificaciones técnicas tienen por objeto definir las condiciones de diseño suministro y montaje de todos los elementos que conforman la ampliación del equipamiento mínimo de las subestaciones que son parte del proyecto.

De acuerdo con el requerimiento de RED DE ENERGÍA DEL PERÚ, el proyecto contempla la ampliación y/o modificación de las Celdas de Transformación y Casa de Control de las Subestaciones: Tingo María, Tintaya, Paramonga Nueva, Huayucachi, Huancavelica, Puno, Aucayacu y Tocache.

5.1.2. Ubicación de las subestaciones

Las Subestaciones que se implementarán en la primera etapa del proyecto se encuentran ubicadas en:

- SE Tingo María: Carretera Tingo María Km. 130 S/N Tingo María, Rupa Rupa-Leoncio Prado – Huánuco, 1 000 msnm.
- SE Tintaya: Campamento Minero Tintaya Sn Campamento Minero Tintaya, Cusco Espinar 4 200msnm
- SE Huayucachi: Av. La Libertad S/N Barrio Manyá, Huayucachi - Huancayo – Junín, 3 500msnm
- SE Huancavelica: Carretera Sub Estación de Frias Pata S/N, (Carretera a Lircay km 2,5), Huancavelica, 4 000 msnm.
- SE Paramonga Nueva: Alt. Carretera Pativilca km 9 S/N Caserío Upaca, Pativilca - Barranca – Lima, 100 msnm
- SE Puno:(Totorani) Carretera a Tiquillac - Amañazu km 6 (ciudad Humanidad), 4 000 msnm.

- SE Aucayacu: Jr. Ica 255 – Aucayacu, José Crespo y Castillo - Leoncio Prado – Huánuco, 650 msnm
- SE Tocache: Jr. Bolognesi C-1 - Tocache - San Martín, 600msnm

5.2. Alcance del Proyecto

5.2.1. Instalaciones existentes

a) Subestación Eléctrica Tingo María 138 kV

En la actualidad la subestación cuenta con las siguientes instalaciones:

- Sistema de Barras Simple 138 kV
- 01 Celda de línea Tingo María - Aucayacu 138kV (L-122)
- 01 Celda de línea Tingo María - Huánuco 138kV (L-121)
- 01 Celda de Transformación 138/10kV–16.7MVA
- 01 Celda de Transformación 220/138/10kV – 50/50/0,3 MVA de propiedad de ETESELVA
- Edificio de Control de la subestación con todos los servicios y las facilidades necesarias.

b) Subestación Eléctrica Tintaya 138 KV

En la actualidad la subestación cuenta con las siguientes instalaciones:

- Sistema de simple barra en 138 KV
- 01 Celda de línea Quencoro – Tintaya 138 KV (L-1005)
- 01 Celda de línea Juliaca– Tintaya 138 KV (L-1006)
- 01 Celda de línea Santuario – Tintaya 138 KV (L-1008)
- 01 Celda de transformación. 132/10kV 20MVA (T43-11)
- 01 Celda de transformación. 138/10kV 25MVA (T44-11)
- Edificio de Celdas para 10kV acoplamiento con CT Tintaya
- Edificio ampliación Tintaya
- Edificio de Control con salas de control correspondientes a la subestación.

c) Subestación Eléctrica Huayucachi 220 kV

En la actualidad la subestación cuenta con las siguientes instalaciones:

- Sistema de Barra Simple 220 kV
- Sistema de Barra simple 60 kV
- 01 Celda de línea Zapallal – Huayucachi 220kV (L-221)

- 01 Celda de línea Campo Armiño – Huayucachi 220kV(L-220)
- 01 Celda de línea Huayucachi – Salesianos 60 kV (L-631)
- 02 Celdas de Transformación (02) 220/60/10 kV - 30/30/10 MVA (T19-261 y T8-261)
- Edificio de Control de la subestación con las facilidades necesarias.

d) Subestación Eléctrica Huancavelica 220 kV

Esta subestación cuenta en la actualidad con un patio de llaves diseñado para un esquema de Doble Barra.

El esquema permite que en cada diámetro se cuente con la posibilidad de conectar dos celdas de entrada y/o salida de líneas. En la actualidad la subestación cuenta con las siguientes instalaciones:

- Sistema de Doble Barra 220 kV
- Sistema de Barra simple 60 kV
- 01 Celda de línea Independencia – Huancavelica 220kV(L-231)
- Celda de línea Campo Armiño – Huancavelica 220 kV (L-203)
- Celda de línea Independencia – Huancavelica 220 kV (L-203)
- Celda de línea Campo Armiño – Huancavelica 220 kV (L-204)
- Celda de línea Huancavelica – Ingenio 60 kV (L-643)
- Celda de línea Reserva 60 kV (L-644)
- Celda de Transformación 220/60/10 kV-30/30/10MVA (T9-261)
- Edificio de Control de la subestación con las facilidades necesarias.

e) Subestación Eléctrica Paramonga Nueva 220 kV

Esta subestación acaba de ser modificada en el año 2007 a doble barra (Ampliación N° 2 MINEM)¹.

La subestación cuenta con las siguientes instalaciones:

- Sistema de Doble Barra 220 kV
- Sistema de Barra simple 60 kV
- 01 Celda de línea Paramonga Nueva-Chimbote1 220kV(L-215)
- 01 Celda de línea Paramonga Nueva-Chimbote1 220kV(L-214)
- 01 Celda de línea Paramonga Nueva–Vizcarra 220 kV (L-253)
- 01 Celda de línea Paramonga Nueva–Huacho 220 kV (L-213)
- 01 Celda de línea Paramonga Nueva –Paramonga 132kV (L101)- C.H. Cahua
- 01 Celda de línea Paramonga Nueva–Huacho 60 kV (L-636)

¹ Ampliación N° 2 Segunda Terna Zapallal-Paramonga-Chimbote y automatización de las Subestaciones SAS, ejecutada en 2006-2007 por encargo de Ministerio de Energía y Minas

- 01 Celda de línea Paramonga Nueva–Huarmey 60 kV (L-655)
- 01 Celda de Compensación Reactiva 40 MVar 220 kV
- Celda de Transformación 220/132/60kV- 65/50/10MVA (T10-216)
- 01 Celda de Transformación 220/66/10kV -30/30/10MVA (T18-261)
- Celda de Línea 132 kV
- Edificio de Control de la subestación con las facilidades necesarias.

f) Subestación Eléctrica Puno 138 kV

En la actualidad la subestación cuenta con las siguientes instalaciones:

- Sistema de Barra Simple 138 kV
- Sistema de Barra Simple 60 kV
- Celda de línea Puno-Juliaca 138 kV (L-1012)
- 01 Celda de línea Puno – llave 60 kV
- 01 Celda de línea Puno – Bellavista 60 kV
- 01 Celda de Transformación 138/60/22,9kV (PUN.T1)
- Edificio de Control de la subestación con las facilidades necesarias.

g) Subestación Eléctrica Aucayacu 138 kV

El esquema de interruptor simple permite que en cada diámetro se cuente con la posibilidad de conectar dos celdas de entrada y/o salida de líneas. En la actualidad la subestación cuenta con las siguientes instalaciones:

- Sistema de Barra Simple 138kV
- Sistema de Barra simple 60kV
- 01 Celda de línea Aucayacu – Tingo María 138kV (L-122)
- 01 Celda de línea Aucayacu – Tocache 138kV (L-124)
- 01 Celda de línea Aucayacu – Ciudad Aucayacu 60 kV
- 01 Celda de línea de Reserva 22,9 kV
- 01 Celda de Transformación 138/60/22.9 kV-15/10/8MVA (T28-162)
- Edificio de Control de la subestación con las facilidades necesarias

h) Subestación Eléctrica Tocache 138 kV

Esta subestación cuenta en la actualidad con un patio de llaves diseñado para un esquema de Interruptor simple. Es la cola de red, no existe una celda de llegada propiamente.

En la actualidad la subestación cuenta con las siguientes instalaciones:

- Sistema de Barra simple 22.9 kV

- Celda de línea Aucayacu – Tocache de 138 kV (L-124), que a la vez es Celda de Transformación 132/22,9/10kV - 7/7/2 MVA (T35-121)
- Edificio de Control de la subestación con las facilidades necesarias

5.2.2. Instalaciones Proyectadas

La primera etapa del proyecto de implementación de soluciones para el caso de falla de un Transformador de Potencia, en general comprende:

- Desarrollo de la Ingeniería de detalle de las Instalaciones Electromecánicas, Obras Civiles, sistema de Protección, Control, Mando y señalización incluyendo las adecuaciones pertinentes. La ingeniería de detalle será desarrollada en base a la Ingeniería Básica.
- La ejecución de Obras Civiles: Bases para el Transformador de Potencia, bases para equipos de patio, construcción de canaletas, adecuaciones y/o modificaciones de las instalaciones existentes: Casa de control, ampliaciones del patio de llaves, demoliciones de bases, construcción de cercos, paredes, sardineles, etc.
- El suministro y montaje de: Transformadores de Potencia, equipamiento de Patio, Celdas de Media Tensión Tableros de Protección, señalización, mando y control, Tableros de Regulación de Tensión, Cables de energía y control
- Desmontaje, rehabilitación y montaje de equipamiento existente: Transformador de Potencia (T19-261) y equipos de patio: seccionadores, pararrayos, entre otros. Desmontaje de equipos que no se reutilizarán como Tableros, pararrayos, seccionadores, entre otros.
- El suministro y montaje de estructuras metálicas para la ampliación y/o adecuación de las instalaciones existentes: pórticos de barras, celdas.
- Ampliación del Sistema a tierra profunda y superficial, suministro de materiales: conductor de cobre desnudo, conectores, soldadura cadweld, varillas copperweld, etc., instalación y conexión a los equipos y estructuras.

a) Subestación Tingo María 138 kV

Nueva Celda de Transformación en 138kV y su Transformador de Potencia, Celda de 10kV, Tablero de Regulación Automática de Tensión, Tablero de Protección, control, mando y señalización, sistema de puesta a tierra superficial y obras civiles conexas.

Suministros

Equipamiento en 138 kV para Celda de Transformación de 10 MVA:

- 01 Transformador de Potencia 138/10kV de 10 MVA
- 01 Interruptor de Potencia 138kV,
- 03 Transformadores de Corriente 138kV,
- 01 Seccionador
- 03 Pararrayos
- 01 Lote cables ACAR 240 mm², conectores, y material consumible

Equipamiento y suministros en 10 kV:

- 03 Pararrayos
- 01 Celda de Llegada de 10 kV
- 01 Lote Cable de energía N2XSY 300 mm² y terminales

Equipamiento y suministros diversos en baja tensión:

- 01 Tablero de Protección, Mando Control y señalización, para la Celda de Transformación, incluido el Transformador de Potencia
- 01 Lote de cables de 0,6/1,0 kV para fuerza y control.
- 01 Lote de cables de cobre desnudo, conectores para puesta a tierra
- 01 Contador de energía

Montaje electromecánico

- Montaje de los equipos de la Nueva Celda de Transformación Interruptor, Seccionador, Transformadores de corriente y Pararrayos en 138 kV y el Nuevo Transformador de 10 MVA.
- Conexión de equipos a barras 138 kV y al Nuevo Transformador de Reserva instalado mediante cable de aluminio.
- Montaje de la Nueva Celda en 10 kV.
- Montaje de Tablero de Protección, control, mando, y señalización para Transformador de Reserva, adecuación a los paneles existentes.
- Montaje de Medidor de Energía en Tablero existente.
- Tendido y conexión de cables 10 kV desde el transformador de reserva hacia la nueva Celda en Sala de Control.
- Tendido y conexión de cables de fuerza y control desde los equipos de patio, incluido el transformador de Reserva hacia los Tableros de Protección, Mando, señalización y Control en Sala de Control.

- Ampliación del Sistema de Puesta a Tierra superficial, conexión de equipos de Nueva Celda de Transformación y Transformador de Reserva.
- Montaje de sistema de iluminación de patio de la Subestación
- En la sala de servicios auxiliares se ampliarán salidas en los tableros de Servicios Auxiliares de corriente alterna y continua correspondientes a los equipos del proyecto.
- Pruebas en blanco y puesta en servicio.

Obras Civiles

- Adecuación del piso de la Sala de Control para montaje de Tablero de Protección de Transformador y Tablero de Protección de Barras.
- Trabajos menores de adecuación.

Nota Importante.-

- Las Obras Civiles mayores: base del transformador, base de equipos, canaletas portacables y otras, no forman parte de este proyecto.

b) Subestación Eléctrica Tintaya 138 KV

Nueva Celda de Transformación en 138kV y su Transformador de Potencia, Celda de 10kV, Tablero de Regulación Automática de Tensión, Tablero de Protección, control, mando y señalización, sistema de puesta a tierra superficial y obras civiles conexas.

Suministros

Equipamiento en 138 kV para Celda de Transformación de 25MVA:

- 01 Transformador de Potencia 138/10kV 25MVA
- 01 Interruptor de Potencia 138 kV,
- 01 Seccionador de 138 kV.
- 03 Pararrayos de 138 kV.
- 01 Lote cables ACAR 240 mm², conectores, y material consumible.

Equipamiento y suministros en 10kV:

- 03 Pararrayos.
- 01 Celda de Llegada de 10kV.
- 01 Lote Cable de energía N2XS_Y 500mm² y terminales.

Equipamiento y suministros diversos en baja tensión:

- 01 Tablero de Protección, Control, mando y señalización de Transformador de Reserva.
- 01 Lote de cables de 0.6/1.0kV para fuerza y control.

- 01 Lote de cables de cobre desnudo, conectores para puesta a tierra
- 01 Lote de dispositivos para mando, señalización y control como por ejemplo: conmutadores, pulsadores, etc. para adecuación del campo de transformación en el pupitre Ampliado.
- 01 Contador de energía.

Montaje electromecánico

- Montaje de equipos de patio de la celda de Transformación compuesta por: Transformador de Potencia, Interruptor. Seccionador, Pararrayos, en 138 kV.
- Conexión del equipamiento a los Sistemas de Barras.
- Tendido de cables de control desde los equipos de patio a la casa de control.
- Montaje de Tablero de Protección, mando, control y señalización del Transformador tendido y conexionado de cables de control.
- Adecuación y ampliación de Pupitre de mando, montaje de los dispositivos del sistema de control, mando, señalización, en el pupitre, incluye el tendido y conexionado de los cables de control.
- Adecuación del Tablero de Medición, instalación y cableado del contador de energía para el transformador.
- Montaje de la Celda de Llegada de 10 kV en la sala Celdas de Medida Tensión. Conexión a la barra de 10kV.
- Tendido del alimentador principal en 10kV desde el Transformador de Potencia a la Nueva Celda, conexión a la celda de llegada.
- Ampliación del Sistema de Puesta a Tierra superficial, conexión de todos los equipos nuevos.
- Montaje de sistema de iluminación, incluye reflectores y cables de energía desde Tablero de Servicios auxiliares.
- Pruebas y puesta en servicio.

Obras Civiles

- Demolición de pista y canaletas de drenaje, ampliación del Patio de llaves, nivelación, compactación y ripiado.
- Construcción de la base para el Transformador e interconexión con el pozo de drenaje de aceite.
- Construcción de las bases del equipamiento para la Celda: Seccionador, Pararrayos y Transformador de corriente.

- Construcción de las bases de las columnas de los pórticos de 220kV y 60 kV.
 - Obras civiles menores para de adecuación de Sala de Control para montaje de Tablero de Protección.
 - Construcción de canaletas de cables de control y fuerza.
- c) Subestación Eléctrica Huayucachi 220 kV

Reemplazo del Transformador T19-261, incluye el desmontaje del transformador existente, suministro y montaje: de Transformador de Potencia, Transformadores de Corriente 220kV, Obras Civiles: Base para Transformadores de Corriente y construcción de poza de aceite.

Suministros

Equipamiento en 220 kV para Celda de Transformación de 50 MVA:

- 01 Transformador de Potencia de 220/60/10kV - 50/50/30 MVA
- 03 Transformadores de Corriente.

Equipamiento y suministros diversos en baja tensión:

- 01 Lote de cables de 0,6/1,0 kV para fuerza y control.
- 01 Lote de cables de cobre desnudo, conectores para puesta a tierra.

Montaje electromecánico

- Desmontaje del Transformador T19-261 y montaje del nuevo Transformador.
- Montaje de los Transformadores de corriente en 138 kV para el Nuevo Transformador de 50 MVA.
- Conexión del Nuevo Transformador a las equipos respectivos de 60 kV, 220 kV y 10 kV.
- Conexión de los cables de control Transformador de Reserva.
- Montaje de bandejas portacables para cables de control en la ampliación de la canaleta (Transformador de Corriente).
- Tendido del cable de control desde los Transformadores de Corriente a la Sala de Control.
- Ampliación del Sistema de Puesta a Tierra superficial, conexión de equipos Transformadores de Corriente y Transformador de Reserva de 50MVA.
- Pruebas y puesta en servicio.

Obras Civiles

- Construcción de las bases de 03 Transformadores de Corriente en 220 kV.

- Ampliación de tramo canaletas de cables, montaje de bandeja portacables
- Trabajos menores de adecuación.

d) Subestación Eléctrica Paramonga Nueva 220 kV

Suministro e instalación de Transformador de Potencia, equipos de Patio con una celda de 220kV incompleta (seccionadores de barra A y B; pararrayos), tablero de Protección, mando, control y señalización, Tablero de Regulación de Tensión, Ampliación de barra de 138kV, adecuación de la celda de llegada de la línea L-101. Desmontaje de equipos de patio, rehabilitación y montaje de los equipos retirados. Adecuación de las protecciones y otros al SAS recientemente instalado.

Suministros

Equipamiento en 220 kV-138 kV para Celda de Transformación de 65MVA:

- 01 Transformador de Potencia 220/138/60kV 65 MVA
- 03 Pararrayos para sistema 245 kV.
- 01 Interruptor 145 kV.
- 01 Seccionador de Línea de 145 kV
- 05 Aislador soporte 145 kV.
- 01 Lote cables AAAC 644 mm², conectores, y material consumible.

Suministros diversos y estructuras metálicas para pórticos de barras de 220 kV-138 kV, compuesto por:

- 01 Columna de 20 metros de altura (para pórticos 220 kV).
- 09 Columnas de 13 metros (para pórticos 138 kV).
- 02 Vigas de 17,5 metros de longitud.
- 05 Vigas de 12,0 metros de longitud.
- 01 Lote aisladores de anclaje para 220 kV y 138 kV.
- 01 Lote de cables AAAC de 644 mm² y conectores.

Equipamiento y suministros diversos en baja tensión:

- 01 Tablero de Protección Transformador de Reserva con controlador de bahía.
- 01 Lote de cables de 0,6/1,0 kV para fuerza y control.
- 01 Lote de bandejas portacables.
- 01 Lote de cables de cobre desnudo, conectores para puesta a tierra
- 01 Contador de energía

- 01 Lote de accesorios y dispositivos para adecuación del Tablero de Servicios Auxiliares

Montaje electromecánico

- Desmontaje de los seccionadores SE 2523, SE2525 (220 kV) y SA4001 (138 kV), desconexión de pararrayos PR401 y PR275, barras y equipos adyacentes.
- Desmontaje del TT-401 y B-401.
- Conexión a Barra de los Pararrayos PR401 y PR275.
- Montaje del transformador de Potencia
- Montaje de los equipos de la Nueva Celda de Transformación en el lado de 220 y 132 kV, reubicación de los equipos SE 2523, SE2525 (220 kV), SA-4001(138 kV), TT-401 y B-401 suspendido en Pórtico de 138 kV existente.
- Montaje de los pórticos de barras de 138 kV (05) y ampliación de pórticos 220 kV barras A y B, montaje de aisladores y tendido de conductor de aluminio.
- Conexión del equipamiento a los Sistemas de Barras 132kV y 220 kV
- Instalación de Tablero de Protección de Transformador y Sistema de Control (transferencia del disparo al Interruptor de Acoplamiento) integración al SAS.
- Tendido de cables de control desde los equipos de patio a la casa de control. Conexiones.
- Instalación del Sistema de Puesta a Tierra superficial, conexión de todos los equipos nuevos, incluyendo el Transformador de Potencia y el equipamiento reubicado.
- Montaje de equipos de la ampliación del sistema de iluminación, incluye reflectores y cables de energía desde Tablero de SS.AA.
- Pruebas y puesta en servicio.

Obras Civiles

- Construcción de la base para el Transformador de Reserva de 65 MVA.
- Construcción de las bases del equipamiento para la Celda de transformación: Seccionadores de Barra (02), Pararrayos y Transformador de corriente en el lado de 220 kV.

- Construcción de bases para Pararrayos, Interruptor, Seccionador de Barra y de Línea, Aisladores portabarras, Transformador de Tensión Capacitivo, en el lado de 138 kV.
 - Construcción de bases para pórticos para 138 kV y ampliación de pórtico de 220 kV.
 - Obras civiles menores para de adecuación de Sala de Control para montaje de Tablero de Protección.
 - Construcción de canaletas de cables de control y fuerza.
 - Demolición de las bases de los seccionadores SE 2523, SE2525 (220 kV), SA-4001(138 kV) Y Transformador de Tensión TT-401.
 - Trabajos menores de remodelación y demolición en el Patio de Llaves.
- e) Subestación Eléctrica Huancavelica 220 kV

Transporte y montaje de T19-261, suministro y montaje de equipos de Patio, Celda de 10kV, Tablero de Protección, mando, control y señalización, Tablero de Regulación de Tensión. Ampliación del pórtico de barra de 60kV, desmontaje y montaje de equipos de una Celda de Reserva de 60kV, Sistema de puesta a tierra superficial, Obras civiles conexas.

Suministros

Equipamiento en 220 kV y 60 kV para Celda de Transformación de 30MVA:

- 01 Interruptor de Potencia 220 kV,
- 01 Seccionador de 220 kV.
- 03 Pararrayos de 220 kV.
- 06 Aisladores Portabarras 220 kV.
- 01 Interruptor de Potencia de 60 kV.
- 01 Seccionador de 60 kV.
- 03 Pararrayos de 60 kV.
- 01 Lote cables ACAR 240 mm², conectores, y material consumible.

Suministros diversos y estructuras metálicas para pórticos de barras de 220 kV y 60 kV, compuesto por:

- 02 Columnas de 10 metros (para pórticos 60 kV).
- 01 Viga de 8 metros de longitud.
- 02 Lotes de cables ACSR de 643 mm² y ACAR 431 mm² y conectores.

Equipamiento y suministros en 10 kV:

- 03 Pararrayos.
- 01 Celda de Llegada de 10 kV.
- 01 Lote Cable de energía N2XSY 500 mm² y terminales.

Equipamiento y suministros diversos en baja tensión:

- 01 Tablero de Protección, control, mando y señalización para el Transformador (T9-261).
- 01 Lote de cables de 0,6/1,0 kV para fuerza y control.
- 01 Lote de cables de cobre desnudo, conectores para puesta a tierra
- 01 Lote de dispositivos para mando, señalización y control como por ejemplo: conmutadores, pulsadores, etc. para adecuación del campo de transformación en el pupitre existente.
- 01 Contador de energía.

Montaje electromecánico

- Montaje de dos pórticos de barra para 220 kV (columnas de 18 metros y vigas de 20 metros).
- Montaje de Pórtico para 60 kV (columnas de 10 metros y viga de 8 metros de longitud).
- Transporte y Montaje del T19-261
- Montaje de equipos de patio de la celda de Transformación compuesta por: Interruptor, Seccionadores, Pararrayos, en 220 kV y 60 kV.
- Montaje de Barras de 220 kV y ampliación de la Barra de 60kV, incluye cables, conectores y aisladores de anclaje.
- Conexión del equipamiento a los Sistemas de Barras.
- Tendido de cables de control desde los equipos de patio a la casa de control.
- Montaje de Tablero de Protección para el Transformador T9-261, tendido y conexionado de cables de control.
- Montaje de los dispositivos del sistema de control, mando, señalización, en el pupitre, incluye el tendido y conexionado de los cables de control.
- Adecuación del Tablero de Medición, instalación y cableado del contador de energía para el T9-261.
- Montaje de la Celda de Llegada de 10 kV en la sala Celdas de Medida Tensión. Conexión a la barra de 10 kV.

- Tendido del alimentador principal en 10 kV desde el Transformador de Potencia a la Nueva Celda, conexión a la celda de llegada.
- Ampliación del Sistema de Puesta a Tierra superficial, conexión de todos los equipos nuevos.
- Desarrollo de Ingeniería de detalle, Pruebas y puesta en servicio.

Obras Civiles

- Construcción de la base para el Transformador T9-261 procedente de la SE Huayucachi e interconexión con el pozo de drenaje de aceite.
- Construcción de las bases del equipamiento para la Celda: Seccionador, Pararrayos y Transformador de corriente.
- Construcción de las bases de las columnas de los pórticos de 220 kV y 60 kV.
- Obras civiles menores para de adecuación de Sala de Control para montaje de Tablero de Protección.
- Construcción de canaletas de cables de control y fuerza.

f) Subestación Eléctrica Puno 138 kV

Suministro y montaje de: Transformador de Potencia, Equipos de Patio, Tablero de Protección, mando, control y señalización, tablero de Regulación de Tensión. Obras Civiles conexas.

La adecuación de las instalaciones permitirá que solo uno de ellos entre en operación (se utilizará el Interruptor de Potencia de 138kV existente para proteger a la unidad que se encuentre operando).

Suministros

Equipamiento en 138kV, 60kV y 22,9kV para Celda de Transformación de 30 MVA y T53-162 (transformador existente):

- 01 Transformador de Potencia 138/60/22,9kV- 30/30/10 MVA
- 02 Seccionadores de Barras 138 kV.
- 03 Pararrayos de 138 kV.
- 05 Aisladores soporte.
- 01 Interruptor de Potencia de 60 kV.
- 01 Seccionador de 60 kV.
- 03 Pararrayos de 60 kV.
- 01 Interruptor de Potencia de 22,9 kV.
- 01 Seccionador de 22,9 kV.
- 03 Pararrayos de 22,9 kV.

- 01 Lote cables ACAR 431 mm², conectores, y material consumible.
- 01 Lote Cable de energía N2XS_Y 300mm² y terminales.

Equipamiento y suministros diversos en baja tensión:

- 01 Tablero de Protección, Mando, Control, Medición y señalización para el Transformador de Reserva (87T, 50/51).
- 01 Lote de cables de 0.6/1.0 kV para fuerza y control.
- 01 Lote de cables de cobre desnudo, conectores para puesta a tierra.
- 01 Contador de energía.

Montaje electromecánico

- Desmontaje de 03 pararrayos de 145 kV PR-453, que serán reubicados sobre soporte junto al Transformador T53-162 existente.
- Montaje del transformador de Potencia
- Montaje de los equipos de la Nueva Celda de Transformación en el lado de 138 kV, 60 kV y 22,9 kV.
- Conexión del equipamiento a los Sistemas de Barras 22,9 kV, 60 kV y 138 kV.
- Tendido de cables de control desde los equipos de patio a la casa de control.
- Tendido del alimentador desde el Transformador de Potencia a la celda de 22,9 kV.
- Montaje Tablero para Protección, Mando, Control, medición y señalización incluye el tendido y conexionado de los cables de control.
- Modificación del Tablero de Mando, Control, y señalización existente, adecuación de la nueva distribución de campo.
- Sistema de Puesta a Tierra superficial para la conexión de todos los equipos nuevos, incluyendo el nuevo Transformador de Potencia.
- Pruebas y puesta en servicio.

Obras Civiles

- Construcción de la base para el Transformador de Reserva de 30 MVA e interconexión con pozo de drenaje de PUNT1.
- Construcción de las bases del equipamiento para la Celda de transformador: Seccionadores de barra (02), Pararrayos y Transformador de corriente en el lado de 138 kV, incluye Aisladores portabarras.

- Construcción de las bases del equipamiento para la Celda de transformador en 60 kV: Interruptor, Seccionador y Pararrayos.
- Construcción de las bases para los pararrayos de 138 kV PR-453 (nueva ubicación).
- Construcción de las bases del equipamiento para la Celda de transformador lado 22,9 kV: Interruptor, Seccionador y Pararrayos.
- Obras civiles menores para de adecuación de Sala de Control para montaje de Tablero de Protección.
- Construcción de canaletas de cables de control y fuerza.
- Demolición de las bases de los Pararrayos PR-453.
- Obras civiles menores para de adecuación de Sala de Control para montaje de Tablero de Protección.

g) Subestación Eléctrica Aucayacu 138 kV

Suministro y montaje de Celdas de Transformación en 138kV-22,9kV y Transformador de Potencia, Tablero de Regulación Automática de Tensión, Tablero de Protección, control, mando y señalización, sistema de puesta a tierra superficial y obras civiles conexas.

Suministros

Equipamiento en 138 kV-22,9 kV para Celda de Transformación de 7 MVA:

- 01 Transformador de Potencia 138/22,9kV 7 MVA
- 01 Interruptor de Potencia 138 kV
- 01 Seccionador de Barra 138 kV
- 03 transformadores de Corriente 138 kV
- 03 Pararrayos de 138 kV.
- 01 Interruptor de Potencia de 22,9 kV.
- 01 Seccionador de 22,9 kV.
- 03 Pararrayos de 22,9 kV.
- 03 Transformadores de Corriente de 22,9 kV.
- 01 Lote cables ACAR 240 mm² y AAAC 95 mm², conectores, y material consumible.
- 01 Lote Cable de energía N2XS_Y 22,9 kV 300 mm² y terminales.

Equipamiento y suministros diversos en baja tensión:

- 01 Tablero de Protección de Transformador de Reserva
- 01 Lote de cables de 0,6/1,0 kV para fuerza y control.
- 01 Lote de cables de cobre desnudo, conectores para puesta a tierra

- 01 Lote de dispositivos para mando, señalización y control como por ejemplo: conmutadores, pulsadores, etc. para adecuación del campo de transformación en el tablero existente.
- 01 Contador de energía.

Montaje electromecánico

- Montaje del Transformador de Potencia
- Montaje de los equipos de la Nueva Celda de Transformación en el lado de 138 y 22,9 kV.
- Conexión del equipamiento a los Sistemas de Barras 22,9 kV y 138 kV.
- Montaje de Tablero de Protección.
- Adecuación de Tablero de Mando, Control y señalización existente e instalación de sistema de control de campo de nuevo transformador.
- Tendido del alimentador principal en 22,9 kV desde el Nuevo transformador a la celda.
- Tendido de cables de control y fuerza desde equipos de patio a sala de control, conexiones.
- Adecuación del Tablero de Medición y montaje de Contador de energía del Transformador de Reserva.
- Ampliación del Sistema de Puesta a Tierra superficial, conexión de todos los equipos nuevos.
- Desarrollo de Ingeniería de detalle, Pruebas y puesta en servicio.

Obras Civiles

- Construcción de bases para el Transformador de Reserva 7 MVA e interconexión con pozo de drenaje del T28-162.
- Construcción de las bases del equipamiento que forma parte de la Celda de transformador: Interruptor, Seccionador, Transformador de corriente y Pararrayos en el lado de 138 kV.
- Construcción de las bases del equipamiento para la Celda de transformador lado de 22,9 kV: Seccionador, Pararrayos en el lado de 22,9 kV.
- Construcción y/o ampliación de canaletas de cables de fuerza y control. Incluye la construcción de buzones de pase.
- Obras civiles menores para de adecuación de Sala de Control para montaje de Tablero de Protección.

h) Subestación Eléctrica Tocache 138 kV

Obras Civiles para la Ampliación del área de la subestación (muro perimetral, patio de llaves y accesos), proyectado para la entrada de la Línea 138kV Bellavista-Tocache; demolición de instalaciones existentes, construcción de bases para el equipamiento, pórticos de barras, pórtico de llegada de línea. Ampliación del sistema de malla tierra profunda.

Suministro y montaje de Transformador de Potencia, equipos de Patio para Celda de Llegada y Celda de transformación en el lado de 138kV, celdas de 22,9kV, Tablero de Protección, control, mando y señalización, Tablero de Regulación de Tensión, obras civiles conexas.

Suministro y montaje de pórtico de llegada, pórtico de barras 138kV, reubicación de torre de cable de guarda, obras civiles conexas.

Suministros

Equipamiento en 138 kV-22,9 kV para Celda de Transformación de 7MVA y Celda de Llegada de L-124:

- 01 Transformador de Potencia 138/22,9kV 7 MVA
- 01 Seccionadores de Barra 138 kV.
- 01 Seccionador de Línea 138 kV.
- 03 Transformador de Corriente de 138 kV.
- 02 Aisladores portabarras de 138 kV.
- 03 Pararrayos de 220 kV.
- 01 Interruptor de Potencia de 22,9 kV.
- 01 Seccionador de 22,9 kV.
- 03 Pararrayos de 22,9 kV.
- 01 Lote cables ACAR 240 mm², conectores, y material consumible.

Suministros diversos y estructuras metálicas para pórticos de barras de 138 kV, compuesto por:

- 05 Columnas de 15 metros de altura (para pórticos 138 kV).
- 02 Vigas de 11 metros de longitud.
- 01 Viga de 12 metros de longitud.
- 01 Lote aisladores de anclaje para 138 kV.
- 02 Lotes de cables ACAR de 240 mm², ACAR 95 mm² y conectores.
- 01 Lote Cable de energía N2XS₂ 22,9 kV 300 mm² y terminales.

Equipamiento y suministros diversos en baja tensión:

- 01 Tableros de Protección, Mando, Control y señalización para Transformador de Reserva

- 01 Lote de cables de 0,6/1,0 kV para fuerza y control.
- 01 Lote de bandejas portacables.
- 01 Lote de cables de cobre desnudo de 70 mm², empalmes cadweld, varillas de cooperweld, conectores para puesta a tierra profunda y superficial.
- 01 Contador de energía.
- 05 Postes de alumbrado exterior mas luminaria de alumbrado público con lámpara de Vapor de Sodio de 150 W.

Montaje electromecánico

- Montaje de pórticos de llegada y barra de 138 kV.
- Montaje del equipo de la Nueva Celda de Llegada L124: Seccionador de Barra.
- Montaje del transformador de Potencia
- Montaje de los equipos de la Nueva Celda de Transformación en el lado de 138 y 22,9 kV.
- Desmontaje, Pararrayos PR-422, IN-4088, Trampa de Onda y del Pórtico actual de la línea LT-124.
- Montaje en nueva ubicación de PR-422 y IN-4088.
- Desmontaje de la llegada de la Línea L124 y montaje en el nuevo pórtico, incluye el desmontaje de la trampa de onda y montaje en su nueva ubicación.
- Desmontaje y montaje en nueva ubicación de Torre para cable de guarda.
- Tendido del nuevo alimentador principal en 22,9 kV desde el Nuevo transformador a la celda.
- Conexión del equipamiento a los Sistemas de Barras simple 22,9 kV y 138 kV.
- Montaje de Tablero de Protección Control, Mando y señalización de Transformador de Reserva. Adecuación de panel existente.
- Tendido de cables de control y fuerza desde equipos de patio a sala de control, conexiones a Tableros.
- Adecuación del Tablero de Medición y montaje de Contador de energía del Transformador de Reserva.
- Ampliación del Sistema de Puesta a Tierra Profunda, con conductor desnudo de 70 mm², varillas de cobre y soldadura Cadweld.

- Ampliación del Sistema de Puesta a Tierra superficial, conexión de los equipos nuevos.
- Desmontaje de postes de alumbrado perimetral, montaje de 05 postes.
- Montaje de reflectores para alumbrado de Patio sobre pórticos.
- Desarrollo de Ingeniería de detalle, Pruebas y puesta en servicio.

Obras Civiles

- Obras civiles Ampliación de Subestación: demolición de muro perimetral, ampliación del patio, adecuación de patio de maniobras y pista de acceso, levantamiento de muro perimetral, construcción de canaletas de drenaje interior y exterior.
- Construcción de bases para el Transformador de Reserva 7 MVA e interconexión con pozo de drenaje del T35-121.
- Construcción de bases para columnas de nuevos pórticos en 138 kV. Pórticos de celda de llegada de línea y barra de 138 kV y Torre para cable de guarda.
- Construcción de las bases del equipamiento que forma parte de la Celda de llegada L124: Pararrayos (reubicado), Seccionador, Interruptor (reubicado), incluye bases para aisladores portabarras.
- Construcción de las bases del equipamiento que forma parte de la Celda de transformador: Seccionador, Pararrayos y Transformador de corriente en el lado de 138 kV.
- Construcción de las bases del equipamiento para la Celda de transformador: Seccionador, Pararrayos en el lado de 22,9 kV.
- Construcción y/o ampliación de canaletas de cables de fuerza y control. Incluye la construcción de buzones de pase.
- Demolición de bases.
- Obras civiles menores para de adecuación de Sala de Control para montaje de Tablero de Protección.

5.3. Criterios de diseño

5.3.1. Normas

Todo el equipamiento nuevo será diseñado y fabricado bajo las siguientes normas:

- IEC International Electrotechnical Commission
- ANSI American National Standards Institute
- VDE Verband Deutscher Elektrotechniker
- IEEE Institute of Electrical and Electronic Engineers

5.3.2. Niveles de aislamiento

El nivel de aislamiento de los equipos a ser instalados en las subestaciones del proyecto ha sido determinado y seleccionado de acuerdo con las Normas siguientes:

- a) International Electrotechnical Commission (IEC)
 - IEC N° 71-1 Insulation Coordination
 - IEC N° 71-A Recommendations for Insulation Coordination
 - IEC N° 71-2 Application Guide
 - IEC N° 71-3 Phase to Phase Insulation Coordination
- b) American National Standards Institute (ANSI)
 - ANSI C.2 National Electric Safety Code
 - ANSI C.37.30 Definitions and Requirements for High-Voltage Air Switches, Bus Supports and Switch Accessories
 - ANSI C.92 Insulation Coordination

Los valores de aislamiento considerados para las instalaciones son los que aparecen en las Tablas 5.1, Tabla 5.2 y Tablas 5.3

Subestación	Tensión Nominal (kV)	Máxima Tensión Servicio (kV)	Tensión Impulso (kVp)	Tensión a Frecuencia Industrial (kV)
Tingo Maria	138	145	650	275
Tintaya	138	145	750	275
Huayucachi	220	245	1050	460
Huancavelica	220	245	1050	460
Paramonga Nueva	220	245	1050	460
Paramonga Nueva	138	145	650	275
Puno	138	145	750	275
Aucayacu	138	145	650	275
Tocache	138	145	650	275

Tabla 5.1 valores de aislamiento para Alta Tensión

Subestación	Tensión Nominal (kV)	Máxima Tensión Servicio (kV)	Tensión Impulso (kVp)	Tensión a Frecuencia Industrial (kV)
Huayucachi	60	72.5	325	140
Huancavelica	60	72.5	325	140
Paramonga Nueva	60	72.5	325	140
Puno	60	72.5	325	140
Aucayacu	22.9	24	145	50
Tocache	22.9	24	145	50

Tabla 5.2 Valores de aislamiento para Alta Tensión-Media Tensión

Subestación	Tensión Nominal (kV)	Máxima Tensión Servicio (kV)	Tensión Impulso (kVp)	Tensión a Frecuencia Industrial (kV)
Huayucachi	10.3	12	110	35
Tintaya	10.5	12	110	35
Tingo Maria	10.5	12	110	35

Tabla 5.3 Valores de aislamiento para Baja Tensión

Las instalaciones existentes en la subestación han sido diseñadas y construidas para los valores indicados en las tablas anteriores, por lo que las ampliaciones propuestas son compatibles con el equipamiento existente.

5.3.3. Niveles de corto circuito

De acuerdo con los resultados del estudio del sistema para el año 2005 los niveles de cortocircuito para las subestaciones del proyecto y tomando en cuenta los valores indicados, se elige 31,5 kA como el nivel de corriente de cortocircuito que los equipos pueden soportar.

Solo para el diseño de la ampliación del sistema de malla de tierra profunda en el caso de la Subestación Tocache se considera un valor de corriente de cortocircuito igual a 15kA.

5.3.4. Filosofía de Operación del Sistema de Protección

Para las instalaciones correspondientes el uso de un esquema de protecciones principales y de respaldo compatibles con las existentes que

permitan una correcta operación del sistema de protección ante la ocurrencia de fallas en el sistema de potencia.

Los equipos considerados serán de tipo digital, de última generación, multifuncionales, que permitan además funciones de medición, señalización y registro. Las funciones mínimas de cada equipo estarán de acuerdo con las especificaciones y diagramas unifilares de protección.

En las subestaciones, como parte del proyecto, se implementarán nuevos equipos de protección para reemplazar y/o ampliar el sistema existente. Estas protecciones tomarán en cuenta las instalaciones presentes y futuras.

5.3.5. Sistema de Control

El sistema de control implementado en las subestaciones del proyecto contempla los siguientes niveles de control:

- Control local desde el mismo equipo en el patio de llaves.
- Control local desde la sala de control de la subestación.
- Control remoto desde el Centro de Control de REP.

El control local desde la sala de control en la subestación se efectuará por medio de dispositivos de mandos discrepantes, que permitan funciones de control, mando, medición, señalización y de registro.

Las subestaciones existentes cuentan con un sistema de alarmas centralizado en los paneles correspondientes. Estos sistemas están conformados por módulos independientes de alarma para cada celda en particular. Se implementará módulos adicionales en estos paneles para centralizar aquellas alarmas correspondientes a las instalaciones del proyecto, que no sean señalizadas en los dispositivos de control y protección digitales, y que no puedan ser rápidamente detectadas por los operadores de las subestaciones.

El control remoto de las subestaciones desde el Centro de Control de RED DE ENERGÍA DEL PERÚ será realizado vía la Unidad Terminal Remota (RTU) correspondiente en cada subestación. El esquema permite:

- Medición remota (Telemedición) de los principales parámetros eléctricos de cada Celda de la subestación.
- Operación remota (Telemando) de los interruptores de la subestación.
- Indicación remota (Tele señalización) de la posición de los equipos de seccionamiento y corte.

- Indicación remota (Tele alarmas) de las principales alarmas de cada Celda de la subestación.

Las nuevas instalaciones serán integradas a éste sistema de control remoto a nivel del RTU correspondiente.

a) Subestaciones Tingo María, Tocache y Aucayacu

Existe una RTU S900, para lo cual las señales deben llevarse en forma cableada. REP dispone de tarjetas para cubrir con los requerimientos. Es necesario que en la ingeniería se adicione las señales de supervisión de la regulación del Transformador de Reserva (posición de taps, falla regulador, regulador manual/automático, etc.)

b) Subestación Huancavelica

REP tiene previsto realizar el cambio de la RTU S900 por una RTU560 de ABB (mes de agosto 2008), en ese sentido sería conveniente que la integración de las señales se realice a través del protocolo IEC61850. ABB en conjunto con REP realizaría la integración. En este caso ABB considerara toda la conectividad necesaria (switch, fibra, convertidores de fibra a UTP, etc.).

Además se deberá agregar las señales de supervisión de la regulación del Transformador de Reserva, en este caso se deberán cablear las alarmas al controlador de bahía o relés de protección. Definir en la ingeniería.

c) Subestación Paramonga Nueva

Existe un nuevo sistema SAS (SiCAM PAS) en la cual todos los IED's están integrados en una red LAN y en protocolo IEC61850. La integración de las señales de los nuevos relés de la celda de transformación se deberá realizar en protocolo IEC61850. Para tal fin se necesita la siguiente información:

Los archivos del proyecto con extensión scd o icd (para cada IED)

La ingeniería de detalle en donde se indique la red Ethernet de los nuevos IED's (Fibra óptica, switch utilizados, puntos de conexión a la SiCAM PAS, etc).

También se deberán agregar las alarmas señales de supervisión de la regulación del Transformador.

d) Subestación Tintaya

En Tintaya existe una RTU SiCAM (Siemens), esta tiene activo el protocolo DNP 3.0, pero no se tiene puertos disponibles de comunicación. En este caso es necesaria la compra de una tarjeta

adicional a fin de ampliar los puertos. La tarjeta maneja puertos seriales en RS-485.

Lo mismo que las anteriores, en la ingeniería agregar las señales de supervisión de la regulación del Transformador.

e) Subestación Puno

La RTU existente es una Harris D20. Es necesario realizar un UPGRADE en la RTU (agregar en el firmware un protocolo adicional), el protocolo puede ser DNP 3.0 o IEC 870-5-103. El representante de Harris en el Perú es SOLTEC.

Lo mismo que las anteriores, en la ingeniería agregar las señales de supervisión de la regulación del Transformador.

5.3.6. Sistema de Medición de Energía Eléctrica

El sistema de medición de energía eléctrica de las subestaciones esta compuesto por Contadores de energía electrónicos, multifunción, para medición de energía activa (kW-h), energía reactiva (kVAR-h), máxima demanda, doble tarifa como mínimo, bidireccionales, con memoria de masa para registro y con accesorios para acceso remoto (módem). Los contadores cuentan con una precisión clase 0,2.

En esta etapa solo se considera instalar un equipo de por subestación, esto quiere decir que se obtendrá la lectura de un solo nivel de tensión, el lado de Alta Tensión.

La integración de estos medidores al sistema scada de control de REP no forma parte del presente proyecto.

CONCLUSIONES

Sobre las instalaciones y el impacto en caso de falla de un Transformador

1. En las subestaciones Piura Oeste, Chiclayo Oeste y Guadalupe operan dos transformadores en paralelo y aguas abajo existen centrales térmicas y/o hidráulicas que pueden abastecer, conjuntamente con el transformador que queda, la demanda del área. Bajo estas condiciones, la compensación tanto por la NTCSE y por la LCE estará como máximo alrededor USD 3,800, sin existir apremio en el tiempo para la puesta en servicio del transformador que reemplaza.
2. Con respecto a la subestación Huancavelica, se observa que al no existir generación eléctrica asociada al COES aguas abajo de la subestación, ésta quedará desatendida hasta que su único transformador sea reemplazado por el de Huayucachi en 11 días, implicando una compensación superior al 10% de la R.A.G.
3. Siendo la subestación Huancavelica la única de REP a 220 kV, ubicada a más de 3,000 msnm que tiene un solo transformador y que en caso de salir de servicio la compensación sería muy elevada (superior al 10% de la R.A.G.), se recomienda la instalación de un transformador fijo de Reserva.
4. En la Sierra Norte, se ha evaluado que el traslado del transformador de Huánuco a cualquiera de las subestaciones de Tingo María, Aucayacu y Tocache tendrían una duración mínima de 8.5 días. Puesto que en las tres subestaciones mencionadas no existe generación local, durante este período habrá restricción total del servicio y las compensaciones tanto en Tingo María como en Tocache superarían los 8 millones de dólares.
5. Con respecto al Sur, puesto que las cargas de las subestaciones Combapata, Ayaviri y Azángaro no se compensan por la NTCSE, la máxima compensación por la LCE sería en Combapata de aproximadamente USD 54,000 el reemplazo

de sus transformadores en caso de falla se realizará con el de reserva que se encuentra en Juliaca.

6. Cabe mencionar que en esta área, las subestaciones con mayores demandas son Tintaya, Puno y Quencoro con 18, 14 y 6 MW respectivamente. En Tintaya y Puno existe generación local mientras que en Quencoro no, sin embargo, la carga del lado de 10 kV puede alimentarse a través de las redes de Electro Sur Este desde la subestación Dolorespata y la carga en 33 kV no es compensable por la NTCSE.

Sobre las instalaciones y su operación

7. La subestación Quencoro en el lado de 10.5 kV del transformador está operando muy cercano a su capacidad nominal.
8. Para la subestación Juliaca, se recomienda hacer un análisis de factibilidad para seccionar parte de la barra de 10 kV alimentada por los Transformadores T52 y T54 y transferirlo a la barra de 10 kV que es alimentada del T51 de 40 MVA, especialmente para casos de emergencia.
9. También, se debe realizar un análisis de factibilidad para la puesta en servicio del transformador de reserva de manera que alimente a las barras 138kV y dependiendo de la emergencia a cualquiera de las barras de 10kV, una a la vez.

Sobre las compensaciones y el Plan de Gestión del Riesgo de falla de un Transformador de Potencia.

10. Las compensaciones ya sea por la NTCSE o la LCE dependen fundamentalmente del tiempo que nos demoremos en recuperar el servicio. Ver Anexo N° 1 Cálculo de las compensaciones por NTCSE y LCE.
11. Se observan 07 subestaciones en la zona crítica, esto quiere decir que en caso de fallar uno de los transformadores asociados a éstas, el impacto sería alto. Sin embargo, los índices nos muestran que debido al estado de las instalaciones las probabilidades de falla están en un nivel controlado.

12. Para todos los casos se observa que tener un transformador fijo de reserva en cada subestación representa menores compensaciones, aunque la inversión en Transformadores Móviles sea menor, la cobertura de los riesgos también lo es.
13. Finalmente, es conveniente la inversión, técnica y económicamente, como mitigación de un riesgo negativo, y el posible reconocimiento por parte del Ministerio de Energía y Minas como parte del V.N.R, teniendo en cuenta que existe la probabilidad de que éstos equipos operen continuamente debido al aumento de la demanda eléctrica (casi 12% anual).
14. Es conveniente realizar un planeamiento de adquisición y traslado de transformadores fijos a fin de ir rotando e instalando nuevos transformadores en función al crecimiento de la demanda.
15. Las estrategias del Plan de Gestión de Riesgo, ante la posible falla de uno de los Transformadores de Potencia, pasa por Mitigar mediante la instalación de Transformadores de Reserva, transferir el riesgo mediante la toma de seguros o el reconocimiento por parte del estado peruano de la inversión como parte del V.N.R, y finalmente Aceptar el riesgo en los casos de las subestaciones que presentan un muy bajo índice de criticidad, tomando las previsiones en caso de falla del equipo principal.

ANEXOS

ANEXO A GLOSARIO DE TÉRMINOS

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Fijación de Tarifas de Transmisión

En noviembre de 1992 con la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas se acordó clasificar en dos el Sistema de Transmisión Nacional:

Sistema Principal de Transmisión (SPT)

Es aquella parte del sistema de transmisión, común al conjunto de generadores de un Sistema Interconectado, que permite el intercambio de electricidad y la libre comercialización de la energía eléctrica.

Sistema Secundario de Transmisión (SST)

Es aquella parte del sistema de transmisión destinado a transferir electricidad hacia un distribuidor o consumidor final, desde el SPT. Son parte de este sistema, las instalaciones necesarias para entregar electricidad desde una central de generación, hasta una barra del SPT.

Con la promulgación de la Nueva Ley 28832 las instalaciones nuevas serán clasificadas como:

Sistema Garantizado De Transmisión

Son instalaciones cuya concesión es el resultado de un proceso de licitación pública.

Sistema Complementario De Transmisión

Son todas aquellas instalaciones que no son consideradas como parte del Sistema Garantizado.

Así mismo, se acordó que las empresas de transmisión no podían comercializar energía, siendo sus principales clientes los generadores. Las ampliaciones se realizarán principalmente por requerimientos de los generadores y clientes libres, quienes deben asumir los costos de las ampliaciones y las compensaciones por su uso.

Los sistemas de transmisión son de acceso abierto con tarifas reguladas. En ese sentido, los costos de la transmisión se remuneran calculado como la anualidad de la inversión considerando el Valor Nuevo de Reemplazo (aVNR), con una vida útil de 30 años, y una tasa de actualización del 12%. y los costos estándares de operación y mantenimiento (COyM) de un sistema económicamente adaptado (SEA) para el SPT, mientras que para los SST se remunera el Costo Medio.

Aspectos comerciales en transmisión

Acceso Abierto "Open Access" (Art. 33 RLCE).

Tarifas Reguladas (Arts. 31, 43 RLCE).

No puede Comercializar Energía (Art. 233 RLCE).

Principales Clientes: Generadores.

Ampliaciones: Principalmente por requerimientos de Generadores y clientes libre.

**ANEXO B METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE COMPENSACIONES POR
NTCSE Y LCE**

1. EJEMPLO DEL CÁLCULO DE LA COMPENSACIÓN POR APLICACIÓN DE LA NORMA TÉCNICA DE CALIDAD DE SERVICIO (NTCSE)

SUBESTACIÓN	PUNO 60 KV
Tensión	60 kV
Máx. Demanda	9,8 MW
Número de horas semestrales (NHS)	4416 horas
Energía Racionada Semestral (ERS)	25.992.576 KW-h
Tolerancia (N')	4horas Interrupciones/Semestral.
Compensación Unitaria (CU)	0,35 US\$/Kw-h

Duración de la Interrupción (horas)	Energía No suministrada ENS (kW-hora)	Factor de Calidad FC	Compensación US\$
1	5.887	0,000	0
2	11.777	0,000	0
3	17.670	0,000	0
4	23.565	0,000	0
5	29.463	1,250	12.890
6	35.364	1,500	18.566
7	41.267	1,750	25.276
8	47.173	2,000	33.021
9	53.082	2,250	41.802
10	58.994	2,500	51.619
15	88.591	3,750	116.276
20	118.256	5,000	206.947
25	147.988	6,250	323.723
30	177.788	7,500	466.693
35	207.656	8,750	635.946
40	237.592	10,000	831.572
45	267.597	11,250	1.053.663
50	297.670	12,500	1.302.308
55	327.813	13,750	1.577.599
60	358.024	15,000	1.879.628
65	388.306	16,250	2.208.488
70	418.656	17,500	2.564.270

Cálculo de la compensación:

$$\text{Compensación} = \text{ENS} * \text{FC} * \text{CU (US\$)}$$

Donde,

ENS Energía no suministrada.

FC Factor de calidad, factor que se incrementa en 0,25 por hora luego del número de horas de tolerancia semestral.

CU Compensación Unitaria en US\$

El cálculo se realiza para todos los niveles de energía.

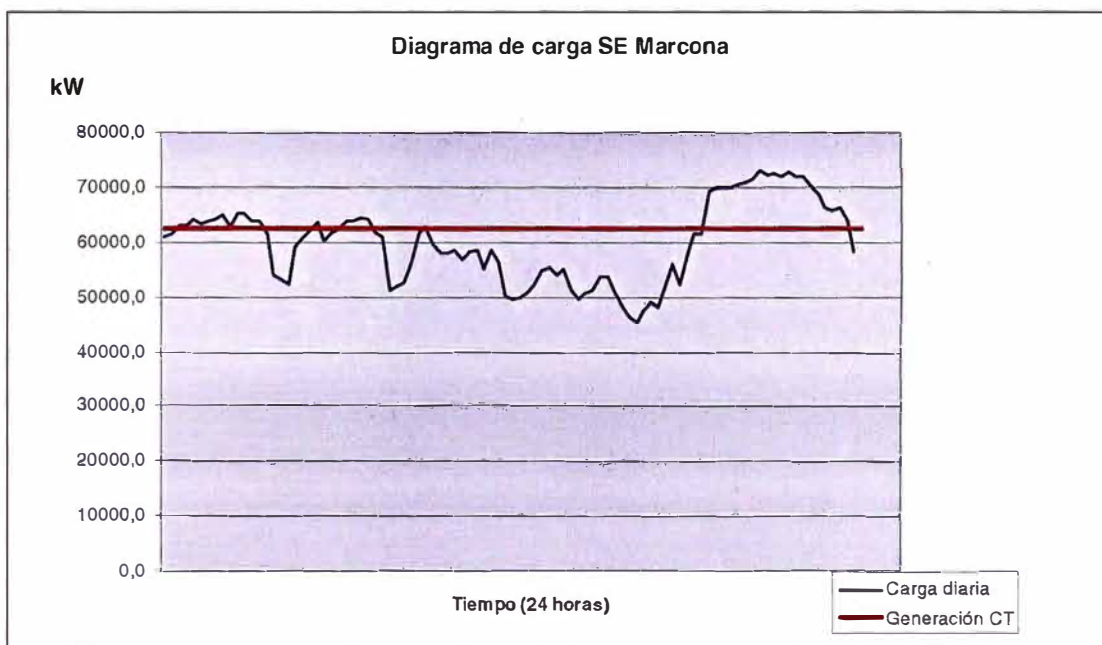
2. EJEMPLO DEL CÁLCULO DE LA COMPENSACIÓN POR APLICACIÓN DE LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICA (LCE)

SUBESTACIÓN	MARCONA
Tensión	220 kV
Máx. Demanda	71 MW
Generación CT	63,6 MW
Tiempo de Arranque CT	18 horas
Tiempo de reemplazo de Transformador	18 días (432 horas)
Tiempo de Racionamiento (t_R)	414 Horas (432 horas-18 horas)
Energía Racionada Hora (ERH)	21.435 KW-h
Costo de Racionamiento (CR)	0,25US\$/kW-h

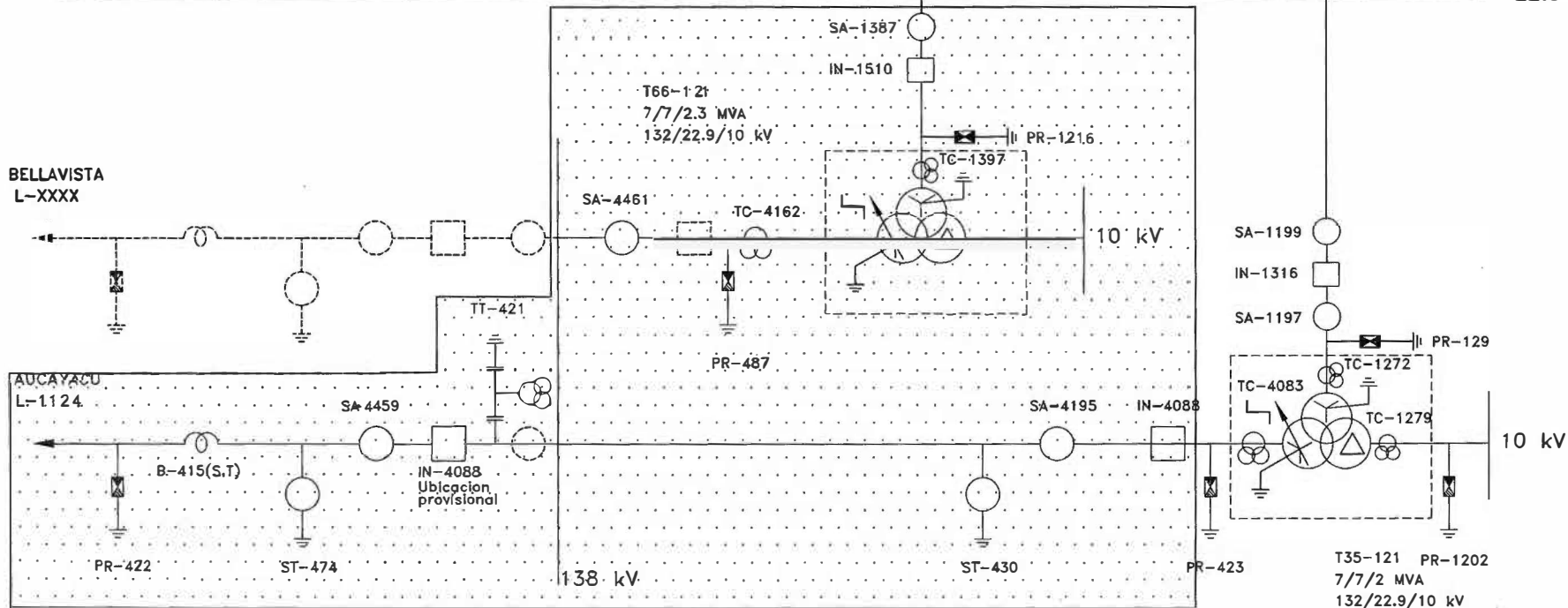
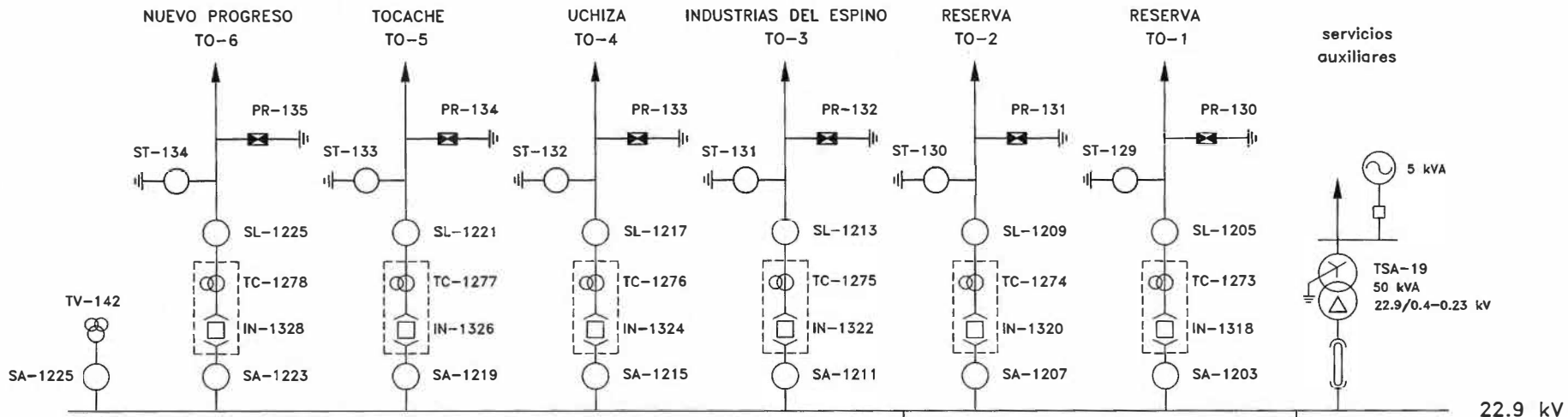
$$\text{Energía No Suministrada (ENS)} = \text{ERH} * t_R$$

$$\text{Compensación} = \text{ENS} * \text{CR (US\$)}$$

Para obtener la Energía Racionada Hora, se halla la diferencia de la Energía consumida diaria con alimentación normal y se resta a la energía racionada que entrega la Central térmica diariamente (Energía total sobre la línea roja).



**ANEXO C DIAGRAMAS UNIFILARES: 1ERA ETAPA INSTALACIÓN DE
TRANSFORMADORES DE RESERVA**



PROYECTO TRANSFORMADOR DE RESERVA

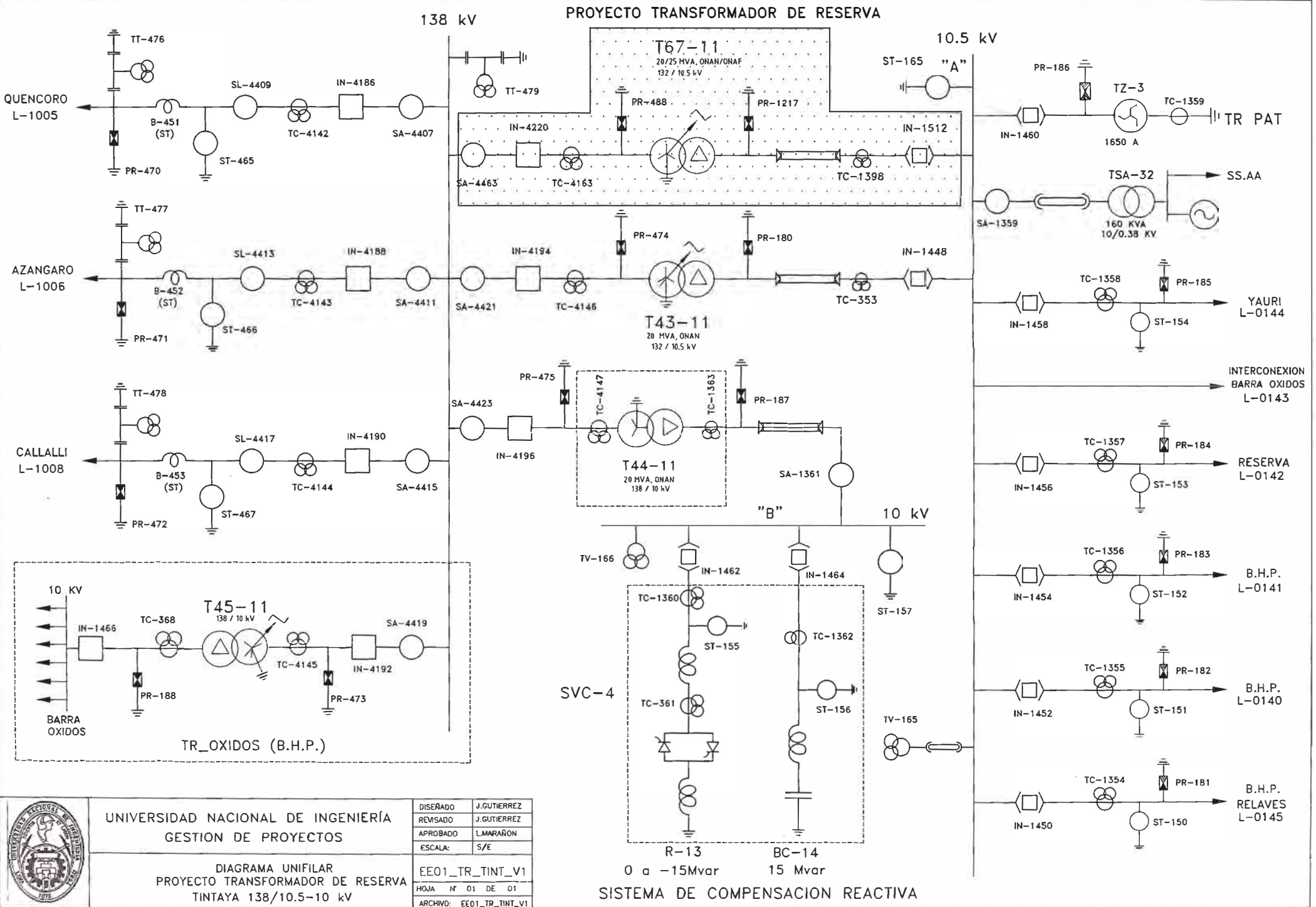
- INSTALACION FUTURA, LINEA BELLAVISTA-TOCACHE
- DESMONTAJE FISICO Y REUBICACION EN OTRA POSICION
- DESMONTAJE Y RETIRO DEFINITIVO



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
GESTION DE PROYECTOS

DIAGRAMA UNIFILAR
PROYECTO TRANSFORMADOR DE RESERVA
TOCACHE 138/22.9/10 kV

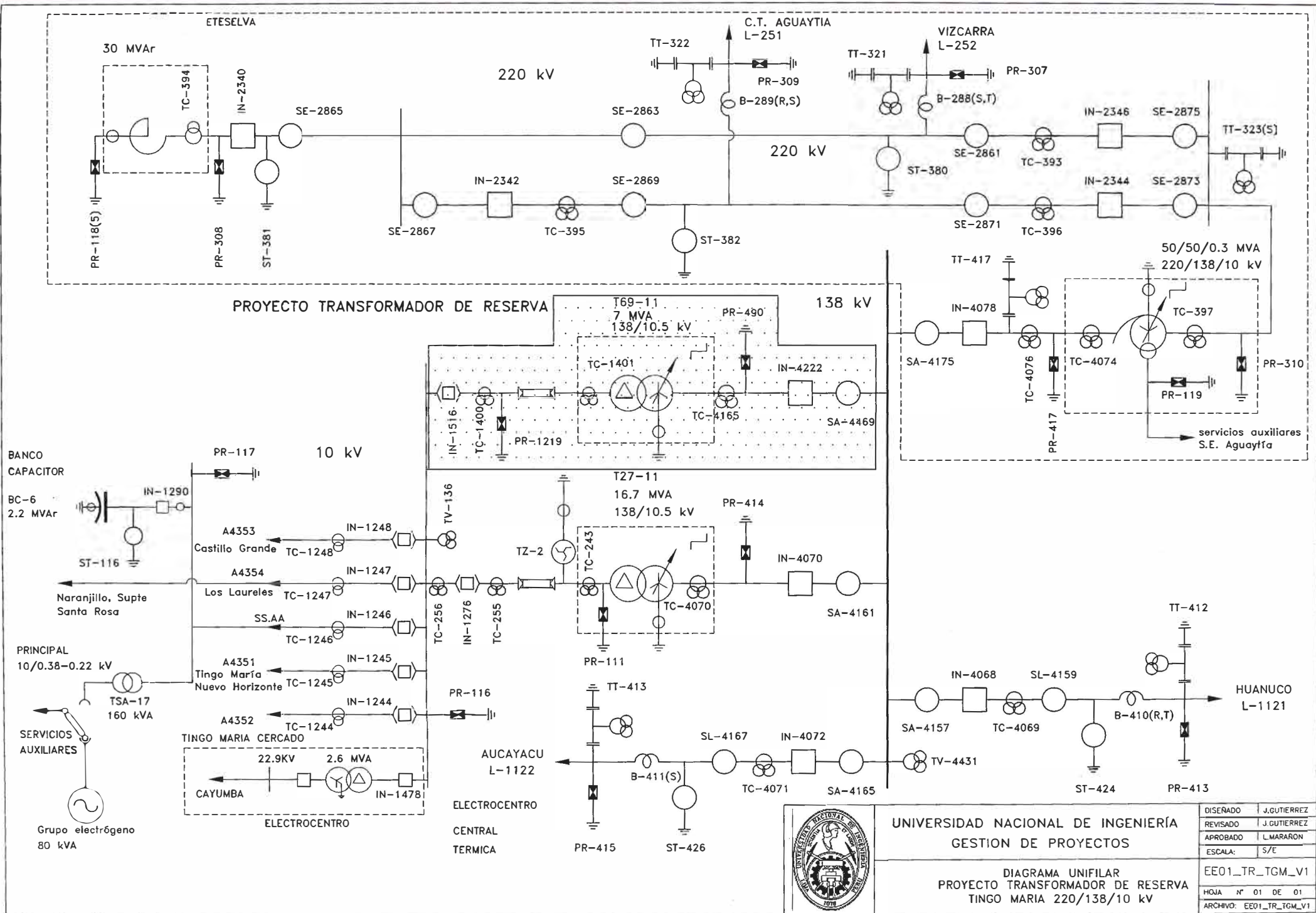
DISEÑADO	J.GUTIERREZ
REVISADO	J.GUTIERREZ
APROBADO	L.MARARON
ESCALA:	S/E
EE01_TR_TOCA_V1	
HOJA N° 01 DE 01	
ARCHIVO: EE01_TR_TOCA_V1	



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
GESTION DE PROYECTOS

DIAGRAMA UNIFILAR
PROYECTO TRANSFORMADOR DE RESERVA
TINTAYA 138/10.5-10 kV

DISEÑADO	J.GUTIERREZ
REVISADO	J.GUTIERREZ
APROBADO	L.MARAÑON
ESCALA:	S/E
EE01_TR_TINT_V1	
HOJA	N° 01 DE 01
ARCHIVO:	EE01_TR_TINT_V1



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
GESTION DE PROYECTOS

DIAGRAMA UNIFILAR
PROYECTO TRANSFORMADOR DE RESERVA
TINGO MARIA 220/138/10 kV

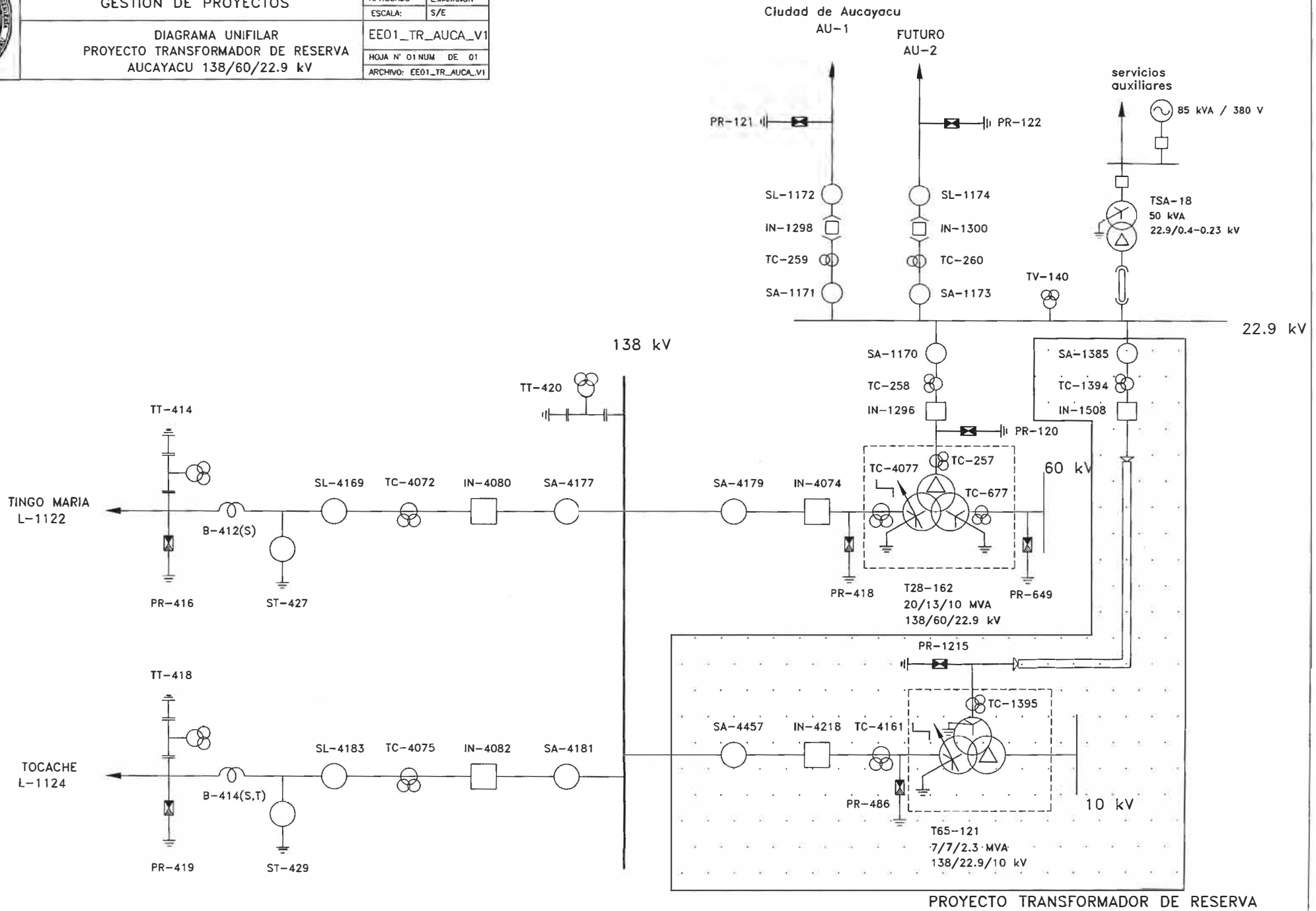
DISEÑADO	J.GUTIERREZ
REVISADO	J.GUTIERREZ
APROBADO	L.MARARON
ESCALA:	S/E
EEO1_TR_TGM_V1	
HOJA N° 01 DE 01	
ARCHIVO: EEO1_TR_TGM_V1	



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
GESTION DE PROYECTOS

DIAGRAMA UNIFILAR
PROYECTO TRANSFORMADOR DE RESERVA
AUCAYACU 138/60/22.9 kV

DISEÑADO	J.GUTIERREZ
REVISADO	J.GUTIERREZ
APROBADO	L.MARAÑÓN
ESCALA:	S/E
EEO1_TR_AUCA_V1	
HOJA N° 01 NUM DE	01
ARCHIVO:	EEO1_TR_AUCA_V1



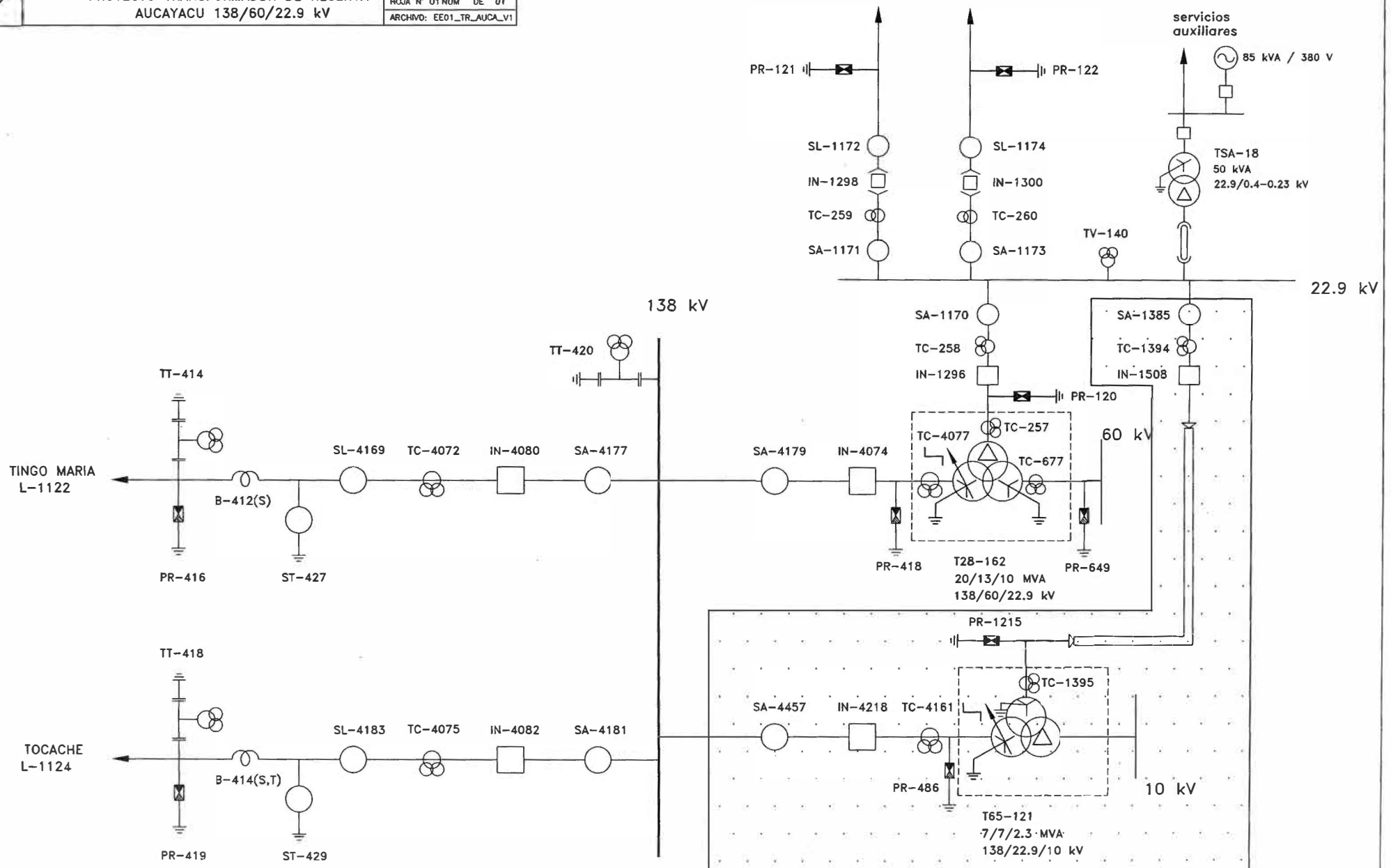


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
GESTION DE PROYECTOS

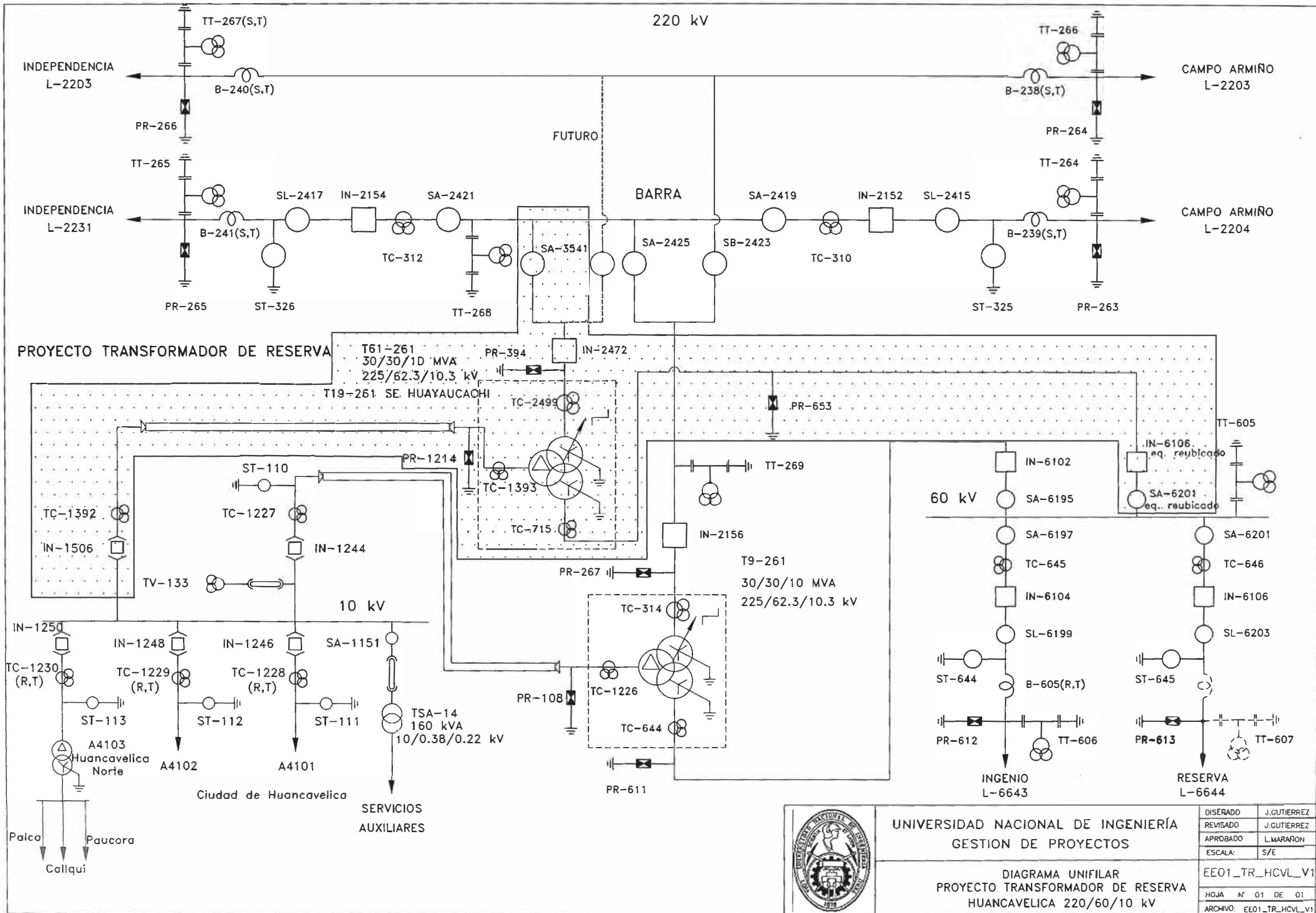
DISEÑADO	J.GUTIERREZ
REVISADO	J.GUTIERREZ
APROBADO	L.MARAÑÓN
ESCALA:	S/E

DIAGRAMA UNIFILAR
PROYECTO TRANSFORMADOR DE RESERVA
AUCAYACU 138/60/22.9 kV

EEO1_TR_AUCA_V1
HOJA N° 01 NUM DE 01
ARCHIVO: EEO1_TR_AUCA_V1



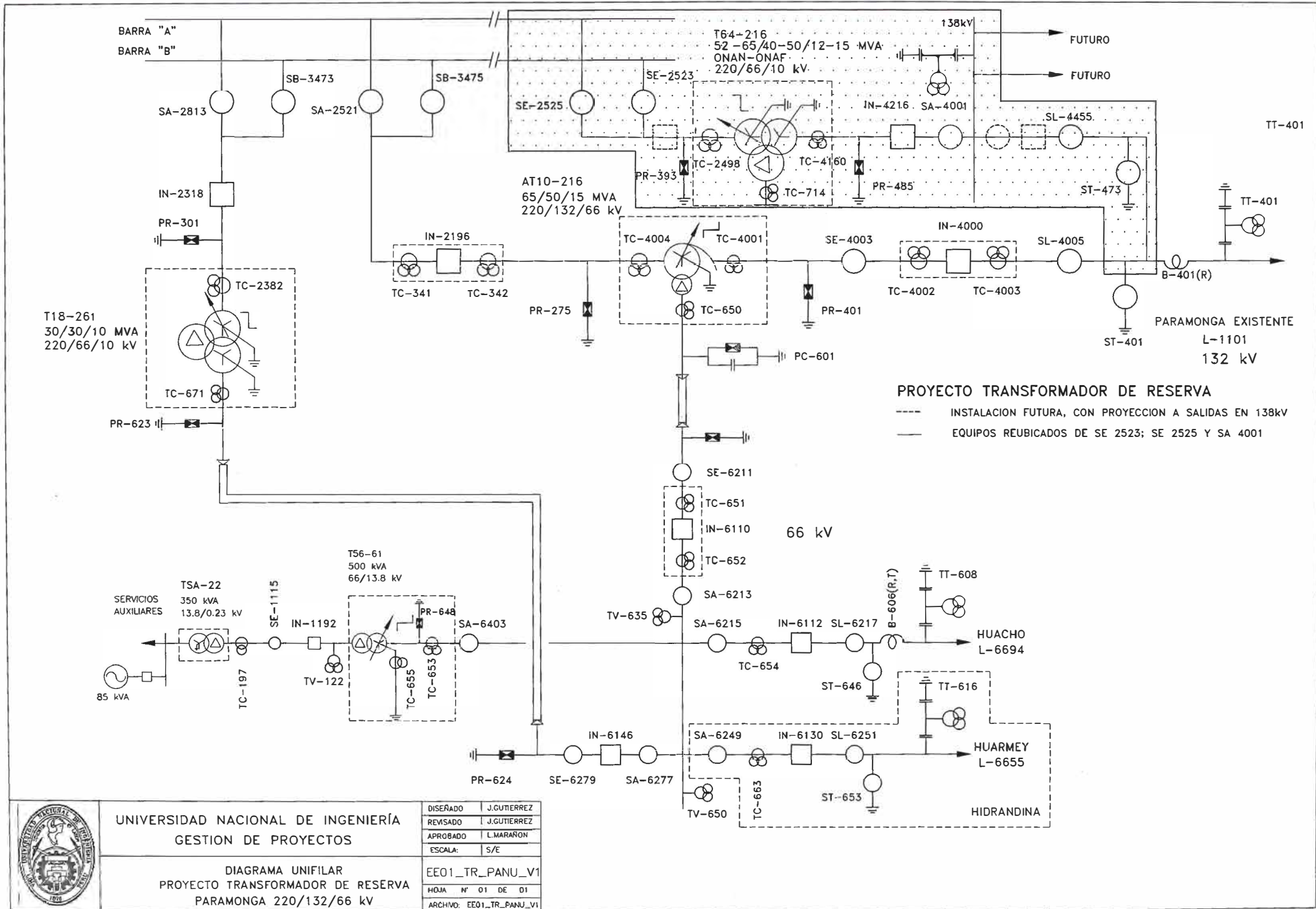
PROYECTO TRANSFORMADOR DE RESERVA



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
GESTION DE PROYECTOS

DIAGRAMA UNIFILAR
PROYECTO TRANSFORMADOR DE RESERVA
HUANCAVELICA 220/60/10 kV

DISERADO	J.GUTIERREZ
REVISADO	J.GUTIERREZ
APROBADO	L.MARAÑON
ESCALA:	S/E
EE01_TR_HCVL_V1	
HOJA	Nº 01 DE 01
ARCHIVO:	EE01_TR_HCVL_V1



PROYECTO TRANSFORMADOR DE RESERVA

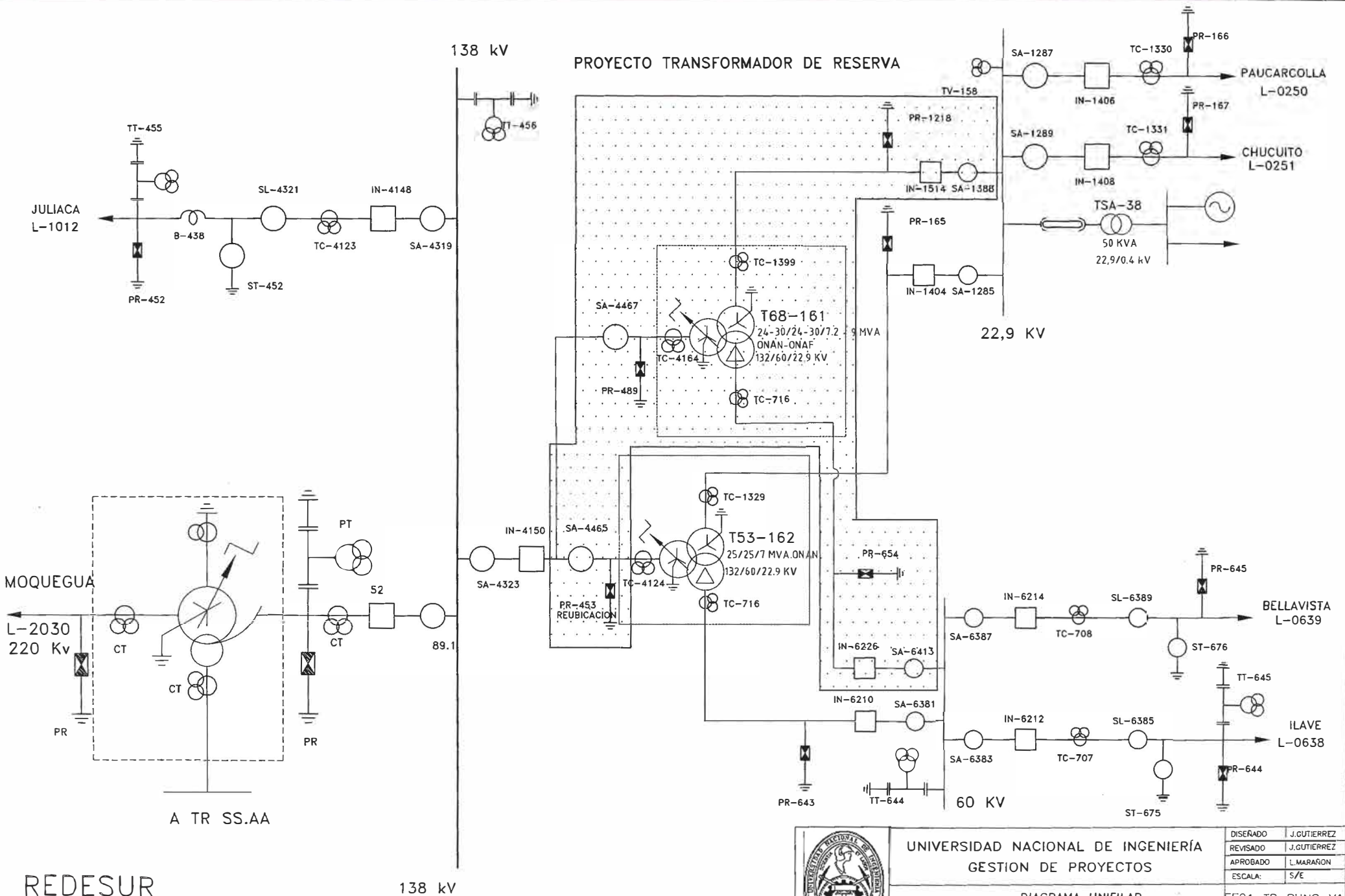
- INSTALACION FUTURA, CON PROYECCION A SALIDAS EN 138kV
- EQUIPOS REUBICADOS DE SE 2523; SE 2525 Y SA 4001



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
GESTION DE PROYECTOS

DIAGRAMA UNIFILAR
PROYECTO TRANSFORMADOR DE RESERVA
PARAMONGA 220/132/66 kV

DISEÑADO	J.GUTIERREZ
REVISADO	J.GUTIERREZ
APROBADO	L.MARARON
ESCALA:	S/E
EEO1_TR_PANU_V1	
HUJA N°	01 DE 01
ARCHIVO:	EEO1_TR_PANU_V1



PROYECTO TRANSFORMADOR DE RESERVA

REDESUR



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
GESTION DE PROYECTOS

DIAGRAMA UNIFILAR
PROYECTO TRANSFORMADOR DE RESERVA
PUNO 138/60/22.9 kV

DISEÑADO	J.GUTIERREZ
REVISADO	J.GUTIERREZ
APROBADO	L.MARAÑON
ESCALA:	5/E
EE01_TR_PUNO_V1	
HOJA N° 01 DE 01	
ARCHIVO: EE01_TR_PUNO_V1	

BIBLIOGRAFÍA

1. Carlos Felipe Ramírez G. "Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión". Editor Mejía Villegas-Colombia 1989
2. Otto Guthmann, Rolf Pohlmann, otros. "Manual de Instalaciones de Distribución de Energía Eléctrica" Brown Boveri & Cie Suecia 1979
3. Lliceto, Gatta, Coppadoro, Bergonzi, Scendrate, " Criteri di scelta dei parametri fondamentali per la specificazione dei grande Transformatori" AEI, Italia 1992
4. Comité de Operación Económica del Sistema Nacional Interconectado, " criterios de ajuste y coordinación de los sistemas de Protección del SEIN" COES, Lima marzo 2008
5. http://www.rep.com.pe/infraestructura_de_la_red.htm
6. IEC, "IEC 60071-1 Niveles de aislamiento normalizados en instalaciones eléctricas" IEC 1993
7. Ministerio de Energía y Minas Dirección General de Electricidad, Decreto Ley N° 25844, "Ley de Concesiones Eléctricas" Lima, 1992
8. Ministerio de Energía y Minas Dirección General de Electricidad, Decreto Supremo N° 009-93-EM-. "Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas" Lima 1993
9. Ministerio de Energía y Minas Dirección General de Electricidad Decreto Supremo N° 009-97-EM.-"Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos". Lima, 1997
10. Ministerio de Energía y Minas Dirección General de Electricidad Resolución Directoral N° 049-99-EM/DGE.- "Norma Técnica para la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados". Lima, 1999