



UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA ELECTRICA

**“DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA
EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR, FRENTE AL
IMPACTO MASIVO DE LAS COCINAS DE INDUCCIÓN”**

**Tesis previa a la obtención del
Título de Ingeniero Eléctrico**

**AUTORES: Marlon René Martínez Rodas
Carlos Gustavo Morocho Ortiz**

DIRECTOR: Ing. Hernando Merchán Manzano, MSc.

CUENCA - ECUADOR

2014



UNIVERSIDAD DE CUENCA

RESUMEN

El trabajo que presentamos, tiene como objetivo realizar un análisis del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., debido al incremento masivo de la carga que habrá por la implementación del uso de las cocinas de inducción para el servicio doméstico, es por ello que se vio necesario un estudio de la infraestructura del sistema eléctrico de potencia que posee la Empresa Eléctrica con el fin de analizar las nuevas alternativas que se debe incorporar en la subtransmisión.

Para la determinación del impacto se inicia con un proceso estadístico, en el cual basándonos de encuestas se determina la cantidad de usuarios que pretenderán hacer uso de las cocinas de inducción, permitiendo construir los cimientos sobre los que se ha de levantar la investigación. Con la ayuda de esos resultados se proyecta el incremento de demanda ya sea con o sin el uso de las cocinas en los diferentes alimentadores y subestaciones de la EERCS.

El análisis se realizará en las 17 subestaciones que componen el sistema de subtransmisión, para dicho análisis nos ayudaremos del software DIGSILENT 14.1, el mismo que nos ayudara a ver la cargabilidad actual y futura en cada subestación considerando los dos casos planteados, sin el ingreso y con el ingreso de las cocinas.

Finalmente, se eligen los elementos más críticos de las subestaciones, es decir aquellos que están sobrecargados y así se realizará una reconfiguración al sistema de subtransmisión de tal manera que este pueda soportar la nueva carga incluyendo el caso en el que se considera el ingreso de las cocinas de inducción al sistema.

Palabras Claves:

Sistema de Subtransmisión, subestaciones, Cocina de Inducción, Digsilent, Demanda, Sobrecarga.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

ABSTRACT

The present study has the purpose to analyze of the subtransmission system of Empresa Eléctrica Regional Centro Sur CA, due to the massive increase in the load by the implementation of the use of induction stoves for domestic service, for that reason was necessary to study the infrastructure of the potency electric system that the electric company arranges in order to discuss new alternatives that should be incorporated into the subtransmission. To determine the impact, it starts with a statistical process, in which is based in surveys that we discover the number of users who pretend use the induction stoves, allowing the beginning of this investigation. With the help of these results it projects the increase of the demand either with or without the use of these stoves in different feeding devices and substations of EERCS.

The analysis will take effect in the 17 substations of the subtransmission system, for this analysis will be necessary the software DIGSILENT 14.1, which help us to find out the actual and future chargeability in each substation considering the two mentioned cases with and without the use of the induction stoves.

Finally, the most critical elements of the substations are chosen, in other words the most overloaded, then it will take effect the reconfiguration of the subtransmission system so that it can support the new loading including the income of induction stoves to the system.

Keywords:

Subtransmission system, substations, Induction stoves, DIGSILENT, Demand, Overload.



INDICE DE CONTENIDOS

RESUMEN	2
ABSTRACT	3
DEDICATORIA:	14
AGRADECIMIENTO:	16
CERTIFICACION	18
IMPORTANCIA Y JUSTIFICACION	19
OBJETIVOS	19
CAPITULO I	20
1. INTRODUCCIÓN	20
1.1. Operación del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur.	20
1.1.1. Importancia del sistema de subtransmisión para la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur	21
1.1.2. Área de concesión	22
1.1.3. Alimentadores	23
1.1.4. Subestaciones	25
1.1.5. Cargabilidad en conductores	28
1.2. Comportamiento de la demanda en un sistema de subtransmisión..	28
1.3. Impacto de las cocinas de inducción en el sistema de subtransmisión.	30
CAPITULO II	33
2. COCINAS DE INDUCCIÓN	33
2.1. Funcionamiento	33
2.1.1. El principio del calentamiento a inducción	34
2.1.2. Placas de inducción	35
2.2. Uso del GLP como energético	36
2.3. Equivalente energético electricidad – GLP	36
2.4. Eficiencia de las cocinas de inducción y de GLP	38
2.5. Cambio de electricidad por GLP como energético de cocción.....	38
2.5.1. Aspectos sobre la demanda de energía	39
2.5.2. Aspectos sobre la demanda de potencia	39
2.6. Curva de demanda aproximada por las cocinas de inducción	40
2.7. Ventajas	42
2.8. Desventajas	42



UNIVERSIDAD DE CUENCA

CAPITULO III	43
3. CARACTERISTICAS DE LA INFRAESTRUCTURA DE LA SUBTRANSMISIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR.....	43
3.1. Diagrama unifilar.....	43
3.2. Parámetros de alimentadores	43
3.3. Parámetros de líneas.....	45
3.4. Transformadores.....	45
3.5. Barras	47
CAPITULO IV.....	48
4. ANALISIS DEL FLUJO DE POTENCIA DE LA SUBTRANSMISION DE LA EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTRO SUR, SIN LAS COCINAS DE INDUCCION.....	48
4.1. Diagnóstico del flujo de potencia en el estado actual	48
4.2. Análisis de flujos de potencia en la hora crítica.	49
4.3. Proyección de la demanda periodo de 15 años.....	50
4.4. Cargabilidad de transformadores y alimentadores para un periodo de 15 años.....	55
4.4.1.Cargabilidad en Transformadores	55
4.4.2.Cargabilidad en alimentadores	59
4.5. Diagnóstico de flujos de potencia para diferentes años.: 2014, 2015, 2016, 2017, 2020, 2024 y 2029.	61
CAPITULO V	66
5. ANÁLISIS DEL FLUJO DE POTENCIA DE LA SUBTRANSMISIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR, FRENTE AL IMPACTO DE LAS COCINAS DE INDUCCIÓN.....	66
5.1. Análisis de incremento de carga que aportan las cocinas de inducción en periodos de: 25% (año 2014), 50% (año 2015), 75% (año 2016), 100% (año 2017).	66
5.1.1.Método de demanda máxima no coincidente (método de Ardvinson).....	67
5.2. Análisis de flujos de potencia en la hora critica con el total de cocinas de inducción instaladas.	71
5.3. Proyección de la demanda periodo de 15 años.	72
5.4. Cargabilidad de transformadores y alimentadores para un periodo de 15 años.....	76
5.4.1.Cargabilidad en Transformadores	76
5.4.2.Cargabilidad en Alimentadores.....	80



UNIVERSIDAD DE CUENCA

5.5. Diagnóstico de flujos de potencia para los diferentes años: 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2020, 2024, 2029.	82
CAPITULO VI.....	86
6. EXPANSION DE LA INFRAESTRUCTURA DEL SISTEMA DE SUBTRASMISION DE LA EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTRO SUR.....	86
6.1. Expansión de la infraestructura del sistema de subtransmisión sin las cocinas de inducción.	86
6.1.1. Alternativas para la repotenciación del sistema de subtransmisión.....	86
6.2. Expansión de la infraestructura del sistema de subtransmisión con las cocinas de inducción.	92
6.2.1. Alternativas para la repotenciación del sistema de subtransmisión.....	92
CAPITULO VII.....	1001
7. ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITOS EN EL SEP.....	101
7.1. ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITOS EN EL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR 101	
7.1.1. Corriente de cortocircuito.....	101
7.2. Simulación de cortocircuitos del sistema de subtransmisión de la E.E.R.C.S con DIgSILENT.....	102
7.2.1. Análisis del efecto de cortocircuitos en el estado actual.....	103
7.2.2. Análisis del efecto de los cortocircuitos con las modificaciones requeridas en el sistema de subtransmisión para atender la demanda por la introducción de las cocinas de inducción para los años: 2014, 2015, 2016, 2017, 2020, 2029.	104
CAPITULO VIII.....	108
8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	108
8.1. Conclusiones.....	108
8.2. Recomendaciones.....	111
BIBLIOGRAFÍA.....	1112
ANEXOS.....	113



INDICE DE ILUSTRACIONES

Figura 1:Área de concesión de la CENTROSUR._____ 22
Figura 2: Curva De Carga Semanal De Un Sistema De Transmisión _____ 29
Figura 3: Curva de carga aproximada de un transformador _____ 29
Figura 4:Coccción por Inducción _____ 34
Figura 5:Inducción Electromagnética _____ 35
Figura 6: Circuito electrónico de potencia utilizado en una placa de inducción 36
Figura 7: Equivalente energético entre GLP y electricidad _____ 37
Figura 8: Demanda incrementada por Cocinas De Inducción. _____ 41
Figura 9: Demanda en el Sistema de Subtransmisión Por Cocinas De Inducción. _____ 41
Figura 10: Incremento de demanda SUB. 01 _____
Figura 11: Incremento de demanda SUB. 02 _____ 52
Figura 12: Incremento de demanda SUB. 03 _____
Figura 13: Incremento de demanda SUB. 04 _____ 52
Figura 14: Incremento de demanda SUB. 05 _____
Figura 15: Incremento de demanda SUB. 07 _____ 53
Figura 16: Incremento de demanda SUB. 08 _____
Figura 17: Incremento de demanda SUB. 09 _____ 53
Figura 18: Incremento de demanda SUB. 012 _____
Figura 19: Incremento de demanda SUB. 014 _____ 53
Figura 20: Incremento de demanda SUB. 015 _____
Figura 21: Incremento de demanda SUB. 018 _____ 54
Figura 22: Incremento de demanda SUB. 021 _____
Figura 23: Incremento de demanda SUB. 022 _____ 54
Figura 24: Incremento de demanda SUB. 023 _____ 54
Figura 25: Incremento de demanda en el sistema de subtransmisión _____ 55
Figura 26: Cargabilidad en el transformador T011 _____
Figura 27: Cargabilidad en el transformador T012 _____ 56
Figura 28: Cargabilidad en el transformador T021 _____
Figura 29: Cargabilidad en el transformador T022 _____ 56
Figura 30: Cargabilidad en el transformador T034 _____
Figura 31: Cargabilidad en el transformador T035 _____ 57
Figura 32: Cargabilidad en el transformador T41 _____
Figura 33: Cargabilidad en el transformador T042 _____ 57
Figura 34: Cargabilidad en el transformador T051 _____
Figura 35: Cargabilidad en el transformador T052 _____ 57
Figura 36: Cargabilidad en el transformador T071 _____
Figura 37: Cargabilidad en el transformador T072 _____ 57
Figura 38: Cargabilidad en el transformador T081 _____
Figura 39: Cargabilidad en el transformador T091 _____ 58
Figura 40: Cargabilidad en el transformador T121 _____
Figura 41: Cargabilidad en el transformador T122 _____ 58
Figura 42: Cargabilidad en el transformador T123 _____
Figura 43: Cargabilidad en el transformador T141 _____ 58
Figura 44: Cargabilidad en el transformador T151 _____
Figura 45: Cargabilidad en el transformador T181 _____ 58



UNIVERSIDAD DE CUENCA

<i>Figura 46: Cargabilidad en el transformador T231</i>	
<i>Figura 47: Cargabilidad en el transformador T221</i>	59
<i>Figura 48: Cargabilidad en el transformador T212</i>	59
<i>Figura 49: Curva de Demanda Diversificada.</i>	68
<i>Figura 50: Incremento de demanda SUB. 01</i>	
<i>Figura 51: Incremento de demanda SUB. 02</i>	73
<i>Figura 52: Incremento de demanda SUB. 03</i>	
<i>Figura 53: Incremento de demanda SUB. 04</i>	73
<i>Figura 54: Incremento de demanda SUB. 05</i>	
<i>Figura 55: Incremento de demanda SUB. 07</i>	73
<i>Figura 56: Incremento de demanda SUB. 08</i>	
<i>Figura 57: Incremento de demanda SUB. 09</i>	74
<i>Figura 58: Incremento de demanda SUB. 12</i>	
<i>Figura 59: Incremento de demanda SUB. 14</i>	74
<i>Figura 60: Incremento de demanda SUB. 15</i>	
<i>Figura 61: Incremento de demanda SUB. 18</i>	74
<i>Figura 62: Incremento de demanda SUB. 21</i>	
<i>Figura 63: Incremento de demanda SUB. 22</i>	74
<i>Figura 64: Incremento de demanda SUB. 23</i>	75
<i>Figura 65: Incremento de demanda en el sistema de subtransmisión</i>	75
<i>Figura 66: Cargabilidad en el transformador T011</i>	
<i>Figura 67: Cargabilidad en el transformador T012</i>	76
<i>Figura 68: Cargabilidad en el transformador T021</i>	
<i>Figura 69: Cargabilidad en el transformador T022</i>	77
<i>Figura 70: Cargabilidad en el transformador T034</i>	
<i>Figura 71: Cargabilidad en el transformador T035</i>	77
<i>Figura 72: Cargabilidad en el transformador T041</i>	
<i>Figura 73: Cargabilidad en el transformador T042</i>	77
<i>Figura 74: Cargabilidad en el transformador T051</i>	
<i>Figura 75: Cargabilidad en el transformador T052</i>	78
<i>Figura 76: Cargabilidad en el transformador T071</i>	
<i>Figura 77: Cargabilidad en el transformador T072</i>	78
<i>Figura 78: Cargabilidad en el transformador T081</i>	
<i>Figura 79: Cargabilidad en el transformador T091</i>	78
<i>Figura 80: Cargabilidad en el transformador T121</i>	
<i>Figura 81: Cargabilidad en el transformador T122</i>	79
<i>Figura 82: Cargabilidad en el transformador T123</i>	
<i>Figura 83: Cargabilidad en el transformador T141</i>	79
<i>Figura 84: Cargabilidad en el transformador T151</i>	
<i>Figura 85: Cargabilidad en el transformador T181</i>	79
<i>Figura 86: Cargabilidad en el transformador T231</i>	
<i>Figura 87: Cargabilidad en el transformador T221</i>	80
<i>Figura 88: Cargabilidad en el transformador T212</i>	80



INDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1: Alimentadores De Cada Subestación De La EERCS.</i>	25
<i>Tabla 2: Ubicación Geográfica De Cada Subestación</i>	28
<i>Tabla 3: Factores de sustitución de uso final para cocción</i>	37
<i>Tabla 4: Datos de parámetros de alimentadores</i>	45
<i>Tabla 5: Parámetros de transformadores</i>	46
<i>Tabla 6: Parámetros De Tipos De Barras</i>	47
<i>Tabla 7: Datos De Parámetros De Alimentadores</i>	49
<i>Tabla 8: Resultados tensión de barra estado actual.</i>	50
<i>Tabla 9: Taza de incremento por Alimentador</i>	52
<i>Tabla 10: Cargabilidad en Alimentadores</i>	60
<i>Tabla 11: Resultados de tensiones en barras años 2014, 2015, 2016, 2017, 2020, 2024 y 2029</i>	63
<i>Tabla 12: Tabla de Demanda y Carga de Cocinas para n Clientes.</i>	68
<i>Tabla 13: Tasa de Incremento por Alimentador Con la Implementación de las Cocinas de Inducción</i>	70
<i>Tabla 14: Resultados de tensiones en barra con el total de C.I.</i>	72
<i>Tabla 15: Cargabilidad en alimentadores</i>	81
<i>Tabla 16: Resultados de tensiones en barras con C.I. años 2014, 2015, 2016, 2018, 2020, 2024 y, 2029</i>	84
<i>Tabla 17: Parámetros de transformador de 32 MVA</i>	88
<i>Tabla 18: Resultados tensiones en barras a corto plazo</i>	90
<i>Tabla 19: Parámetros de transformador de 10 MVA (2 Devanados)</i>	91
<i>Tabla 20: Resultados tensiones en barras a largo plazo</i>	92
<i>Tabla 21: Parámetros de transformador de 10 MVA (3 Devanados)</i>	94
<i>Tabla 22: Parámetros de transformador de 50 MVA (3 Devanados)</i>	95
<i>Tabla 23: Resultados tensiones en barras a corto plazo con C.I.</i>	96
<i>Tabla 24: Resultados tensiones en barras a mediano plazo con C.I.</i>	98
<i>Tabla 25: Resultados tensiones en barras a largo plazo con C.I.</i>	100
<i>Tabla 26: Resultados de Cortocircuitos sin cambios topológicos</i>	104
<i>Tabla 27: Resultados de Cortocircuitos con cambios topológicos, para abastecer la nueva demanda</i>	106
<i>Tabla 28: Resultados de Cortocircuitos con cambios topológicos, para abastecer la nueva demanda</i>	107
<i>Tabla 29: Porcentaje de pérdidas en el sistema</i>	
<i>Tabla 30: Porcentaje de pérdidas en el sistema</i>	110



UNIVERSIDAD DE CUENCA



Universidad de Cuenca
Cláusula de derechos de autor

Yo, Marlon René Martínez Rodas, autor de la tesis "Diagnóstico del sistema de subtransmisión de la empresa eléctrica regional centro sur, frente al impacto masivo de las cocinas de inducción", reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de Ingeniero Eléctrico. El uso que la Universidad de Cuenca hiciera de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

Cuenca, 15 de Octubre de 2014

Marlon René Martínez Rodas

C.I: 010485102-7



UNIVERSIDAD DE CUENCA



Universidad de Cuenca
Cláusula de propiedad intelectual

Yo, Marlon René Martínez Rodas, autor de la tesis "Diagnóstico del sistema de subtransmisión de la empresa eléctrica regional centro sur, frente al impacto masivo de las cocinas de inducción", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 15 de Octubre de 2014

Marlon René Martínez Rodas

C.I: 010485102-7



UNIVERSIDAD DE CUENCA



Universidad de Cuenca
Cláusula de derechos de autor

Yo, Carlos Gustavo Morocho Ortiz, autor de la tesis "Diagnóstico del sistema de subtransmisión de la empresa eléctrica regional centro sur, frente al impacto masivo de las cocinas de inducción", reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de Ingeniero Eléctrico. El uso que la Universidad de Cuenca hiciere de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

Cuenca, 15 de Octubre de 2014



Carlos Gustavo Morocho Ortiz

C.I.: 010488654-4



UNIVERSIDAD DE CUENCA



Universidad de Cuenca
Cláusula de propiedad intelectual

Yo, Carlos Gustavo Morocho Ortiz, autor de la tesis "Diagnóstico del sistema de subtransmisión de la empresa eléctrica regional centro sur, frente al impacto masivo de las cocinas de inducción", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 15 de Octubre de 2014

Carlos Gustavo Morocho Ortiz

C.I: 010488654-4



DEDICATORIA:

Dedico mi trabajo a Dios por brindarme la oportunidad de la vida y los medios necesarios para continuar mi formación profesional.

A mis padres, que me acompañaron a lo largo del camino, brindándome la orientación para progresar y lograr mis objetivos, a ellos dedico mi esfuerzo.

A mis abuelitos, ya que ellos me formaron con buenos valores motivo por el cual este logro también es de ellos.

A mis hermanas, Karlita, quien vive aún en mi corazón y que me ayuda siempre espiritualmente en los momentos difíciles y a mi hermana Paulina, para quien me considero ser su ejemplo.

A mi compañera de lucha Carolina, por haber estado en los momentos difíciles y a todas las personas que me han apoyado y guiado por los caminos del saber, Gracias.

Marlon M.



DEDICATORIA:

Dedico este trabajo principalmente a Dios, por haberme dado la vida y permitirme el haber llegado hasta este momento tan importante de mi formación profesional. A mi madre, por ser el pilar más importante y por demostrarme siempre su cariño y apoyo incondicional sin importar nuestras diferencias de opiniones. A mi padre, por brindarme su apoyo. A mi hermana aunque tengamos nuestras discusiones siempre estuvo ahí para brindarme amor que es lo que me ayudo a seguir luchando por llegar a este objetivo. A mis abuelos sé que día a día ellos se preocupaban por mi bienestar les amo mucho.

A mi tía Enma, a quien quiero como a una madre, por compartir momentos significativos conmigo y por siempre estar dispuesta a escucharme y ayudarme en cualquier momento. A toda mi familia y amigos, que siempre estuvieron brindándome su afecto y cariño sin ellos no hubiera logrado esta meta.

Carlos M.



AGRADECIMIENTO:

Presento mi más sincero agradecimiento a la institución donde me eduque, la Universidad de Cuenca.

A mis Profesores y de manera muy especial a nuestro director el Ing. Hernando Merchán Manzano, que con sus conocimientos ayudaron a culminar con nuestro objetivo.

Al Ing. Pedro León por su acertada orientación académica.

A mis tíos, Nelson Rodas y Wilson Rodas que con su apoyo, conocimientos y buena voluntad me acompañaron durante todo este arduo trayecto.

A mis Padres por su apoyo incondicional durante todo el camino, todo lo conseguido es gracias a ellos.

A mis hermanas a quienes quiero mucho.

A mis abuelitos que me enseñaron el inicio de mi vida estudiantil.

Agradezco a todas las personas que durante este tiempo me han apoyado y han estado en los momentos difíciles ayudándome a crecer como persona.

Marlon M.



AGRADECIMIENTO:

Agradezco a Dios por protegerme durante todo mi camino y darme fuerzas para superar obstáculos y dificultades a lo largo de toda mi vida.

A mi madre, que con su demostración de una madre ejemplar me ha enseñado a no desfallecer ni rendirme ante nada y siempre perseverar a través de sus sabios consejos.

A mi padre, que me demostró no rendirme y seguir en la lucha por cumplir mis objetivos.

A mi hermana, por acompañarme durante todo este arduo camino y compartir conmigo alegrías y fracasos.

Al jarita por brindarme su apoyo y comprensión.

A mi familia y amigos, por darme su apoyo incondicional y nunca rendirse en el camino de la vida.

Al Ing. Hernando Merchán Manzano, director de tesis, por su valiosa guía y asesoramiento a la realización de la misma.

Carlos M.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

CERTIFICACION

Certifico que bajo mi dirección, esta tesis fue realizada en su totalidad por sus autores.

Ing. Hernando Merchán Manzano MSc.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

IMPORTANCIA Y JUSTIFICACION

La CENTROSUR dispone de un sistema de subtransmisión capaz de satisfacer la demanda total actual de Azuay, Cañar y Morona Santiago, dicho sistema está diseñado para controlar la demanda actual pero en un futuro habrá que repotenciar cada subestación del sistema debido a que siempre habrá un incremento de carga y más aun con el incremento que habrá cuando las cocinas de inducción entren a funcionar en cada hogar, por lo que llegará un momento en el que el sistema colapsará. Es por ello que se ha visto la necesidad de realizar un análisis del incremento de carga anual en los 2 principales escenarios de los cuales se hablara, los cuales son la proyección de demanda considerando las cocinas de inducción en el sistema y el otro en el que no se consideran el ingreso de las cocinas al sistema.

OBJETIVOS

Realizar un estudio detallado del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur. C.A. el cual nos permita mejorar el funcionamiento del mismo, mediante la toma de decisiones rápidas y efectivas en la parte operativa de las redes eléctricas.

Utilizar la herramienta de simulación de flujos de carga y cortocircuitos para analizar el comportamiento del sistema a futuro y posteriormente realizar una comparación de los resultados obtenidos con el sistema actual.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

CAPITULO I

1. INTRODUCCIÓN

El sistema eléctrico de potencia de la EERCS es fundamental para brindar un servicio confiable a todos los usuarios, es por ello que cada parte del sistema es de vital importancia para que su funcionamiento sea lo mejor posible. El sistema de subtransmisión de la CENTRO SUR es una de las partes importantes, por lo que se pretende analizar el comportamiento del mismo en la actualidad y a su vez proyectando una demanda futura para así poder observar su funcionamiento al pasar de los años, de la misma manera, es importante analizar cómo se comportará el sistema de subtransmisión frente al impacto de las cocinas de inducción y así realizar una proyección del sistema considerando el incremento de la demanda; éstos análisis serán importantes ya que el enfoque del impacto de las cocinas de inducción en muchos proyectos se mencionan relacionando al sistema de distribución, generación y transmisión pero no se realiza un análisis de lleno al sistema de subtransmisión, luego de los análisis, los resultados nos demostrarán los cambios y consideraciones que se deberán realizar en el sistema.

1.1. Operación del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur.

Un sistema de subtransmisión es un conglomerado integrado por líneas, subestaciones y grandes consumidores de energía eléctrica, los cuales manejan voltajes superiores a 34.5 KV y menores a 220 KV, en el caso del Ecuador estos voltajes oscilan entre 22 KV y 69 KV.

En un sistema eléctrico de potencia, la etapa de subtransmisión puede considerarse entonces como un punto intermedio entre las etapas de transmisión y distribución, punto el cual es de importante necesidad como la trasmisión debido al nivel de voltaje al que trabaja, y por lo tanto es de vital importancia



UNIVERSIDAD DE CUENCA

monitorear continuamente este sistema para tomar las decisiones más acertadas que garanticen su correcto funcionamiento y sobre todo su eficiencia.

Las partes que conforman un sistema de subtransmisión son las subestaciones y las líneas que las interconectan, existen elementos dentro de las subestaciones como transformadores, alimentadores, barras y algunos elementos adicionales que sirven de complemento para los ya mencionados.

La distribución de energía como actualmente se desarrolla, parte da la alta tensión con líneas de transmisión las cuales llegan a las estaciones eléctricas donde arrancan las líneas de subtransmisión que llevan la energía a las subestaciones de distribución las cuales se encuentran más cercanas a la ciudad o dentro de la misma como es el caso de la ciudad de cuenca la cual posee algunas subestaciones de distribución dentro de la ciudad.

Las líneas de subtransmisión de la CENTROSUR están en proximidad de zonas urbanas, frecuentemente las líneas aéreas son de diseño de doble terna, a veces el espacio ocupado por una vieja línea debe ser aprovechado por una nueva con mejor capacidad de transporte (mejor tensión).

En los casos de diseño de líneas de transmisión y subtransmisión, los conceptos que se aplican en el diseño no son distintos de los que se aplican a líneas en general, ya que el objetivo es lograr un diseño confiable, que ocupe poco espacio y económico.

1.1.1. Importancia del sistema de subtransmisión para la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur

Como ya se había mencionado antes, uno de los elementos primordiales que conforman un sistema eléctrico de potencia para el transporte de la energía lo constituye el sistema de subtransmisión, el cual en el caso de nuestro país y la ciudad de Cuenca, tiene la misión de enlazar el punto frontera del Sistema Nacional Interconectado de la EERCS con las subestaciones. Es de vital

importancia tener conocimiento de parámetros como lo son por ejemplo la configuración, disposición física y comportamiento del sistema.

Otro aspecto a tener en cuenta es que dentro de un sistema eléctrico, las etapas funcionales de subtransmisión y subestaciones deben contar con la mejor confiabilidad y disponibilidad, de manera que se pueda asegurar el abastecimiento de la demanda actual y proyectada, por lo que es importante analizar la operación actual del sistema de subtransmisión y partiendo de ahí desarrollar un estudio para el incremento de demanda ya sea sin el ingreso de las cocinas de inducción o con el ingreso de las mismas al sistema eléctrico.

1.1.2. Área de concesión

El área geográfica de concesión para Distribución de Energía Eléctrica de la CENTROSUR, tiene una extensión de 28.962 m², la cual comprende las Provincias de Azuay, Cañar y Morona Santiago y sirve alrededor de 300.000 clientes. A continuación se muestra un esquema del área de concesión de la CENTROSUR.



Figura 1: Área de concesión de la CENTROSUR.
Fuente: <http://www.centrosur.com.ec/?q=node/11>



UNIVERSIDAD DE CUENCA

La empresa eléctrica CENTROSUR utiliza comúnmente la configuración parcialmente anillada para el sistema primario de distribución en su área de concesión del sector urbano, con interconexiones entre alimentadores de la misma subestación o de subestaciones vecinas y para zonas rurales un sistema radial así mismo con enlaces a otros alimentadores de la misma u otra subestación.

1.1.3. Alimentadores

La configuración topológica de los alimentadores generalmente está definida por el estado de sus elementos de protección y/o maniobra, se dice al igual que cada alimentador puede estar dividido en secciones por medio de interruptores o seccionadores normalmente cerrados.

Durante emergencias, los segmentos pueden ser re direccionados para aislar secciones con falla y proveer energía desde otros alimentadores primarios de la misma subestación, e incluso desde otras subestaciones hasta que se corrija el fallo. En la empresa eléctrica CENTROSUR, los alimentadores están identificados mediante 4 dígitos numéricos, los cuales representan el número de subestación a la que están conectados, el nivel de voltaje del alimentador y el número de salida de la subestación a la que están conectados.

A continuación se presenta un ejemplo de cómo se identifica un alimentador por su número:

- Alimentador **0523**

05 = Numero de la subestación a la que pertenece el alimentador.

2 = Nivel de voltaje del alimentador (**0** para 6.3 kV - **1** para 13.8 kV, y **2** para 22 kV)

3 = Numero de salida de la subestación



UNIVERSIDAD DE CUENCA

En la tabla siguiente, se muestra los alimentadores que posee el sistema de distribución de la CENTROSUR.

SUBESTACION	ALIMENTADOR	NIVEL DE TENSION (KV)	URBANO	RURAL
1	0101	22/6.3	X	
	0102	22/6.3	X	
	0103	22/6.3	X	
	0104	22/6.3	X	
2	0201	22/6.3	X	
	0202	22/6.3	X	
	0203	22/6.3	X	
	0204	22/6.3	X	
	0205	22/6.3	X	
3	0321	69/22		X
	0322	69/22	X	
	0323	69/22		X
	0324	69/22	X	
	0325	69/22	X	
4	0421	69/22	X	
	0422	69/22	X	
	0423	69/22	X	
	0424	69/22	X	
	0425	69/22	X	
	0426	69/22	X	
	0427	69/22	X	
5	0521	69/22		X
	0522	69/22	X	
	0523	69/22	X	
	0524	69/22	X	
	0525	69/22	X	
	0526	69/22		X



UNIVERSIDAD DE CUENCA

	0527	69/22	X	
7	0721	69/22		X
	0722	69/22		X
	0723	69/22		X
8	0821	69/22	X	
	0822	69/22	X	
	0823	69/22	X	
	0824	69/22	X	
9	0921	69/22		X
12	1221	69/22		X
	1222	69/22		X
	1223	69/22		X
14	1421	69/22		X
	1422	69/22		X
	1423	69/22		X
	1424	69/22		X
15	1521	138/22		X
	1522	138/22		X
	1523	138/22		X
18	1821	69/22		X
	1822	69/22		X
	1823	69/22		X
	1824	69/22		X
21	Macas	69/13.8		X
22	Méndez	69/13.8		X
23	Limon	69/13.8		X

*Tabla 1: Alimentadores De Cada Subestación De La EERCS.
Fuente: Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.*

1.1.4. Subestaciones

La Empresa Eléctrica Regional Centro Sur cuenta con 17 subestaciones, las cuales distribuyen energía eléctrica a toda el área de concesión, área la cual



UNIVERSIDAD DE CUENCA

abarca las provincias de Azuay, Cañar y Morona Santiago. Las subestaciones poseen de 1 a 7 alimentadores primarios, los cuales pueden transportar hasta una potencia de 12 MVA, dependiendo del tipo de conductor y del nivel de voltaje; generalmente los alimentadores primarios operan a tensiones que varían entre 22, 13.8 y 6.3 kV.

1.1.1.1 Clasificación

Las subestaciones que conforman el sistema de subtransmisión de la CENTROSUR, se pueden clasificar de acuerdo a la función que desempeñan:

1.1.1.1.1 Subestaciones de interconexión

Este tipo de subestaciones son las que sirven para la interconexión de las líneas de subtransmisión, los cuales vienen de los distintos puntos de generación, distribuyen hacia otras subestaciones, estos no tienen salidas de alimentadores ni transformadores de elevación o reducción, un ejemplo de este tipo es la subestación 19.

1.1.1.1.2 Subestaciones de elevación

Estas subestaciones se encuentran instaladas junto a las centrales de generación y son las encargadas de elevar los niveles de tensión, además sirven para la interconexión con otras subestaciones y disponen también de alimentadores primarios de distribución como son la subestación 10 y 20.

1.1.1.1.3 Subestaciones de reducción

Las subestaciones de distribución son las que reciben energía a través de líneas de subtransmisión y reducen los niveles de tensión para que los alimentadores primarios distribuyan la energía eléctrica a los distintos tipos de carga como por ejemplo las subestaciones 4 y 12 etc.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

1.1.1.2 Ubicación

La ubicación de las subestaciones de distribución por lo general están en el centro de la zona en la que distribuyen energía por lo que el espacio es valioso y por eso debe ser bien aprovechado, debido a que muchas veces este espacio es preexistente y ya no puede ser ampliado. La zona en donde esté ubicada la subestación establece el tamaño de la zona que debe alimentar, deduciendo así que los alimentadores primarios deben llegar hasta los límites del área servida. A continuación se presenta la Tabla 2 en donde se observa las subestaciones que posee la CENTROSUR, de las cuales quince de ellas son subestaciones de reducción y dos de seccionamiento (S/E Verdillo y Corpanche). Dos de las S/E de reducción (Luis Cordero y Centenario) se manejan con voltajes de 22 kV a 6,3 kV, tres de las mismas (Macas, Méndez y Limón) se manejan con voltajes de 69 kV a 13,8 kV, una se maneja con voltajes de 138kv a 22kv y finalmente las nueve restantes se manejan con voltajes de 69 kV a 22 kV.

SUBESTACION	LOCALIZACION GEOGRAFICA			
	UBICACION	PARROQUIA	CANTON	PROVINCIA
1	Luis Cordero	Vecino	Cuenca	Azuay
2	Benigno Malo	Gil Ramírez D.	Cuenca	Azuay
3	Monay	Monay	Cuenca	Azuay
4	Visorey	Vecino	Cuenca	Azuay
5	Arenal	Yanuncay	Cuenca	Azuay
6	Verdillo	Bellavista	Cuenca	Azuay
7	Ricaurte	Ricaurte	Cuenca	Azuay
8	Turi	Turi	Cuenca	Azuay
9	Guablincay	Azogues	Azogues	Cañar
12	Descanso	Nulti	Cuenca	Azuay
14	Lentag	Abdón Calderón	Girón	Azuay
15	Ayaloma	Gualaceo	Gualaceo	Azuay
18	Cañar	Cañar	Cañar	Cañar



UNIVERSIDAD DE CUENCA

19	Corpanche	Checa	Cuenca	Azuay
21	Macas	Macas	Macas	Morona Santiago
22	Méndez	Méndez	Méndez	Morona Santiago
23	Limón	Limón	Limón	Morona Santiago

Tabla 2: Ubicación Geográfica De Cada Subestación

Fuente: Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. (Actualizada hasta Enero-2014)

1.1.5. Cargabilidad en conductores

Un elemento muy importante en los sistemas de subtransmisión es el análisis de la cargabilidad de los conductores, para ellos el dimensionamiento de conductores se realiza en la etapa de diseño y su control durante el período de vida útil de los mismos, en estas dos etapas es importante el considerar sus condiciones de cargabilidad, con el fin de obtener condiciones adecuadas de operación dentro de parámetros técnico económicos razonables.

1.2. Comportamiento de la demanda en un sistema de subtransmisión

En un sistema eléctrico de potencia y a su vez en el sistema de subtransmisión, la demanda generalmente varía muy ampliamente en un corto plazo de manera que impacta de forma directa en la generación, transmisión y subtransmisión, considerando el incremento de la demanda en un futuro con el ingreso de las cocinas de inducción.

La curva de carga semanal presenta similitudes en los días ordinarios y un comportamiento diferente los fines de semana y festivos, la imagen a continuación muestra una estimación del comportamiento de la carga en función del tiempo (semanas).

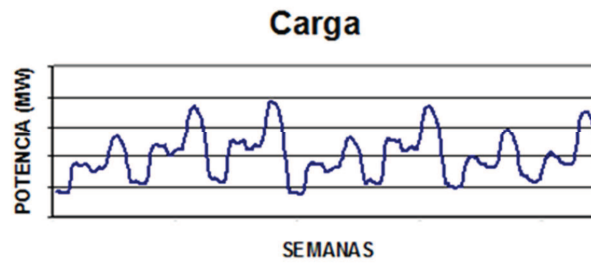


Figura 2: Curva De Carga Semanal De Un Sistema De Transmisión
Fuente: Materia De Sistemas Eléctricos De Potencia

En la curva de carga del sistema de subtransmisión de la CENTROSUR, existe una demanda máxima y una demanda mínima, las cuales se pueden ver en la figura 3. (La curva de carga corresponde a un transformador de una subestación como ejemplo).

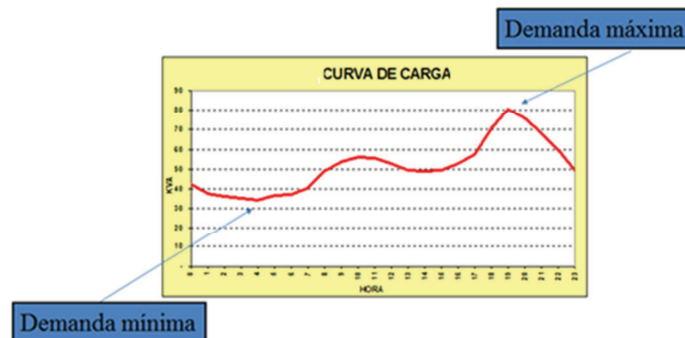


Figura 3: Curva de carga aproximada de un transformador
Fuente: Materia de Sistemas Eléctricos de Potencia

En la gráfica anterior se puede observar que la hora crítica es alrededor de las 19h00 horas, dado que los usuarios retornan de sus trabajos y realizan sus actividades cotidianas, como planchar, ducharse, encienden electrodomésticos, hacen uso de la iluminación de la vivienda y en un futuro se considerara el uso de la cocina de inducción en cada hogar; a más de lo mencionado, en esta hora entra a funcionar el sistema de iluminación de la ciudad lo cual es una carga considerable y por ellos la demanda incrementa a su máximo valor, esforzando así al sistema eléctrico de potencia y por ende al sistema de subtransmisión.

Es importante mantener un adecuado crecimiento de la capacidad de subtransmisión, siempre sobre el crecimiento de la demanda, de la misma manera en lo referente a las líneas de transmisión, ya que en el caso de que la



UNIVERSIDAD DE CUENCA

demanda supere el límite de capacidad de las líneas, la construcción de las mismas tomara entre 1-2 años desde los diseños ejecutivos y financiamientos de las obras tiempo el cual existirá un medio de transporte para la energía, de ahí nace la necesidad de una planificación que anticipe el crecimiento de la demanda. También se debe considerar que para mantener un adecuado índice de confiabilidad y vitalidad del sistema, se hace necesario tener una cierta redundancia de elementos en la red, tanto para el diseño del sistema como para su operación (circuitos en anillo o mallados, etc.)

1.3. Impacto de las cocinas de inducción en el sistema de subtransmisión.

Hoy en día, el uso de gas licuado de petróleo para las cocinas en el nuestro país representa un problema económico para el Gobierno Nacional, debido a que este recurso está subsidiado y también por la contaminación que las cocinas emiten debido a las emisiones de CO₂ que el uso de este combustible provoca. Como solución a este problema el Gobierno ha planteado realizar el reemplazo progresivo de cocinas que utilizan gas licuado de petróleo GLP por cocinas eléctricas de inducción, las cuales se pretende que entren a funcionar en su totalidad en los próximos años.

El posible cambio de cocinas de gas por cocinas de inducción implica un análisis estadístico cuantitativo del potencial consumo de energía y potencia eléctrica que se requiere para satisfacer este incremento de demanda.

Como hipótesis, se espera que el consumo de energía eléctrica en los hogares ecuatorianos se eleve al menos un 30%, así como también se espera que la potencia necesaria sea el doble de la actual. El requerimiento de potencia adicional puede coincidir en mejor medida con parte de la hora pico, es decir alrededor de las 17h00, lo cual provocaría una sobrecarga en las redes de transporte y distribución, haciendo necesaria la repotenciación de conductores y transformadores en el sistema de subtransmisión de la EERCS.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Como se sabe, al cambiarse las cocinas GLP por las cocinas de inducción, la carga se incrementara notablemente en las residencias, y eso a su vez implica que la demanda aumentara en el sistema de subtransmisión, por lo que el sistema eléctrico de potencia actual no está en condiciones de satisfacer a dicha demanda motivo por el cual se están construyendo varios proyectos de generación eléctrica en el país. Es de vital importancia, comparar el comportamiento de la curva actual de carga del sistema de subtransmisión con la curva de carga futura, la cual estará considerando el incremento que provocara las cocinas de inducción y así poder analizar las variaciones que sufrirá el sistema eléctrico y poder hacer un estudio de las consideraciones que se debería realizar sobre el mismo.

Para analizar el incremento de carga en el sistema de subtransmisión, se debe estimar un valor promedio de consumo de cada cocina de inducción que existirá por residencia, para así poder tener una idea muy aproximada del incremento total que habrá en todo el sistema eléctrico de potencia de la CENTROSUR, dado que obtener valores exactos de consumo es algo muy complicado por lo que no se sabe un valor de carga exacto por cocina.

Para el análisis de incremento de demanda, la EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A. consideró inicialmente, que el ingreso de las cocinas de inducción al sistema de subtransmisión, serian en periodos de 25% por año contando desde el 2014 hasta el 2017 que es el año en el que el gobierno ecuatoriano pretende ya tener instalado en todo el país las cocinas de inducción, así se entendería que incrementará el 25% (año 2014), 50% (año 2015), 75% (año 2016) y 100% (año 2017). Recientemente, la CENTROSUR decidió eliminar los periodos de ingreso de las cocinas al sistema eléctrico de potencia por la opción de realizar la implementación total del mismo y realizar el ingreso de las cocinas conforme los usuarios vayan adquiriendo los prototipos, es decir, el incremento de carga ya no será cada 25%, si no de una manera irregular dependiendo de los clientes cuando adquieran sus respectivas cocinas.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Dentro del sistema de subtransmisión, se debe considerar los cambios que se deben realizar debido a este enorme paso que se dará respecto al tema de las cocinas de inducción, por lo que es de vital importancia las características de los elementos de cada subestación que posee la CENTROSUR, como potencias de transformadores, tensiones en barras, etc. Partiendo de esto, se deberá dar un diagnóstico de cambios o mejoras que se deberán realizar en cada elemento de cada subestación para así poder preparar el sistema de subtransmisión.

Otros componentes importantes que se deben tener en cuenta, son los conductores de las líneas de subtransmisión, ya que estos soportaran grandes cargas y por ende si estos llegan a fallar, provocarían interrupciones del servicio eléctrico de mejor magnitud cuando lo primordial es dar un servicio confiable y seguro a los usuarios.



CAPITULO II

2. COCINAS DE INDUCCIÓN

En la actualidad, se dice que la cocina de inducción es la nueva tecnología que el gobierno ecuatoriano está implementando para la cocción de alimentos, debido a que el uso masivo del Gas Licuado de Petróleo (GLP) en los hogares provoca dos grandes problemas, el valor del subsidio de combustible GLP y las emisiones de CO₂ que producen lo cual provoco que el gobierno egresara una alta cantidad de dinero por concepto de subsidio a este combustible, por tal motivo el MEER ejecuto el proyecto de eficiencia energética “Sustitución de Cocinas a Gas por Cocinas Eléctricas de Inducción”, con el fin de desplazar el consumo de GLP en el país y reemplazarlo por la electricidad.

La utilización de esta nueva tecnología que se implementará en el País, provocará un riesgo en el sistema eléctrico de potencia, a su vez en la subtransmisión de la CENTROSUR, ya que el crecimiento de la demanda causada por el uso masivo de las cocinas manifestará las falencias que existe en el sistema debido a que no se ha dado énfasis por gobiernos anteriores la introducción de nuevas formas de cocción de alimentos, que en este caso sería la utilización de energía eléctrica, por tal motivo existirá una nueva demanda que causaran al funcionar estas cocinas.

El uso de las cocinas de inducción es muy agradable debido a que utiliza casi el 100% de la energía, elimina riesgos de incendios y quemaduras, respeta la salud y sobre todo el medio ambiente ya que no emite CO₂.

2.1. Funcionamiento

El funcionamiento de la cocina de inducción se basa en el fenómeno físico de la inducción electromagnética, lo cual consiste en un generador que hace circular una corriente alterna a través de una bobina, esta corriente eléctrica genera un

campo magnético variable alrededor, produciendo movimiento en las cargas libres de cualquier material ferromagnético.

Un fenómeno físico que produce pérdidas en el funcionamiento de las cocinas es el Efecto Joule, el cual establece que todo conductor por el cual circula una corriente disipa energía en forma de calor por lo que esta disipación es producida por los electrones afectados por el campo magnético, los cuales se encuentran en movimiento, chocando unos con otros y con los átomos del conductor. Estos choques son inelásticos ya que se pierde energía cinética en cada uno de ellos; y es esta energía cinética perdida la que se disipa en forma de calor.

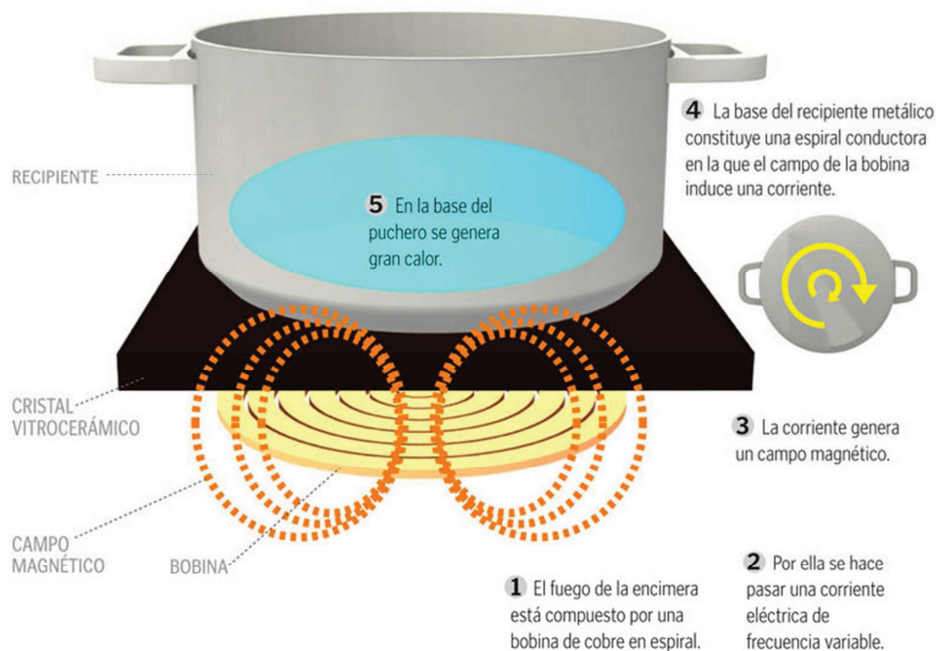


Figura 4: Cocción por Inducción

Fuente: http://www.heraldo.es/noticias/suplementos/tercer_milenio/sin_puchero_hay_induccion.html

2.1.1. El principio del calentamiento a inducción

El calentamiento por inducción es un método para suministrar calor de manera rápida, constante, limpia, controlable, y eficiente. Cuando sometemos el calentamiento por inducción a determinados materiales, estos absorben parte de la energía transformándola en calor.

Estos materiales por lo general son metálicos y deben presentar alguna de las siguientes propiedades para ser usados para la cocción de alimentos:

- ✓ Muy buena conductividad eléctrica, que permita la circulación interna de las corrientes inducidas.
- ✓ Ferromagnetismo, con el cual se produce el fenómeno de la denominada histéresis magnética.

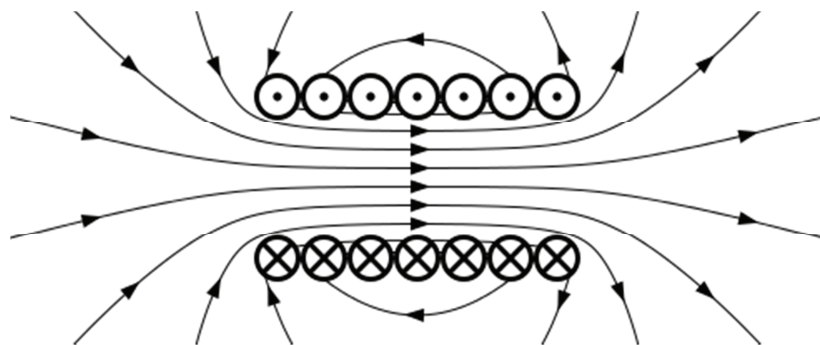


Figura 5: Inducción Electromagnética

Fuente: <http://www.taringa.net/posts/ciencia-educacion/6721877/La-cocina-a-induccion.html>

Ambos fenómenos anteriormente mencionados, posibilitan la transformación de la energía del campo electromagnético en calor generado internamente en el material para así obtener una cocción eficiente y evitar en lo posible pérdidas de calor.

2.1.2. Placas de inducción

Una de las partes que conforman las cocinas de inducción, son las placas de inducción, las cuales requieren la utilización de circuitos electrónicos de potencia de altas prestaciones las mismas que funcionan a frecuencias dentro del rango de 20kHz a 100 kHz, estas placas pueden llegar a suministrar potencias superiores a 3 kW con alto rendimiento. Para el caso del control de estos circuitos de potencia y de los mandos del aparato, se realiza mediante sistemas electrónicos digitales que utilizan microprocesadores y circuitos integrados de aplicación específica (ASICs).

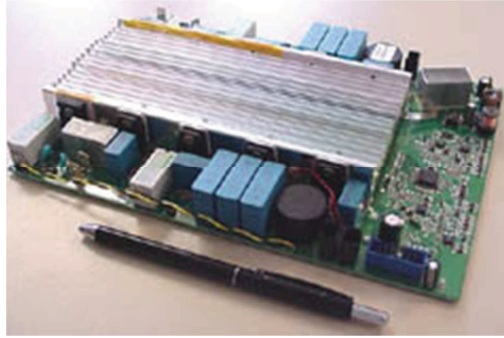


Figura 6: Circuito electrónico de potencia utilizado en una placa de inducción
Fuente: <http://www.taringa.net/posts/ciencia-educacion/6721877/La-cocina-a-induccion.html>

2.2. Uso del GLP como energético

El Gas Licuado de Petróleo (GLP) se considera como una fuente energética ideal para el uso doméstico, según informes de los organismos gubernamentales, se dice que el 96% de la demanda de este combustible se destina para este uso.

Los precios de la producción e importación del Gas Licuado de Petróleo (GLP) son altamente superiores a los precios de venta interna, por lo que el GLP tiene un subsidio muy alto, y por ello el costo del cilindro de 15 kg se vende a un precio de USD 1.60, mientras que el costo real es alrededor de los USD 12.00, lo que equivale a un subsidio del 750% frente a su precio real; es por eso que el actual gobierno empezó el proyecto de “Sustitución de Cocinas a Gas por Cocinas Eléctricas de Inducción”, con lo cual se tiene como objetivo desplazar el uso del GLP en lo que refiere a cocción de alimentos y así disminuir la importación de barriles de este tipo de combustible, para así utilizar ese monto de dinero que se gasta en subsidios propios como energéticos.

2.3. Equivalente energético electricidad – GLP

La equivalencia entre estos energéticos comienza con la consideración de dos contenidos caloríficos de cada uno de ellos. Por ejemplo, si estos elementos fueran utilizados al 100% de eficiencia, 1 kilogramo de GLP equivale a 13,66 kWh de energía eléctrica, por ello, tanto la electricidad como el GLP poseen

diferentes eficiencias de aprovechamiento, es por eso que las comparaciones entre ellos no pueden ser realizadas considerando solamente el contenido calorífico.

Con lo que se mencionó anteriormente, se determina que el equivalente entre GLP y la energía eléctrica en función de un cilindro de 15kg (que es el que se utiliza en la cocción doméstica) es:



Figura 7: Equivalente energético entre GLP y electricidad

Fuente: <http://www.monografias.com/trabajos96/analisis-incidencia-del-uso-cocinas-electricas-induccion/analisis-incidencia-del-uso-cocinas-electricas-induccion.shtml>

Tanto la electricidad como el GLP poseen diferentes eficiencias de aprovechamiento, por tanto las comparaciones entre estas no puede ser hecha con base del contenido calorífico. Acerca del tema (AMERICAN GAS ASSOCIATION) se encontraron resultados de pruebas de eficiencia que se pueden ser utilizadas para realizar esta comparación. En la referencia el autor define una tabla que compara el número de calorías por energético. Para cada unidad calorífica producida con electricidad son requeridas 2 o 1.6 unidades producidas con GLP.

Factores de sustitución de uso final para cocción	
Uso Final	de GLP a Electricidad(*)
Cocción domestica	2.0 : 1.0
Cocción comercial	1.6 : 1.0

Tabla 3: Factores de sustitución de uso final para cocción
Fuente: AMERICAN GAS ASSOCIATION



2.4. Eficiencia de las cocinas de inducción y de GLP

Es importante analizar la eficiencia de cada tipo de cocina, ya que si se pretende realizar el cambio en el país, es importante observar cual posee mejor eficiencia. Un estudio realizado en la Facultad de Ingeniería de la Escuela Politécnica, determinaron experimentalmente la eficiencia de las cocinas de inducción y las cocinas de GLP.

Definiendo la eficiencia de cocción:

$$\eta_{Coc} = \frac{E_a + E_o + E_t}{E_c} * 100$$

Ecuación 2-1: Eficiencia de Cocción.

Dónde:

η_{Coc} = Eficiencia de Cocción

E_a = Energía suministrada al agua ($m * C_p * \Delta T$)

E_o = Energía suministrada a la olla ($m * C_p * \Delta T$)

E_t = Energía suministrada a la tapa ($m * C_p * \Delta T$)

E_c = Energía total consumida (medida para cocina de inducción y calculada para cocina de GLP)

C_p = Constante de propagación

ΔT = ($T_2 - T_1$) temperatura final del sistema – temperatura inicial de cada elemento

De esta manera, basándose en valores próximos a los reales se determinó que la cocina de inducción tiene una eficiencia del 80.6% (incertidumbre del $\pm 1.93\%$) en tanto que la cocina de GLP del 51.26% (incertidumbre del $\pm 3.36\%$).

2.5. Cambio de electricidad por GLP como energético de cocción

Una medida que opta el gobierno ecuatoriano es la utilización de la energía eléctrica para la cocción de alimentos, sustituyendo completamente el GLP



UNIVERSIDAD DE CUENCA

debido a que esta tiene una mejor eficiencia calorífica y así disminuir en parte la dependencia de las importaciones de este combustible. En este caso el servicio de cocción será atendido con la misma seguridad por otra fuente más eficiente y barata, permitiendo beneficios tanto para el país como para el consumidor. Evidentemente es positivo utilizar este energético para la cocción, como acontece en diversos países del mundo.

La demanda de energía somete muchísimo interés debido a que la E.E.R.C.S. debe estar capacitada rotundamente en satisfacer este incremento y así no existir interrupciones constantes de esta energía para satisfacer al consumidor.

2.5.1. Aspectos sobre la demanda de energía

En el último censo de población y vivienda que se realizó en el Ecuador, se ha considerado que el consumo medio de los hogares es de 1.47 cilindros de 15 kg al mes y que todos entrarían al programa de uso eficiente de energía, por lo que se puede notar que la demanda eléctrica incrementaría notablemente una vez que las cocinas de inducción entren en el sistema eléctrico de potencia, lo cual se considera un incremento aproximado de consumo eléctrico de 80.895 kWh por mes.

2.5.2. Aspectos sobre la demanda de potencia

La demanda máxima de cada una de las cocinas de inducción se estima que es de 2.80 kW para la preparación de los alimentos ya sea en el desayuno, almuerzo o merienda y la capacidad instalada de la cocina de inducción es de 3.50 kW, llegando a obtener una capacidad instalada de 4kW por ciertos tiempos (15 minutos por cada hora que se encuentre en funcionamiento), por lo que obtenemos una curva de demanda aproximada que tendría al implementar esta nueva tecnología.

Por otro lado, para establecer la curva de demanda se empieza analizando los resultados de las encuestas en el uso de las cocinas de inducción donde dichos



UNIVERSIDAD DE CUENCA

resultados son; el 96% para la preparación del desayuno, el 83% para el almuerzo y el 94% para la merienda en Azuay, con ayuda del software Excel se determinó el crecimiento de la demanda del sistema eléctrico; donde se ve un aumento rotundo; cuando se prepara el desayuno, almuerzo y merienda los incrementos son un 238.65%, 198.57% y un 185.93% respectivamente. Los resultados de dicha encuesta y el modelo de la misma, se encuentran en el ANEXO 1.

Una vez obtenido los resultados se realiza la proyección de las potencias por uso de cocinas de inducción por cada Subestación, que veremos posteriormente, para arrancar con el cálculo de la potencia a incrementarse es necesario proyectar las curva obtenida para cocinas para los años de análisis, 2014(25% de cocinas instaladas), 2015(50% de cocinas instaladas), 2016(75% de cocinas instaladas), 2017(100% de cocinas instaladas). Para ello se tomaron los valores actuales de clientes conectados al Sistema de la Centro Sur. También es necesario proyectar la curva de carga actual para todos los alimentadores que están a cargo de la Empresa Eléctrica.

Las curvas que se utilizó corresponden al mes de Diciembre del 2013, mes donde se produce la demanda máxima del Sistema. Para determinar la potencia a incrementarse se aplica el método que promueve el ministerio, el mismo que se basa en el Método de Ardivinson.

2.6. Curva de demanda aproximada por las cocinas de inducción

La figura 8 presenta los perfiles aproximados del comportamiento de la demanda de energía eléctrica al introducirse las cocinas de inducción. Pudiéndose observar que existen tres incrementos rotundos de demanda entre las horas de preparación para el desayuno, almuerzo y merienda, entre las 05h00 a 07h00, 11h00 a 13h00 y 18h00 a 20h00 respectivamente.

Por tal motivo la E.E.R.C.S. debe satisfacer este incremento de demanda para que así no existan daños en el sistema eléctrico. Y por tanto la energía eléctrica

llegue con confiabilidad al consumidor. Como se observa, existen tres picos de carga durante el día que corresponden al tiempo dedicado a la preparación de las tres comidas diarias, siendo el pico de la merienda a las 06h00, el de considerable impacto a lo largo de todo el día; en segundo lugar tenemos el pico de la merienda y finalmente, el pico del almuerzo.

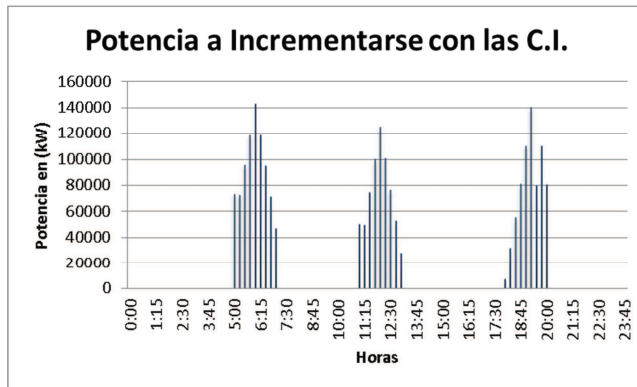


Figura 8: Demanda incrementada por Cocinas De Inducción.
Fuente: De los Autores

Para determinar el impacto del crecimiento de la carga por el uso de C.I. en el sistema de la E.E.R.C.S., se sobreponen las curvas obtenidas sobre la curva de carga del sistema. La siguiente curva es producida al encontrarse con el 100% de las C.I. instalados, en el año 2017.

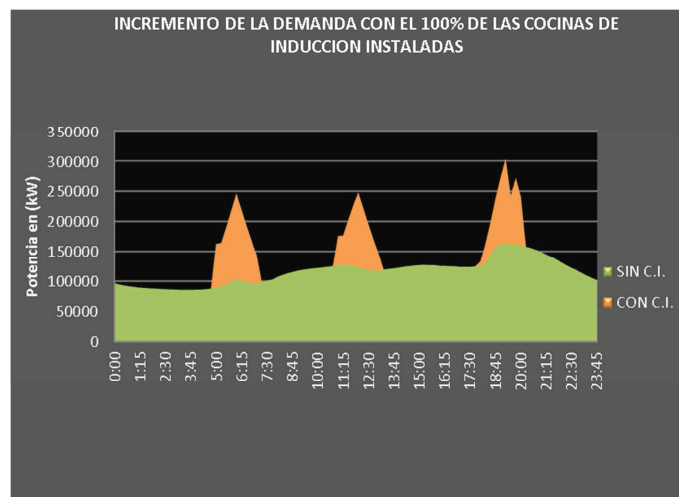


Figura 9: Demanda en el Sistema de Subtransmisión Por Cocinas De Inducción.
Fuente: De los Autores



UNIVERSIDAD DE CUENCA

2.7. Ventajas

La utilización de las cocinas de inducción posee numerosas ventajas respecto a los sistemas tradicionales, las más importantes de destacar las siguientes características:

- ✓ Poseen una rapidez de calentamiento, ya que la producción de calor en el propio material da lugar a un calentamiento más rápido.
- ✓ Tienen mejor seguridad, por lo que el riesgo de sufrir quemaduras es más reducido debido a la baja temperatura de la zona de cocción.
- ✓ Poseen una mejor facilidad de limpieza. La baja temperatura de la superficie de cocción previene la combustión de restos de alimentos, permitiendo así una limpieza más fácil.
- ✓ Tienen mejor eficiencia energética.
- ✓ Tienen la capacidad de detección automática del recipiente, ya que el sistema electrónico de las placas de inducción incorpora la funcionalidad de detectar automáticamente el recipiente, evitando así consumos energéticos innecesarios y adaptándose al tamaño del mismo.

2.8. Desventajas

Como desventajas de la utilización de las cocinas de inducción, se puede mencionar que:

- ✓ Respecto a los materiales de los utensilios de cocina, estos se debe utilizar hechos con metales férricos o que contienen hierro, como el acero inoxidable o hierro fundido, debido a que atraen los imanes, activándolos a los que están dentro de la cocina de inducción, provocándole que se caliente.
- ✓ En el caso de que exista interrupción de la electricidad, las cocinas de inducción perderán la capacidad de funcionar ya que estas funcionan a base de electricidad, por lo que es una considerable desventaja ya que existen casos en los que se dan las interrupciones de energía.



CAPITULO III

3. CARACTERISTICAS DE LA INFRAESTRUCTURA DE LA SUBTRANSMISIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR

Es importante conocer como el sistema de subtransmisión de la CENTROSUR opera actualmente, es por ello que en este capítulo se da a conocer todos los parámetros del sistema y de esta manera poder tener una idea clara de donde partir hacia el diagnostico de expansión.

3.1. Diagrama unifilar

El sistema de subtransmisión de la empresa eléctrica está constituido por la conexión entre subestaciones por medio de las líneas de subtransmisión tal como se verá en el diagrama unifilar a continuación, ahí se puede ver los elementos que componen cada subestación como los transformadores, barras, alimentadores y las líneas que conectan a las subestaciones entre sí. Cada subestación esta con sus respectivo nombre y con el número de cada alimentador que sale de la misma a su vez las barras y las tensiones a las cuales están expuestas. El diagrama unifilar se presenta en el ANEXO 2.

3.2. Parámetros de alimentadores

Uno de los elementos más importantes en el sistema de distribución son los alimentadores, por lo que hay que considerar sus capacidades máximas y valores nominales, los mismos que deben mantenerse estables ya que cualquier valor que exceda los limites, el sistema saldrá de servicio.

Los alimentadores primarios son trifásicos en su mayoría con conductores de calibre 3/0 ACSR para redes aéreas y 250 MCM para redes subterráneas; estos calibres están basados en cálculos de corriente nominal, caídas de tensión, y un margen de seguridad en la capacidad de conducción, para que permita realizar



UNIVERSIDAD DE CUENCA

transferencias. A continuación se presentan los parámetros de cada uno de los alimentadores que posee la CENTROSUR.

Descripción	Voltaje (kV)	Longitud Total (km)	Capacidad (A)
0101	6.30	5.03	500.00
0102	6.30	4.04	500.00
0103	6.30	3.45	500.00
0104	6.30	8.91	500.00
0201	6.30	4.96	500.00
0202	6.30	5.19	500.00
0203	6.30	3.09	500.00
0204	6.30	7.59	500.00
0205	6.30	8.28	500.00
0321	22.00	389.57	485.00
0322	22.00	20.15	485.00
0323	22.00	17.08	485.00
0324	22.00	17.58	485.00
0325	22.00	38.50	485.00
0421	22.00	4.25	485.00
0422	22.00	14.13	485.00
0423	22.00	0.23	485.00
0424	22.00	0.23	485.00
0425	22.00	1.82	485.00
0426	22.00	1.54	485.00
0427	22.00	1.23	485.00
0521	22.00	487.12	485.00
0522	22.00	21.15	485.00
0523	22.00	95.26	485.00
0524	22.00	0.23	485.00
0525	22.00	330.15	485.00
0526	22.00	96.65	485.00
0527	22.00	386.70	485.00
0721	22.00	73.52	485.00
0722	22.00	79.90	485.00
0723	22.00	203.26	485.00
0821	22.00	37.60	500.00
0823	22.00	89.76	500.00



UNIVERSIDAD DE CUENCA

0824	22.00	56.87	500.00
0921	22.00	214.64	485.00
1221	22.00	150.66	485.00
1222	22.00	354.31	485.00
1421	22.00	226.31	485.00
1422	22.00	542.51	485.00
1423	22.00	311.11	485.00
1424	22.00	492.77	485.00
1521	22.00	403.45	485.00
1522	22.00	68.86	485.00
1523	22.00	209.22	485.00
1821	22.00	228.58	485.00
1822	22.00	183.17	485.00
1823	22.00	507.76	485.00
1824	22.00	42.91	485.00

*Tabla 4: Datos de parámetros de alimentadores
Fuente: Empresa eléctrica regional centro sur. C.A.*

3.3. Parámetros de líneas

De igual manera, es de considerable importancia los parámetros de las líneas de subtransmisión, ya que de estas depende en su mayoría las pérdidas de energía y por ende dichos parámetros deben ser considerados para al análisis de expansión. En el ANEXO 3 se presenta una tabla en la que incluye los parámetros de cada una de las 34 líneas de subtransmisión y sus respectivos nombres.

3.4. Transformadores

Los transformadores son el corazón de la subestaciones, por lo que son considerados los elementos de mayor importancia ya que si estos fallan, todo el sistema queda sin servicio, es por ello que es indispensable no saturarlos de carga para que así su rendimiento sea mayor y su funcionamiento sea óptimo. A continuación se presentan los parámetros de los transformadores de cada subestación de la CENTRO SUR.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

* Código	Subestación Asociada	Marca	# Devanados	Potencia (MVA)			Potencia Terciario (MVA)			Tension (kV)			Tipo de Conexion			Perdidas (kW)			Intercambiador Bajo Carga	Zcc12(1) (%)	Zcc23(1) (%)	Zcc31(1) (%)
				OA	FA	FOA	OA	FA	FOA	Primario	Secundario	Terciario	Primario	Secundario	Terciario	Vacio	Plena Carga					
T011	Luis Cordero	Brush Serial	2	5	6.5	6.5				22	6.3		DELTA	yn11		5.00	25.00	FALSE	5.923521			
T012	Luis Cordero	Brush Serial	2	5	6.5	6.5				22	6.3		DELTA	yn11		5.00	25.00	FALSE	5.843706			
T021	Centenario	Union	3	6	6	6	2	2		23	6.3	2.87	YNo	yno	DELTA	5.00	37.21	FALSE	6.460708	2.155036	9.599966	
T022	Centenario	Union	3	6	6	6	2	2		23	6.3	2.87	YNo	yno	DELTA	5.00	37.21	FALSE	6.460708	2.155036	9.599966	
T034	Monay	ABB	3	16	24	32	5.3	8	10.7	69	22	10	YNo	yno	DELTA 5	15.96	76.96	FALSE	8.704372	3.962323	11.65748	
T035	Monay	Brush Serial	3	10	12.5	12.5	3.3	4.17		69	22	4.2	YNo	yno	DELTA	11.00	79.19	FALSE	8.744307	4.031241	11.62755	
T041	P. Industrial	ABB	3	24	32	32	8	10.6		69	22	10	YNo	yno	DELTA 5	15.73	91.73	FALSE	9.368543	3.334426	13.91761	
T042	P. Industrial	BBC	3	12.5	12.5	12.5	4	4		69	22	6.3	YNo	yno	DELTA	11.00	77.44	FALSE	9.458462	3.334426	13.91761	
T051	El Arenal	ABB	3	24	32	32	8	10.6		69	22	10	YNo	yno	DELTA 5	17.00	93.00	FALSE	9.008885	3.206634	13.38831	
T052	El Arenal	Brush Serial	3	10	12.5	12.5	3.3	4.17		69	22	2.39	YNo	yno	DELTA 5	10.56	73.81	FALSE	8.918974	3.206634	13.38831	
T061	El Verdillo	Brush Serial	3	10	12.5	12.5	3.3	4.17		69	22	4.2	YNo	yno	DELTA	10.56	73.81	FALSE	8.69	3.87279	1.2987	
T071	Ricaurte	BBC	3	10	12.5	12.5	3.3	4.17		69	22	2.39	YNo	yno	DELTA 5	11.00	65.25	FALSE	9.008885	3.206634	13.38831	
T072	Ricaurte	BBC	3	12.5	12.5	12.5	4	4		69	22	6.3	YNo	yno	DELTA	11.00	77.44	FALSE	9.458462	3.334426	13.91761	
T081	Turi	ABB	3	24	32	32	8	10.6		69	22	2.39	YNo	yno	DELTA	17.00	93.00	FALSE	8.91	4.45221	1.04895	
T091	Guablinca	BBC	3	10	12.5	12.5	3.3	4.17		69	22	2.39	YNo	yno	DELTA 5	10.71	73.47	FALSE	9.008885	3.206634	13.38831	
T122	El Descanso	BBC	3	10	12.5	12.5	3.3	4.17		69	22	2.39	YNo	yno	DELTA 5	10.40	73.56	FALSE	9.008885	3.206634	13.38831	
T123	El Descanso	ABB	3	10	12.5	12.5	3.3	4.17		69	22	2.39	YNo	yno	DELTA 5	10.00	73.15	FALSE	9.008885	4.361864	11.84191	
T141	Lentag	ABB	3	10	12.5	12.5	3.3	4.17		69	22	2.39	YNo	yno	DELTA 5	10.87	71.79	FALSE	9.008885	4.361864	11.84191	
T151	Gualaceo	BBC	3	10	12.5	12.5	3.3	4.17		69	22	2.39	YNo	yno	DELTA 5	10.62	74.45	FALSE	8.908984	4.361468	11.27176	
T181	Cañar	ABB	3	10	12.5	12.5	3.3	4.17		69	22	2.39	YNo	yno	DELTA 5	10.00	71.79	FALSE	9.008885	4.361864	11.84191	
T211	Macas	Pauwels	2	5	6.25	6.25				69	13.8		DELTA	yn1		5.00	10.00	FALSE	6.50000			
T221	Mendez	Alsthom	2	2.5	3	3				69	14.35		DELTA	yn11		2.00	14.75	FALSE	6.84000			
T231	Limón	Alsthom	2	2.5	3	3	0.75	0.75		69	14.35	4.8	YN	yn0	DELTA 11	2.00	14.75	FALSE	6.98000			

Tabla 5: Parámetros de transformadores

Fuente: Empresa Eléctrica Regional Centro Sur. C.A.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

3.5. Barras

Las barras donde se conectan los alimentadores y los transformadores del sistema de subtransmisión, se presentan detalladamente en la siguiente tabla con sus debidas tensiones nominales.

TENSION (LINEA- LINEA) KV	TENSION (LINEA- TIERRA) KV	LIMITES DE TENSION DE ESTADO ESTACIONARIO			
		TENSION MAX P.U.	TENSION MIN. P.U.	DELTA V MAX	DELTA V MIN.
2.4	1.385641	1.05	0.95	5%	-5%
4.16	2.401777				
6.3	3.637307				
13.8	7.967434				
22	12.70171				
69	39.83717				
138	79.67434				

Tabla 6: Parámetros De Tipos De Barras

Fuente: Empresa Eléctrica Regional Centro Sur. C.A.

En la tabla anterior, se muestran las diferentes barras las cuales se diferencian por el nivel de tensión a la cual están sometidas, en las subestaciones se repiten las barras por lo que se mencionó las comunes para evitar repeticiones de las mismas. De cada tipo de barra se menciona la tensión línea-línea, línea-tierra, el tipo de sistema, secuencia de las fases y los límites de tensión de estado estacionario a los cuales el sistema funciona correctamente.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

CAPITULO IV

4. ANALISIS DEL FLUJO DE POTENCIA DE LA SUBTRANSMISION DE LA EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTRO SUR, SIN LAS COCINAS DE INDUCCION.

En este capítulo se realiza el análisis de flujos de potencia en todas las líneas y subestaciones de la CENTROSUR tanto para el estado actual como para la proyección en 15 años sin considerar el aumento de demanda con la implementación de cocinas de inducción; ocupando el software DIGSILENT versión 14.1.3 en el cual podemos diseñar sistemas eléctricos de potencia y analizarlos de diferentes maneras ya que este programa nos permite simular flujos de potencia y cortocircuitos, es por ello que se eligió dicho software para poder realizar un análisis de flujos de potencia de todo el sistema de la CENTROSUR y poder diagnosticar el comportamiento del Sistema Eléctrico con las futuras demandas que presentara en el sistema de subtransmisión.

4.1. Diagnóstico del flujo de potencia en el estado actual

Para realizar el diagnóstico actual del sistema de subtransmisión, se simuló el sistema con la demanda actual de cada alimentador en lo que respecta a potencias activas y reactivas consumidas. Por otro lado, en el ANEXO 4 se puede observar el diagrama unifilar de cómo está funcionando el sistema actual de subtransmisión, actualizado a Junio de 2014.

Como se puede observar en el diagrama del ANEXO 4, las subestaciones 05 (Arenal), 03 (Monay), 14 (Lentag) y 21 (Macas) poseen transformadores sobrecargados sobre su capacidad nominal, el incremento es pequeño en la mayoría, pero en la proyección de demanda esto afectara al funcionamiento del sistema. A continuación se presenta la cargabilidad en cada transformador sobrecargado en el estado actual.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Subestación	Transformador	Sobrecarga
5 (Arenal)	T051	12.28%
	T052	3.63%
14 (Lentag)	T141	11.66%
03 (Monay)	T034	14.47%
	T035	18.63%
21 (Macas)	T212	80.97%

Tabla 7: Datos De Parámetros De Alimentadores

Fuente: Datos proporcionados por la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur. C.A.

4.2. Análisis de flujos de potencia en la hora crítica.

Para el análisis del flujo de potencia, se realizó un diagnóstico del comportamiento de la demanda en rangos de 15 minutos dentro de las 24 horas del día para así obtener los resultados de tensiones de barras y cargabilidad de transformadores de potencia. Se observó que la demanda máxima en un día se encontraba a las 7h15pm, por lo que se consideraron esos valores para la simulación para el estado actual, y los resultados fueron los siguientes.

		Situación Actual		
Subestación		Tensión		Ang
#	Nombre	kV	pu	deg
01	L. Cordero	22	0,985	-1,470
01	L. Cordero	6,3	1,005	26,520
02	Centenario	22	0,987	-9,570
02	Centenario	6,3	0,983	-12,830
03	Monay	69	0,995	-2,400
03	Monay	22	1,013	-8,360
04	P. Industrial	69	0,999	-1,080
04	P. Industrial	22	1,022	-3,720
05	Arenal	69	0,984	-2,830
05	Arenal	22	0,990	-8,160
07	Ricaurte	69	0,999	-1,390
07	Ricaurte	22	0,997	-4,580
08	Turi	69	0,988	-2,810
08	Turi	22	0,982	-5,330
12	Descanso	22	1,006	0,450
12	Descanso	6,3	1,022	33,790



UNIVERSIDAD DE CUENCA

12	Descanso	69	1,000	-0,710
14	Lentag	69	0,968	-4,110
14	Lentag	22	0,967	-9,920
15	Gualaceo	138	0,999	-1,110
15	Gualaceo	22	0,992	-153,690
18	Cañar	69	1,004	1,360
18	Cañar	22	0,999	-2,610
19	Corpanche	69	1,003	-1,040
21	Macas	69	1,014	-23,800
21	Macas	13,8	0,971	-0,130
22	Méndez	138	1,015	1,920
22	Méndez	13,8	1,007	-149,540
23	Limón	138	1,009	0,650
23	Limón	13,8	1,004	-150,140

Tabla 8: Resultados tensión de barra estado actual.

Observando el porcentaje de las tensiones en cada barra y a su vez la cargabilidad de cada transformador (que lo podemos observar en el ANEXO 4 - Diagrama unifilar), se nota claramente que los niveles de tensión para la hora crítica se encuentran en el rango que se estableció a nivel nacional por el CONELEC en las barras de subtransmisión.

4.3. Proyección de la demanda periodo de 15 años.

La proyección se realiza en cada alimentador basándonos en el historial de demandas de la empresa eléctrica, de ellos se proyecta el incremento de demanda anual en cada alimentador. A continuación se presenta la tasa de incremento por alimentador.

Alimentador	POTENCIA	ENERGÍA
	Tasa de crecimiento anual %	Tasa de crecimiento anual %
ALIM-0101	0.34%	1.41%
ALIM-0102	0.34%	1.41%
ALIM-0103	0.34%	1.41%
ALIM-0104	0.34%	1.41%
ALIM-0201	1.55%	2.64%



UNIVERSIDAD DE CUENCA

ALIM-0202	1.55%	2.64%
ALIM-0203	1.55%	2.64%
ALIM-0204	1.55%	2.64%
ALIM-0205	1.55%	2.64%
ALIM-0321	4.20%	5.31%
ALIM-0322	4.20%	5.31%
ALIM-0323	4.20%	5.31%
ALIM-0324	4.20%	5.31%
ALIM-0325	4.20%	5.31%
ALIM-0421	4.20%	5.31%
ALIM-0422	4.20%	5.31%
ALIM-0423	4.20%	5.31%
ALIM-0424	4.20%	5.31%
ALIM-0425	4.20%	5.31%
ALIM-0426	4.20%	5.31%
ALIM-0427	4.20%	5.31%
ALIM-0521	4.20%	5.31%
ALIM-0522	4.20%	5.31%
ALIM-0523	4.20%	5.31%
ALIM-0524	4.20%	5.31%
ALIM-0525	4.20%	5.31%
ALIM-0526	4.20%	5.31%
ALIM-0721	4.20%	5.31%
ALIM-0722	4.20%	5.31%
ALIM-0723	4.20%	5.31%
ALIM-0821	4.20%	5.31%
ALIM-0823	4.20%	5.31%
ALIM-0824	4.20%	5.31%
ALIM-0921	3.31%	4.41%
ALIM-1221	2.50%	3.59%
ALIM-1222	2.50%	3.59%
ALIM-1421	5.76%	6.89%
ALIM-1422	5.76%	6.89%
ALIM-1423	5.76%	6.89%
ALIM-1424	5.76%	6.89%
ALIM-1521	2.50%	3.59%
ALIM-1522	2.50%	3.59%
ALIM-1523	2.50%	3.59%
ALIM-1821	2.50%	3.59%



UNIVERSIDAD DE CUENCA

ALIM-1822	2.50%	3.59%
ALIM-1823	2.50%	3.59%
ALIM-1824	2.50%	3.59%
ALIM-2111	8.10%	13.47%
ALIM-2112	8.10%	13.47%
ALIM-2113	8.10%	13.47%
ALIM-2211	8.10%	13.47%
ALIM-2212	8.10%	13.47%
ALIM-2311	4.46%	9.65%
ALIM-2312	4.46%	9.65%

Tabla 9: Taza de incremento por Alimentador

Fuente: Datos proporcionados por la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur. C.A.

Basándonos en los crecimientos que presenta cada alimentador, se proyectó el incremento de demanda por cada subestación, de esta manera se presenta la gráfica de cada subestación donde se puede apreciar la proyección de 15 años.

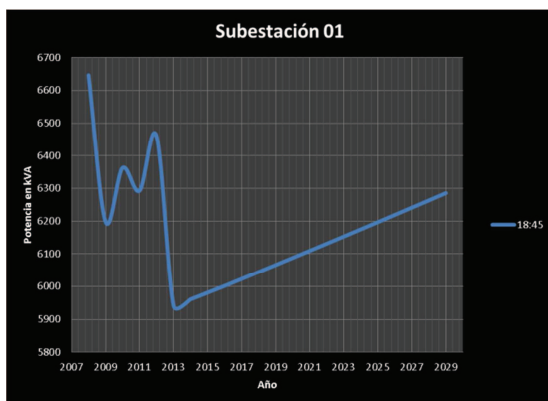


Figura 10: Incremento de demanda SUB. 01

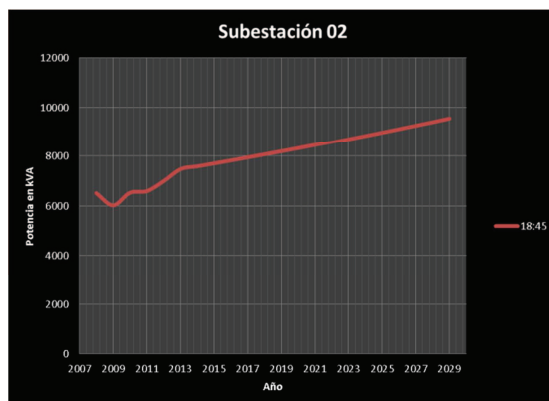


Figura 11: Incremento de demanda SUB. 02

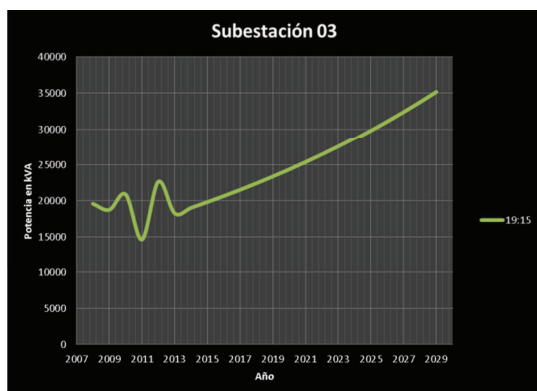


Figura 12: Incremento de demanda SUB. 03

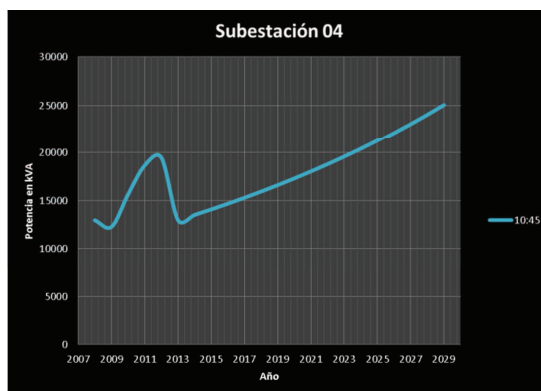


Figura 13: Incremento de demanda SUB. 04



UNIVERSIDAD DE CUENCA

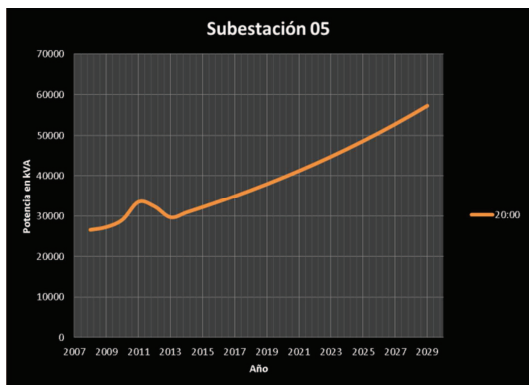


Figura 14: Incremento de demanda SUB. 05

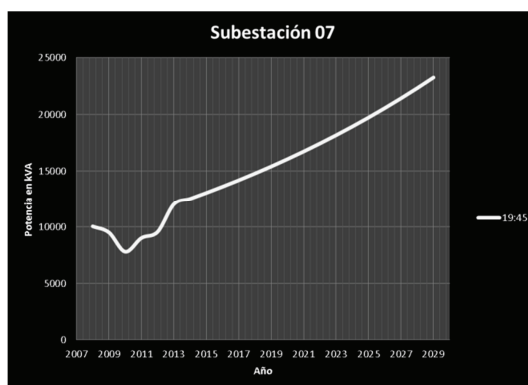


Figura 15: Incremento de demanda SUB. 07

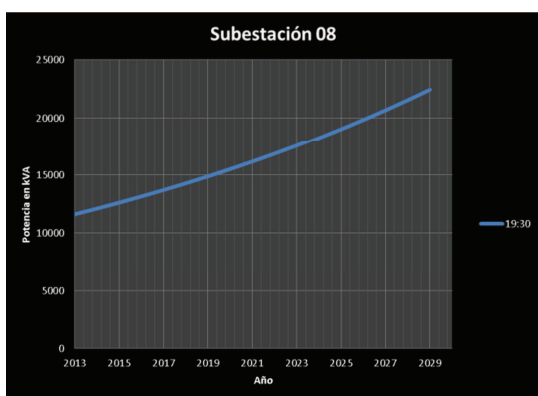


Figura 16: Incremento de demanda SUB. 08

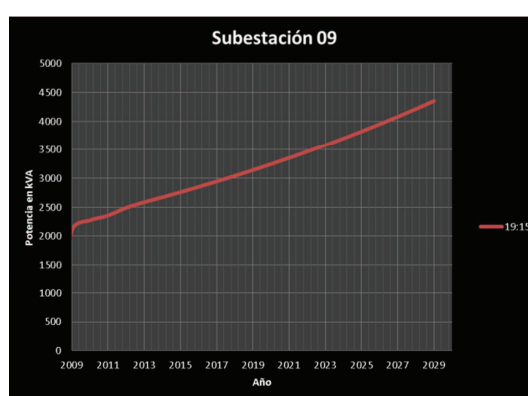


Figura 17: Incremento de demanda SUB. 09

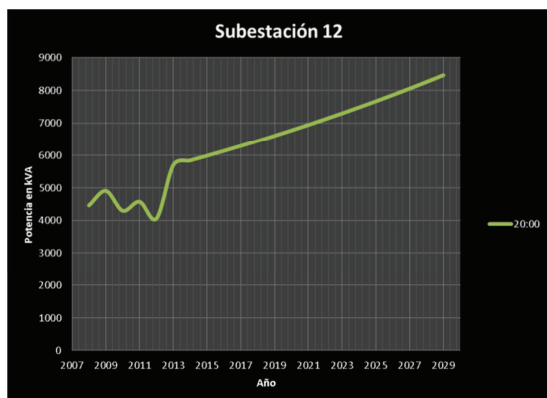


Figura 18: Incremento de demanda SUB. 012

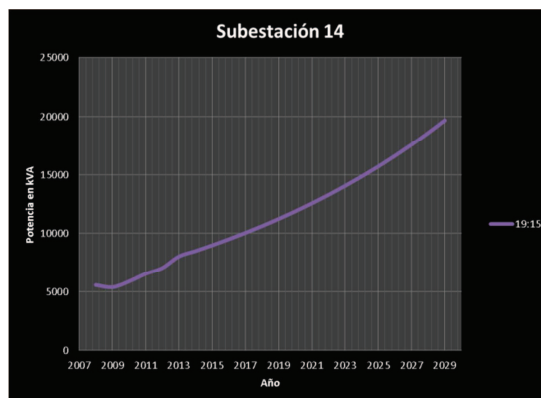


Figura 19: Incremento de demanda SUB. 014



UNIVERSIDAD DE CUENCA

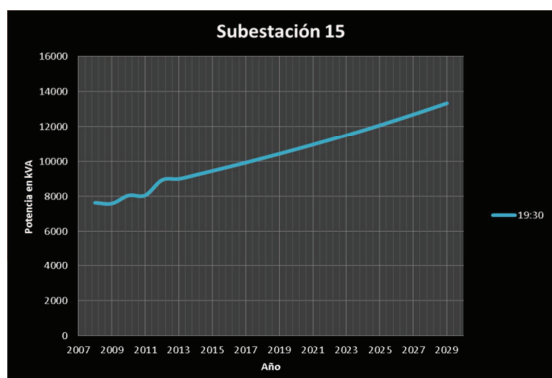


Figura 20: Incremento de demanda SUB. 015

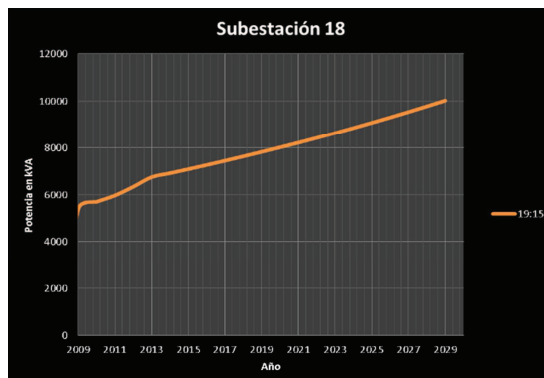


Figura 21: Incremento de demanda SUB. 018

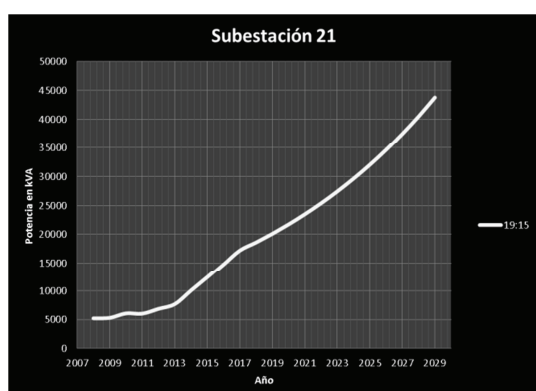


Figura 22: Incremento de demanda SUB. 021

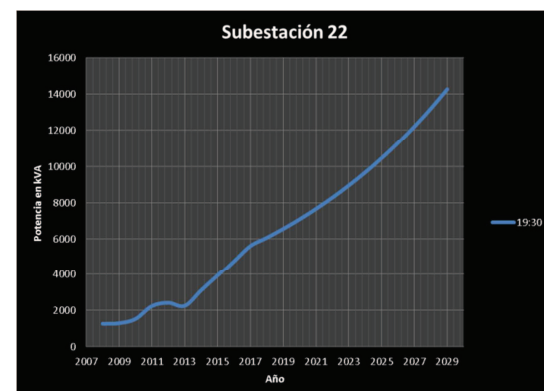


Figura 23: Incremento de demanda SUB. 022

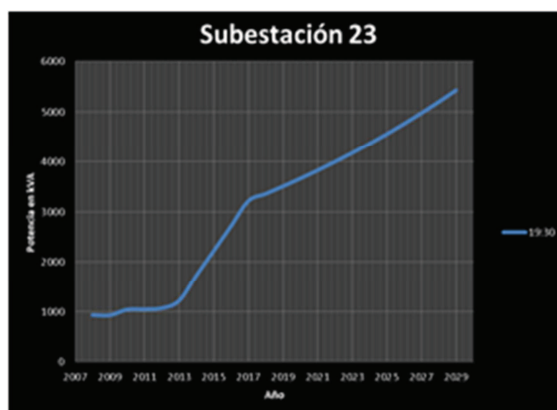


Figura 24: Incremento de demanda SUB. 023

Fuente: Autores.

De la misma manera, ya obtenidas las proyecciones en cada subestación, nos basamos en dichos valores para obtener una gráfica general de una proyección completa en el sistema de subtransmisión de la empresa eléctrica regional centro sur, la gráfica resultante se muestra a continuación:



UNIVERSIDAD DE CUENCA

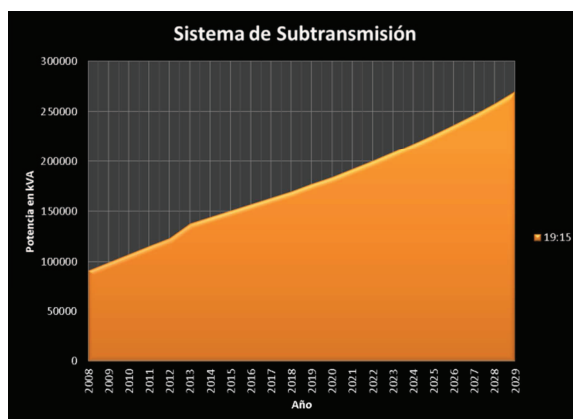


Figura 25: Incremento de demanda en el sistema de subtransmisión
Fuente: Autores.

Con la obtención de la proyección de la demanda para el periodo de 15 años se determinó que el sistema requiere de 275MVA aproximadamente, el sistema de subtransmisión de la CENTROSUR tiene una capacidad de 270MVA por tal motivo se debe actuar en la repotenciación de subestaciones para soportar las demandas que entrarían en el sistema.

4.4. Cargabilidad de transformadores y alimentadores para un periodo de 15 años.

La cargabilidad es el punto donde se trabajaría con detalle el comportamiento de cada alimentador y transformador, para prevenir fallas en el sistema por motivo de que el transformador no puede soportar la demanda que exista en ese momento.

4.4.1. Cargabilidad en Transformadores

Existen transformadores que actualmente ya superan su capacidad, los cuales son (T034, T035 de la Subestación 03; T051, T052 de la Subestación 05; T141 de la Subestación 14 y la Subestación 21 Macas), cabe detallar que con el incremento



UNIVERSIDAD DE CUENCA

de la demanda al transcurrir los años existen nuevos transformadores con sobrecarga y estos son (T071, T072 de la Subestación 07; T181 de la Subestación 18 y la Subestación Méndez) a estos transformadores debemos poner mucho interés ya que estamos gastando su vida útil así se podría causar daños en el sistema eléctrico, a continuación observaremos con mejor detalle lo explicado: Para diferenciar los transformadores con sobrecarga hemos utilizado un fondo de color negro.

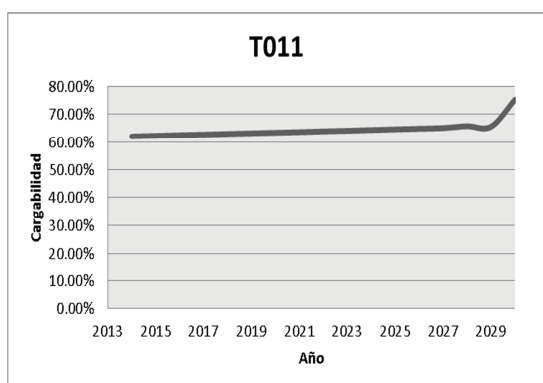


Figura 26: Cargabilidad en el transformador T011

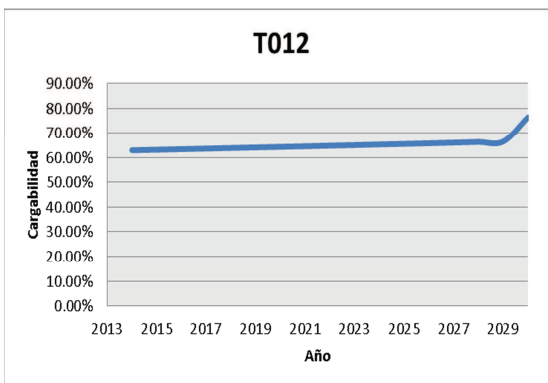


Figura 27: Cargabilidad en el transformador T012

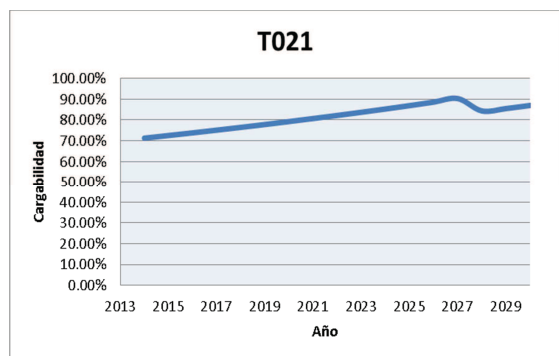


Figura 28: Cargabilidad en el transformador T021

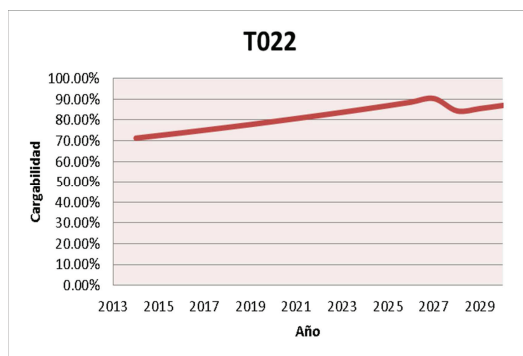


Figura 29: Cargabilidad en el transformador T022



UNIVERSIDAD DE CUENCA

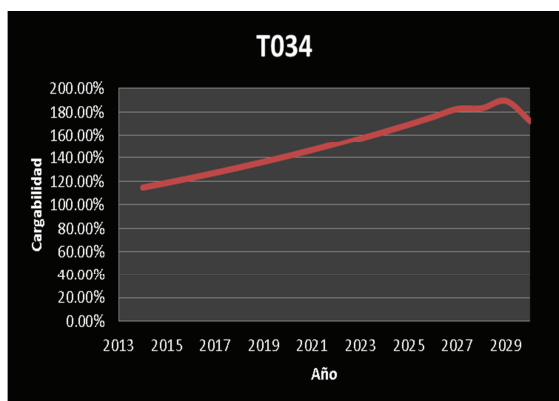


Figura 30: Cargabilidad en el transformador T034

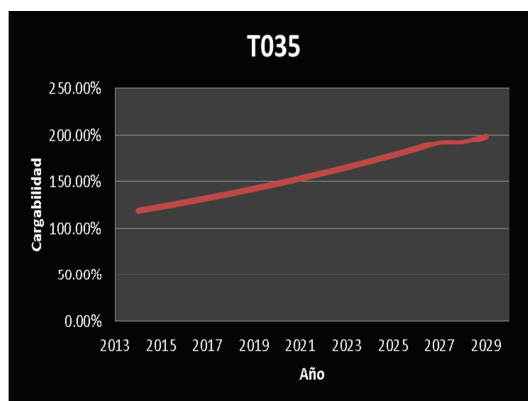


Figura 31: Cargabilidad en el transformador T035

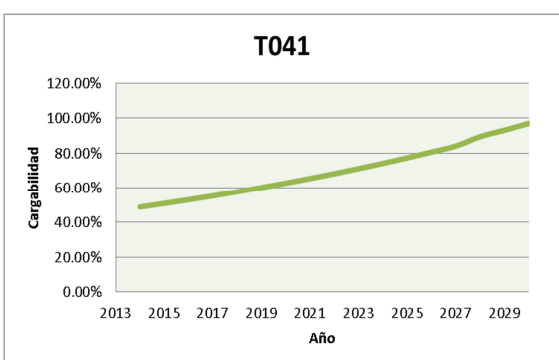


Figura 32: Cargabilidad en el transformador T41

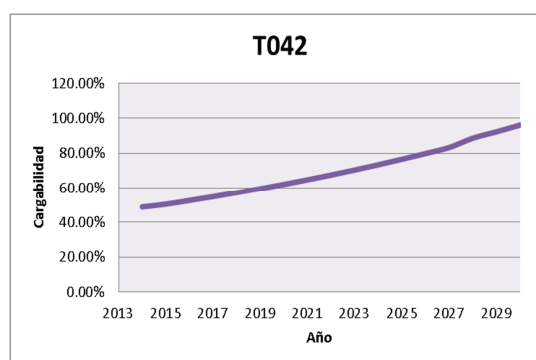


Figura 33: Cargabilidad en el transformador T042

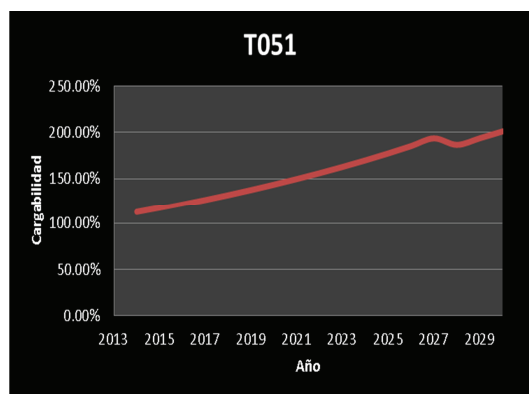


Figura 34: Cargabilidad en el transformador T051

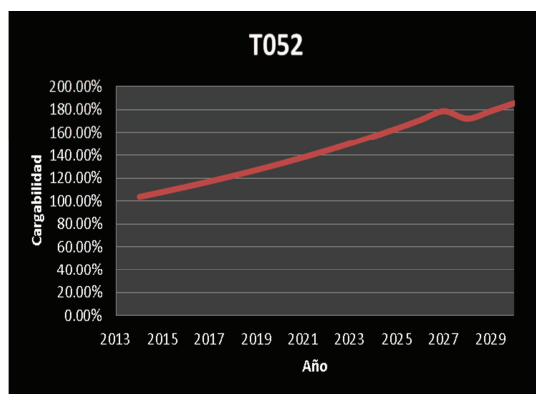


Figura 35: Cargabilidad en el transformador T052

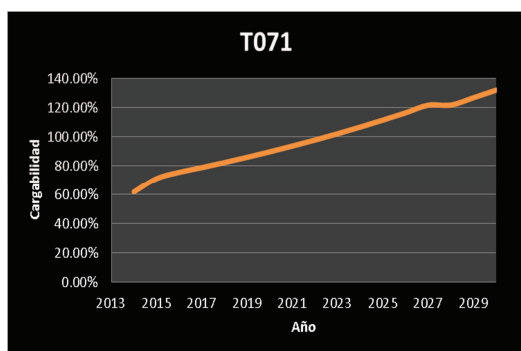


Figura 36: Cargabilidad en el transformador T071

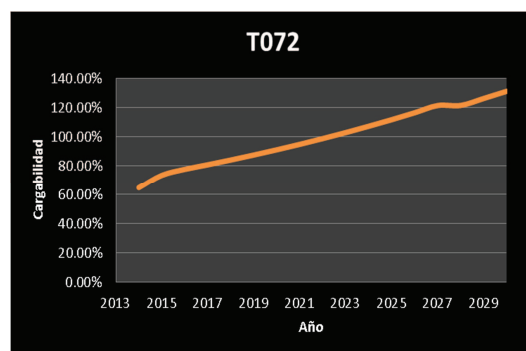


Figura 37: Cargabilidad en el transformador T072



UNIVERSIDAD DE CUENCA

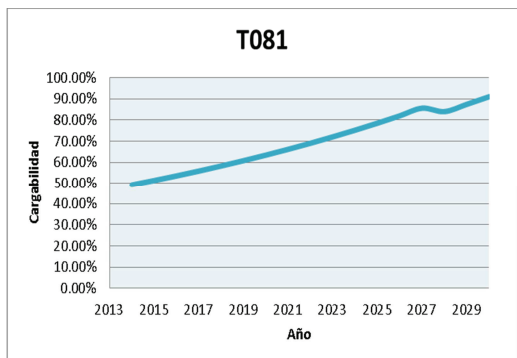


Figura 38: Cargabilidad en el transformador T081

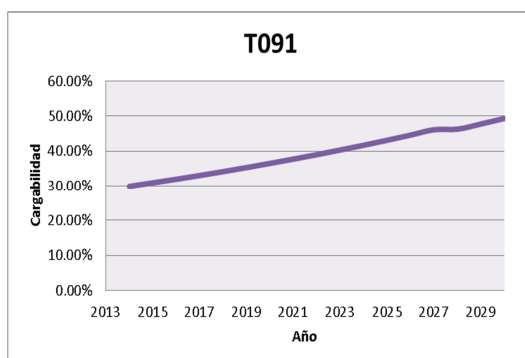


Figura 39: Cargabilidad en el transformador T091

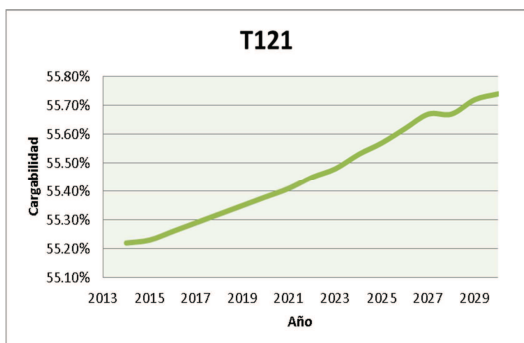


Figura 40: Cargabilidad en el transformador T121

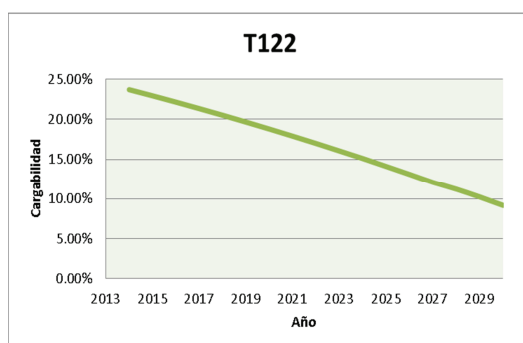


Figura 41: Cargabilidad en el transformador T122

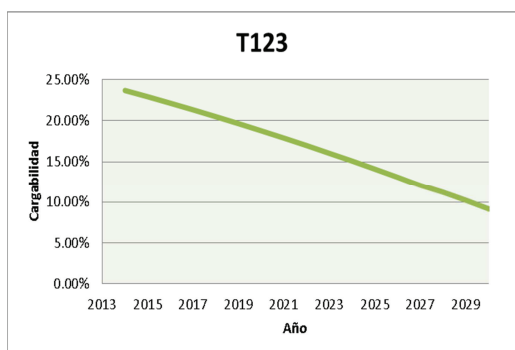


Figura 42: Cargabilidad en el transformador T123

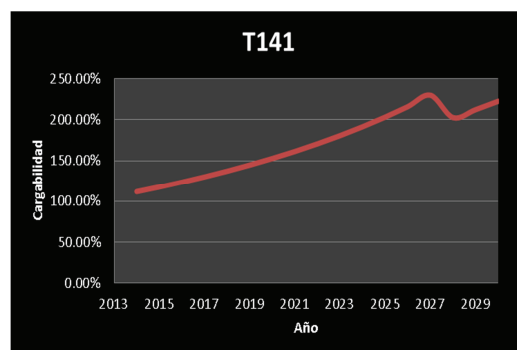


Figura 43: Cargabilidad en el transformador T141

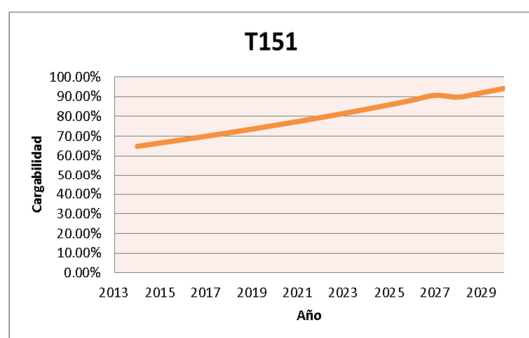


Figura 44: Cargabilidad en el transformador T151

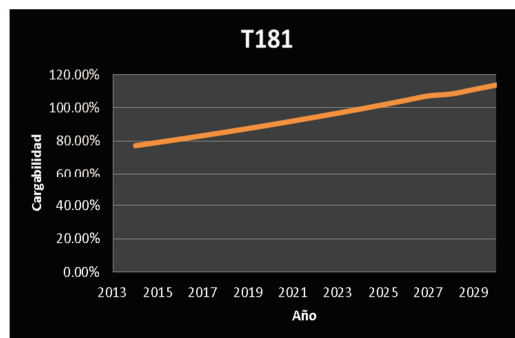


Figura 45: Cargabilidad en el transformador T181



UNIVERSIDAD DE CUENCA



Figura 46: Cargabilidad en el transformador T231

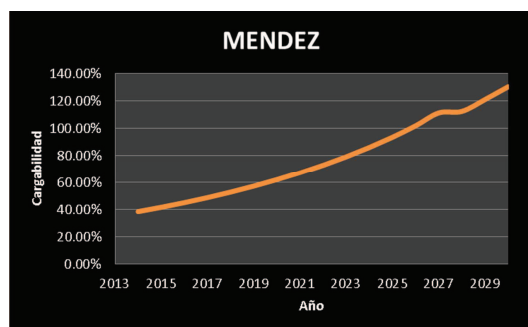


Figura 47: Cargabilidad en el transformador T221

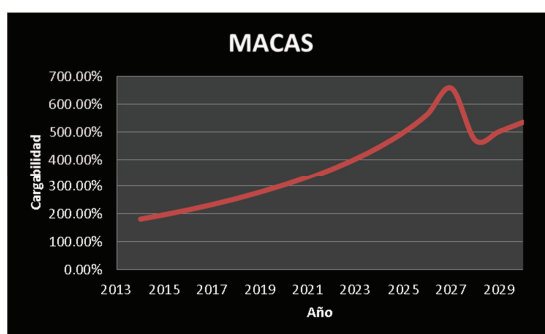


Figura 48: Cargabilidad en el transformador T212

Fuente: Autores.

Las gráficas que están con fondo blanco son las que no se necesita dar mucho interés, las gráficas con fondo negro y línea roja son las que necesitan de mucho interés y actuar en corto plazo, y las que están con fondo negro y línea color naranja son las que se podrían actuar en repotenciar a medio plazo.

4.4.2. Cargabilidad en alimentadores

Al incrementar la demanda existe un alimentador en el año 2028 que sobrepasan su capacidad el cual es el 0523 y lo observaremos en la siguiente tabla:



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Alimentadores Sin implementar la Carga por Cocinas de Induccion																						
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
0101'	9,69%	10,02%	10,35%	10,69%	11,02%	11,36%	11,69%	12,02%	12,36%	12,69%	13,03%	13,36%	13,69%	14,03%	14,36%	14,70%	15,03%	15,36%	15,70%	16,03%	16,37%	16,71%
0102'	14,49%	14,55%	14,60%	14,66%	14,71%	14,76%	14,82%	14,87%	14,93%	14,98%	15,04%	15,09%	15,15%	15,20%	15,26%	15,31%	15,36%	15,42%	15,47%	15,53%	15,58%	15,59%
0103'	3,17%	3,18%	3,20%	3,21%	3,22%	3,23%	3,24%	3,25%	3,27%	3,28%	3,29%	3,30%	3,31%	3,32%	3,34%	3,35%	3,36%	3,37%	3,38%	3,39%	3,40%	3,42%
0104'	12,05%	12,09%	12,13%	12,18%	12,22%	12,26%	12,31%	12,35%	12,39%	12,43%	12,48%	12,52%	12,56%	12,61%	12,65%	12,69%	12,74%	12,78%	12,82%	12,86%	12,91%	12,95%
0201'	7,31%	7,45%	7,59%	7,74%	7,88%	8,02%	8,17%	8,31%	8,45%	8,60%	8,74%	8,88%	9,03%	9,17%	9,31%	9,45%	9,60%	9,74%	9,88%	10,03%	10,17%	10,26%
0202'	10,26%	10,46%	10,65%	10,85%	11,05%	11,25%	11,45%	11,64%	11,84%	12,04%	12,24%	12,43%	12,63%	12,83%	13,03%	13,22%	13,42%	13,62%	13,82%	14,01%	14,21%	14,38%
0203'	9,63%	9,81%	9,99%	10,18%	10,36%	10,55%	10,73%	10,91%	11,10%	11,28%	11,47%	11,65%	11,83%	12,02%	12,20%	12,39%	12,57%	12,75%	12,94%	13,12%	13,31%	13,49%
0204'	11,49%	11,70%	11,91%	12,12%	12,33%	12,54%	12,75%	12,97%	13,18%	13,39%	13,60%	13,81%	14,02%	14,23%	14,44%	14,66%	14,87%	15,08%	15,29%	15,50%	15,71%	16,04%
0205'	8,98%	9,15%	9,33%	9,50%	9,67%	9,84%	10,01%	10,18%	10,35%	10,52%	10,69%	10,86%	11,03%	11,20%	11,37%	11,54%	11,71%	11,88%	12,05%	12,22%	12,39%	12,58%
0321'	23,94%	25,90%	27,87%	29,83%	31,79%	33,76%	35,72%	37,68%	39,65%	41,61%	43,57%	45,54%	47,50%	49,46%	51,42%	53,39%	55,35%	57,31%	59,28%	61,24%	63,20%	65,17%
0322'	14,46%	15,64%	16,83%	18,02%	19,20%	20,39%	21,57%	22,76%	23,95%	25,13%	26,32%	27,51%	28,69%	29,88%	31,06%	32,25%	33,44%	34,62%	35,81%	36,99%	38,18%	39,36%
0323'	12,60%	13,63%	14,67%	15,71%	16,74%	17,78%	18,81%	19,85%	20,89%	21,92%	22,96%	23,99%	25,03%	26,07%	27,10%	28,14%	29,18%	30,21%	31,25%	32,28%	33,32%	34,32%
0324'	13,92%	15,06%	16,21%	17,36%	18,50%	19,65%	20,79%	21,94%	23,08%	24,23%	25,37%	26,52%	27,66%	28,81%	29,95%	31,10%	32,24%	33,39%	34,53%	35,68%	36,82%	37,92%
0325'	23,33%	25,24%	27,14%	29,05%	30,96%	32,87%	34,78%	36,69%	38,60%	40,50%	42,41%	44,32%	46,23%	48,14%	50,05%	51,96%	53,87%	55,77%	57,68%	59,59%	61,50%	63,46%
0421'	23,84%	25,81%	27,77%	29,73%	31,70%	33,66%	35,62%	37,59%	39,55%	41,51%	43,48%	45,44%	47,40%	49,37%	51,33%	53,29%	55,26%	57,22%	59,18%	61,15%	63,11%	64,99%
0422'	15,19%	16,43%	17,68%	18,92%	20,16%	21,40%	22,64%	23,88%	25,12%	26,36%	27,60%	28,84%	30,08%	31,32%	32,56%	33,80%	35,04%	36,28%	37,53%	38,77%	40,01%	41,31%
0423'	11,15%	12,05%	12,96%	13,87%	14,77%	15,68%	16,58%	17,49%	18,40%	19,30%	20,21%	21,12%	22,02%	22,93%	23,84%	24,74%	25,65%	26,56%	27,46%	28,37%	29,28%	30,27%
0424'	8,26%	8,94%	9,63%	10,31%	10,99%	11,67%	12,35%	13,03%	13,72%	14,40%	15,08%	15,76%	16,44%	17,12%	17,81%	18,49%	19,17%	19,85%	20,53%	21,21%	21,90%	22,54%
0427'	-----	-----	10,57%	11,32%	12,07%	12,82%	13,57%	14,31%	15,06%	15,81%	16,56%	17,31%	18,06%	18,81%	19,56%	20,31%	21,06%	21,81%	22,56%	23,31%	24,06%	24,74%
0521'	19,60%	21,21%	22,83%	24,44%	26,06%	27,68%	29,29%	30,91%	32,52%	34,14%	35,75%	37,37%	38,98%	40,60%	42,22%	43,83%	45,45%	47,06%	48,68%	50,29%	51,91%	53,42%
0522'	14,26%	15,43%	16,61%	17,78%	18,95%	20,12%	21,30%	22,47%	23,64%	24,81%	25,99%	27,16%	28,33%	29,50%	30,67%	31,85%	33,02%	34,19%	35,36%	36,54%	37,71%	38,85%
0523'	38,60%	41,76%	44,92%	48,08%	51,25%	54,41%	57,57%	60,74%	63,90%	67,06%	70,22%	73,39%	76,55%	79,71%	82,88%	86,04%	89,20%	92,37%	95,53%	98,69%	101,85%	105,05%
0524'	14,04%	15,19%	16,34%	17,49%	18,64%	19,80%	20,95%	22,10%	23,25%	24,40%	25,56%	26,71%	27,86%	29,01%	30,16%	31,32%	32,47%	33,62%	34,77%	35,92%	37,08%	38,22%
0525'	17,09%	18,52%	19,95%	21,38%	22,82%	24,25%	25,68%	27,11%	28,54%	29,97%	31,40%	32,84%	34,27%	35,70%	37,13%	38,56%	39,99%	41,42%	42,86%	44,29%	45,72%	47,21%
0526'	33,69%	36,46%	39,22%	41,99%	44,76%	47,53%	50,29%	53,06%	55,83%	58,60%	61,36%	64,13%	66,90%	69,67%	72,43%	75,20%	77,97%	80,74%	83,50%	86,27%	89,04%	91,75%
0527'	-----	-----	-----	-----	-----	12,31%	12,91%	12,91%	12,91%	12,91%	12,91%	12,91%	12,91%	12,91%	12,91%	12,91%	12,91%	12,91%	12,91%	12,91%	12,91%	19,82%
0721'	17,98%	19,45%	20,93%	22,41%	23,89%	25,37%	26,85%	28,33%	29,81%	31,29%	32,77%	34,25%	35,73%	37,21%	38,68%	40,16%	41,64%	43,12%	44,60%	46,08%	47,56%	48,99%
0722'	14,10%	17,07%	20,03%	23,00%	25,96%	28,93%	31,90%	34,86%	37,83%	40,79%	43,76%	46,72%	49,69%	52,65%	55,62%	58,58%	61,55%	64,51%	67,48%	70,44%	73,41%	76,45%
0723'	19,98%	21,62%	23,25%	24,89%	26,52%	28,16%	29,80%	31,43%	33,07%	34,70%	36,34%	37,98%	39,61%	41,25%	42,88%	44,52%	46,16%	47,79%	49,43%	51,06%	52,70%	54,37%
0821'	-----	-----	-----	-----	-----	25,58%	27,07%	28,55%	30,04%	31,53%	33,01%	34,50%	35,99%	37,47%	38,96%	40,44%	41,93%	43,42%	44,90%	46,39%	47,87%	49,39%
0823'	-----	-----	-----	-----	-----	40,57%	42,94%	45,30%	47,67%	50,03%	52,40%	54,76%	57,13%	59,50%	61,86%	64,23%	66,59%	68,96%	71,32%	73,69%	76,05%	78,33%
0824'	-----	-----	-----	-----	-----	13,10%	13,87%	14,63%	15,39%	16,16%	16,92%	17,68%	18,45%	19,21%	19,97%	20,74%	21,50%	22,26%	23,03%	23,79%	24,55%	25,30%
0921'	-----	14,62%	15,37%	16,12%	16,87%	17,62%	18,37%	19,12%	19,87%	20,62%	21,37%	22,12%	22,87%	23,62%	24,37%	25,12%	25,87%	26,62%	27,37%	28,12%	28,87%	29,65%
1221'	16,06%	16,63%	17,21%	17,78%	18,35%	18,92%	19,50%	20,07%	20,64%	21,21%	21,79%	22,36%	22,93%	23,50%	24,08%	24,65%	25,22%	25,79%	26,37%	26,94%	27,51%	28,09%
1222'	17,06%	17,68%	18,29%	18,90%	19,52%	20,13%	20,74%	21,36%	21,97%	22,58%	23,20%	23,81%	24,42%	25,04%	25,65%	26,26%	26,88%	27,49%	28,10%	28,72%	29,33%	29,88%
1421'	7,33%	8,54%	9,75%	10,97%	12,18%	13,39%	14,61%	15,82%	17,03%	18,25%	19,46%	20,67%	21,89%	23,10%	24,31%	25,53%	26,74%	27,96%	29,17%	30,38%	31,60%	32,83%
1422'	6,61%	7,70%	8,79%	9,88%	10,97%	12,06%	13,15%	14,24%	15,33%	16,42%	17,51%	18,60%	19,69%	20,78%	21,87%	22,97%	24,06%	25,15%	26,24%	27,33%	28,42%	29,56%
1423'	7,23%	8,43%	9,63%	10,82%	12,02%	13,22%	14,42%	15,62%	16,82%	18,02%	19,22%	20,42%	21,62%	22,82%	24,02%	25,22%	26,42%	27,62%	28,82%	30,02%	31,22%	32,41%
1424'	-----	-----	-----	-----	-----	16,25%	17,70%	19,14%	20,59%	22,03%	23,48%	24,92%	26,37%	27,81%	29,26%	30,70%	32,15%	33,59%	35,04%	36,48%	37,93%	39,28%
1521'	20,42%	21,16%	21,90%	22,63%	23,37%	24,10%	24,84%	25,58%	26,31%	27,05%	27,78%	28,52%	29,26%	29,99%	30,73%	31,47%	32,20%	32,94%	33,67%	34,41%	35,15%	35,78%
1522'	15,86%	16,43%	16,99%	17,56%	18,13%	18,69%	19,26%	19,82%	20,39%	20,95%	21,52%	22,09%	22,65%	23,22%	23,78%	24,35%	24,91%	25,48%	26,05%	26,61%	27,18%	27,74%
1523'	15,75%	16,31%	16,86%	17,42%	17,98%	18,54%	19,10%	19,66%	20,22%	20,78%	21,34%	21,90%	22,45%	23,01%	23,57%	24,13%	24,69%	25,25%	25,81%	26,37%	26,93%	27,53%
1821'	-----	8,98%	9,28%	9,59%	9,90%	10,20%	10,51%	10,82%	11,12%	11,43%	11,74%	12,04%	12,35%	12,66%	12,97%	13,27%	13,58%	13,89%	14,19%	14,50%	14,81%	15,15%
1822'	-----	9,37%	9,69%	10,01%	10,33%	10,65%	10,97%	11,30%	11,62%	11,94%	12,26%	12,58%	12,90%	13,22%	13,54%	13,86%	14,18%	14,50%	14,82%	15,14%	15,46%	15,81%
1823'	-----	10,12%	10,46%	10,81%	11,16%	11,51%	11,85%	12,20%	12,55%	12,90%	13,24%	13,59%	13,94%	14,29%	14,64%	14,98%	15,33%	15,68%	16,03%	16,37%	16,72%	17,08%
1824'	-----	12,02%	12,43%	12,85%	13,27%	13,68%	14,10%	14,51%	14,93%	15,34%	15,76%	16,18%	16,59%	17,01%	17,42%	17,84%	18,25%	18,67%	19,09%	19,50%	19,92%	20,31%

Tabla 10: Cargabilidad en Alimentadores

Fuente: Datos proporcionados por la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur. C.A.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

4.5. Diagnóstico de flujos de potencia para diferentes años.: 2014, 2015, 2016, 2017, 2020, 2024 y 2029.

Como ya se había mencionado, es de considerable importancia realizar una proyección para un futuro observar como funcionara el sistema de subtransmisión, por lo que para cumplir con este hecho se consideran distintos años, los cuales simulen un corto, mediano y largo plazo, dichos años son el 2014, 2015 y 2016 para el corto plazo, el 2020 y 2024 se consideraron para establecer el mediano plazo y por último el 2029 será considerado para largo plazo.

Ahora bien, para cada uno de los años se fue proyectando la demanda en cada alimentador de la misma manera como se mencionó al inicio del capítulo, basándonos en el incremento de demanda por alimentador de acuerdo al incremento anual y así se pudo simular en el software DIGSILENT obteniendo así los resultados de las tensiones en barras y el diagrama unifilar con las sobrecargas en transformadores, líneas y demás elementos que componen el Sistema de Subtransmisión. Los resultados por año se presentan a continuación:

		2014			2015		2016	
Subestación		Tensión		Ang	Tensión	Ang	Tensión	Ang
#	Nombre	kV	pu	deg	pu	deg	pu	deg
01	L. Cordero	22	0,985	-1,470	0,985	-1,630	0,985	-1,780
01	L. Cordero	6,3	1,005	26,520	1,004	26,350	1,004	26,200
02	Centenario	22	0,987	-9,570	0,985	-10,130	0,983	-10,670
02	Centenario	6,3	0,983	-12,830	0,981	-13,450	0,979	-14,050
03	Monay	69	0,995	-2,400	0,995	-2,710	0,995	-3,000
03	Monay	22	1,013	-8,360	1,012	-8,890	1,010	-9,410
04	P. Industrial	69	0,999	-1,080	0,999	-1,290	0,999	-1,470
04	P. Industrial	22	1,022	-3,720	1,022	-4,040	1,021	-4,330
05	Arenal	69	0,984	-2,830	0,983	-3,080	0,982	-3,320



UNIVERSIDAD DE CUENCA

05	Arenal	22	0,990	-8,160	0,988	-8,640	0,986	-9,110
07	Ricaurte	69	0,999	-1,390	0,999	-1,650	0,999	-1,880
07	Ricaurte	22	0,997	-4,580	0,995	-5,330	0,993	-5,780
08	Turi	69	0,988	-2,810	0,987	-3,100	0,987	-3,370
08	Turi	22	0,982	-5,330	0,981	-5,730	0,980	-6,120
12	Descanso	22	1,006	0,450	1,006	0,160	1,005	-0,090
12	Descanso	6,3	1,022	33,790	1,022	33,510	1,021	33,260
12	Descanso	69	1,000	-0,710	1,000	-0,960	0,999	-1,180
14	Lentag	69	0,968	-4,110	0,966	-4,440	0,964	-4,760
14	Lentag	22	0,967	-9,920	0,964	-10,570	0,960	-11,220
15	Gualaceo	138	0,999	-1,110	0,999	-1,510	0,999	-1,890
15	Gualaceo	22	0,992	-153,690	0,991	-154,160	0,991	-154,600
18	Cañar	69	1,004	1,360	1,004	1,230	1,003	1,120
18	Cañar	22	0,999	-2,610	0,998	-2,840	0,998	-3,060
19	Corpanche	69	1,003	-1,040	1,002	-1,310	1,002	-1,540
21	Macas	69	1,014	-23,800	1,012	-24,400	1,011	-24,990
21	Macas	13,8	0,971	-0,130	0,965	-1,290	0,959	-2,510
22	Méndez	138	1,015	1,920	1,014	1,410	1,012	0,920
22	Méndez	13,8	1,007	-149,540	1,006	-150,170	1,004	-150,800
23	Limón	138	1,009	0,650	1,008	0,180	1,007	-0,270
23	Limón	13,8	1,004	-150,140	1,003	-150,640	1,002	-151,130

		2017		2020		2024		2029	
Subestación		Tensión	Ang	Tensión	Ang	Tensión	Ang	Tensión	Ang
#	Nombre	pu	deg	pu	deg	pu	deg	pu	deg
01	L. Cordero	0,985	-1,920	0,984	-2,390	0,983	-3,130	0,975	-4,060
01	L. Cordero	1,004	26,050	1,003	25,560	1,002	24,780	0,990	23,500
02	Centenario	0,981	-11,220	0,974	-13,050	0,964	-15,940	0,958	-17,030
02	Centenario	0,977	-14,670	0,970	-16,710	0,958	-19,930	0,952	-21,130
03	Monay	0,994	-3,300	0,993	-24,280	0,992	-5,870	0,990	-6,430
03	Monay	1,009	-9,940	1,004	-11,690	0,996	-14,480	0,991	-15,540
04	P. Industrial	0,999	-1,650	0,998	-2,240	0,996	-3,190	0,993	-3,690
04	P. Industrial	1,021	-4,630	1,019	-5,630	1,016	-7,200	1,011	-8,950
05	Arenal	0,981	-3,560	0,978	-4,360	0,972	-5,730	0,966	-6,310
05	Arenal	0,984	-9,600	0,977	-11,220	0,964	-13,820	0,950	-16,090
07	Ricaurte	0,998	-2,110	0,997	-2,870	0,996	-4,080	0,993	-4,640
07	Ricaurte	0,992	-6,180	-0,988	-7,500	0,981	-9,590	0,971	-11,450
08	Turi	0,986	-3,650	0,983	-4,570	0,979	-6,050	0,974	-6,730
08	Turi	0,979	-6,520	0,975	-7,840	0,969	-9,940	0,961	-11,460
12	Descanso	1,005	-0,350	1,003	-1,180	1,000	-2,510	0,996	-3,420
12	Descanso	1,021	33,010	1,019	32,180	1,016	30,880	1,012	29,990
12	Descanso	0,999	-1,390	0,998	-2,100	0,995	-3,230	0,992	-3,820



UNIVERSIDAD DE CUENCA

14	Lentag	0,962	-5,090	0,954	-6,170	0,940	-7,910	0,928	-8,870
14	Lentag	0,956	-11,910	0,942	-14,260	0,916	-18,240	0,893	-21,080
15	Gualaceo	0,999	-2,270	0,997	-3,580	0,994	-5,700	0,990	-6,730
15	Gualaceo	0,990	-155,06	0,998	-156,59	0,983	-159,05	0,978	-160,51
18	Cañar	1,003	1,010	1,002	0,640	1,001	0,060	0,999	-0,330
18	Cañar	0,997	-3,280	0,996	-3,990	0,994	-5,060	0,989	-6,210
19	Corpanche	1,002	-1,770	1,001	-2,520	0,999	-3,740	0,997	-4,300
21	Macas	1,009	-25,600	1,002	-27,700	0,985	-31,210	0,972	-33,190
21	Macas	0,951	-3,820	0,923	-8,500	0,856	-17,500	0,809	-23,180
22	Méndez	1,011	0,410	1,006	-1,320	0,994	-4,170	0,983	-5,820
22	Méndez	1,002	-151,45	0,994	-153,70	0,977	-157,51	0,956	-160,94
23	Limón	1,006	-0,730	1,003	-2,300	0,994	-4,880	0,986	-6,290
23	Limón	1,001	-151,63	0,996	-153,33	0,987	-156,13	0,976	-157,88

Tabla 11: Resultados de tensiones en barras años 2014, 2015, 2016, 2017, 2020, 2024 y 2029

Fuente: Digsilent

Analizando los resultados se observa las sobrecargas en los transformadores y en las líneas de subtransmisión, donde cada elemento de color rojo indica que esta sobrecargado, todo elemento color amarillo indica que estará próximo a una sobrecarga y las barras de color azul advierte que la tensión no se encuentra en el rango establecido por el CONELEC que se encuentre entre $\pm 5 pu$. Los diagramas unifilares de cada año donde se puede observar detalladamente se encuentran en anexos, desde el ANEXO 5 al ANEXO 10; que corresponden a los años 2015, 2016, 2017, 2020, 2024 y 2029.

Como se puede observar en los anexos, si comparamos el año 2014 (estado actual) con el año 2015, se aprecia que el incremento de carga en los transformadores 03 (Monay), 05 (Arenal), 14 (Lentag) y la 21 (Macas) es preocupante por lo que se actuaría a repotenciar (la repotenciación se encuentra en el Capítulo 6) esto se plantea para un corto plazo. Por otro lado, analizando el



UNIVERSIDAD DE CUENCA

año 2016 con el estado actual, se puede observar que a más de las subestaciones anteriormente mencionadas, la que entrara en sobrecarga es la subestación 18, dado que el único transformador que permanece ahí (T181), esta con el 81.27% de su carga nominal por lo que indica que en un determinado tiempo se sobrecargara. Comparando ahora el año 2017 con el actual, podemos ver que se suma el transformador T072 junto con el T181 que ya se mencionó, con una carga del 80.81% de su valor nominal, ahora bien, pasando a un tiempo más prolongado como es el año 2020, podemos ver que para dicho año, a más de los transformadores ya mencionados, se suman el transformador T071 con el 89.73% de su valor nominal cabe mencionar que en las barras de las subestaciones de LENTAG (22KV) y MACAS(13.8KV) las tensiones se encuentran por debajo de la nominal.

Analizando ahora el estado actual con el año 2024, se observa que en lo que respecta a transformadores, el T021 Y T022 de la subestación 02 (Centenario) estarán con el 85.27% de su alcance nominal cada uno, por el lado de las barras, a más de las anteriormente mencionadas, existe una caída de tensión en la barra de la subestación 14 de (69KV), finalmente para este año se observa que existirán líneas de subtransmisión con un nivel considerable de sobrecarga, las cuales son Verdillo (06)-el arenal (06), Cuenca 2-verdillo (06) 2 y Monay (03)-Centenario (02).

Finalmente, realizando una comparación entre el estado actual con el año 2029 que es el tiempo al cual alcanza el análisis de este tema, se observa que existirá sobrecargas adicionales a los ya mencionados en diferentes elementos, como es



UNIVERSIDAD DE CUENCA

la caída de tensión de la barra en la subestación 05 de (22KV) y existirán transformadores con anuncio de sobrecarga como el T081 ubicado en la subestación 08 (Turi) con un 91.02% de su capacidad nominal, de igual manera el transformador T151 de la subestación 15 (Gualaceo) con el 94.18%, por otro lado los transformadores T041 Y T042 de la subestación 04 (P industrial) con el 97.12% y 96.22% respectivamente. Existen transformadores ya sobrecargados como el T071 y T072 de la subestación 07 (Ricaurte) con el 132.07% y 131.26% de sobrecarga de su capacidad nominal a más del transformador T181 de la subestación 18 (Cañar), el cual ya se mencionó con una futura sobrecarga y que en este año se encontrara sobrecargado con el 113.80%. Finalmente se adiciona el transformador T221 de la subestación 22 (Méndez) el cual se encontrara con un valor del 130.44% de sobrecarga.

Este análisis nos sirve para poder realizar un diagnóstico y así dar posibles soluciones en el sistema de subtransmisión.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

CAPITULO V

5. ANÁLISIS DEL FLUJO DE POTENCIA DE LA SUBTRANSMISIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR, FRENTE AL IMPACTO DE LAS COCINAS DE INDUCCIÓN.

Se realiza este análisis debido a que la CENTROSUR como empresa distribuidora de Energía debe estar completamente comprometida con la satisfacción del cliente, para que dichos usuarios no sientan falta de energía eléctrica y peor aún encontrarse con apagones por motivo de que el Sistema Eléctrico no soporte el incremento de demanda que se obtendrá por el implemento masivo de las cocinas de inducción. Al igual como se explicó en el capítulo anterior simularemos en el software DIGSILENT por año para diagnosticar y dar posibles soluciones para que el sistema a futuro no se encuentre fallas Energéticas.

5.1. Análisis de incremento de carga que aportan las cocinas de inducción en periodos de: 25% (año 2014), 50% (año 2015), 75% (año 2016), 100% (año 2017).

Como se vino explicando el motivo del cambio del GLP por la cocción por electricidad, debido a que se cree que el país no entraría en un año obtener el 100% de cocinas instaladas por tal razón se ha planificado dividir en 4 partes con porcentajes de 25 en 25 comenzando desde este año 2014 con un 25% de cocinas instaladas, así sucesivamente hasta llegar obtener el 100% en el 2017.

Para determinar el incremento de la demanda con el aporte de las cocinas de inducción se trabajó primero en realizar unas pequeñas encuestas, para obtener un aproximado de como trabajaría dichas cocinas en que tiempo y si todas o la mayoría se encontrarán en funcionamiento para horas del desayuno, almuerzo y merienda.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Para determinar dicha potencia se utilizó el método de cálculo que promueve el MEER, el mismo que se basa en el Método de Ardvinson. A continuación describiremos el método propuesto.

5.1.1. Método de demanda máxima no coincidente (método de Ardvinson)

Este método se refiere en estimar la carga de transformadores por medio del método de la demanda diversificada, tomando en cuenta la diversidad entre cargas similares y los picos de cargas no coincidentes de diferentes tipos de carga. Para aplicar este método se sugieren los siguientes pasos:

1. Determinar el tipo de electrodoméstico que ingresa a la red
2. Tomar la curva de demanda diversificada que corresponda al electrodoméstico
3. Determinar la máxima demanda
4. Determinar la contribución de este tipo de carga

Con este método se pretende tomar una tabla de demanda máxima no coincidente, determinar un factor de simultaneidad y con este factor determinar una nueva tabla de demanda máxima no coincidente.

5.1.1.1. Método aplicado a cocinas de inducción electromagnética.

De acuerdo al documento *“Procedimiento Preliminar para Determinar el Impacto de la Incorporación de Cocinas de Inducción en el Sistema Eléctrico de Distribución”*, que presenta el MEER a las empresas de distribución del país, se dice que: “... una cocina de 3,5kW o menos, debe tener un factor de demanda del 80% por lo tanto para el caso de una cocina de 3,5 kW se establece una demanda individual de 2.8 kW...”¹; a continuación se presenta una gráfica que sirve como

¹ *Procedimiento Preliminar para Determinar el Impacto de la Incorporación de Cocinas de Inducción en el Sistema Eléctrico de Distribución*



UNIVERSIDAD DE CUENCA

referencia para el cálculo del factor de Coincidencia y para determinar la Demanda Máxima Diversificada.

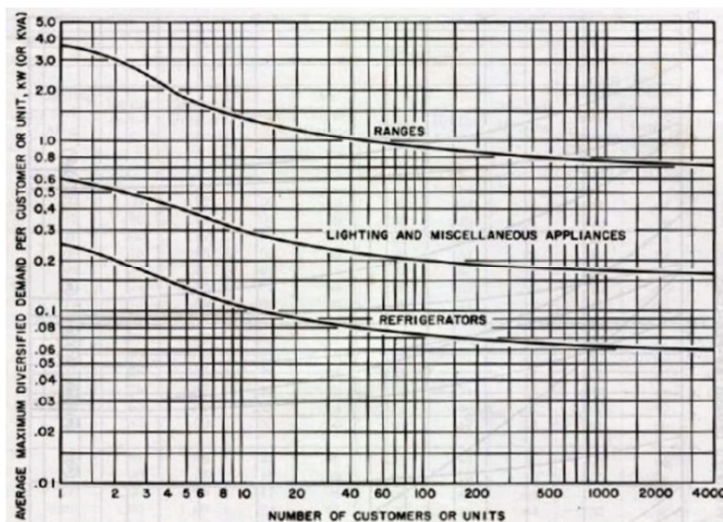


Figura 49: Curva de Demanda Diversificada.

Fuente: Procedimiento Preliminar para Determinar el Impacto de la Incorporación de Cocinas de Inducción en el Sistema Eléctrico de Distribución, MEER 2013

Con la ayuda de este factor se determina la demanda que se tiene de acuerdo al número de usuarios de la red, así como la carga de la cocina para el mismo número de usuarios. A continuación, parte de la tabla desarrollada.

USUARIOS	DEMANDA	FACTOR SIMULTANEIDAD	DEMANDA COCINA KW	CARGA COCINAS KW
1	3.6	1.000000	2.80000	2.80
2	3	0.833333	2.33333	4.67
15	1.25	0.347222	0.97222	14.58
16	1.24	0.344444	0.96444	15.43
17	1.23	0.341667	0.95667	16.26
249	0.8305	0.230694	0.64594	160.84
250	0.83	0.230556	0.64556	161.39
406	0.7977	0.221583	0.62043	251.90
407	0.79765	0.221569	0.62039	252.50
408	0.7976	0.221556	0.62036	253.11
409	0.79755	0.221542	0.62032	253.71
1448	0.76104	0.211400	0.59192	857.10
1449	0.76102	0.211394	0.59190	857.67
1450	0.761	0.211389	0.59189	858.24
1472	0.76056	0.211267	0.59155	870.76
1473	0.76054	0.211261	0.59153	871.33
1474	0.76052	0.211256	0.59152	871.89
1475	0.7605	0.211250	0.59150	872.46
1476	0.76048	0.211244	0.59148	873.03

Tabla 12: Tabla de Demanda y Carga de Cocinas para n Clientes.

Fuente: Datos proporcionados por la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur. C.A.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Con lo que se acaba de expresar, se determinó el incremento de la demanda por alimentador para así obtener el incremento en cada transformador, en la siguiente tabla observaremos las tasas de incremento de las potencias con la implementación de las cocinas de inducción como ya explicamos con el funcionamiento del 25% de las cocinas desde el año 2014 hasta el 100% en el 2017.

	POTENCIA HASTA EL 2013	POTENCIA 2014	POTENCIA 2015	POTENCIA 2016	POTENCIA 2017	POTENCIA EN ADELANTE
Alim	Tasa de crecimiento anual %	Tasa de crecimiento %	Tasa de crecimiento %	Tasa de crecimiento %	Tasa de crecimiento %	Tasa de crecimiento anual %
ALIM-0101	0.34%	19.54%	15.39%	13.34%	11.78%	0.34%
ALIM-0102	0.34%	5.56%	4.50%	4.26%	4.13%	0.34%
ALIM-0103	0.34%	37.66%	25.22%	20.14%	16.76%	0.34%
ALIM-0104	0.34%	31.79%	22.86%	18.62%	15.71%	0.34%
ALIM-0201	1.55%	18.46%	14.86%	13.03%	11.50%	1.55%
ALIM-0202	1.55%	11.79%	9.64%	8.81%	8.12%	1.55%
ALIM-0203	1.55%	12.91%	10.71%	9.71%	8.87%	1.55%
ALIM-0204	1.55%	6.39%	5.40%	5.15%	4.92%	1.55%
ALIM-0205	1.55%	15.81%	13.10%	11.60%	10.41%	1.55%
ALIM-0321	4.20%	42.20%	28.55%	22.33%	17.06%	4.20%
ALIM-0322	4.20%	24.31%	18.83%	15.97%	13.89%	4.20%
ALIM-0323	4.20%	25.25%	19.41%	16.38%	14.18%	4.20%
ALIM-0324	4.20%	29.79%	21.10%	17.54%	15.03%	4.20%
ALIM-0325	4.20%	24.25%	17.00%	14.66%	12.91%	4.20%
ALIM-0421	4.20%	4.20%	4.25%	4.20%	4.22%	4.20%
ALIM-0422	4.20%	16.24%	13.58%	12.14%	10.98%	4.20%
ALIM-0423	4.20%	80.18%	36.98%	27.11%	21.40%	4.20%
ALIM-0424	4.20%	29.63%	21.96%	18.17%	15.51%	4.20%
ALIM-0427	4.20%	55.03%	32.03%	24.86%	20.19%	4.20%
ALIM-0521	4.20%	39.55%	25.09%	20.17%	16.88%	4.20%
ALIM-0522	4.20%	27.67%	20.52%	17.17%	14.77%	4.20%
ALIM-0523	4.20%	31.59%	23.41%	19.10%	14.57%	4.20%
ALIM-0524	4.20%	41.94%	24.93%	20.10%	16.85%	4.20%
ALIM-0525	4.20%	39.62%	24.22%	19.61%	16.49%	4.20%
ALIM-0526	4.20%	23.19%	16.52%	14.31%	12.64%	4.20%
ALIM-0527	4.20%	52.76%	31.49%	24.05%	19.46%	4.20%
ALIM-0721	4.20%	24.42%	18.00%	15.40%	13.47%	4.20%
ALIM-0722	4.20%	19.45%	14.57%	12.86%	11.53%	4.20%
ALIM-0723	4.20%	21.78%	16.61%	14.41%	12.73%	4.20%



UNIVERSIDAD DE CUENCA

ALIM-0821	4.20%	20.12%	16.16%	14.05%	12.44%	4.20%
ALIM-0823	4.20%	15.23%	11.68%	10.61%	9.73%	4.20%
ALIM-0824	4.20%	63.12%	32.08%	24.39%	19.69%	4.20%
ALIM-0921	3.31%	31.37%	21.89%	18.05%	15.36%	3.31%
ALIM-1221	2.50%	43.69%	25.10%	20.11%	16.77%	2.50%
ALIM-1222	2.50%	25.10%	18.73%	15.84%	13.72%	2.50%
ALIM-1421	5.76%	49.28%	28.98%	22.70%	18.68%	5.76%
ALIM-1422	5.76%	54.90%	30.85%	23.76%	19.35%	5.76%
ALIM-1423	5.76%	50.92%	29.36%	22.87%	18.77%	5.76%
ALIM-1424	5.76%	32.49%	23.54%	19.34%	16.43%	5.76%
ALIM-1521	2.50%	55.18%	33.56%	25.17%	10.87%	2.50%
ALIM-1522	2.50%	32.08%	21.44%	17.70%	15.08%	2.50%
ALIM-1523	2.50%	40.61%	24.24%	19.56%	16.40%	2.50%
ALIM-1821	2.50%	57.01%	31.82%	24.18%	19.50%	2.50%
ALIM-1822	2.50%	50.10%	30.12%	23.18%	18.85%	2.50%
ALIM-1823	2.50%	54.01%	30.03%	23.13%	18.81%	2.50%
ALIM-1824	2.50%	28.15%	20.90%	17.34%	14.82%	2.50%
SUB 21	8.10%	30.88%	23.11%	19.27%	16.58%	8.10%
SUB 22	8.10%	38.09%	26.35%	21.28%	17.91%	8.10%
SUB 23	4.46%	42.02%	28.34%	22.25%	18.32%	4.46%

Tabla 13: Tasa de Incremento por Alimentador Con la Implementación de las Cocinas de Inducción
Fuente: Datos proporcionados por la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur. C.A.

Se observa que cada alimentador tiene un incremento diferente por motivo de que dicho alimentador satisface a n cantidad de residencias donde se implementa el plan de cambio del GLP por las Cocinas de Inducción.

El incremento que se da en el 2014 con el 25% de Cocinas instaladas es el punto crítico ya que se observa alzas mayores al 50% de la demanda anterior, pudiendo perjudicar al Sistema Eléctrico debido a que dicho Sistema no se encuentra capacitado para recibir ese incremento de demanda, y no se diga más para los siguientes años que la demanda crece rotundamente.

Por tal motivo en el capítulo 6 se dará opciones para combatir y satisfacer la demanda que proporcionarán dichas cocinas y por tanto no dejar sin servicio a los residentes que son los consumidores de la Energía Eléctrica.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

5.2. Análisis de flujos de potencia en la hora crítica con el total de cocinas de inducción instaladas.

Al igual que el punto 4.2 del capítulo 4, se realizó el análisis del flujo de potencia, diagnosticando el comportamiento de la demanda en rangos de 15 minutos dentro de las 24 horas del día para así obtener los resultados de tensiones de barras y cargabilidad de transformadores de potencia. Se observó que la demanda máxima en un día se encuentra a las 7h15pm, por lo que se consideraron esos valores para la simulación con el total de cocinas instaladas, y los resultados fueron los siguientes.

		2017		
Subestación		Tensión		Ang
#	Nombre	kV	pu	deg
01	L. Cordero	22	0,965	-8,480
01	L. Cordero	6,3	0,980	17,650
02	Centenario	22	0,931	-25,070
02	Centenario	6,3	0,922	-30,640
03	Monay	69	0,987	-10,590
03	Monay	22	0,974	-23,060
04	P. Industrial	69	0,989	-6,170
04	P. Industrial	22	1,004	-12,360
05	Arenal	69	0,953	-9,490
05	Arenal	22	0,931	-22,360
07	Ricaurte	69	0,991	-7,830
07	Ricaurte	22	0,977	-14,590
08	Turi	69	0,965	-10,450
08	Turi	22	0,954	-15,560
12	Descanso	22	0,989	-8,030
12	Descanso	6,3	1,006	25,430
12	Descanso	69	0,985	-7,120
14	Lentag	69	0,896	-13,160
14	Lentag	22	0,839	-31,360
15	Gualaceo	138	0,989	-11,600
15	Gualaceo	22	0,971	-168,390
18	Cañar	69	0,986	-2,560
18	Cañar	22	0,958	-13,990
19	Corpanche	69	0,994	-7,480



UNIVERSIDAD DE CUENCA

21	Macas	69	0,987	-37,820
21	Macas	13,8	0,889	-24,430
22	Méndez	138	0,991	-10,540
22	Méndez	13,8	0,976	-164,450
23	Limón	138	0,990	-11,110
23	Limón	13,8	0,981	-163,330

Tabla 14: Resultados de tensiones en barra con el total de C.I.

Observándose el porcentaje nivel de las tensiones en cada barra y a su vez la cargabilidad de cada transformador (que lo podemos observar en el ANEXO 11), se nota claramente que los niveles de tensión para la hora crítica no se encuentran en el rango que se estableció a nivel nacional por el CONELEC en las barras de subtransmisión, como por ejemplo en la barra arenal 22kV que sobrepasa el 5pu de caída de tensión.

Las mejoras a este sistema se lo explicaran detalladamente en el capítulo 6 donde se habla sobre la expansión del sistema de subtransmisión con las cocinas de inducción instaladas.

5.3. Proyección de la demanda periodo de 15 años.

La demanda en comparación al capítulo 4, es muy notable desde diciembre de este año 2014 debido a que probablemente esté funcionando el 25% de cocinas de inducción, a más de recalcar que para el año 2017 se tendría el total de cocinas instaladas en este lapso de periodo la demanda crecerá aceleradamente, por tal motivo debemos actuar con cautela para así no dejar sin servicio al usuario que es nuestro deber satisfacerlo con la energía eléctrica. En las siguientes graficas se notaran estos incrementos acelerados por subestación de las demandas con las cocinas implementadas:



UNIVERSIDAD DE CUENCA

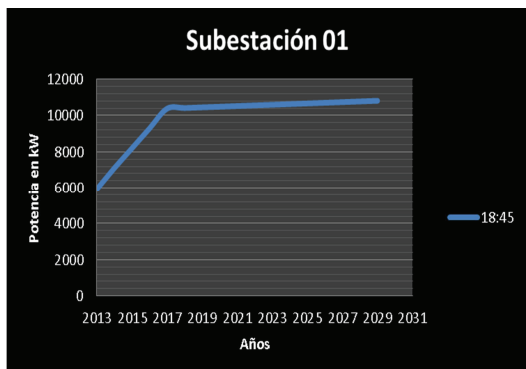


Figura 50: Incremento de demanda SUB. 01

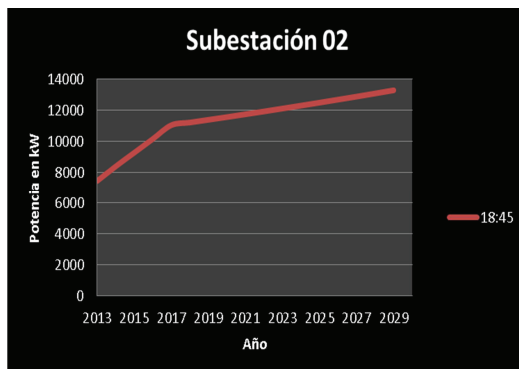


Figura 51: Incremento de demanda SUB. 02

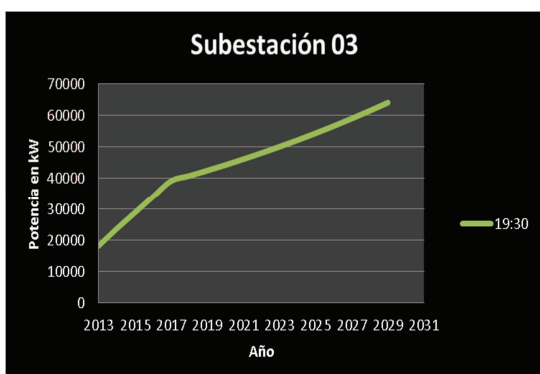


Figura 52: Incremento de demanda SUB. 03



Figura 53: Incremento de demanda SUB. 04

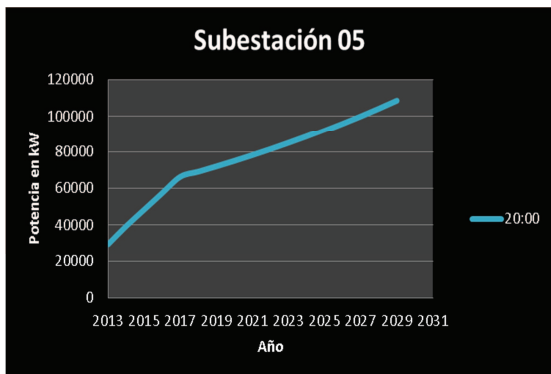


Figura 54: Incremento de demanda SUB. 05

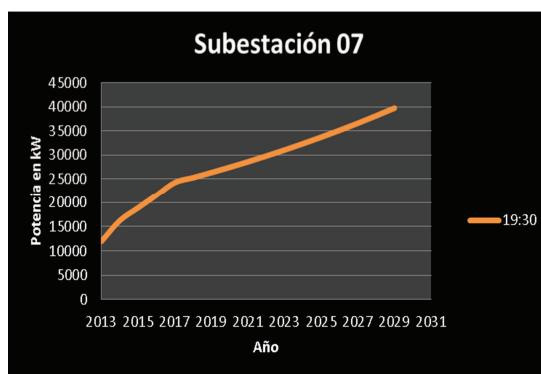
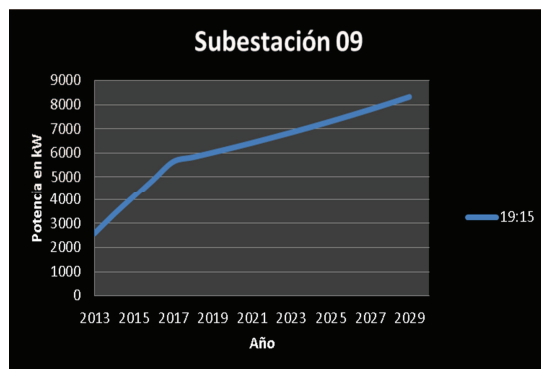
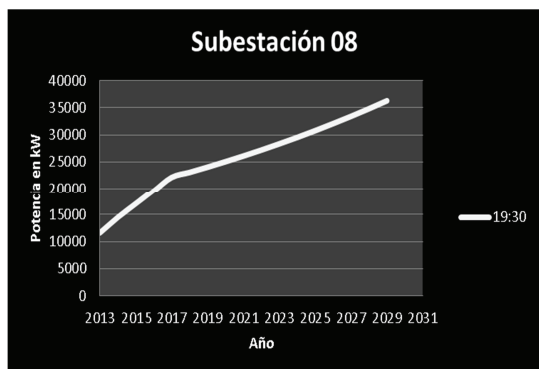


Figura 55: Incremento de demanda SUB. 07





UNIVERSIDAD DE CUENCA

Figura 56: Incremento de demanda SUB. 08

Figura 57: Incremento de demanda SUB. 09

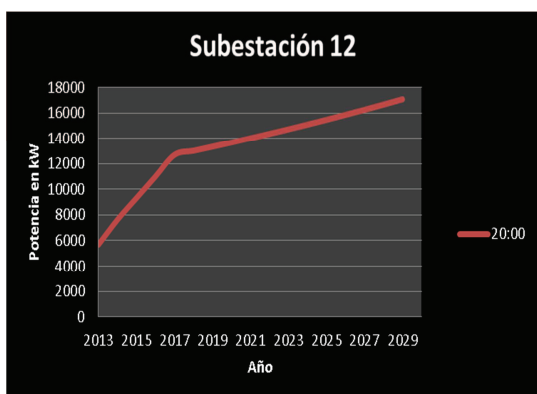


Figura 58: Incremento de demanda SUB. 12

Figura 59: Incremento de demanda SUB. 14

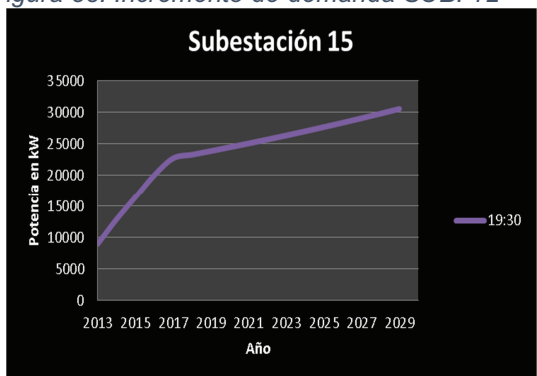


Figura 60: Incremento de demanda SUB. 15

Figura 61: Incremento de demanda SUB. 18

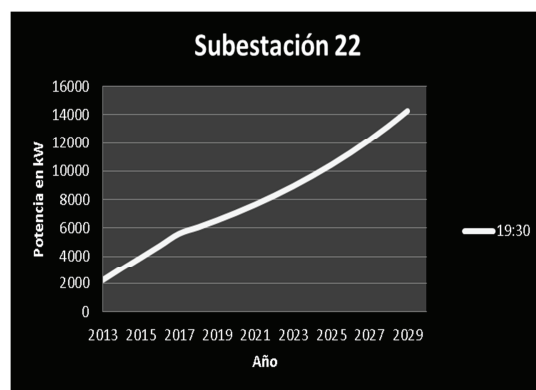
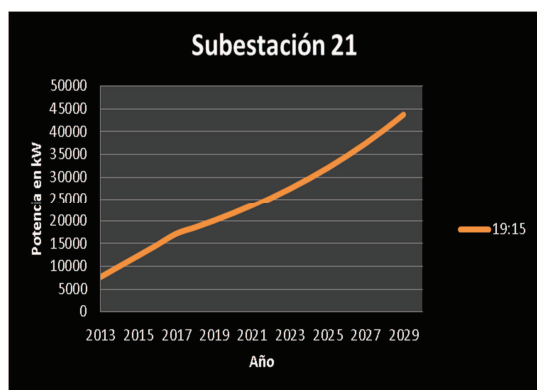


Figura 62: Incremento de demanda SUB. 21

Figura 63: Incremento de demanda SUB. 22



UNIVERSIDAD DE CUENCA

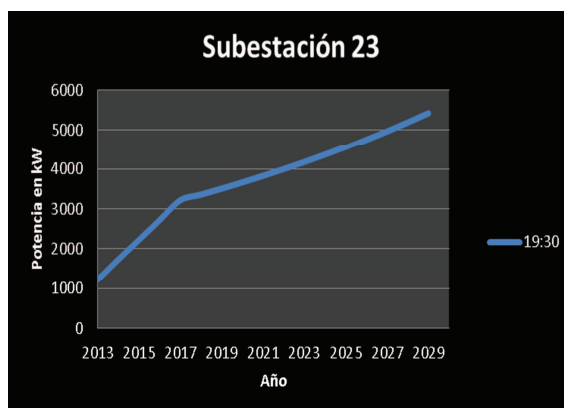


Figura 64: Incremento de demanda SUB. 23
Fuente: Autores

De la misma manera, ya obtenidas las proyecciones en cada subestación, nos basamos en dichos valores para obtener una gráfica general de una proyección completa en el sistema de subtransmisión de la empresa eléctrica regional centro sur, la gráfica resultante se muestra a continuación:

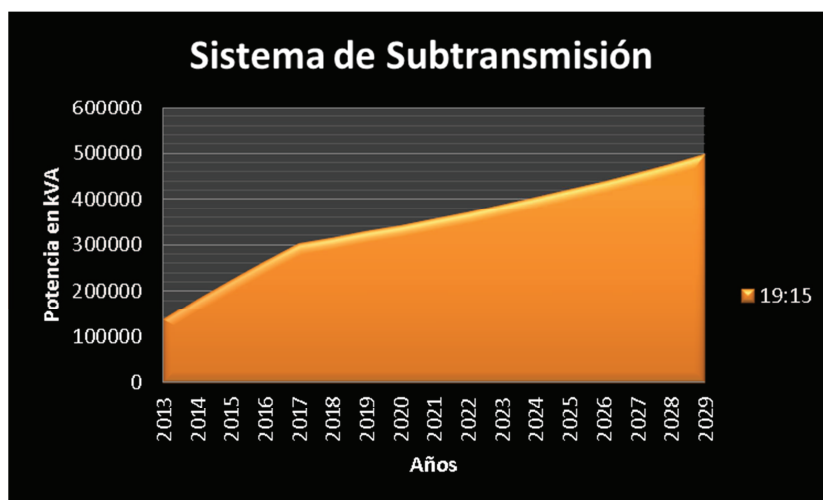


Figura 65: Incremento de demanda en el sistema de subtransmisión
Fuente: Autores

Con la obtención de la proyección de la demanda para el periodo de 15 años se determinó que el sistema requiere de 505MVA aproximadamente, pero el sistema de subtransmisión de la CENTROSUR tiene una capacidad de 270MVA por tal motivo se debe actuar en la repotenciación de subestaciones para soportar las demandas que entrarían en el sistema.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

5.4. Cargabilidad de transformadores y alimentadores para un periodo de 15 años.

Como ya se había dicho, la cargabilidad es el punto donde se trabajaría con detalle el comportamiento de cada alimentador y transformador, para prevenir fallas en el sistema por motivo de que el transformador no puede soportar la demanda que exista en ese momento.

5.4.1. Cargabilidad en Transformadores

Existen transformadores que actualmente ya superan su capacidad, los cuales son (T034, T035 de la Subestación 03; T051, T052 de la Subestación 05; T141 de la Subestación 14 y la Subestación 21 Macas), cabe detallar que con el incremento de la demanda al transcurrir los años existen nuevos transformadores con sobrecarga y estos son (T011, T012, de la subestación 01; T021, T022 de la Subestación 02; T034, T035 de la subestación 03; T041, T042 de la Subestación 04; T051, T052 de la subestación 05; T071, T072 de la Subestación 07; T081 de la subestación 08; T141 de la subestación 14; T151 de la Subestación 15; T181 de la Subestación 18; la Subestación 21 Macas y Subestación 22 Méndez) a estos transformadores debemos poner mucho interés ya que estamos gastando su vida útil así se podría causar daños en el sistema eléctrico, a continuación observaremos con mejor detalle lo explicado.

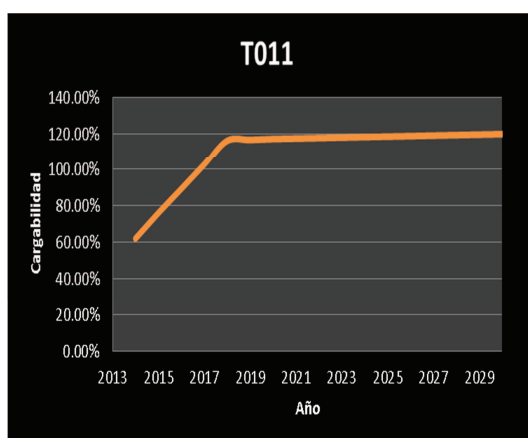


Figura 66: Cargabilidad en el transformador T011

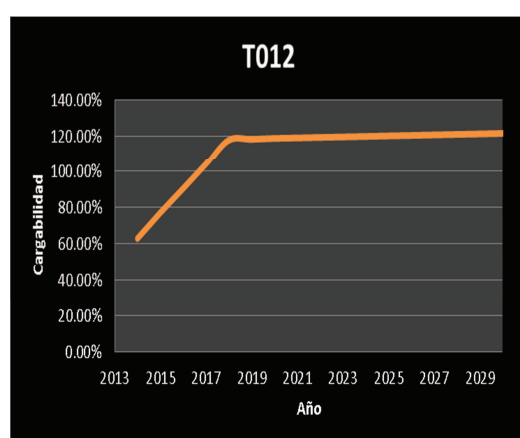


Figura 67: Cargabilidad en el transformador T012



UNIVERSIDAD DE CUENCA

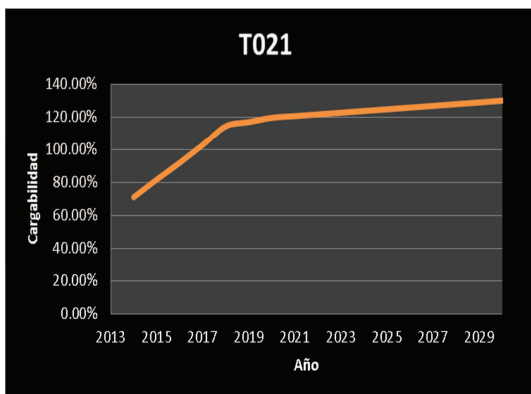


Figura 68: Cargabilidad en el transformador T021

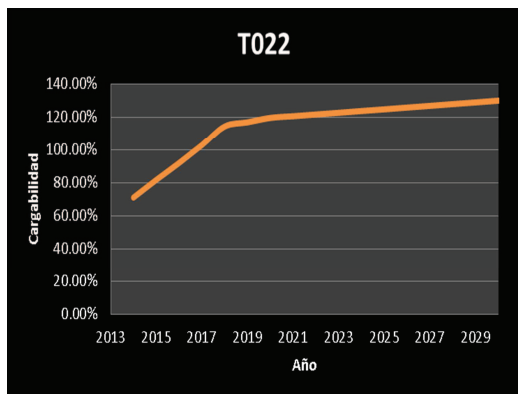


Figura 69: Cargabilidad en el transformador T022

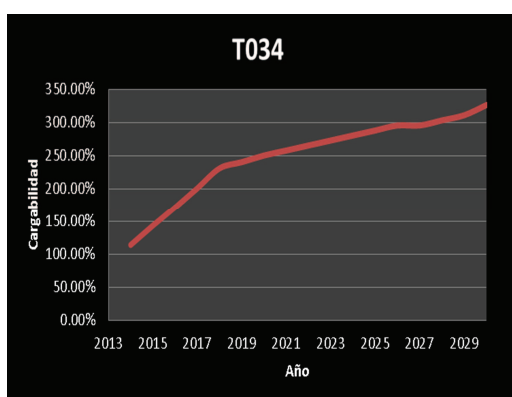


Figura 70: Cargabilidad en el transformador T034

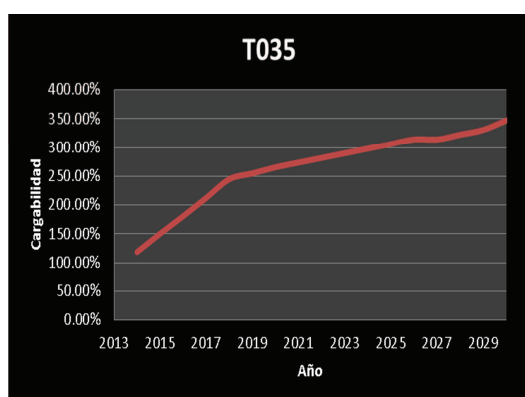


Figura 71: Cargabilidad en el transformador T035

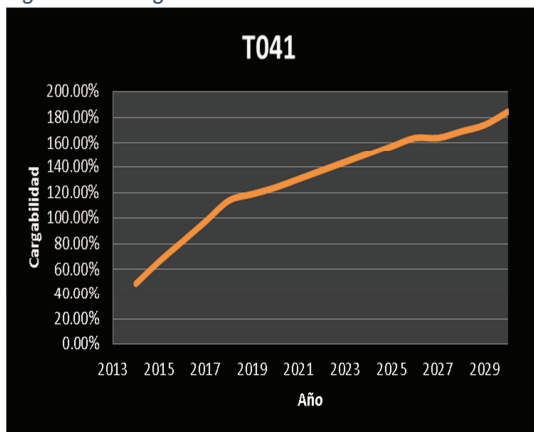


Figura 72: Cargabilidad en el transformador T041

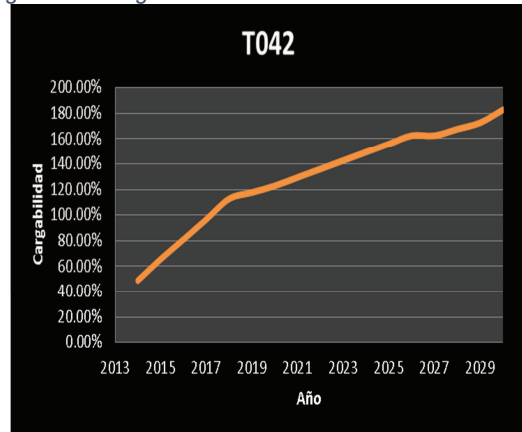


Figura 73: Cargabilidad en el transformador T042



UNIVERSIDAD DE CUENCA

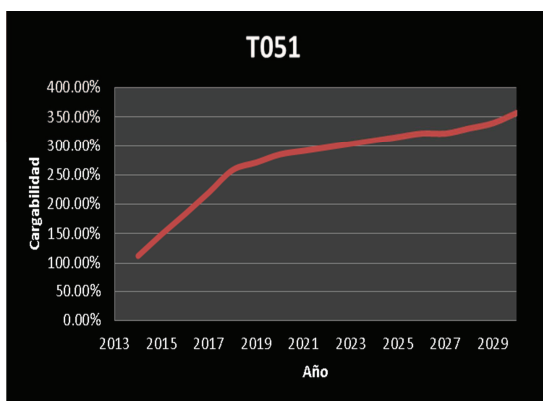


Figura 74: Cargabilidad en el transformador T051

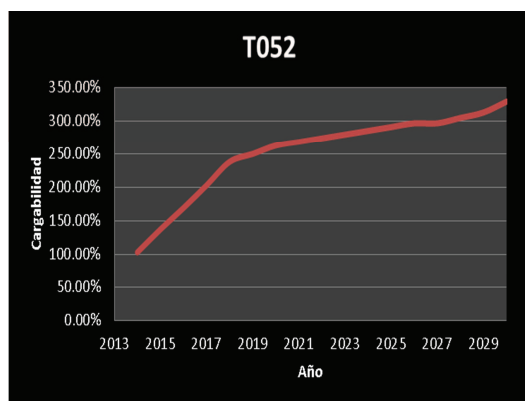


Figura 75: Cargabilidad en el transformador T052

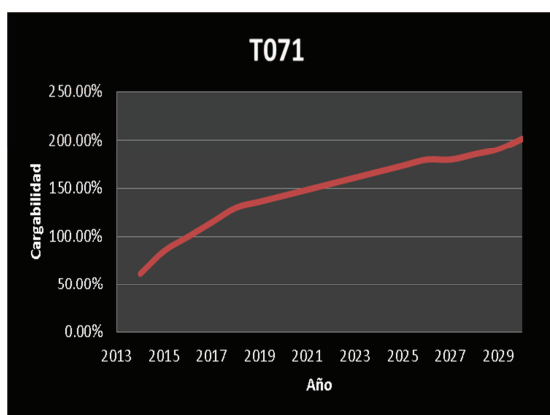


Figura 76: Cargabilidad en el transformador T071

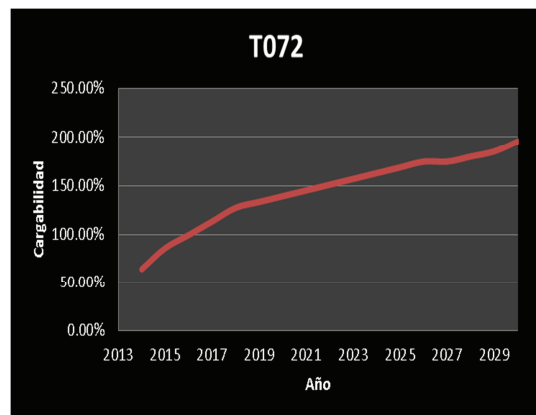


Figura 77: Cargabilidad en el transformador T072

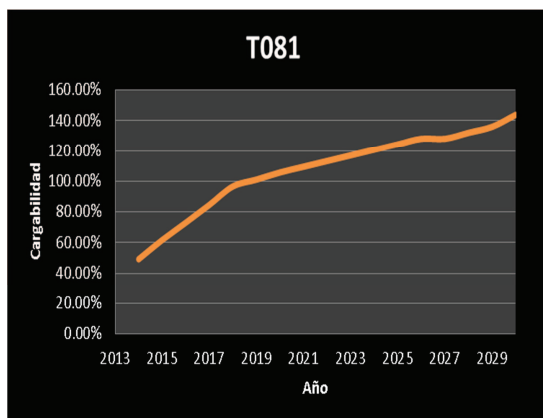


Figura 78: Cargabilidad en el transformador T081

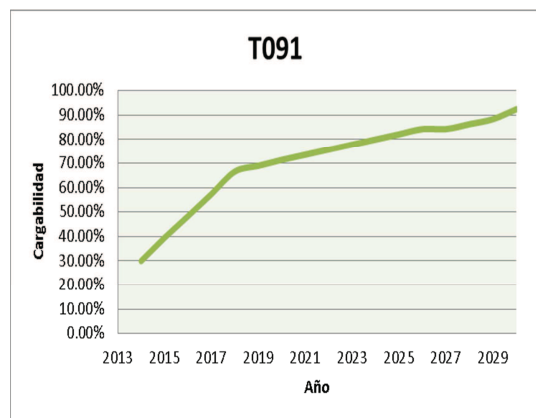


Figura 79: Cargabilidad en el transformador T091



UNIVERSIDAD DE CUENCA

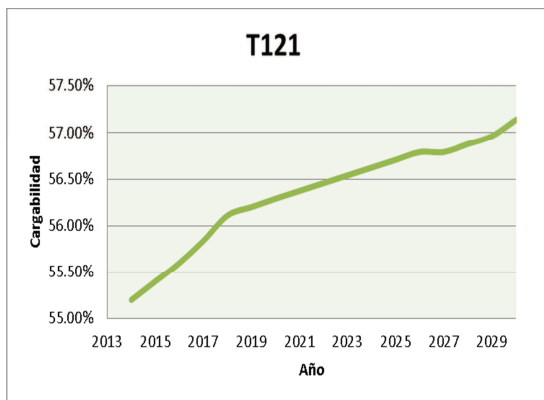


Figura 80: Cargabilidad en el transformador T121

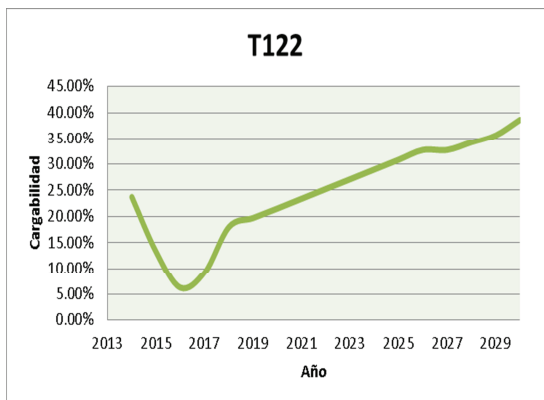


Figura 81: Cargabilidad en el transformador T122

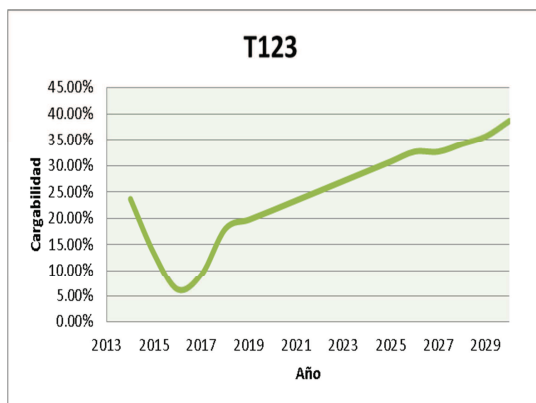


Figura 82: Cargabilidad en el transformador T123

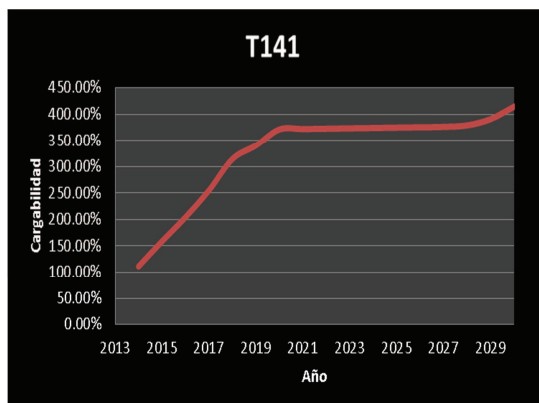


Figura 83: Cargabilidad en el transformador T141

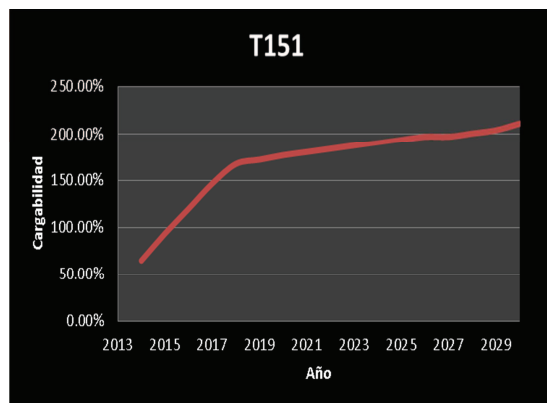


Figura 84: Cargabilidad en el transformador T151

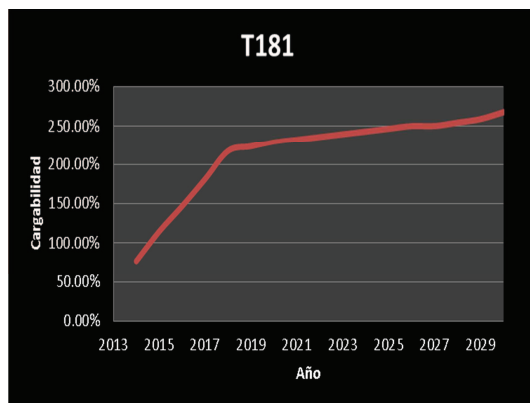


Figura 85: Cargabilidad en el transformador T181



UNIVERSIDAD DE CUENCA

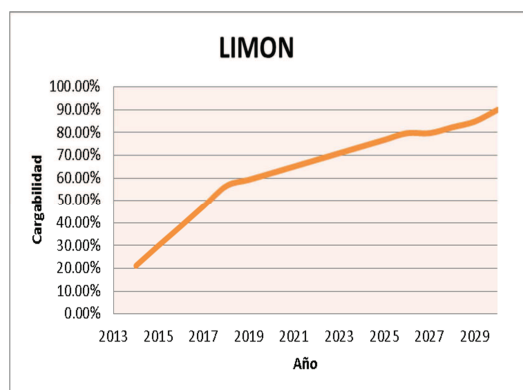


Figura 86: Cargabilidad en el transformador T231

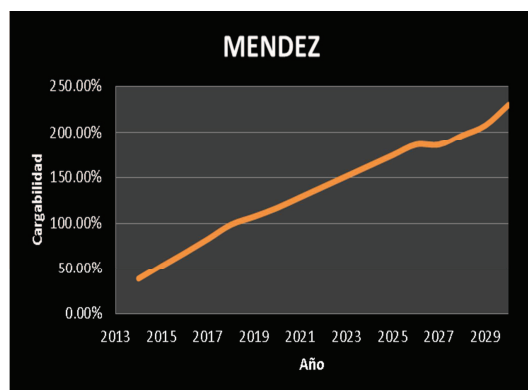


Figura 87: Cargabilidad en el transformador T221

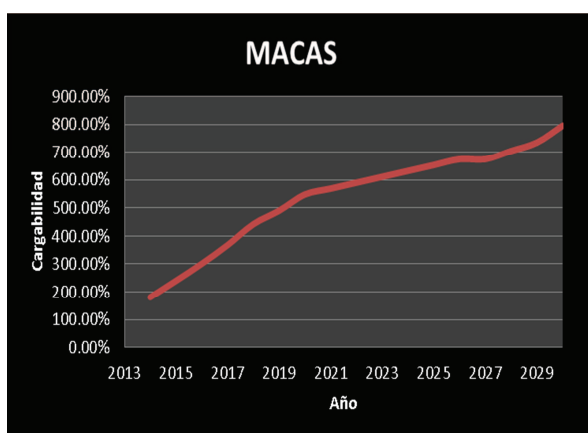


Figura 88: Cargabilidad en el transformador T212
Fuente: Autores

Las gráficas que están con fondo blanco son las que no se necesita dar mucho interés, las gráficas con fondo negro y línea roja son las que necesitan de mucho interés y actuar en corto plazo, y las que están con fondo negro y línea color naranja son las que se podrían actuar en repotenciar a medio plazo.

5.4.2. Cargabilidad en Alimentadores

Al ingresar la demanda por Cocinas de Inducción existen alimentadores que sobrepasan su capacidad lo cual observaremos en la siguiente tabla:



UNIVERSIDAD DE CUENCA

	Alimentadores Con la Carga por Cocinas de Induccion																					
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
0101'	10,87%	11,31%	11,76%	12,20%	12,64%	13,08%	13,53%	13,97%	14,41%	14,85%	15,29%	15,74%	16,18%	16,62%	17,06%	17,50%	17,95%	18,39%	18,83%	19,27%	19,72%	20,60%
0102'	13,02%	13,26%	13,50%	13,75%	13,99%	14,23%	14,47%	14,72%	14,96%	15,20%	15,44%	15,69%	15,93%	16,17%	16,41%	16,66%	16,90%	17,14%	17,38%	17,63%	17,87%	18,11%
0103'	9,35%	9,29%	9,23%	9,17%	9,12%	9,06%	9,00%	8,94%	8,89%	8,83%	8,77%	8,72%	8,66%	8,60%	8,54%	8,49%	8,43%	8,37%	8,31%	8,26%	8,20%	8,14%
0104'	13,14%	13,84%	14,53%	15,23%	15,92%	16,62%	17,31%	18,01%	18,70%	19,40%	20,10%	20,79%	21,49%	22,18%	22,88%	23,57%	24,27%	24,96%	25,66%	26,35%	27,05%	27,84%
0201'	7,83%	8,23%	8,64%	9,05%	9,46%	9,87%	10,28%	10,69%	11,10%	11,51%	11,92%	12,32%	12,73%	13,14%	13,55%	13,96%	14,37%	14,78%	15,19%	15,60%	16,01%	16,54%
0202'	10,90%	11,26%	11,62%	11,98%	12,34%	12,71%	13,07%	13,43%	13,79%	14,15%	14,51%	14,87%	15,24%	15,60%	15,96%	16,32%	16,68%	17,04%	17,40%	17,76%	18,13%	18,49%
0203'	8,21%	8,72%	9,23%	9,74%	10,25%	10,76%	11,27%	11,79%	12,30%	12,81%	13,32%	13,83%	14,34%	14,85%	15,36%	15,88%	16,39%	16,90%	17,41%	17,92%	18,43%	18,91%
0204'	9,84%	10,23%	10,63%	11,02%	11,42%	11,81%	12,21%	12,60%	13,00%	13,39%	13,79%	14,19%	14,58%	14,98%	15,37%	15,77%	16,16%	16,56%	16,95%	17,35%	17,74%	18,12%
0205'	9,15%	9,63%	10,10%	10,58%	11,06%	11,53%	12,01%	12,49%	12,97%	13,44%	13,92%	14,40%	14,87%	15,35%	15,83%	16,31%	16,78%	17,26%	17,74%	18,21%	18,69%	19,10%
0321'	27,21%	32,79%	38,37%	43,95%	49,54%	55,12%	60,70%	66,28%	71,87%	77,45%	83,03%	88,62%	94,20%	99,78%	105,36%	110,95%	116,53%	122,11%	127,70%	133,28%	138,86%	144,51%
0322'	12,91%	15,40%	17,89%	20,37%	22,86%	25,35%	27,84%	30,33%	32,82%	35,30%	37,79%	40,28%	42,77%	45,26%	47,74%	50,23%	52,72%	55,21%	57,70%	60,18%	62,67%	65,14%
0323'	51,81%	52,10%	52,39%	52,67%	52,96%	53,24%	53,53%	53,82%	54,10%	54,39%	54,68%	54,96%	55,25%	55,54%	55,82%	56,11%	56,39%	56,68%	56,97%	57,25%	57,54%	57,86%
0324'	19,00%	21,34%	23,69%	26,03%	28,38%	30,72%	33,07%	35,41%	37,76%	40,10%	42,45%	44,79%	47,14%	49,48%	51,83%	54,17%	56,52%	58,86%	61,21%	63,55%	65,90%	68,21%
0325'	22,67%	26,41%	30,16%	33,91%	37,66%	41,41%	45,16%	48,91%	52,66%	56,41%	60,16%	63,91%	67,66%	71,40%	75,15%	78,90%	82,65%	86,40%	90,15%	93,90%	97,65%	101,31%
0421'	30,52%	32,16%	33,80%	35,45%	37,09%	38,73%	40,37%	42,02%	43,66%	45,30%	46,95%	48,59%	50,23%	51,87%	53,52%	55,16%	56,80%	58,45%	60,09%	61,73%	63,37%	64,99%
0422'	28,41%	29,80%	31,18%	32,56%	33,95%	35,33%	36,71%	38,10%	39,48%	40,87%	42,25%	43,63%	45,02%	46,40%	47,78%	49,17%	50,55%	51,94%	53,32%	54,70%	56,09%	57,44%
0423'	29,58%	32,13%	34,68%	37,23%	39,78%	42,33%	44,88%	47,43%	49,98%	52,53%	55,08%	57,63%	60,18%	62,73%	65,28%	67,83%	70,37%	72,92%	75,47%	78,02%	80,57%	83,09%
0424'	12,16%	13,63%	15,09%	16,56%	18,02%	19,49%	20,95%	22,42%	23,89%	25,35%	26,82%	28,28%	29,75%	31,21%	32,68%	34,14%	35,61%	37,08%	38,54%	40,01%	41,47%	42,95%
0427'	-----	-----	20,01%	22,00%	23,99%	25,99%	27,98%	29,97%	31,96%	33,95%	35,94%	37,93%	39,92%	41,91%	43,90%	45,89%	47,88%	49,87%	51,86%	53,85%	55,84%	61,79%
0521'	23,38%	27,53%	31,67%	35,81%	39,96%	44,10%	48,25%	52,39%	56,54%	60,68%	64,83%	68,97%	73,12%	77,26%	81,40%	85,55%	89,69%	93,84%	97,98%	102,13%	106,27%	110,42%
0522'	18,04%	20,35%	22,65%	24,96%	27,26%	29,56%	31,87%	34,17%	36,48%	38,78%	41,08%	43,39%	45,69%	48,00%	50,30%	52,60%	54,91%	57,21%	59,52%	61,82%	64,12%	66,39%
0523'	45,14%	52,39%	59,65%	66,90%	74,15%	81,40%	88,66%	95,91%	103,16%	110,42%	117,67%	124,92%	132,17%	139,43%	146,68%	153,93%	161,19%	168,44%	175,69%	182,94%	190,20%	197,48%
0524'	46,46%	48,09%	49,72%	51,35%	52,98%	54,61%	56,24%	57,87%	59,50%	61,12%	62,75%	64,38%	66,01%	67,64%	69,27%	70,90%	72,53%	74,16%	75,79%	77,42%	79,05%	80,62%
0525'	18,31%	22,04%	25,78%	29,52%	33,25%	36,99%	40,72%	44,46%	48,19%	51,93%	55,66%	59,40%	63,14%	66,87%	70,61%	74,34%	78,08%	81,81%	85,55%	89,28%	93,02%	96,73%
0526'	30,86%	36,22%	41,57%	46,93%	52,29%	57,65%	63,01%	68,36%	73,72%	79,08%	84,44%	89,80%	95,15%	100,51%	105,87%	111,23%	116,58%	121,94%	127,30%	132,66%	138,02%	143,35%
0527'	-----	-----	-----	-----	10,27%	12,91%	15,56%	18,20%	20,85%	23,49%	26,13%	28,78%	31,42%	34,07%	36,71%	39,36%	42,00%	44,65%	47,29%	49,94%	50,04%	50,04%
0721'	21,60%	24,37%	27,14%	29,92%	32,69%	35,47%	38,24%	41,02%	43,79%	46,56%	49,34%	52,11%	54,89%	57,66%	60,44%	63,21%	65,99%	68,76%	71,53%	74,31%	77,08%	79,90%
0722'	26,88%	30,70%	34,51%	38,33%	42,15%	45,96%	49,78%	53,60%	57,42%	61,23%	65,05%	68,87%	72,69%	76,50%	80,32%	84,14%	87,96%	91,77%	95,59%	99,41%	103,22%	107,07%
0723'	20,97%	23,99%	27,00%	30,01%	33,03%	36,04%	39,05%	42,07%	45,08%	48,09%	51,10%	54,12%	57,13%	60,14%	63,16%	66,17%	69,18%	72,19%	75,21%	78,22%	81,23%	84,25%
0821'	-----	-----	-----	-----	25,58%	28,66%	31,75%	34,84%	37,93%	41,02%	44,10%	47,19%	50,28%	53,37%	56,46%	59,54%	62,63%	65,72%	68,81%	71,90%	74,94%	74,94%
0823'	-----	-----	-----	-----	40,57%	44,52%	48,47%	52,41%	56,36%	60,31%	64,25%	68,20%	72,15%	76,09%	80,04%	83,99%	87,93%	91,88%	95,83%	99,78%	103,79%	103,79%
0824'	-----	-----	-----	-----	13,10%	16,58%	20,05%	23,53%	27,01%	30,48%	33,96%	37,44%	40,91%	44,39%	47,87%	51,34%	54,82%	58,30%	61,77%	65,25%	68,80%	68,80%
0921'	-----	14,27%	16,29%	18,32%	20,34%	22,37%	24,39%	26,41%	28,44%	30,46%	32,49%	34,51%	36,54%	38,56%	40,59%	42,61%	44,64%	46,66%	48,68%	50,71%	52,73%	56,77%
1221'	10,50%	13,03%	15,57%	18,10%	20,64%	23,18%	25,71%	28,25%	30,78%	33,32%	35,86%	38,39%	40,93%	43,46%	46,00%	48,53%	51,07%	53,61%	56,14%	58,68%	61,21%	63,77%
1222'	21,15%	22,67%	24,18%	25,69%	27,21%	28,72%	30,23%	31,75%	33,26%	34,77%	36,28%	37,80%	39,31%	40,82%	42,34%	43,85%	45,36%	46,88%	48,39%	49,90%	51,42%	52,97%
1421'	17,60%	20,27%	22,93%	25,60%	28,26%	30,93%	33,59%	36,26%	38,92%	41,59%	44,25%	46,92%	49,58%	52,25%	54,91%	57,58%	60,25%	62,91%	65,58%	68,24%	70,91%	73,57%
1422'	9,55%	12,46%	15,37%	18,28%	21,19%	24,10%	27,01%	29,93%	32,84%	35,75%	38,66%	41,57%	44,48%	47,39%	50,30%	53,21%	56,12%	59,03%	61,94%	64,85%	67,76%	70,72%
1423'	10,87%	13,87%	16,87%	19,87%	22,87%	25,87%	28,87%	31,87%	34,87%	37,87%	40,87%	43,87%	46,86%	49,86%	52,86%	55,86%	58,86%	61,86%	64,86%	67,86%	70,86%	73,79%
1424'	-----	-----	-----	-----	12,06%	15,55%	19,04%	22,53%	26,02%	29,51%	33,00%	36,49%	39,98%	43,47%	46,96%	50,45%	53,94%	57,43%	60,92%	64,41%	67,90%	71,41%
1521'	19,88%	23,37%	26,86%	30,35%	33,84%	37,33%	40,82%	44,31%	47,81%	51,30%	54,79%	58,28%	61,77%	65,26%	68,75%	72,24%	75,73%	79,22%	82,71%	86,20%	89,69%	93,23%
1522'	14,51%	16,42%	18,33%	20,24%	22,15%	24,06%	25,96%	27,87%	29,78%	31,69%	33,60%	35,51%	37,42%	39,33%	41,23%	43,14%	45,05%	46,96%	48,87%	50,78%	52,69%	54,53%
1523'	17,61%	19,66%	21,70%	23,75%	25,79%	27,84%	29,88%	31,93%	33,97%	36,02%	38,06%	40,11%	42,15%	44,20%	46,24%	48,29%	50,33%	52,38%	54,42%	56,47%	58,51%	60,57%
1821'	-----	8,90%	10,50%	12,09%	13,69%	15,28%	16,88%	18,47%	20,07%	21,66%	23,26%	24,85%	26,45%	28,04%	29,64%	31,23%	32,83%	34,42%	36,02%	37,61%	39,21%	42,13%
1822'	-----	8,84%	10,37%	11,91%	13,44%	14,98%	16,51%	18,04%	19,58%	21,11%	22,64%	24,18%	25,71%	27,25%	28,78%	30,31%	31,85%	33,38%	34,91%	36,45%	37,98%	40,90%
1823'	-----	10,35%	12,02%	13,69%	15,36%	17,03%	18,70%	20,37%	22,04%	23,72%	25,39%	27,06%	28,73%	30,40%	32,07%	33,74%	35,41%	37,08%	38,75%	40,42%	42,09%	45,34%
1824'	-----	9,31%	10,70%	12,09%	13,48%	14,87%	16,26%	17,66%	19,05%	20,44%	21,83%	23,22%	24,61%	26,00%	27,39%	28,78%	30,17%	31,56%	32,95%	34,34%	35,73%	38,40%

Tabla 15: Cargabilidad en alimentadores

Fuente: Datos proporcionados por la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur. C.A.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

5.5. Diagnóstico de flujos de potencia para los diferentes años: 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2020, 2024, 2029.

Como ya se había mencionado, es de considerable importancia realizar una proyección para un futuro observar como funcionara el sistema de subtransmisión, por lo que para cumplir con este hecho se consideran distintos años, los cuales simulen uno a uno el ingreso de las cocinas de inducción en el Sistema Eléctrico, dichos años son el 2014 con el 25% de cocinas instaladas, 2015 con el 50%, 2016 con el 75% de cocinas instaladas, cabe recalcar que para el año 2017 donde se encontraría el 100% de cocinas instaladas los resultados se expresaron en el punto 5.2 de este capítulo, ahora bien se simulo el año 2018 donde empezaría el incremento de la demanda al porcentaje que se ha venido en años anteriores sin incorporarse las cocinas en el Sistema Eléctrico, estos datos nos proporcionarían para establecer una repotenciación del Sistema en corto plazo, el 2020 y 2024 se consideraron para establecer el mediano plazo y por último el 2029 será considerado para largo plazo.

Ahora bien, para cada uno de los años se fue proyectando la demanda en cada alimentador de la misma manera como se mencionó al inicio del capítulo, basándonos en el incremento de demanda por alimentador de acuerdo al incremento anual e incorporando la demanda que proporcionaría las cocinas de inducción, con estas demandas se simularon todos los años explicados anteriormente en el software DIGSILENT, obteniendo resultados de las tensiones en barras y el diagrama unifilar con las sobrecargas en transformadores, líneas y demás elementos que componen el Sistema de Subtransmisión.

Los resultados por año se presentan a continuación:

		2014			2015		2016	
Subestación		Tensión		Ang	Tensión	Ang	Tensión	Ang
#	Nombre	kV	pu	deg	pu	deg	pu	deg
01	L. Cordero	22	0,985	-1,470	0,976	-5,000	0,971	-6,730



UNIVERSIDAD DE CUENCA

01	L. Cordero	6,3	1,005	26,520	0,994	22,080	0,987	19,890
02	Centenario	22	0,987	-9,570	0,962	-17,250	0,948	-21,120
02	Centenario	6,3	0,983	-12,830	0,957	-21,580	0,941	-26,040
03	Monay	69	0,995	-2,400	0,992	-6,500	0,989	-8,540
03	Monay	22	1,013	-8,360	0,997	-15,650	0,986	-19,320
04	P. Industrial	69	0,999	-1,080	0,995	-3,650	0,993	-4,910
04	P. Industrial	22	1,022	-3,720	1,015	-8,080	1,010	-10,200
05	Arenal	69	0,984	-2,830	0,971	-6,200	0,963	-7,840
05	Arenal	22	0,990	-8,160	0,966	-15,120	0,950	-18,670
07	Ricaurte	69	0,999	-1,390	0,996	-4,630	0,993	-6,230
07	Ricaurte	22	0,997	-4,580	0,987	-9,810	0,982	-12,190
08	Turi	69	0,988	-2,810	0,978	-6,750	0,972	-8,550
08	Turi	22	0,982	-5,330	0,970	-10,450	0,963	-12,980
12	Descanso	22	1,006	0,450	0,999	-3,840	0,995	-5,930
12	Descanso	6,3	1,022	33,790	1,015	29,550	1,011	27,500
12	Descanso	69	1,000	-0,710	0,994	-3,950	0,990	-5,530
14	Lentag	69	0,968	-4,110	0,938	-8,710	0,920	-10,940
14	Lentag	22	0,967	-9,920	0,918	-19,860	0,884	-25,210
15	Gualaceo	138	0,999	-1,110	0,995	-6,400	0,992	-9,020
15	Gualaceo	22	0,992	-153,69	0,983	-161,22	0,977	-164,94
18	Cañar	69	1,004	1,360	0,997	-0,650	0,992	-1,600
18	Cañar	22	0,999	-2,610	0,982	-8,280	0,971	-11,080
19	Corpanche	69	1,003	-1,040	0,999	-4,290	0,997	-5,880
21	Macas	69	1,014	-23,800	1,003	-30,850	0,996	-34,350
21	Macas	13,8	0,971	-0,130	0,940	-11,810	0,918	-17,930
22	Méndez	138	1,015	1,920	1,005	-4,360	0,999	-7,470
22	Méndez	13,8	1,007	-149,54	0,994	-157,00	0,986	-160,72
23	Limón	138	1,009	0,650	1,001	-5,280	0,996	-8,210
23	Limón	13,8	1,004	-150,14	0,994	-156,77	0,988	-160,06

		2018		2020		2024		2029	
Subestación		Tensión	Ang	Tensión	Ang	Tensión	Ang	Tensión	Ang
#	Nombre	pu	deg	pu	deg	pu	deg	pu	deg
01	L. Cordero	0,964	-8,810	0,962	-9,540	0,962	-9,740	0,957	-11,290
01	L. Cordero	0,979	17,300	0,977	16,530	0,977	16,420	0,972	14,800
02	Centenario	0,926	-26,340	0,913	-29,170	0,914	-30,520	0,886	-36,830
02	Centenario	0,916	-32,070	0,903	-35,250	0,906	-36,020	0,876	-42,840
03	Monay	0,986	-11,280	0,983	-12,830	0,984	-13,460	0,979	-16,710
03	Monay	0,970	-24,290	0,960	-27,010	0,956	-28,530	0,931	-34,690
04	P. Industrial	0,988	-6,590	0,986	-7,510	0,983	-8,010	0,976	-10,020



UNIVERSIDAD DE CUENCA

04	P. Industrial	1,003	-13,060	0,998	-14,580	0,992	-16,330	0,978	-20,240
05	Arenal	0,949	-10,050	0,938	-11,260	0,941	-11,630	0,921	-14,080
05	Arenal	0,923	-23,630	0,903	-26,500	0,907	-26,810	0,867	-32,650
07	Ricaurte	0,990	-8,360	0,988	-9,550	0,985	-10,140	0,979	-12,700
07	Ricaurte	0,974	-15,450	0,969	-17,310	0,962	-18,830	0,944	-23,340
08	Turi	0,962	-11,100	0,954	-12,530	0,956	-13,030	0,942	-15,980
08	Turi	0,951	-16,450	0,941	-18,450	0,942	-19,350	0,923	-23,770
12	Descanso	0,988	-8,630	0,984	-9,940	0,981	-10,840	0,971	-13,790
12	Descanso	1,004	24,840	1,001	23,550	0,997	22,680	0,987	19,790
12	Descanso	0,984	-7,620	0,981	-8,730	0,978	-9,320	0,969	-11,740
14	Lentag	0,885	-13,910	0,856	-15,470	0,880	-15,700	0,840	-18,680
14	Lentag	0,817	-33,910	0,749	-40,870	0,814	-35,670	0,734	-44,780
15	Gualaceo	0,988	-12,500	0,983	-14,510	0,982	-15,380	0,972	-19,430
15	Gualaceo	0,969	-169,49	0,963	-171,93	0,961	-173,10	0,947	-178,18
18	Cañar	0,985	-2,820	0,982	-3,390	0,980	-3,670	0,972	-4,890
18	Cañar	0,955	-14,580	0,950	-15,870	0,947	-16,360	0,931	-19,260
19	Corpanche	0,993	-8,010	0,991	-9,200	0,989	-9,790	0,982	-12,340
21	Macas	0,981	-39,190	0,963	-42,210	0,964	-43,290	0,930	-48,490
21	Macas	0,867	-27,780	0,799	-36,540	0,812	-36,620	0,685	-51,640
22	Méndez	0,987	-11,700	0,974	-14,240	0,972	-15,370	0,946	-20,210
22	Méndez	0,970	-165,96	0,954	-169,38	0,945	-171,85	0,902	-179,80
23	Limón	0,987	-12,160	0,978	-14,510	0,976	-15,550	0,955	-20,100
23	Limón	0,978	-164,50	0,967	-167,11	0,964	-168,49	0,940	-173,78

Tabla 16: Resultados de tensiones en barras con C.I. años 2014, 2015, 2016, 2018, 2020, 2024 y, 2029

Analizando los resultados se encuentran sobrecargas en transformadores y en líneas de subtransmisión, donde cada elemento de color rojo indica la sobrecarga, todo elemento de color amarillo indica que estará próximo a una sobrecarga y las barras de color azul advierte que la tensión no se encuentra en el rango establecido por el CONELEC que se encuentre entre $\pm 5 pu$. Los diagramas unifilares de cada año donde se puede observar detalladamente se encuentran en los anexos desde el ANEXO 12 hasta el ANEXO 18; que corresponden a los años 2015, 2016, 2017, 2018, 2020, 2024 y 2029.

Como se puede observar en los anexos, si comparamos el estado actual con el año 2014, se aprecia que el incremento de carga en diversos transformadores; 03 (Monay), 05 (Arenal), 14 (Lentag), 18 (Cañar) y la 21 (Macas) es preocupante por



UNIVERSIDAD DE CUENCA

lo que se actuaría a repotenciar (la repotenciación se encuentra en el Capítulo 6) esto se plantea para un corto plazo. Por otro lado, analizando el año 2018 con el estado actual, se puede observar que a más de las subestaciones anteriormente mencionadas, la que entran en sobrecarga son las subestaciones 01 (L. Cordero), 02 (Centenario), 04 (P. Industrial), 07 (Ricaurte), 08 (Turi), 15 (Gualaceo) y 22 (Méndez), a más de las sobrecargas en los transformadores de potencia, existen líneas de subtransmisión que exceden la capacidad nominal, por tal motivo se debe actuar con cautela y en tiempos cortos para no obtener fallos en el Sistema en el transcurso del tiempo.

Comparando ahora el año 2029 con el actual, podemos ver que aparte de lo ya analizado anteriormente existen barras con tensiones fuera de los rangos que permite el CONELEC, pudiendo decir que el Sistema ha Colapsado debido a que no es capaz de soportar el incremento de la demanda que se propino con el ingreso de las cocinas de inducción.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

CAPITULO VI

6. EXPANSION DE LA INFRAESTRUCTURA DEL SISTEMA DE SUBTRASMISION DE LA EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTRO SUR.

Como se observó en capítulos anteriores, el incremento de la demanda en el sistema de subtransmisión es considerable a lo largo de los años, por lo que requiere un análisis de posibles alternativas que debería tomar la empresa eléctrica para que esta pueda satisfacer toda la demanda, es por ello que en este capítulo se presentan alternativas para optimizar el sistema eléctrico y así repotenciar los elementos de subtransmisión tanto para los dos casos propuestos.

Para la expansión de la infraestructura se consideró los resultados expuestos en los capítulos anteriores con los cuales se realizar dicha expansión rigiéndose a la actual normativa expuesta en el Plan Maestro de Electrificación 2013-2022 en el cual contiene al PMD (Plan de Mejoramiento de los Sistemas de Distribución), el cual su objetivo es el aumento de cobertura y la reducción de pérdidas de energía que se estableció alcanzar un nivel de pérdidas del 7,6% al final del periodo del 2022.

6.1. Expansión de la infraestructura del sistema de subtransmisión sin las cocinas de inducción.

6.1.1. Alternativas para la repotenciación del sistema de subtransmisión

Para que el sistema de subtransmisión afronte la proyección de demanda, se plantean 3 periodos de tiempo, corto, mediano y largo plazo, en estos periodos, la empresa eléctrica puede realizar los cambios necesarios en el sistema eléctrico, siendo en el corto plazo los más necesarios y urgentes, debido a que el Sistema empieza a obtener pérdidas energéticas a más de existir caídas de tensión en barras, por otro lado se realiza repotenciones a mediano plazo ya que existen



UNIVERSIDAD DE CUENCA

otras subestaciones que empiezan a sufrir cargabilidad mayores a la capacidad actual, y a largo plazo son elementos del sistema que su cargabilidad comienza afectar en años superiores al 2014 aproximadamente en el año 2028. Los cambios que se sugieren en el sistema de subtransmisión de la empresa eléctrica de acuerdo a la proyección de tiempo planteada son:

6.1.1.1 A Corto plazo

Para este periodo se considera el incremento de demanda que se obtiene en el año 2018, de acuerdo al incremento anual se han ido dando sucesos en algunos elementos de las subestaciones del sistema eléctrico, los cambios que se sugieren serán:

- 1) En la subestación 05 (El Arenal), el transformador T052 (10MVA-69/22KV) se deberá cambiar por un transformador de mayor capacidad, se sugiere por uno de 32MVA (69/22 KV) con las siguientes características:

Marca	ABB	
Devanados (#)	3	
Potencia (MVA)	OA	24
	FA	32
	FOA	32
Potencia Terciario (MVA)	OA	8
	FA	10.6
	FOA	-
Voltaje (KV)	P	69
	S	22
	T	2.39
Tipo de Conexión	P	YNO
	S	YNO
	T	DELTA
Pérdidas (KW)	Vacío	17
	Plena Carga	93
Intercambiador bajo carga	NO	



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Zcc 1-2 (%)	9.36854311
Zcc 2-3 (%)	3.334426487
Zcc 3-1 (%)	13.91761474

Tabla 17: Parámetros de transformador de 32 MVA

Fuente: Empresa Eléctrica Regional Centro Sur. C.A.

- 2) En la subestación 14 (Lentag), para satisfacer la demanda de mejor manera se debe incorporar un transformador adicional ya que el existente (T141) no soportara el incremento de demanda, es por ello que se sugiere que el transformador a incorporar sea de 32MVA con las mismas características que se encuentran en la tabla 17.
- 3) De igual manera, en la subestación 21 (Macas), el transformador T212 de 5MVA sufrirá un incremento de demanda muy considerable, por lo que se sugiere aumentar un transformador adicional de 32 MVA, dicho transformador pueden ser de las mismas características de la tabla 17.
- 4) Por otro lado, el transformador T035 (10 MVA-69/22 KV) el cual está ubicado en la subestación 03 (Monay), deberá ser repotenciado ya que su demanda no podrá ser cubierta por la capacidad del transformador actual, es por ello que lo recomendable sería cambiar dicho transformador por uno de mayor capacidad, el más oprimido sería por uno de 32 MVA (Características de la tabla 17).

6.1.1.1.1 Resultados de mejoras realizadas en el sistema de subtransmisión en el periodo de corto plazo

Realizando la comparación con el año 2018 que se obtuvo en el capítulo 4, se observa que la cargabilidad en cada subestación, líneas de subtransmisión han mejorado satisfactoriamente, a más de recalcar que las caídas de tensión en barras se encuentran en el rango establecido por el CONELEC, para que los



UNIVERSIDAD DE CUENCA

usuarios conectados a la red obtengan un servicio confiable y así la EERCS gozara de un sistema capaz de soportar dicho incremento de demanda. Los resultados del diagrama unifilar se encuentran en el ANEXO 19, donde se observa la cargabilidad de transformadores y líneas de subtransmisión. Los resultados de barras con estas mejoras observaremos a continuación.

Subestación		Corto Plazo		
		Tensión		Ang
#	Nombre	kV	pu	deg
01	L. Cordero	22	0,985	-1,620
01	L. Cordero	6,3	1,004	26,320
02	Centenario	22	0,987	-6,540
02	Centenario	6,3	0,984	-9,910
03	Monay	69	0,996	-2,310
03	Monay	22	1,001	-5,910
04	P. Industrial	69	0,998	-1,190
04	P. Industrial	22	1,005	-3,250
05	Arenal	69	0,990	-2,090
05	Arenal	22	1,007	-4,970
07	Ricaurte	69	0,998	-1,490
07	Ricaurte	22	0,991	-5,680
08	Turi	69	0,991	-2,450
08	Turi	22	0,983	-5,330
12	Descanso	22	1,004	0,120
12	Descanso	6,3	1,020	33,480
12	Descanso	69	0,999	-0,870
14	Lentag	69	0,977	-3,440
14	Lentag	22	1,024	-4,900
15	Gualaceo	138	1,001	-1,520
15	Gualaceo	22	0,998	-2,580
18	Cañar	69	1,003	1,210
18	Cañar	22	0,999	-2,990
19	Corpanche	69	1,001	-1,150
21	Macas	69	1,011	-25,210
21	Macas	13,8	1,005	3,640
22	Méndez	138	1,013	0,970
22	Méndez	13,8	1,003	-151,060
23	Limón	138	1,008	-0,090
23	Limón	13,8	1,002	-151,040



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Tabla 18: Resultados tensiones en barras a corto plazo

6.1.1.2 A Mediano Plazo

Para este periodo no se realiza cambios al Sistema Energético debido a que dicho sistema es capaz de soportar el incremento de demanda hasta el año 2026, donde dichos cambios hablaremos a largo plazo.

6.1.1.2 A Largo Plazo

En este periodo el sistema empieza a tener transformadores, líneas con cargabilidad mayores a la que soporta dichos elementos, a más de que las barras tienen caídas de tensión mayores a las establecidas por el CONELEC. Los cambios que se sugieren serán:

- 1) En la línea de subtransmisión Verdillo (06)-Arenal (05) se coloca otra en paralelo con las mismas características, las cuales se encuentran en el ANEXO 3.
- 2) De igual manera, se coloca una línea en paralelo en el caso de Cuenca 2-Verdillo (06) 2, con las mismas características, las mismas que se encuentran en el ANEXO 3.
- 3) Por otro lado, en la línea de subtransmisión Monay (03)-Centenario (02), se aumentó otra de las mismas características (ANEXO 3) en paralelo.
- 4) En la subestación 22 (Méndez), el transformador T221 (6.66MVA - 138/13.8 KV) no será capaz de satisfacer la demanda en este periodo, por lo que se aumentara un transformador de 10 MVA (138/13.8 KV) con las siguientes características:

Marca	ABB	
Devanados (#)	2	
Potencia (MVA)	OA	10
	FA	12.5
	FOA	-
Voltaje (KV)	P	138



UNIVERSIDAD DE CUENCA

	<i>S</i>	13.8
	<i>T</i>	-
	<i>P</i>	YNO
Tipo de Conexión	<i>S</i>	YNO
	<i>T</i>	-
Pérdidas (KW)	<i>Vacío</i>	10.87
	<i>Plena Carga</i>	71.79
Intercambiador bajo carga	NO	
Zcc 1-2 (%)	9.008.884.504	

Tabla 19: Parámetros de transformador de 10 MVA (2 Devanados)

Fuente: Empresa Eléctrica Regional Centro Sur. C.A.

5) En la subestación 07, se aumenta un transformador de 10 MVA, dicho transformador puede ser el T052 el cual fue retirado en el punto 1 en el periodo de corto plazo.

6) Finalmente, en la subestación 03 (Monay), el transformador T034 (16 MVA - 69/22 KV) se deberá cambiar por un transformador de mayor capacidad, se sugiere por uno de 32MVA (69/22 KV) con las características de la tabla 17.

6.1.1.2.1 Resultados de mejoras realizadas en el sistema de subtransmisión en el periodo de largo plazo

Realizando la comparación con el año 2029, se observa a continuación los resultados de la cargabilidad en cada subestación. Los resultados del diagrama unifilar se encuentran en el ANEXO 20, donde se observa la cargabilidad de transformadores y líneas de subtransmisión. Los resultados de barras con estas mejoras observaremos a continuación.

Subestación		Largo Plazo		
		Tensión		Ang
#	Nombre	kV	pu	deg
01	L. Cordero	22	0,982	-3,100
01	L. Cordero	6,3	1,001	24,780
02	Centenario	22	0,968	-9,660



UNIVERSIDAD DE CUENCA

02	Centenario	6,3	0,962	-13,610
03	Monay	69	0,994	-5,220
03	Monay	22	0,983	-8,920
04	P. Industrial	69	0,995	-3,060
04	P. Industrial	22	1,001	-5,840
05	Arenal	69	0,983	-3,880
05	Arenal	22	0,995	-8,120
07	Ricaurte	69	0,995	-3,860
07	Ricaurte	22	0,988	-7,940
08	Turi	69	0,985	-4,920
08	Turi	22	0,973	-9,270
12	Descanso	22	0,998	-2,590
12	Descanso	6,3	1,015	30,810
12	Descanso	69	0,994	-3,100
14	Lentag	69	0,961	-1,360
14	Lentag	22	1,004	-8,790
15	Gualaceo	138	0,999	-5,570
15	Gualaceo	22	0,996	-6,930
18	Cañar	69	1,000	0,020
18	Cañar	22	0,995	-4,470
19	Corpanche	69	0,998	-3,510
21	Macas	69	0,990	-33,160
21	Macas	13,8	0,976	-5,650
22	Méndez	138	0,997	-5,130
22	Méndez	13,8	0,990	-157,010
23	Limón	138	0,998	-5,410
23	Limón	13,8	0,989	-156,860

Tabla 20: Resultados tensiones en barras a largo plazo

6.2. Expansión de la infraestructura del sistema de subtransmisión con las cocinas de inducción.

6.2.1. Alternativas para la repotenciación del sistema de subtransmisión

De igual manera para el caso de expansión del sistema de subtransmisión con cocinas de inducción, se plantean 3 periodos de tiempo, corto, mediano y largo



UNIVERSIDAD DE CUENCA

plazo, siendo en el corto plazo los más necesarios, debido a que el Sistema empieza a obtener pérdidas energéticas más críticas debido a que se estima que el ingreso de las cocinas de inducción en su totalidad sea hasta el año 2017, por otro lado se realiza repotenciaciones a mediano plazo ya que existen otras subestaciones que empiezan a sufrir cargabilidad mayores a la capacidad actual, y finalmente a largo plazo la mayoría de elementos del sistema presentaran una cargabilidad de la misma manera que en el punto 6.1 pero con mayor demanda.

Los cambios que se sugieren en el sistema de subtransmisión de la empresa eléctrica de acuerdo a la proyección de tiempo planteada son:

6.2.1.1. A Corto plazo

Para este periodo se considera el incremento de demanda que se obtiene en el año 2018, de acuerdo al incremento anual se han ido dando sucesos en algunos elementos de las subestaciones del sistema eléctrico a más de que en este caso ya se consideran las cocinas, los cambios que se sugieren serán:

- 1) En la línea de subtransmisión Monay (03)-Centenario (02) se coloca otra en paralelo con las mismas características, las cuales se encuentran en el ANEXO 3.
- 2) En la subestación 02 (Centenario), el transformador T021 (6 MVA - 22/6.5 KV) se deberá cambiar por un transformador de mayor capacidad, se sugiere por uno de 10 MVA (22/6.5 KV) con las siguientes características:

Marca	BRUSH SERIAL	
Devanados (#)	3	
Potencia (MVA)	OA	10
	FA	12.5
	FOA	12.5
Potencia Terciario (MVA)	OA	3.3
	FA	4.17
	FOA	-



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Voltaje (KV)	<i>P</i>	69
	<i>S</i>	22
	<i>T</i>	2.39
Tipo de Conexión	<i>P</i>	YNO
	<i>S</i>	YNO
	<i>T</i>	DELTA 5
Pérdidas (KW)	<i>Vacío</i>	10.55
	<i>Plena Carga</i>	73.81
Intercambiador bajo carga	NO	
Zcc 1-2 (%)	8.918974156	
Zcc 2-3 (%)	3.206633749	
Zcc 3-1 (%)	13.38831207	

*Tabla 21: Parámetros de transformador de 10 MVA (3 Devanados)
Fuente: Empresa Eléctrica Regional Centro Sur. C.A.*

- 3) En la subestación 03 (Monay), el transformador T035 (10 MVA - 69/22 KV) se deberá reemplazar por un transformador con mayor capacidad, se sugiere por uno de 50 MVA (69/22 KV) con las siguientes características:

Marca	ABB	
Devanados (#)	3	
Potencia (MVA)	<i>OA</i>	50
	<i>FA</i>	65
	<i>FOA</i>	65
Potencia Terciario (MVA)	<i>OA</i>	3.3
	<i>FA</i>	4.17
	<i>FOA</i>	-
Voltaje (KV)	<i>P</i>	69
	<i>S</i>	22
	<i>T</i>	2.39
Tipo de Conexión	<i>P</i>	YNO
	<i>S</i>	YNO
	<i>T</i>	DELTA 5
Pérdidas (KW)	<i>Vacío</i>	52.75
	<i>Plena Carga</i>	359.05
Intercambiador bajo	NO	



UNIVERSIDAD DE CUENCA

carga	
Zcc 1-2 (%)	44.518974156
Zcc 2-3 (%)	15.466373749
Zcc 3-1 (%)	66.79831207

Tabla 22: Parámetros de transformador de 50 MVA (3 Devanados)
Fuente: Empresa Eléctrica Regional Centro Sur. C.A.

- 4) En la subestación 05(Arenal) a más de los transformadores existentes, se deberá aumentar uno adicional, de 50 MVA con las mismas características de la tabla 22.
- 5) En la subestación 18 (Cañar), el transformador T181 (10 MVA - 69/22 KV) se deberá reemplazar por un transformador con mayor capacidad, se sugiere por uno de 32 MVA (69/22 KV) con las características similares al de la tabla 17.
- 6) Por otro lado, en la subestación 21 (Macas), se sugiere aumentar un transformador de 50 MVA, dicho transformador pueden ser de las mismas características de la tabla 22.
- 7) En la subestación 22 (Méndez), se sugiere aumentar un transformador de 10 MVA, dicho transformador pueden ser de las mismas características de la tabla 21.
- 8) En la subestación 14 (Lentag), el transformador T141 (10 MVA - 69/22 KV) se deberá cambiar por un transformador de mayor capacidad, por lo que se sugiere que sea de 32 MVA (69/22 KV) con las características similares al de la tabla 17.

6.2.1.1.1. Resultados De Mejoras Realizadas En El Sistema De Subtransmisión En El Periodo De Corto Plazo.

A continuación se presentan los resultados obtenidos en el sistema de subtransmisión en el periodo de corto plazo, los resultados del diagrama unifilar se encuentran en el ANEXO 21, donde se observa la cargabilidad de transformadores y líneas de subtransmisión.

Los resultados de barras con estas mejoras observaremos a continuación.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

		Corto Plazo		
Subestación		Tensión		Ang
#	Nombre	kV	pu	deg
01	L. Cordero	22	0,982	-2,640
01	L. Cordero	6,3	1,001	25,180
02	Centenario	22	0,993	-6,080
02	Centenario	6,3	0,993	-8,470
03	Monay	69	0,996	-3,560
03	Monay	22	1,006	-5,470
04	P. Industrial	69	0,996	-2,070
04	P. Industrial	22	1,018	-5,270
05	Arenal	69	0,987	-3,630
05	Arenal	22	1,009	-4,760
07	Ricaurte	69	0,997	-2,480
07	Ricaurte	22	0,994	-6,320
08	Turi	69	0,989	-3,840
08	Turi	22	0,982	-6,990
12	Descanso	22	1,004	-0,910
12	Descanso	6,3	1,020	32,450
12	Descanso	69	0,998	-1,780
14	Lentag	69	0,966	-5,450
14	Lentag	22	0,982	-8,520
15	Gualaceo	138	0,999	-2,650
15	Gualaceo	22	0,991	-155,91
18	Cañar	69	1,003	0,680
18	Cañar	22	1,002	-0,880
19	Corpanche	69	1,000	-2,130
21	Macas	69	1,015	-25,870
21	Macas	13,8	1,012	3,490
22	Méndez	138	1,015	0,070
22	Méndez	13,8	1,012	-150,64
23	Limón	138	1,009	-1,080
23	Limón	13,8	1,004	-152,08

Tabla 23: Resultados tensiones en barras a corto plazo con C.I.

6.2.1.2. A Mediano Plazo

Para este periodo los cambios que se plantearan serán considerados hasta el año 2026, los cambios sugeridos para este periodo serán los siguientes.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

- 1) En la línea de subtransmisión Turi (08) - Lentag (14) se coloca otra en paralelo con las mismas características, las cuales se encuentran en el ANEXO 3.
- 2) De igual manera, se coloca una línea en paralelo en el caso de Verdillo (06)– P. Industrial (04), con las mismas características, las mismas que se encuentran en el ANEXO 3.
- 3) Por otro lado, en la línea de subtransmisión Cuenca (02) - Verdillo (06), se aumentó otra de las mismas características (ANEXO 3) en paralelo.
- 4) Además, en la línea Verdillo (06) – Arenal (05) también se coloca en paralelo una línea adicional con las mismas características que se encuentran en el ANEXO 3.
- 5) Se deberá cambiar el transformador T151 (16 MVA - 138/22 KV) ubicado en la subestación 15 (Gualaceo) por un transformador de 32 MVA (138/22 KV) con características similares al de la tabla 17.
- 6) En la subestación 04 (P. Industrial), el transformador T041 (12.5 MVA - 138/13.8 KV) se lo reemplaza por uno de 32 MVA con las características iguales al transformador de la tabla 17.
- 7) En la subestación 01 (Luis Cordero), el transformador T011 (5 MVA - 22/6.5 KV) será reemplazado por un transformador de 10 MVA (22/6.5 KV) con características similares al de la tabla 21.
- 8) Por otro lado, en la subestación 07 (Ricaurte), el transformador T071 (10 MVA - 69/22 KV) se lo deberá cambiar por un transformador de 32 MVA de características iguales al de la tabla 17.

6.2.1.2.1. Resultados de mejoras realizadas en el sistema de subtransmisión en el periodo de medio plazo

Realizando la comparación con el año 2026 que es donde finaliza el periodo del largo plazo, los resultados que se obtuvieron se podrán analizar y así poder comprobar las soluciones que se plantearon anteriormente. Los resultados del diagrama unifilar se encuentran en el ANEXO 22, donde se observa la



UNIVERSIDAD DE CUENCA

cargabilidad de transformadores y líneas de subtransmisión. Los resultados de barras con estas mejoras observaremos a continuación.

Subestación		Mediano Plazo		
		Tensión		Ang
#	Nombre	kV	pu	deg
01	L. Cordero	22	0,976	-4,690
01	L. Cordero	6,3	0,997	23,110
02	Centenario	22	0,985	-9,260
02	Centenario	6,3	0,984	-12,500
03	Monay	69	0,993	-5,400
03	Monay	22	1,002	-8,420
04	P. Industrial	69	0,996	-2,290
04	P. Industrial	22	1,018	-6,020
05	Arenal	69	0,982	-4,350
05	Arenal	22	1,004	-6,220
07	Ricaurte	69	0,996	-3,490
07	Ricaurte	22	0,994	-6,350
08	Turi	69	0,984	-5,300
08	Turi	22	0,973	-10,200
12	Descanso	22	0,999	-3,600
12	Descanso	6,3	1,015	29,790
12	Descanso	69	0,994	-3,170
14	Lentag	69	0,959	-7,020
14	Lentag	22	1,000	-11,170
15	Gualaceo	138	0,996	-5,980
15	Gualaceo	22	0,988	-159,84
18	Cañar	69	0,996	-0,700
18	Cañar	22	0,994	-3,630
19	Corpanche	69	0,999	-3,140
21	Macas	69	1,006	-31,630
21	Macas	13,8	1,002	-2,770
22	Méndez	138	1,005	-4,600
22	Méndez	13,8	1,002	-155,93
23	Limón	138	1,001	-5,270
23	Limón	13,8	0,994	-157,17

Tabla 24: Resultados tensiones en barras a mediano plazo con C.I.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

6.2.1.3. A Largo Plazo

En este periodo el sistema empieza a tener transformadores, líneas con cargabilidad mayores a la que soporta dichos elementos debido a que las demandas son mucho mayores en comparación al punto 6.1, es por ello que para este caso los cambios que se sugieren serán:

- 1) En la línea de subtransmisión P. Industrial (04) - Ricaurte (07) se coloca otra en paralelo con las mismas características, las cuales se encuentran en el ANEXO 3.
- 2) De igual manera, se coloca una línea en paralelo en el caso de Cuenca - Ricaurte (07), con las mismas características, las mismas que se encuentran en el ANEXO 3.
- 3) En la subestación 14 (Lentag), a más del transformador existente, se aumenta el transformador T041 (12.5 MVA - 69/22 KV) el cual se retiró de la subestación 04 (P. Industrial) en el periodo de medio plazo en el punto 6.
- 4) En la subestación 08 (Turi), se aumenta un transformador en paralelo igual al T081.
- 5) Finalmente, en la subestación 04 (P. Industrial), el transformador T042 (12.5 MVA-69/22KV) se deberá cambiar por un transformador de mayor capacidad, se sugiere por uno de 32MVA con las características de la tabla 17.

6.2.1.3.1. Resultados de mejoras realizadas en el sistema de subtransmisión en el periodo de largo plazo

Realizando la comparación con el año 2029, se observa a continuación los resultados de la cargabilidad en cada subestación. Los resultados del diagrama unifilar se encuentran en el ANEXO 23, donde se observa la cargabilidad de transformadores y líneas de subtransmisión. Los resultados de barras con estas mejoras observaremos a continuación:



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Subestación		Largo Plazo		
		Tensión		Ang
#	Nombre	kV	pu	deg
01	L. Cordero	22	0,976	-4,940
01	L. Cordero	6,3	0,997	22,780
02	Centenario	22	0,975	-11,200
02	Centenario	6,3	0,972	-15,130
03	Monay	69	0,991	-5,670
03	Monay	22	0,996	-10,200
04	P. Industrial	69	0,996	-2,610
04	P. Industrial	22	1,019	-6,520
05	Arenal	69	0,981	-3,670
05	Arenal	22	1,001	-6,590
07	Ricaurte	69	0,996	-3,570
07	Ricaurte	22	0,999	-6,760
08	Turi	69	0,980	-5,270
08	Turi	22	0,998	-9,160
12	Descanso	22	0,994	-5,090
12	Descanso	6,3	1,010	28,330
12	Descanso	69	0,991	-3,640
14	Lentag	69	0,955	-7,230
14	Lentag	22	0,983	-12,800
15	Gualaceo	138	0,983	-9,100
15	Gualaceo	22	0,976	-163,00
18	Cañar	69	0,990	-1,460
18	Cañar	22	0,987	-5,350
19	Corpanche	69	0,999	-3,230
21	Macas	69	0,960	-42,640
21	Macas	13,8	0,974	-15,450
22	Méndez	138	0,964	-11,890
22	Méndez	13,8	0,955	-165,30
23	Limón	138	0,971	-10,950
23	Limón	13,8	0,958	-164,23

Tabla 25: Resultados tensiones en barras a largo plazo con C.I.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

CAPITULO VII

7. ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITOS EN EL SEP

7.1. ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITOS EN EL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR

La planificación, el diseño y la operación de los sistemas eléctricos, requiere de minuciosos estudios para evaluar su comportamiento, confiabilidad y seguridad.

Los estudios de cortocircuito son típicos ejemplos de éstos, siendo esencial para la selección de equipos y el ajuste de sus respectivas protecciones.

Un estudio de cortocircuito tiene la finalidad de proporcionar información sobre corrientes y voltajes en un sistema eléctrico durante condiciones de falla.

7.1.1. Corriente de cortocircuito.

Una corriente de cortocircuito es aquella que circula en un circuito eléctrico cuando existe el contacto entre dos o más sometidos a diferentes potenciales (circuito trifásico), ó entre potencial y tierra (cortocircuito monofásico), esto sucede al perderse el aislamiento entre ellos.

Desde el punto de vista estadístico, el mayor porcentaje de fallas por cortocircuito están representadas por las fallas denominadas de línea a tierra (del orden del 85%), y por ejemplo el menor porcentaje de las fallas correspondiente a las denominadas fallas trifásicas (del 2 al 3% máximo), la mayoría de las veces la causa de las mismas es accidental, no obstante como análisis de un sistema se deben estudiar todos los tipos de fallas, particularmente las fallas de línea (fase) a tierra y trifásica son de interés debido a que estas son las condiciones de falla más



UNIVERSIDAD DE CUENCA

severas a las que se podría someter al equipo y la instalación, y los resultados de estos estudios se aplican para:

- Determinar las capacidades interruptivas de los elementos de protección como son interruptores, fusibles, entre otros.
- Realizar la coordinación de los dispositivos de protección contra las corrientes de cortocircuito.
- Permite realizar estudios térmicos y dinámicos que consideren los efectos de las corrientes de corto circuito en algunos elementos de las instalaciones como son: sistemas de barras, tableros, cables, etc.
- Obtener los equivalentes de Thevenin y su utilización con otros estudios del sistema, como son los de estabilidad angular en los sistemas de potencia y ubicación de compensación reactiva en derivación, entre otros.
- Calcular las mallas de puesta a tierra, seleccionar conductores alimentadores.

Debemos entender que la duración del corto circuito es el tiempo en segundos o ciclos durante el cual, la corriente de falla se presenta en el sistema.

7.2. Simulación de cortocircuitos del sistema de subtransmisión de la E.E.R.C.S con DIGSILENT

La simulación se realizó utilizando el método completo, usando las corrientes de cortocircuito máximas, y considerando un factor de corrección de la tensión pre-falla (c-factor) de 1, considerando los datos de secuencia positiva para las cargas.

En las siguientes tablas, se presentan los resultados de la simulación de cortocircuitos, para fallas monofásicas y trifásicas, los datos corresponden a los valores máximos de potencia y corriente de cortocircuito.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

7.2.1. Análisis del efecto de cortocircuitos en el estado actual.

Es importante determinar los valores de tensiones y corrientes del sistema durante condiciones con falla de manera que los dispositivos de protección se pueden establecer para detectar y minimizar los efectos perjudiciales de tales contingencias.

Un nivel de corto circuito elevado y una mala selección de capacidades interruptoras de los equipos pueden originar una explosión e incluso incendio en caso de una falla de cortocircuito.

El análisis de corto circuito sirve para verificar que los equipos diseñados para interrumpir el paso de la corriente eléctrica en casos de falla, deben tener un rango de operación suficiente para que a la tensión eléctrica nominal interrumpan la corriente disponible.

Como podemos ver en la tabla 26 obtenemos los resultados de los dos tipos de fallas que se simulo en Digsilent, con estos valores podemos diseñar el sistema de puesta a tierra, las protecciones para que el sistema de subtransmisión no sufra daños, al producirse dichas fallas, los datos corresponden a los valores máximos de corriente de cortocircuito.

Descripción	Falla Monofásica		Falla trifásica	
	Sk	Ik	Sk	Ik
	MVA	kA	MVA	kA
L. Cordero 22kV	0,56	0,04	1,21	0,03
L. Cordero 6,3kV	0,71	0,20	1,18	0,11
Descanso 22kV	6,08	0,48	22,32	0,59
Descanso 6,3kV	6,51	1,79	34,19	3,30
Descanso 69kV	4,76	0,12	16,38	0,14
Gualaceo 138kV	2,39	0,03	6,1	0,03
Gualaceo 22kV	2,67	0,21	6,09	0,16
Macas 69kV	2,59	0,07	6,78	0,06
Macas 13,8kV	2,44	0,31	6,77	0,28



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Méndez 138kV	0,64	0,01	1,7	0,01
Méndez 13,8kV	0,69	0,09	1,69	0,07
Limón 138kV	0,34	0,03	0,89	0,03
Limón 13,8kV	0,37	0,05	0,88	0,04
Centenario 22kV	0,85	0,07	2,11	0,06
Centenario 6,3kV	0,86	0,24	2,09	0,19
Monay 69kV	2,72	0,07	7,785	0,065
Monay 22kV	3,05	0,24	7,46	0,2
P. Industrial 69kV	4,09	0,1	2,015	0,02
P. Industrial 22kV	0,955	0,08	1,96	0,05
Arenal 69kV	4,21	0,105	5,89	0,05
Arenal 22kV	2,87	0,23	5,74	0,15
Ricaurte 69kV	0,735	0,015	3	0,025
Ricaurte 22kV	1,31	0,105	2,95	0,08
Turi 69kV	1,78	0,04	4,9	0,04
Turi 22kV	2,19	0,17	4,89	0,13
Lentag 69kV	1,41	0,04	4,09	0,03
Lentag 22kV	1,89	0,15	3,98	0,1
Cañar 69kV	4,47	0,11	2,1	0,02
Cañar 22kV	1,11	0,09	2,1	0,06

*Tabla 26: Resultados de Cortocircuitos sin cambios topológicos
Fuente: Digsilent*

7.2.2. Análisis del efecto de los cortocircuitos con las modificaciones requeridas en el sistema de subtransmisión para atender la demanda por la introducción de las cocinas de inducción para los años: 2014, 2015, 2016, 2017, 2020, 2029.

En las tablas 27 y 28 obtenemos los resultados de los dos tipos de fallas que se simulo en Digsilent al realizar los cambios topológicos necesarios para abastecer la nueva demanda que se obtiene por la implementación de las Cocinas de Inducción.

Podemos observar que las corrientes de falla máxima cambian notablemente, unos casos se reducen, mientras que otros incrementan, la EERCS debe poseer la capacidad para soportar dichas fallas.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Con los datos obtenidos se debe realizar el estudio en la etapa de planeación para determinar las capacidades interruptivas de los equipos y así obtener una robustez del sistema.

Por ende la EERCS podrá determinar la capacidad interruptiva de los dispositivos de protección y realizar la coordinación de protecciones correspondiente para el sistema eléctrico.

Como ejemplo nos situamos en la barra L. Cordero para una falla trifásica observamos que la corriente de falla es la misma en los tres casos, corto, mediano y largo plazo.

Se puede decir que en la barra el Descanso 22kV cuando se produce una falla monofásica la corriente máxima de falla cuando se realiza el cambio topológico a corto plazo en ese instante la corriente es de 0,48kA y si comparamos con la corriente máxima de falla a mediano plazo existe un incremento del 15.

Descripción	Corto Plazo				Mediano Plazo			
	Falla Monofásica		Falla trifásica		Falla Monofásica		Falla trifásica	
	Sk	Ik	Sk	Ik	Sk	Ik	Sk	Ik
	MVA	kA	MVA	kA	MVA	kA	MVA	kA
L. Cordero 22kV	0,56	0,04	1,21	0,03	0,49	0,04	0,99	0,03
L. Cordero 6,3kV	0,71	0,20	1,18	0,11	0,67	0,19	1,01	0,09
Descanso 22kV	6,08	0,48	22,33	0,59	6,89	0,55	24,90	0,35
Descanso 6,3kV	6,52	1,79	34,21	3,14	7,34	2,02	37,92	3,47
Descanso 69kV	4,77	0,12	16,39	0,14	5,59	0,14	18,39	0,15
Gualaceo 138kV	2,39	0,03	6,09	0,03	2,21	0,03	5,46	0,02
Gualaceo 22kV	2,77	0,21	6,08	0,16	2,55	0,20	5,45	0,14
Macas 69kV	2,49	0,06	6,52	0,05	2,43	0,06	6,21	0,05
Macas 13,8kV	2,34	0,29	6,49	0,27	2,26	0,28	6,19	0,26
Méndez 138kV	0,64	0,01	1,69	0,01	0,60	0,01	1,57	0,01
Méndez 13,8kV	0,69	0,09	1,68	0,07	0,67	0,08	1,56	0,07
Limón 138kV	0,34	0,00	0,89	0,00	0,32	0,00	0,82	0,00
Limón 13,8kV	0,37	0,05	0,88	0,04	0,36	0,04	0,81	0,03
Centenario 22kV	0,80	0,06	2,06	0,05	0,71	0,06	1,80	0,05



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Centenario 6,3kV	0,84	0,23	2,04	0,19	0,77	0,21	1,78	0,17
Monay 69kV	2,68	0,07	7,77	0,07	2,23	0,06	6,79	0,06
Monay 22kV	3,06	0,24	7,50	0,20	2,80	0,22	6,56	0,17
P. Industrial 69kV	4,09	0,10	2,01	0,02	8,24	0,21	1,28	0,02
P. Industrial 22kV	0,96	0,08	1,96	0,05	2,23	0,18	1,24	0,04
Arenal 69kV	4,50	0,12	5,80	0,05	5,91	0,15	4,53	0,04
Arenal 22kV	2,96	0,24	5,65	0,15	2,70	0,22	4,41	0,12
Ricaurte 69kV	0,74	0,02	3,00	0,03	2,19	0,06	2,40	0,02
Ricaurte 22kV	1,31	0,11	2,95	0,08	1,43	0,12	2,37	0,06
Turi 69kV	1,73	0,04	4,88	0,04	2,23	0,60	4,08	0,03
Turi 22kV	2,18	0,17	4,87	0,13	1,96	0,15	4,07	0,11
Lentag 69kV	1,41	0,04	3,99	0,03	1,11	0,03	3,40	0,03
Lentag 22kV	1,84	0,14	3,88	0,10	1,67	0,30	3,30	0,09
Cañar 69kV	4,50	0,10	2,09	0,02	4,38	0,11	1,86	0,02
Cañar 22kV	1,07	0,08	2,08	0,05	1,00	0,08	1,86	0,05

Tabla 27: Resultados de Cortocircuitos con cambios topológicos, para abastecer la nueva demanda

Fuente: Digsilent

Descripción	Largo Plazo			
	Falla Monofásica		Falla trifásica	
	Sk	Ik	Sk	Ik
	MVA	kA	MVA	kA
L. Cordero 22kV	0,52	0,04	1,06	0,03
L. Cordero 6,3kV	0,69	0,19	1,03	0,10
Descanso 22kV	6,91	0,55	24,93	0,65
Descanso 6,3kV	7,31	2,01	37,96	3,48
Descanso 69kV	5,73	0,14	18,41	0,15
Gualaceo 138kV	2,08	0,03	4,91	0,02
Gualaceo 22kV	2,47	0,19	4,90	0,13
Macas 69kV	2,38	0,06	5,94	0,05
Macas 13,8kV	2,19	2,27	5,91	0,25
Méndez 138kV	0,58	0,01	1,46	0,01
Méndez 13,8kV	0,65	0,08	1,45	0,06
Limón 138kV	0,30	0,00	0,75	0,00
Limón 13,8kV	0,35	0,04	0,74	0,03
Centenario 22kV	0,64	0,05	1,58	0,04
Centenario 6,3kV	0,72	0,20	1,57	0,15



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Monay 69kV	1,87	0,05	5,98	0,05
Monay 22kV	2,61	0,21	5,77	0,15
P. Industrial 69kV	7,08	0,18	1,54	0,01
P. Industrial 22kV	0,79	0,06	1,50	0,04
Arenal 69kV	5,93	0,15	3,99	0,04
Arenal 22kV	2,60	0,21	3,89	0,10
Ricaurte 69kV	2,66	0,07	2,63	0,02
Ricaurte 22kV	1,32	0,11	2,59	0,07
Turi 69kV	3,68	0,09	3,59	0,03
Turi 22kV	1,85	0,15	3,57	0,09
Lentag 69kV	1,08	0,03	2,99	0,03
Lentag 22kV	1,58	0,12	2,90	0,08
Cañar 69kV	4,49	0,11	1,86	0,02
Cañar 22kV	1,00	0,08	1,86	0,05

Tabla 28: Resultados de Cortocircuitos con cambios topológicos, para abastecer la nueva demanda

Fuente: DigSILENT



UNIVERSIDAD DE CUENCA

CAPITULO VIII

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8.1. Conclusiones

La recopilación de los datos del sistema de subtransmisión se realizó en el software DIGSILENT que posee la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur. C.A.

El programa en el cual se desarrolló este trabajo, está enfocado a la operación y control de un SEP, su herramienta de simulación para el análisis flujos de carga dispone únicamente del método de Newton Raphson.

El incremento de demanda que sufrirá el sistema de subtransmisión de la CENTROSUR será considerable con el uso de las cocinas de inducción debido a que según las encuestas realizadas, el 89% de la población si desearían cambiar la cocción de GLP por electricidad y el 11% restante no tiene conocimiento del plan que maneja el gobierno por tal motivo no desean cambiar el sistema de cocción.

La proyección que se realiza para un periodo de 15 años sin el uso de cocinas de inducción, nos demuestra que se deben realizar cambios en el sistema ya sea a corto y largo plazo, en medio plazo no es necesario ya que la cargabilidad en los elementos que conforman el Sistema de Subtransmisión no es tan severa como es el caso de la proyección que se realizó con el uso de las cocinas, en dicho análisis la demanda se incrementa con mayor intensidad y para ellos se estableció los periodos de cambio de corto, mediano y largo plazo.

Los análisis de flujos de potencia en el sistema de subtransmisión se enfocaron en la hora critica que es donde existe la demanda máxima, este intervalo de tiempo se consideró entre las 19h00pm y 19h30pm.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

A pesar de que en este año se unió la subestación 08 (Turi) al sistema de subtransmisión, esta sufrirá una considerable sobrecarga del 314.75% en el año 2029, a pesar de ser nueva no podrá satisfacer la demanda a la cual está sometida.

La subestación más crítica y a su vez la más urgente a ser repotenciada es la subestación 21 (Macas) ya que ahí se encuentra el transformador (T212) más sobrecargado de todo el sistema de subtransmisión, con una sobrecarga del 695.89% sobre su capacidad nominal.

Considerando la proyección de demanda máxima que existirá en el año 2029, la única subestación que no sufrirá cambio alguno, será la subestación 12 (Descanso) en donde sus 3 transformadores T122, T123 y T121 tendrán el 38.65%, 38.67% y 57,14% de sobrecarga respectivamente, lo cual es la única capaz de suplir la demanda por uso de cocinas sin sufrir sobrecargas.

De igual manera en el mismo año 2029, existirán líneas de subtransmisión que sufrirán sobrecargas y requerirán de una reconfiguración apropiada para poder satisfacer la demanda máxima, dichas líneas son:

- Cuenca 2 – Verdillo (06)
- Cuenca 2 – Verdillo (06) 2
- P. Industrial (04) - Ricaurte (07)
- Verdillo (06) – El Arenal (05)
- El Arenal (05) – Turi (08)
- Monay (03) – Turi (08)
- Monay (03) – Centenario (02) 1
- Cuenca – Ricaurte (07)

Respecto a la incidencia de la puesta en marcha del PCE, en la tabla 29 se encuentran las pérdidas que obtiene en el Sistema al transcurrir los años de



UNIVERSIDAD DE CUENCA

proyección sin las modificaciones topológicas, mientras que en la tabla 30 encontramos las pérdidas en el sistema con las modificaciones realizadas al Sistema de Subtransmisión son los siguientes:

Año	Pérdidas (MW)	Porcentaje (%)
2014	10,74	5,69%
2015	12,66	5,22%
2016	15,48	5,32%
2017	19,58	5,74%
2018	25,02	6,40%
2019	27,17	6,67%
2020	29,71	7,00%
2021	32,81	7,41%
2022	27,48	6,60%
2023	29,33	6,83%
2024	31,34	7,07%
2025	33,53	7,33%
2026	35,87	7,60%
2027	38,4	7,89%
2028	41,1	8,20%
2029	47,03	8,85%
2030	47,01	8,85%

Tabla 29: Porcentaje de pérdidas en el sistema sin cambios topológicos

Año	Pérdidas (MW)	Porcentaje (%)
2014	10,74	5,69%
2015	10,96	5,04%
2016	12,18	4,19%
2017	13,45	3,94%
2018	14,73	3,77%
2019	15,81	3,88%
2020	16,90	3,98%
2021	18,01	4,07%
2022	13,89	4,07%
2023	14,96	3,48%
2024	16,03	3,61%
2025	17,10	3,74%
2026	18,17	3,85%
2027	19,24	3,95%
2028	20,31	4,05%
2029	19,74	3,80%
2030	20,74	3,90%

Tabla 30: Porcentaje de pérdidas en el sistema con cambios topológicos

En las tablas anteriores se observa que para el año 2030 las pérdidas se redujeron en un **227,63%**.

Se puede concluir que al finalizar los cambios topológicos el sistema es capaz de soportar la nueva demanda que ingresa por las cocinas de inducción obteniendo así un sistema robusto ya que el sistema requería de una repotenciación aproximada de 235MVA al finalizar el año 2030.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

8.2. Recomendaciones

Desarrollar nuevas propuestas de trabajos de graduación para aprovechar las capacidades del software DIGSILENT, pues el programa facilita el tratamiento de datos y cálculos complejos al tiempo de ofrecer un valioso ahorro de tiempo, ventajas aplicables a cualquier Sistema Eléctrico de Potencia.

Utilizar un computador cuyas características se acoplen al software utilizado.

Entregar, dentro del Plan de Cocinas de Inducción, artefactos con cuatro quemadores para que la acogida por parte de los usuarios sea mayor.

Realizar mayor número de encuestas debido a que se necesita una mayor aproximación a la realidad del uso de la cocina, tiempos de cocción, uso de focos de calor, etc.

Efectuar un análisis detallado en la Subestación Macas debido a que con el incremento de demanda sufre una fuerte sobrecarga por lo que se sugiere su pronta repotenciación.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

BIBLIOGRAFIA

- [1] CONELEC, PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION 2013-2022, Quito, 2013
- [2] CONELEC, “Estudio de Demanda de Energía y Potencia de Cocinas Eléctricas y su Impacto en la curva de carga diaria del S.N.I. Periodo 2015-2022”, Quito, 2013
- [3] INEN, “EFICIENCIA ENERGETICA EN COCINAS DE INDUCCION DE USO DOMESTICO” Norma Técnica Ecuatoriana, Quito, 2010.
- [4] COOPER POWER SISTEM, “CYME INTERNATIONAL T-D” 2012
- [5] DIGSILENT Power Factory 14.1 Tutorial Gomaringen, Germany, 2011
- [6] Universidad de los Andes “formulación del problema de Flujo de carga en el programa DIGSILENT Power Factory”, pag. 15-16.
- [7] J.F. Salazar Masson, “Estudio Técnico-Comparativo para la Introducción de Cocinas eléctricas de inducción magnética en el Ecuador”, Quito, 2010.
- [8] CENTROSUR “DIAGNOSTICO TECNICO DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISION” Cuenca, 2014
- [9] CENTROSUR “TAZA DE CRECIMIENTO POR ALIMENTADOR” Cuenca, 2014
- [10] CENTROSUR “NUMERO DE CLIENTES POR ALIMENTADOR” Cuenca, 2014
- [11] CENTROSUR “CARACTERÍSTICAS DE LA INFRAESTRUCTURA DE LA SUBTRANSMISIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR” Cuenca, 2014
- [12] CENTROSUR “Comportamiento de la demanda en un sistema de subtransmisión” Cuenca, 2014
- [13] CENTROSUR “Cargabilidad de transformadores y alimentadores” Cuenca, 2014



UNIVERSIDAD DE CUENCA

ANEXOS



UNIVERSIDAD DE CUENCA

ANEXO 1. MODELO DE ENCUESTA

Cocción eficiente

1. ¿Tiene algún conocimiento acerca del plan que maneja el gobierno de sustituir el gas por electricidad para la preparación de alimentos?

SI

NO

2. ¿Cuántos tanques de gas utiliza al mes para la cocción de alimentos?

1

2

3

mayor a 3

3. ¿Le gustaría cambiar el gas por la electricidad para la cocción de alimentos?

SI

NO

4. ¿Usted prepara el desayuno en su hogar?

SI

NO

5. ¿Cuántas hornillas utiliza para la preparación del desayuno?

1

3

2

4

6. ¿Usted prepara el almuerzo en su hogar?

SI

NO

7. ¿Cuántas hornillas utiliza en la preparación del almuerzo?

1

3

2

4



UNIVERSIDAD DE CUENCA

8. ¿Usted prepara la merienda en su hogar?

SI

NO

9. ¿Cuántas hornillas utiliza para la preparación de la merienda?

1

3

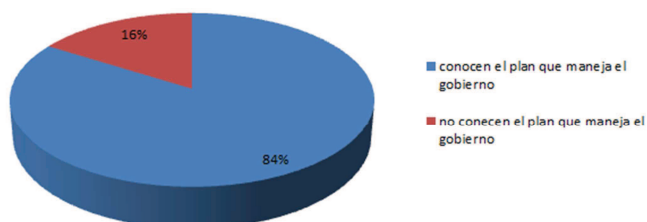
2

4

Al finalizar dichas encuestas los resultados obtenidos, fueron los siguientes:

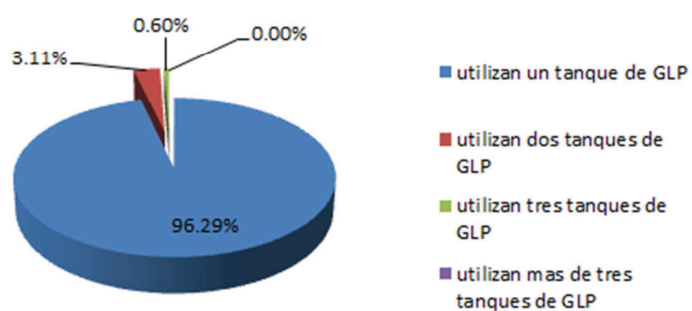
Resultados pregunta 1:

Conocimiento del plan que maneja el gobierno



Resultados pregunta 2:

Tanques de GLP utilizados al mes

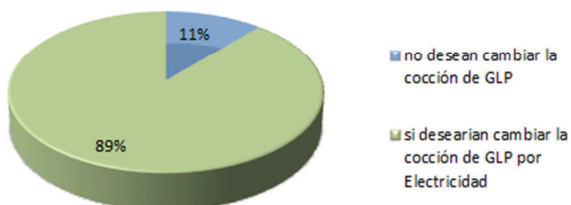




UNIVERSIDAD DE CUENCA

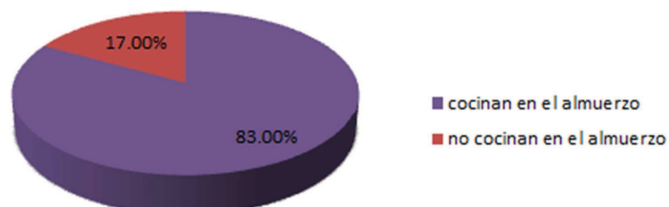
Resultados pregunta 3:

Cocción por Electricidad



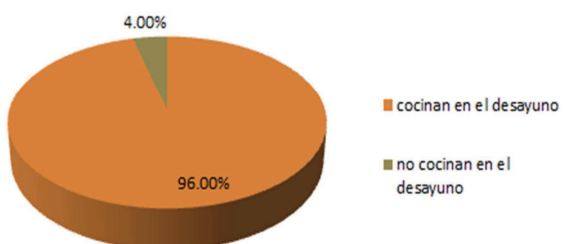
Resultados pregunta 6:

Cocción en el almuerzo



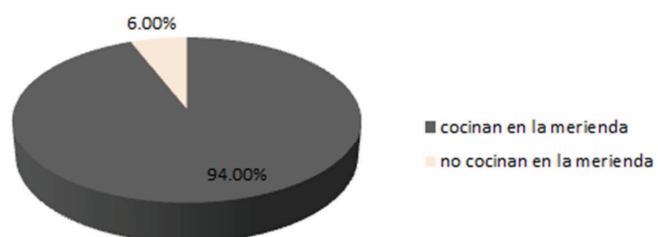
Resultados pregunta 4:

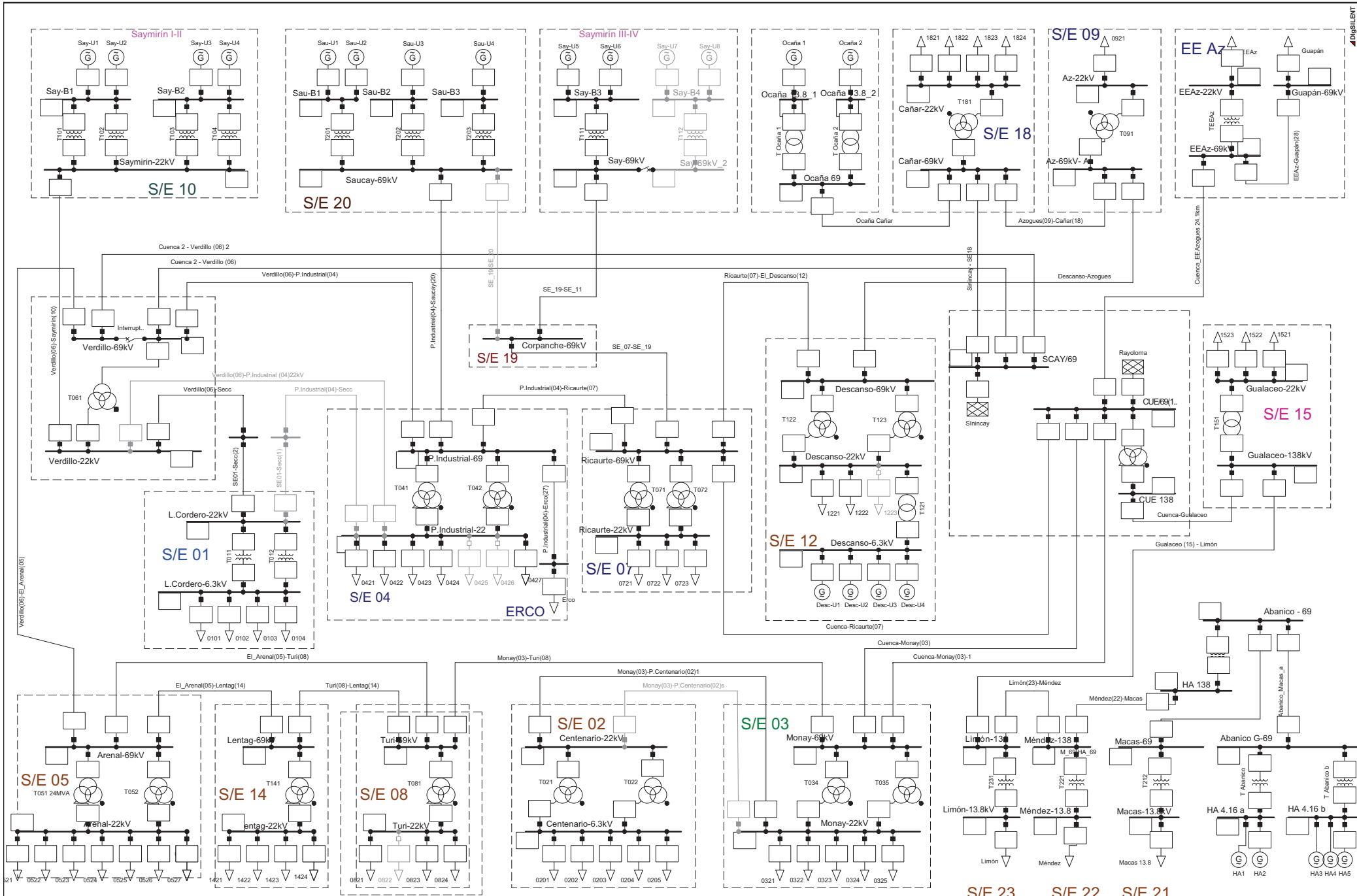
Cocción en el desayuno



Resultados pregunta 8:

Cocción en la merienda



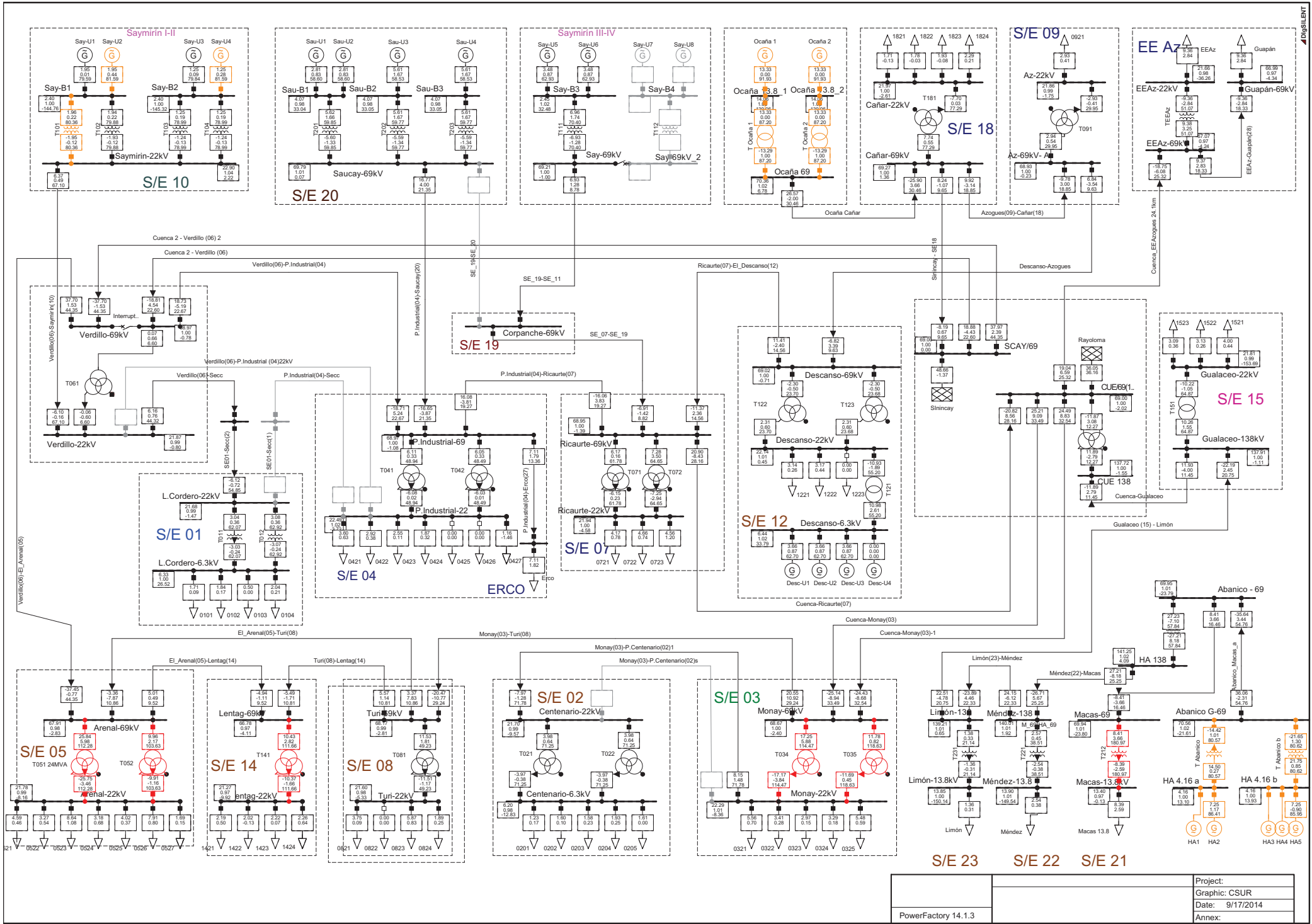


PowerFactory 14.1.3	Project:
	Graphic: CSUR
	Date: 10/12/2014
	Annex:

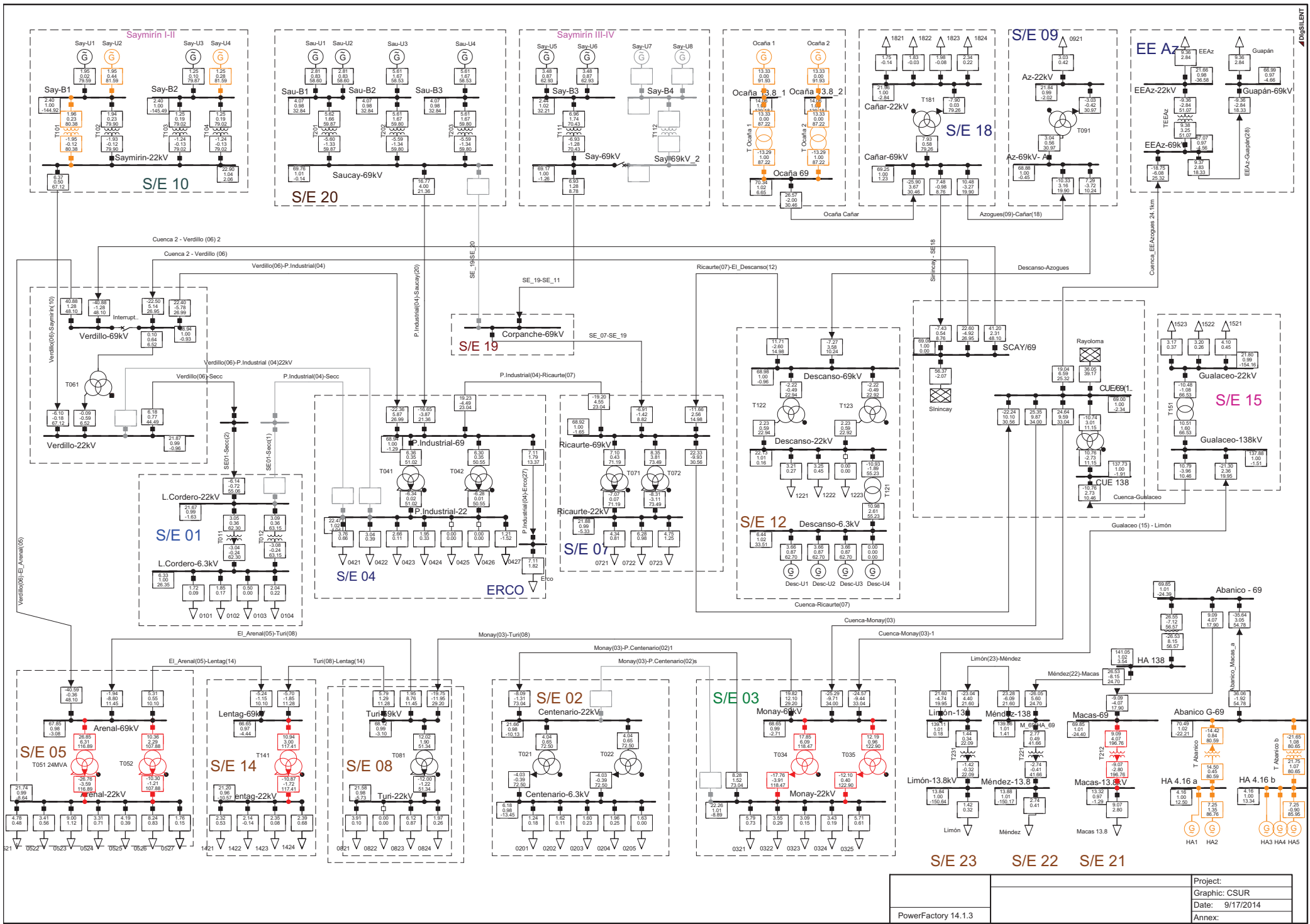
Linea	Terminal i	Terminal j	Corriente nominal (KA)	Z(+) (Ω)		Z(0) (Ω)		Corriente de falla a tierra (A)	Rt (Ω)		Longitud (Km)	Tension (KV)	Modelo	Temperatura de operacion (C)
				R1	X1	R0	X0		Magnitud	Angulo (grad)				
Verdillo (06)	Subest. 01 (02)	verdillo (06)	0.37	0.4757999	0.8111	1.6645	2.875001	2.233266	0.8442699	0.456622	2.214	22	PI	20
P. INDUSTRIAL	Subest. 01 (01)	P. INDUSTRIAL (04)	0.299	0.7916999	1.4015	2.3181	4.694702	2.330586	0.7516615	4.594136	3.577	22	PI	20
VERDILLO-EL ARENAL	ARENAL (05)	VERDILLO CUB 06	0.718	0.8142952	2.934291	5.860445	8.244597	1,815,893	0.8018676	-28.02903	7.234	69	PI	20
CUENCA2 - VERDILLO 2	VERDILLO (06) 2	CUENCA 2	0.718	0.9085122	3.273799	6.538519	9.198527	2.025998	0.8018676	-28.02903	8.071	69	PI	20
CUENCA2- VERDILLO	VERDILLO (06)	CUENCA 2	0.718	0.8975933	3.234454	6.459937	9.087976	2.001649	0.8018676	-28.02903	7.974	69	PI	20
VERDILLO - P. INDUSTRIAL	INDUSTRIAL (04)	VERDILLO (06)	0.718	0.3424228	1.233911	2.4644	3.46697	0.7636088	0.8018676	-28.02903	3.042	69	PI	20
VERDILLO - SAYMIRIN	VERDILLO (06)	SAYMIRIN (10)	0.24	3.4701	4.4225	6.307001	13.9747	0.6722885	0.5908709	21.57852	8.917	22	PI	20
MONAY CENTENARIO	MONAY (03)	CENTENARIO (02)	0.299	1.334	1.5037	2.5156	5.419101	0.2228768	0.678196	24.78477	3.149	22	PI	20
MONAY CENTENARIO S	MONAY (03)	CENTENARIO (02) S	0.37	0.608	0.8339001	3.931101	3.4452	8.154494	1.365076	-15.74372	3.07	22	PI	20
MONAY TURI	MONAY (03)	TURI (08)	0.67	0.6207287	1.97376	2.007331	6.936304	1.084308	0.8301046	1.846781	4.45	69	PI	20
CUENCA MONAY	MONAY (03)	CUENCA	0.67	0.4212999	1.3808	1.2262	4.159999	0.753281	0.6680808	0.815771	3.016	69	PI	20
CUENCA MONAY 1	MONAY (03) 1	CUENCA	0.67	0.4335683	1.421009	1.261907	4.28114	0.7752172	0.6680807	0.8157666	3.428	69	PI	20
P. INDUSTRIAL SAUCAY	P. INDUSTRIAL (04)	SAUCAY (20)	0.67	1.9707	6.248199	6.487	22.2855	3.523917	0.8476838	1.77756	14.078	69	PI	20
P. INDUSTRIAL RICAURTE	P. INDUSTRIAL (04)	RICAURTE (07)	0.718	0.4090612	1.474041	2.943994	4.141679	0.9122138	0.8018676	-28.02903	3.634	69	PI	20
EL ARENAL - TURI	TURI (08)	EL ARENAL (05)	0.67	0.6207287	1.97376	2.007331	6.936304	1.084308	0.8301046	1.846781	4.45	69	PI	20
EL ARENAL - LENTAG	EL ARENAL (05)	LENTAG (14)	0.46	11.70079	22.28367	26.34294	73.32769	11.2827	0.7032849	11.6975	46.926	69	PI	20
RICAURTE - CORPANCHE	CORPANCHE (19)	RICAURTE (07)	0.67	1.368919	4.383712	4.750492	16.27729	2.440262	0.8974788	1.470759	9.823	69	PI	20
RICAURTE - EL DESCANSO	RICAURTE (07)	EL DESCANSO (12)	0.67	1.39449	4.608103	4.4684	15.31663	2.560338	0.7713523	0.8204371	10.051	69	PI	20
CUENCA - RICAURTE	CUENCA	RICAURTE (07)	0.67	0.7455741	2.222429	2.692756	9.261658	1.225357	1.038551	3.08299	5.288	69	PI	20
TURI - LENTAG	LENTAG (14)	TURI (08)	0.46	11.36816	21.65019	25.59407	71.24315	10.96196	0.7032849	11.6975	45.592	69	PI	20
AZOGUES - CAÑAR	CAÑAR (18)	AZOGUES (09)	0.46	6.023563	11.55099	13.54583	37.59368	5.839879	0.6936061	11.42993	24.061	69	PI	20
DESCANSO - AZOGUES	DESCANSO (12)	AZOGUES (09)	0.67	1.601357	5.063371	5.337051	18.35336	2.804816	0.8665153	1.850057	11.504	69	PI	20
CUENCA - GUALACEO	CUENCA	GUALACEO (15)	0.46	5.281588	10.8014	11.14725	34.03016	9.435846	0.6641949	11.88546	21.022	138	PI	20
GUALACEO - LIMÓN	GUALACEO (15)	LIMÓN (23)	0.46	11.95924	24.40095	26.51656	81.73047	21.54743	0.72555555	11.86247	45.452	138	PI	20
SININCAY - CAÑAR	SININCAY	CAÑAR (18)	0.718	3.714645	13.38562	26.73413	37.61013	8.283725	0.8018676	-28.02903	33	69	PI	20
OCAÑA - CAÑAR	OCAÑA	CAÑAR (18)	0.718	4.72773	17.03625	34.02525	47.86744	10.54292	0.8018676	-28.02903	42	69	PI	20
CORPANCHE - SAYMIRIN	CORPANCHE (19)	SAYMIRIN	0.67	0.195	0.6132001	0.6402001	2.1939	0.3327199	0.8507141	1.911128	1.335	69	PI	20
CORPANCHE - SAYMIRIN 2	CORPANCHE (19) 2	SAYMIRIN 2	0.67	0.6854764	2.17277	2.418825	8.447236	1.193203	0.9523752	2.066655	4.901	69	PI	20
ABANICO - MACAS	ABANICO	MACAS (21)	0.46	0.025141	0.046404	0.055921	0.155693	0.02375865	0.7171111	12.71891	0.1	69	PI	20
ABANICO - MACAS	ABANICO (69)	ABANICO (G 69)	0.54	1.599535	5.111175	5.24101	17.98393	2.815367	0.8326399	1.582167	11.5	69	PI	20
MÉNDEZ - MACAS	MÉNDEZ (22)	MACAS (21)	0.46	12.74747	24.55672	28.21954	81.57233	23.53415	0.7117383	12.25148	51.669	138	PI	20
LIMÓN - MÉNDEZ	LIMÓN (23)	MÉNDEZ (22)	0.46	8.199838	16.13478	17.66158	52.14668	15.44306	0.6857553	12.21894	33.017	138	PI	20
CUENCA - E.E. AZOGUES	E.E. AZOGUES	CUENCA	0.67	3.387021	10.62346	11.58412	39.62867	6.139104	0.910565	1.902859	24.1	69	PI	20
E.E. AZOGUES - GUAPÁN	GUAPÁN	E.E. AZOGUES	0.46	0.2801742	0.9226752	0.9042342	3.074476	0.5033956	0.7744911	0.7180473	2	69	PI	20

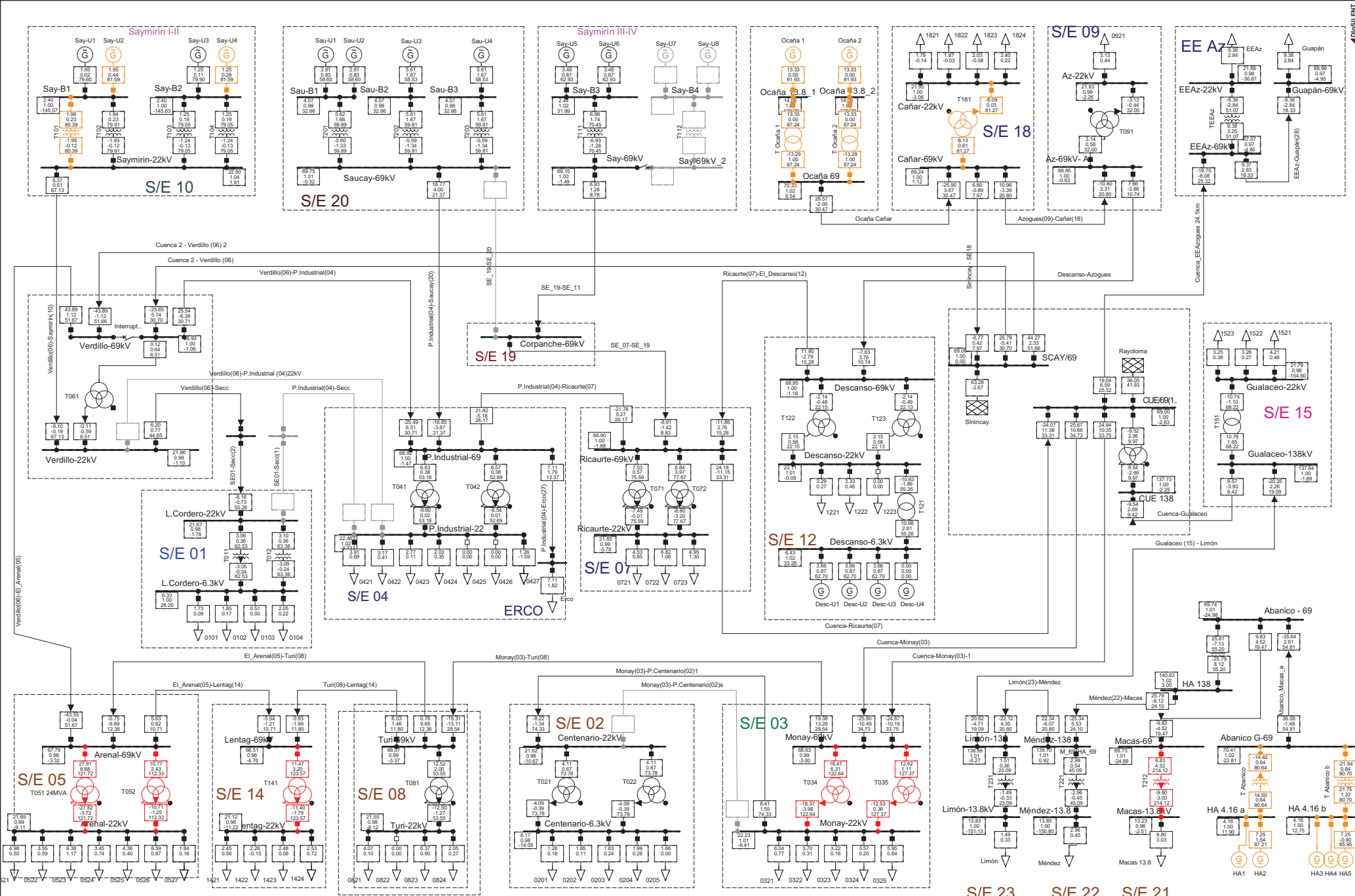
ANEXO 3- Datos De Par metros De Lineas de Subtransmision

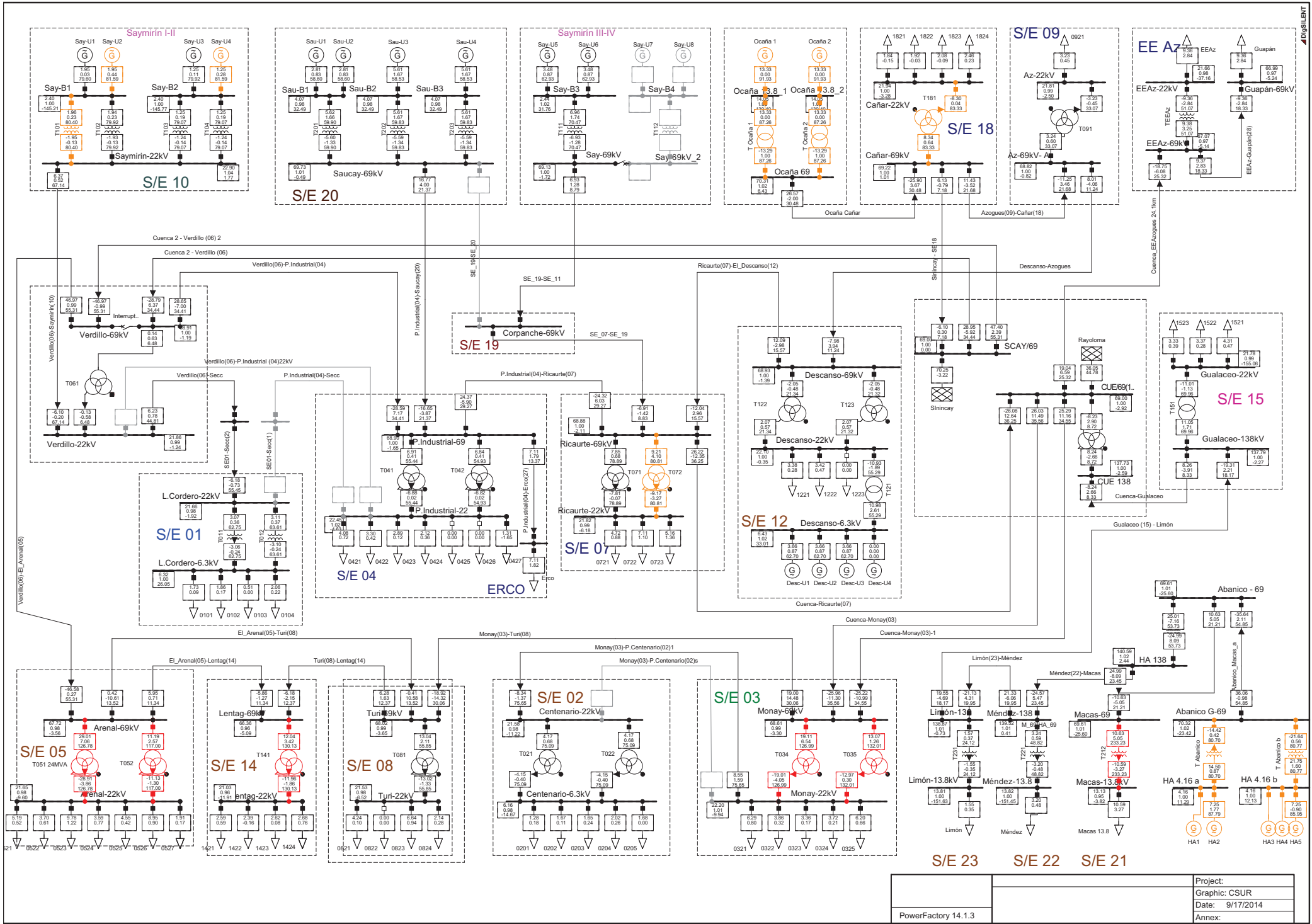
Fuente: Empresa Eléctrica Regional Centro Sur. C.A



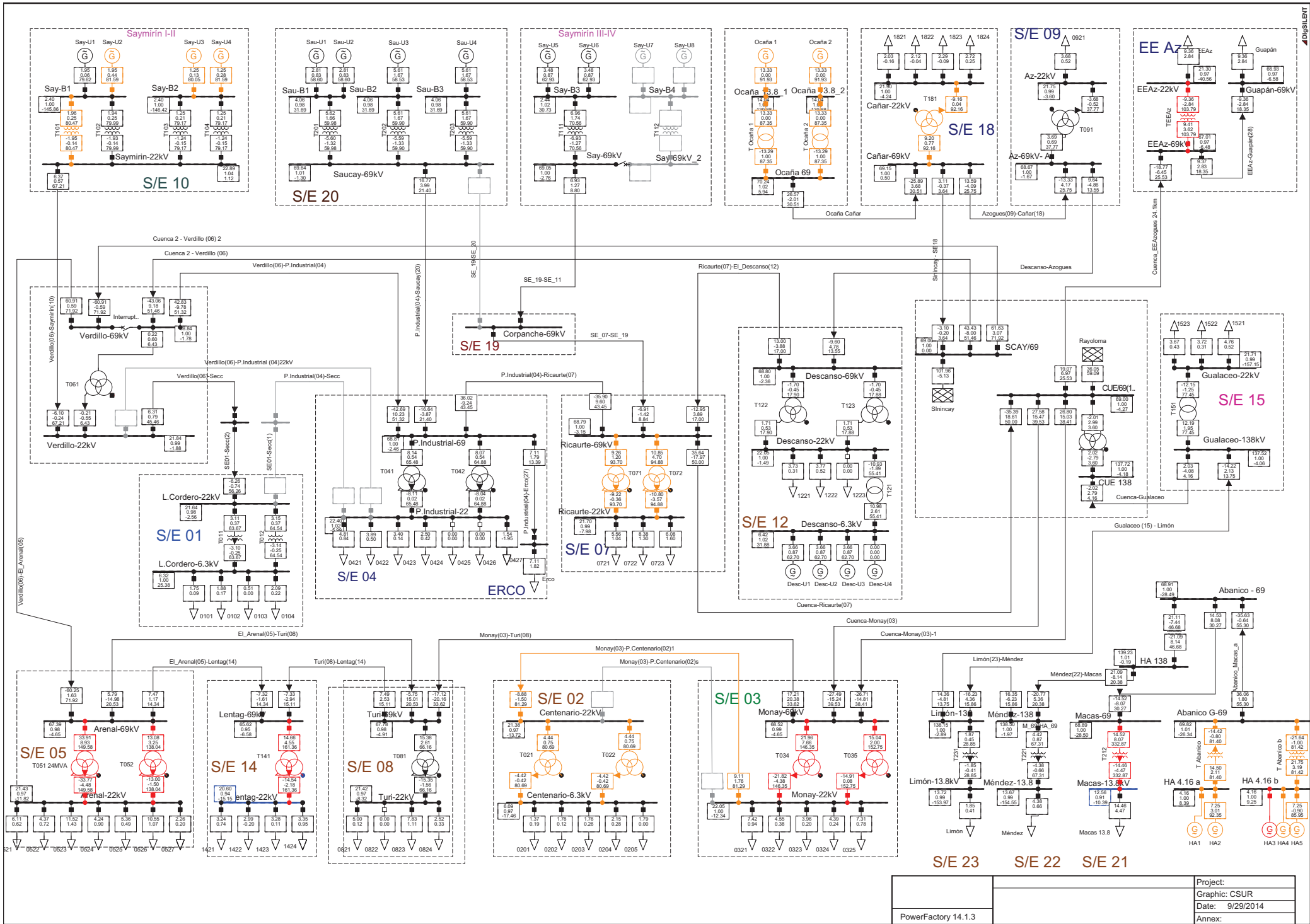
PowerFactory 14.1.3	Project:
	Graphic: CSUR
	Date: 9/17/2014
	Annex:



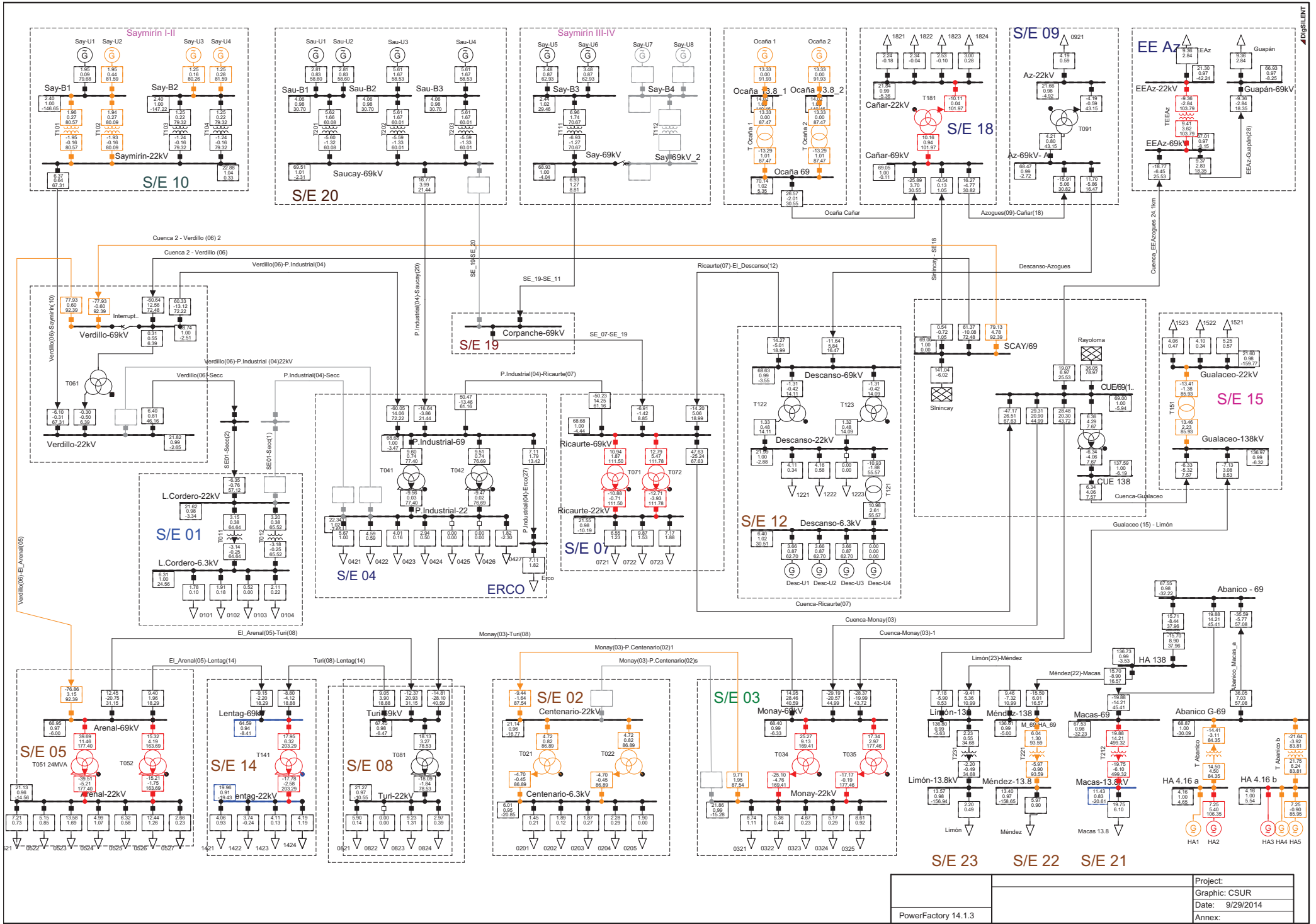


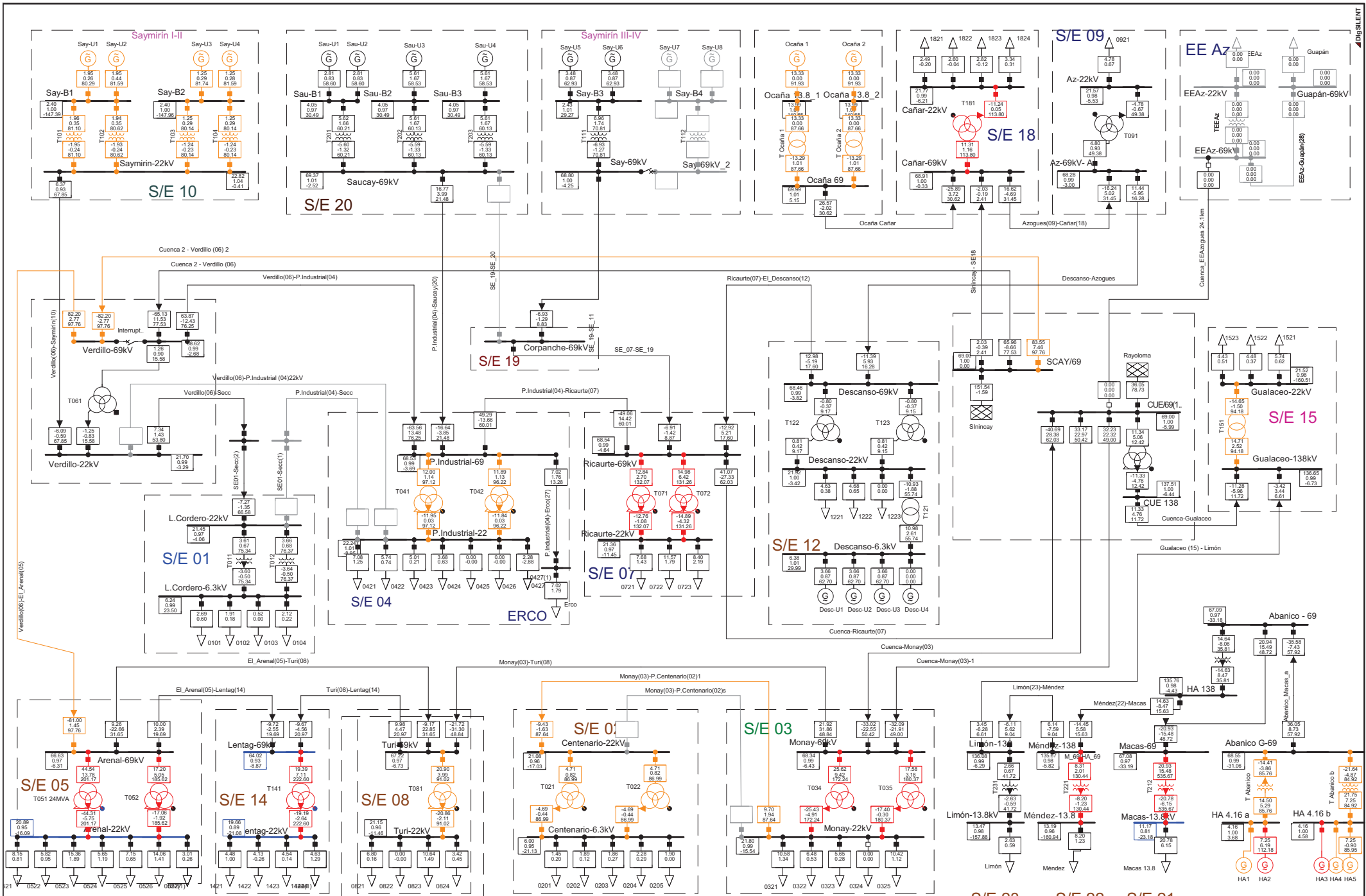


PowerFactory 14.1.3	Project:
	Graphic: CSUR
	Date: 9/17/2014
	Annex:



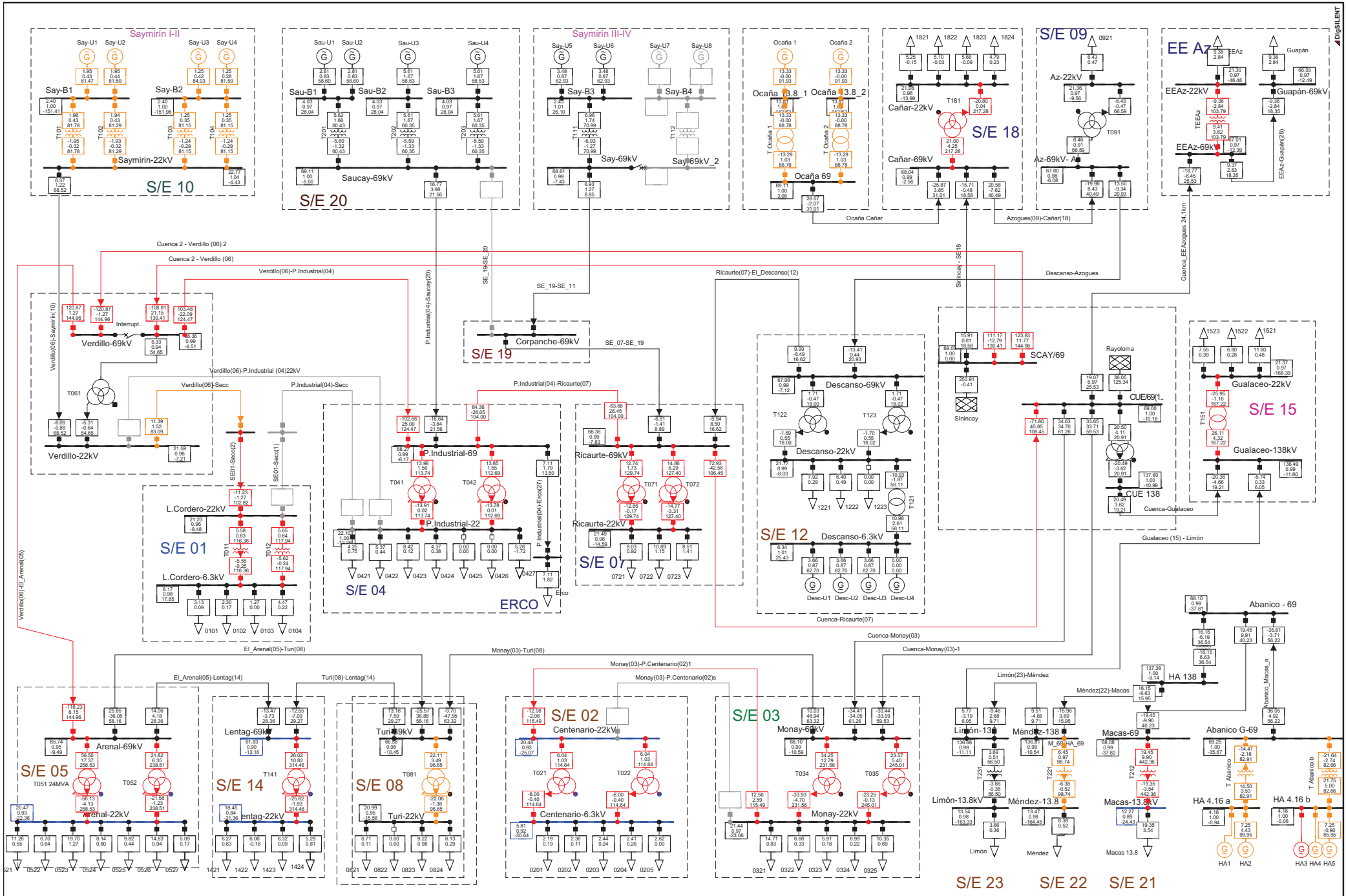
PowerFactory 14.1.3	Project:
	Graphic: CSUR
	Date: 9/29/2014
	Annex:



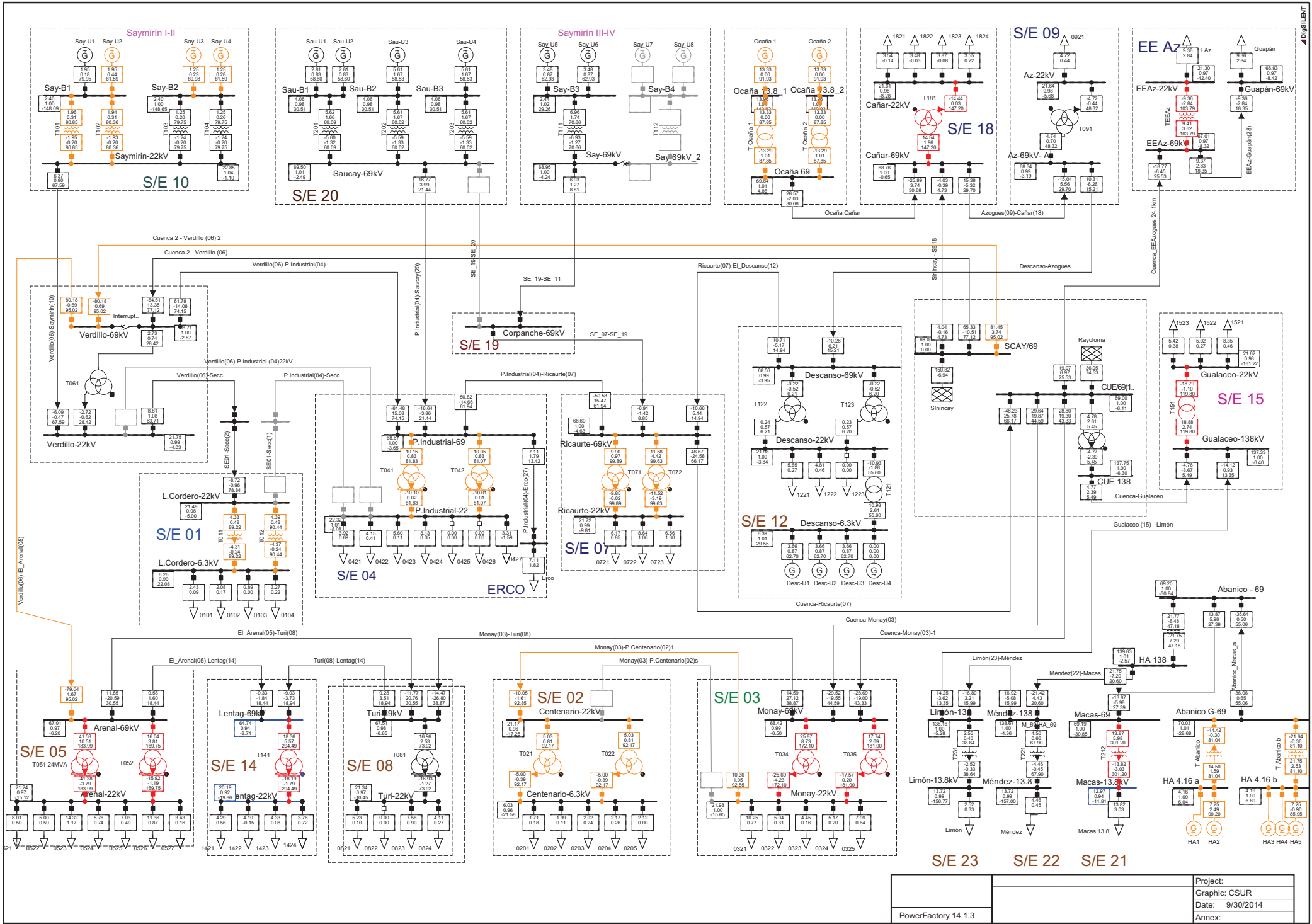


Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	Line
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]	Reactive Power [Mvar]
Voltage, Angle [deg]	Loading [%]	Loading [%]

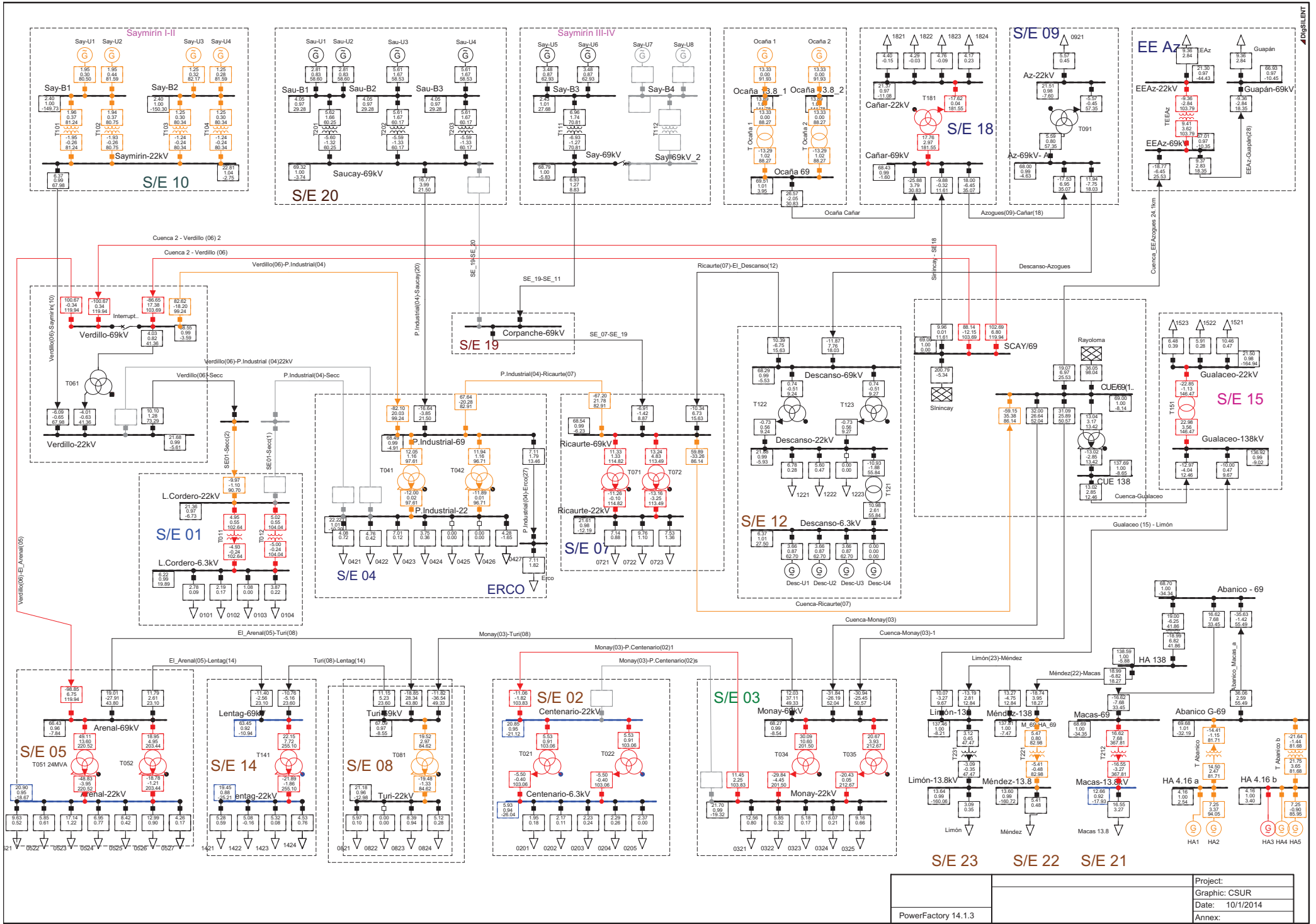
DIS/SILENT

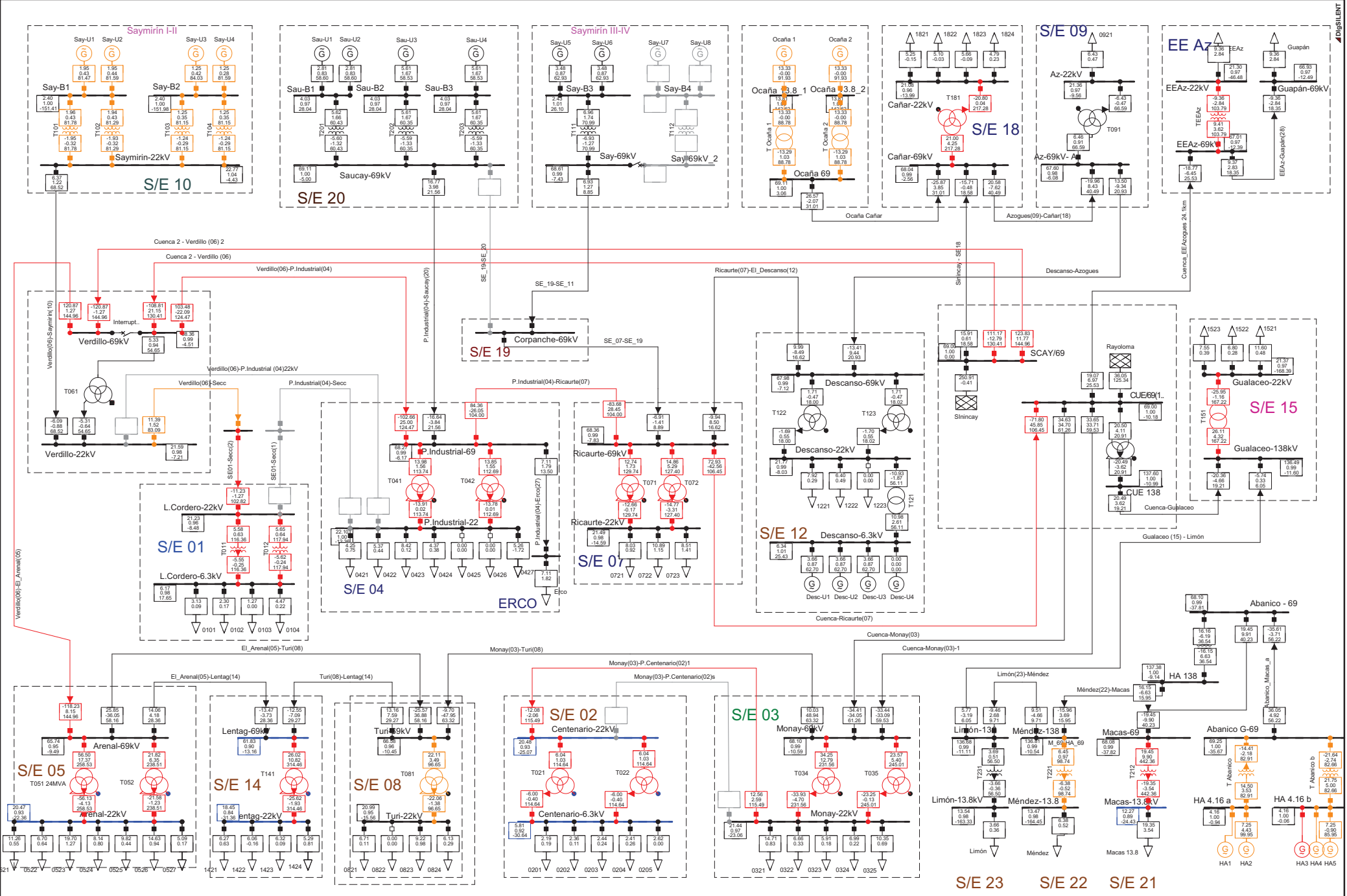


Project:	PowerFactory 14.1.3
Graphic:	CSUR
Date:	10/10/2014
Annex:	



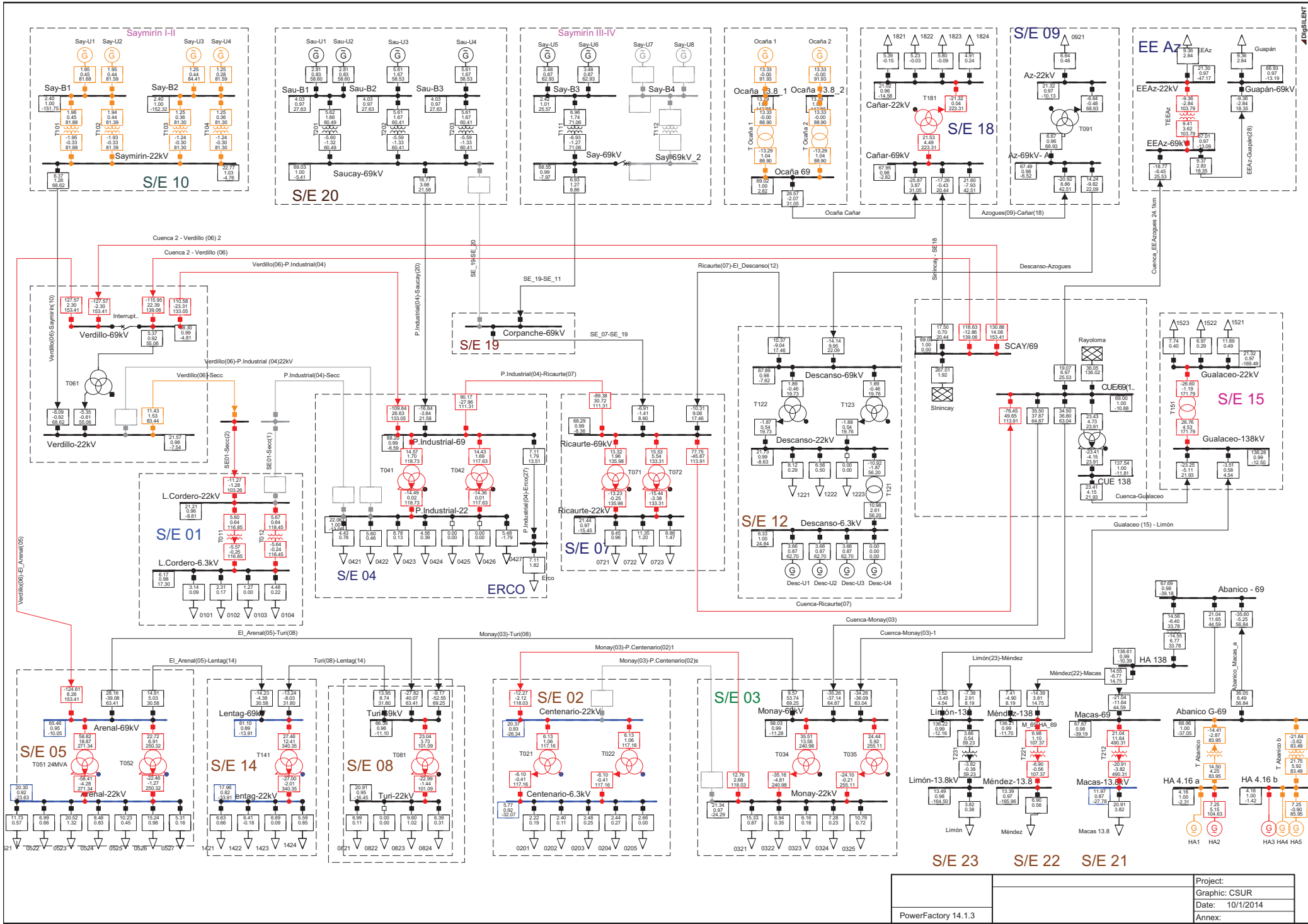
Project:	
Graphic:	CSUR
Date:	9/30/2014
Annex:	

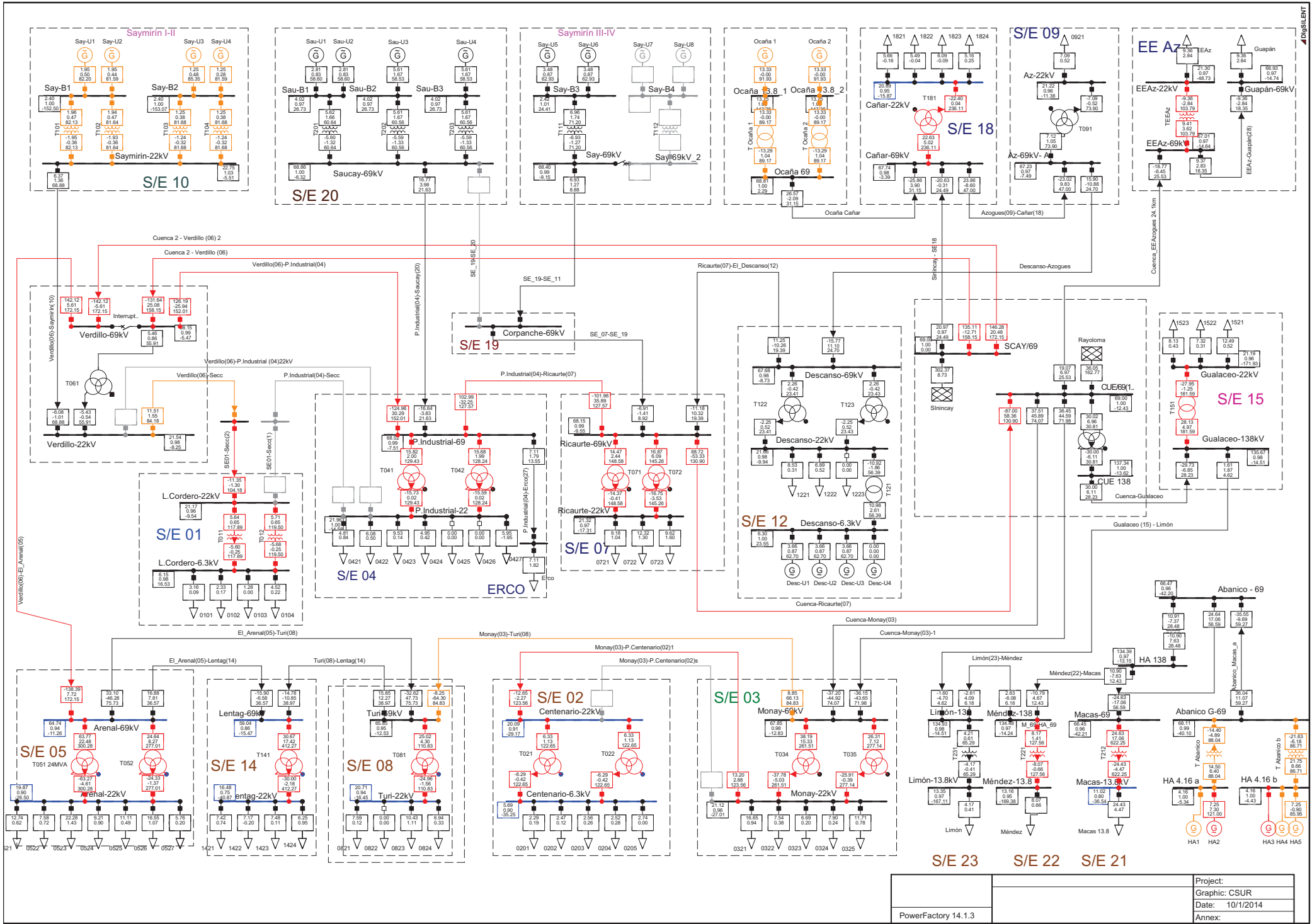


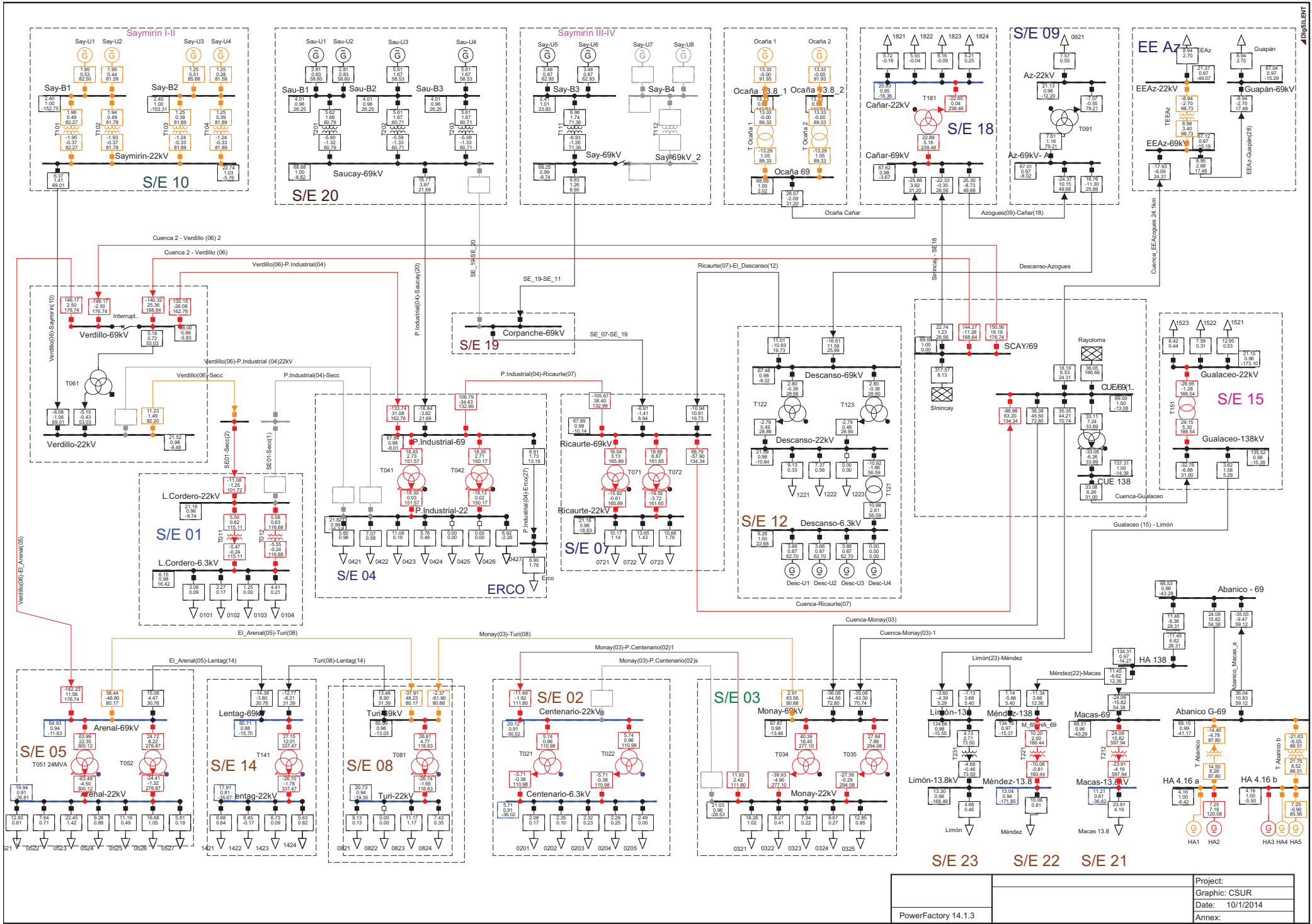


Project:	
Graphic:	CSUR
Date:	10/1/2014
Annex:	

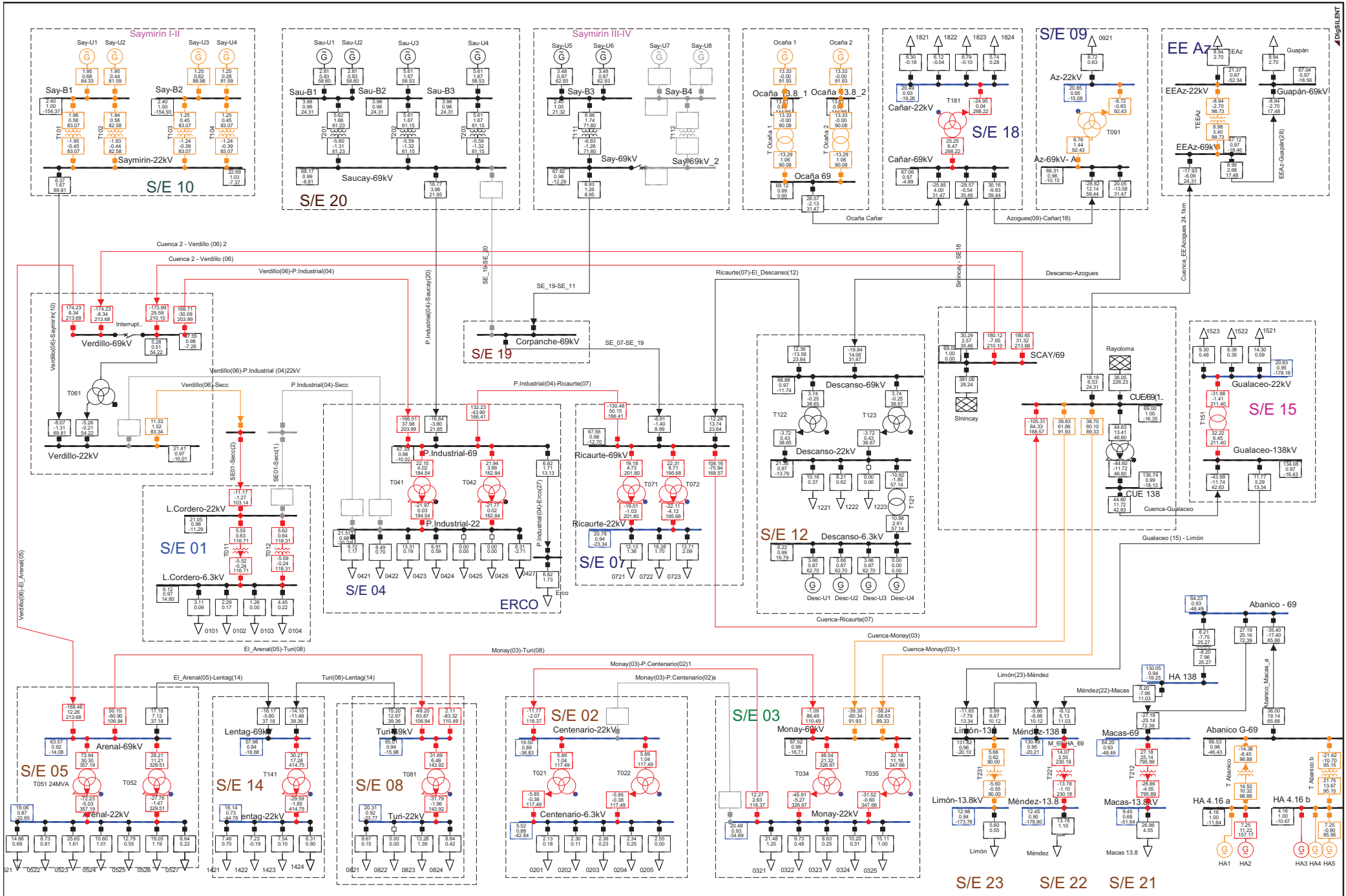
PowerFactory 14.1.3



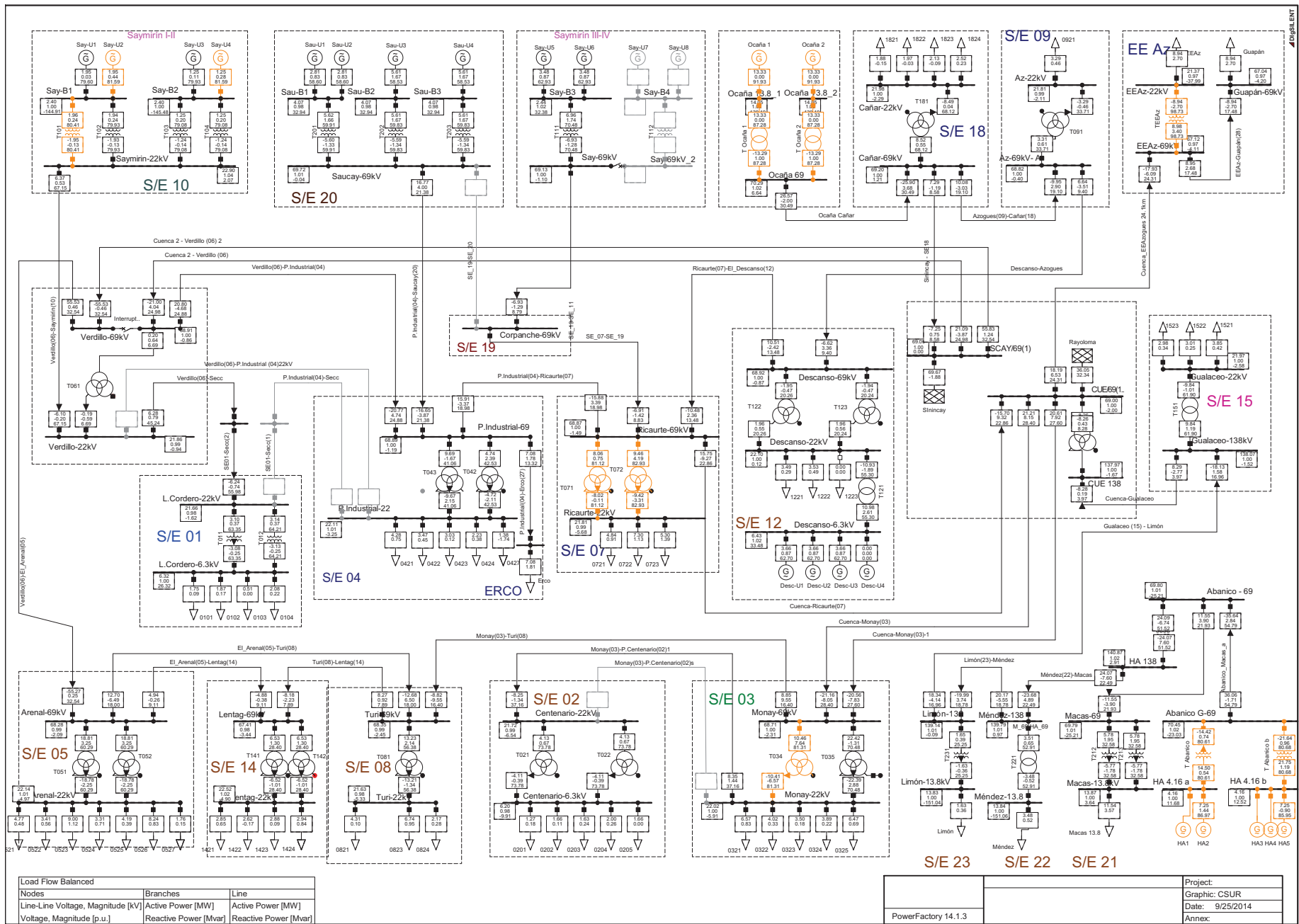




Project:	PowerFactory 14.1.3
Graphic:	CSUR
Date:	10/1/2014
Annex:	

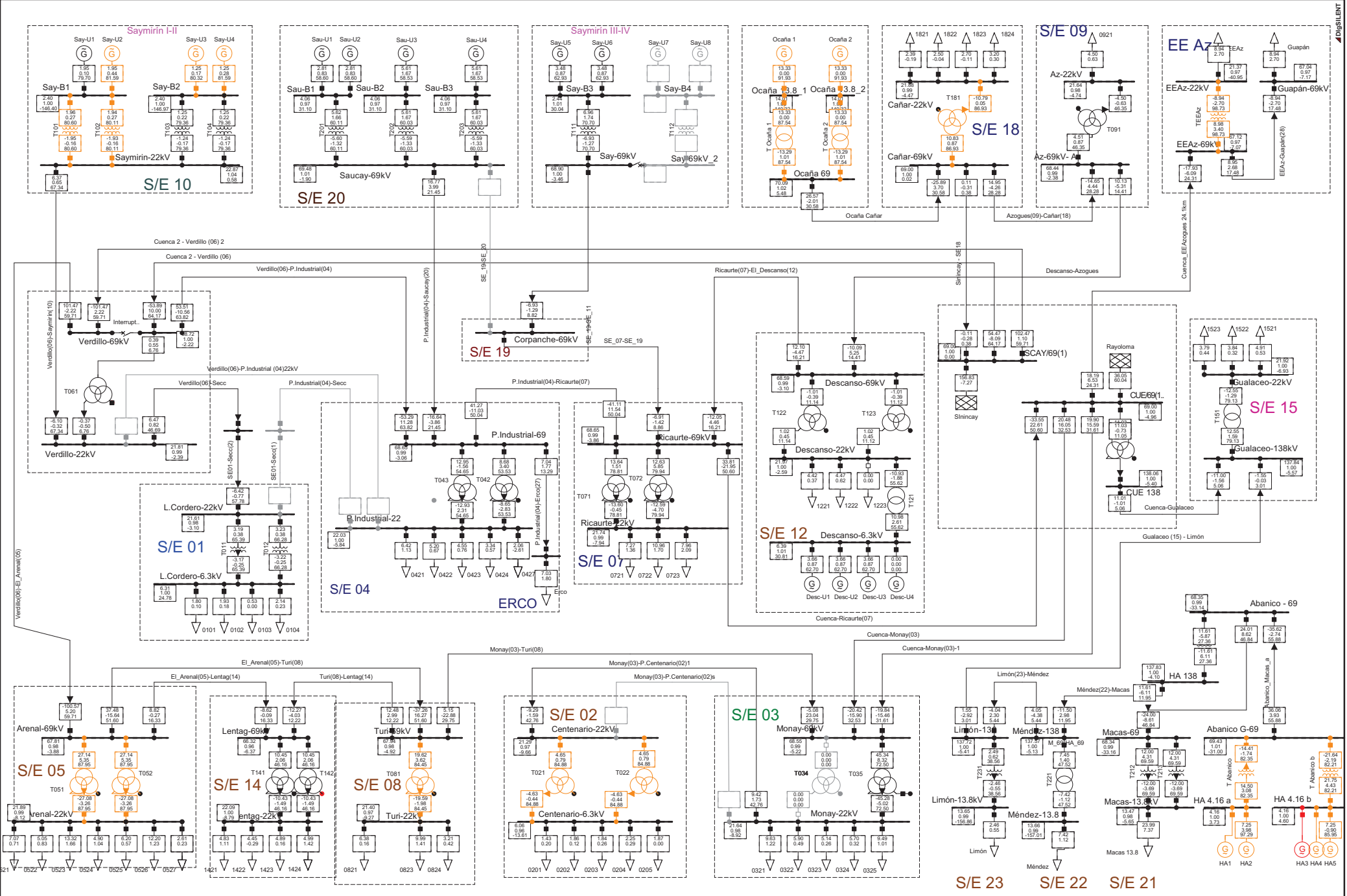


Project:	PowerFactory 14.1.3
Graphic:	CSUR
Date:	10/1/2014
Annex:	



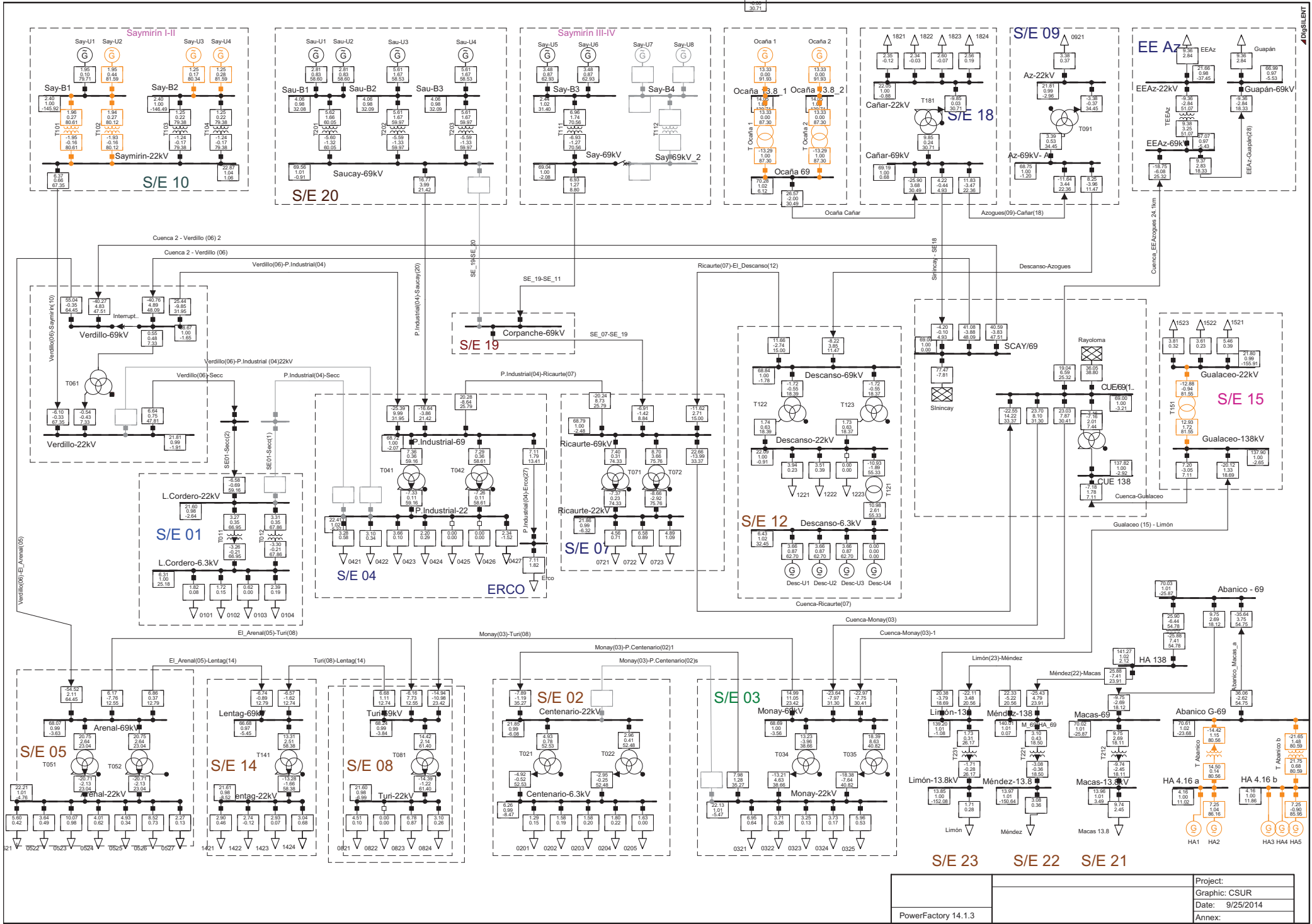
Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	Line
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]	Reactive Power [Mvar]

PowerFactory 14.1.3	Project:	Graphic: CSUR
	Date:	9/25/2014
	Annex:	

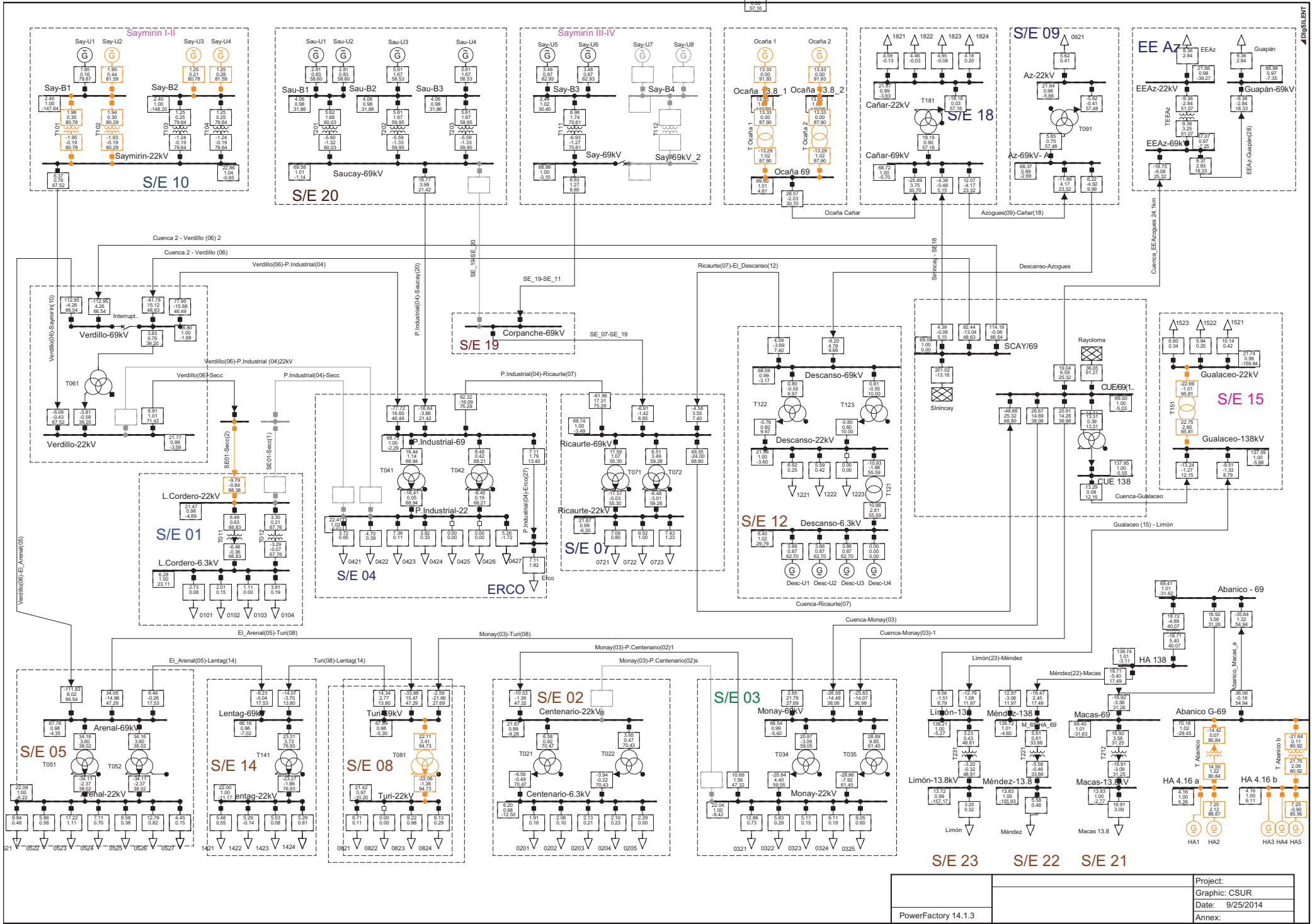


Load Flow Balanced		
Nodes	Branches	Line
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]	Reactive Power [Mvar]

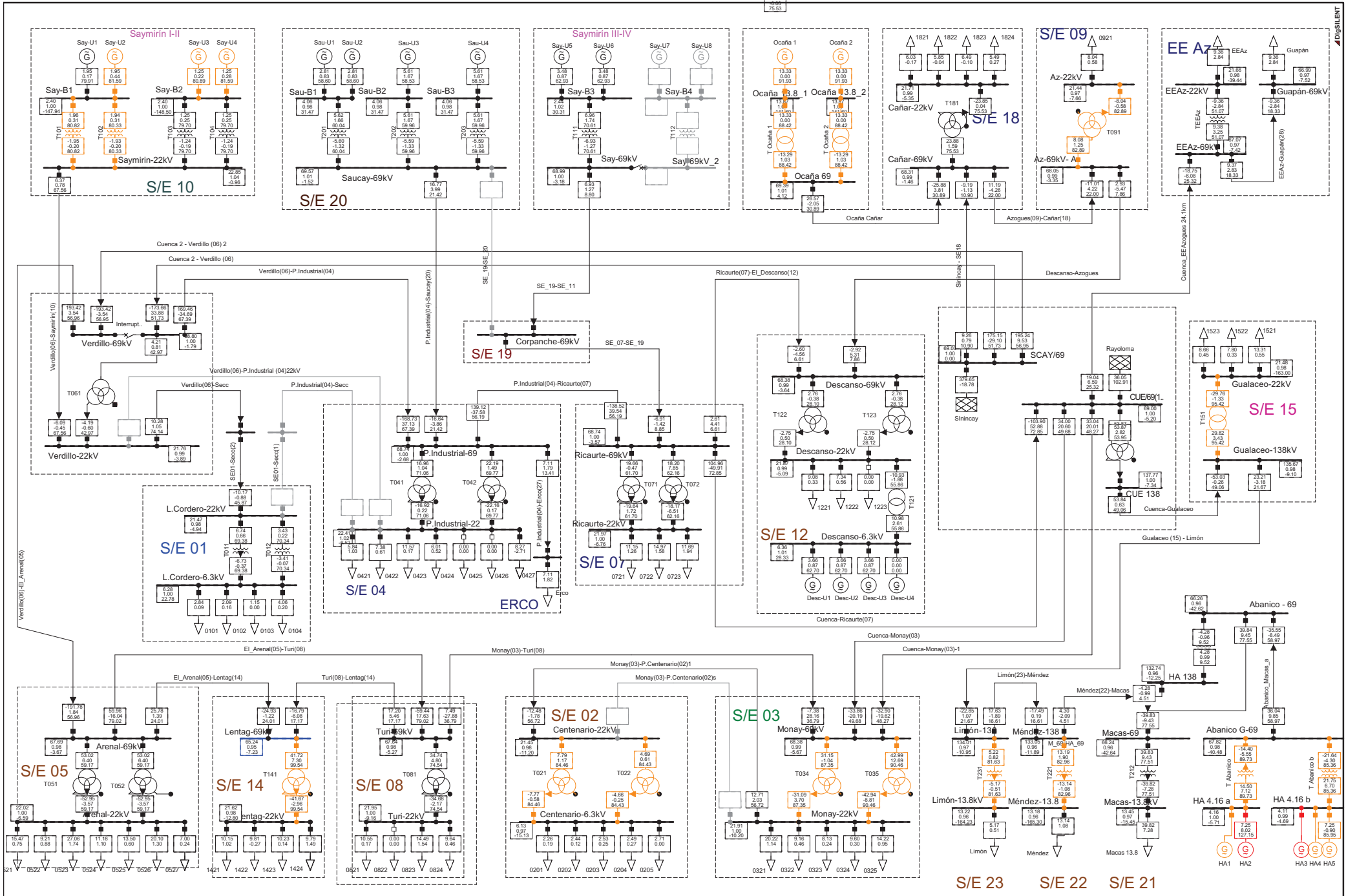
PowerFactory 14.1.3	Project:
	Graphic: CSUR
	Date: 9/25/2014
	Annex:



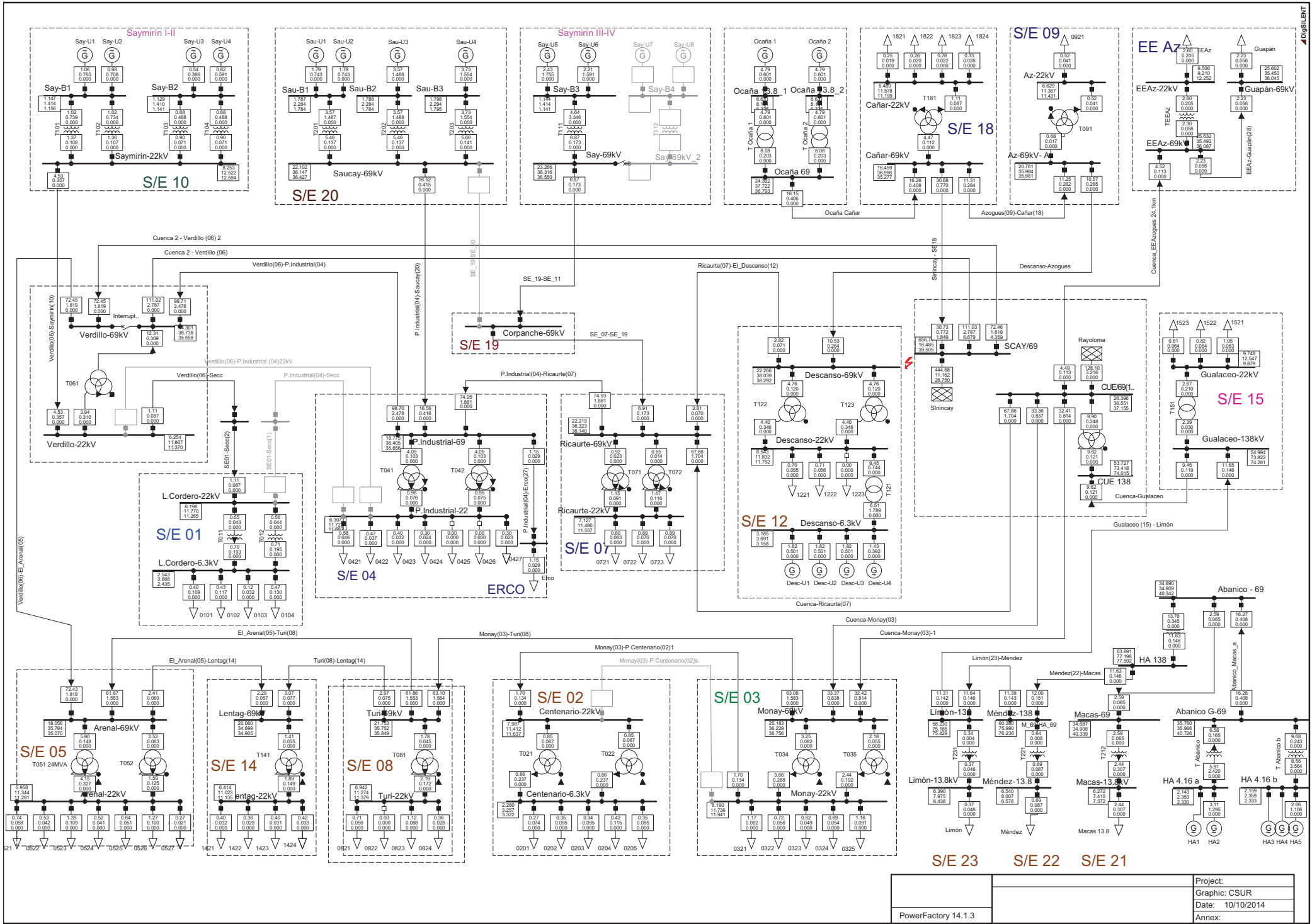
PowerFactory 14.1.3	Project:
	Graphic: CSUR
	Date: 9/25/2014
	Annex:



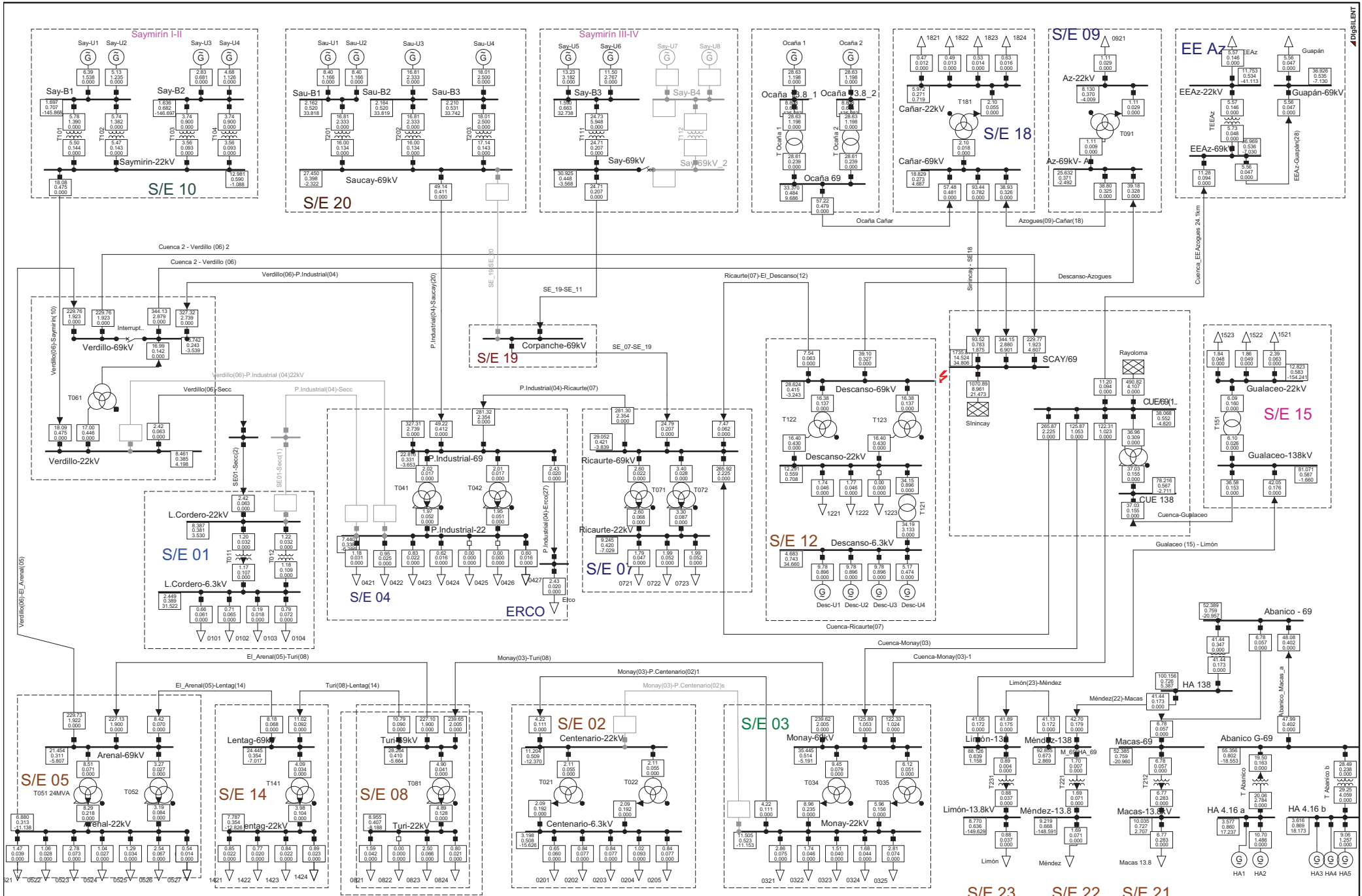
PowerFactory 14.1.3			Project:
			Graphic: CSUR
			Date: 9/25/2014
			Annex:



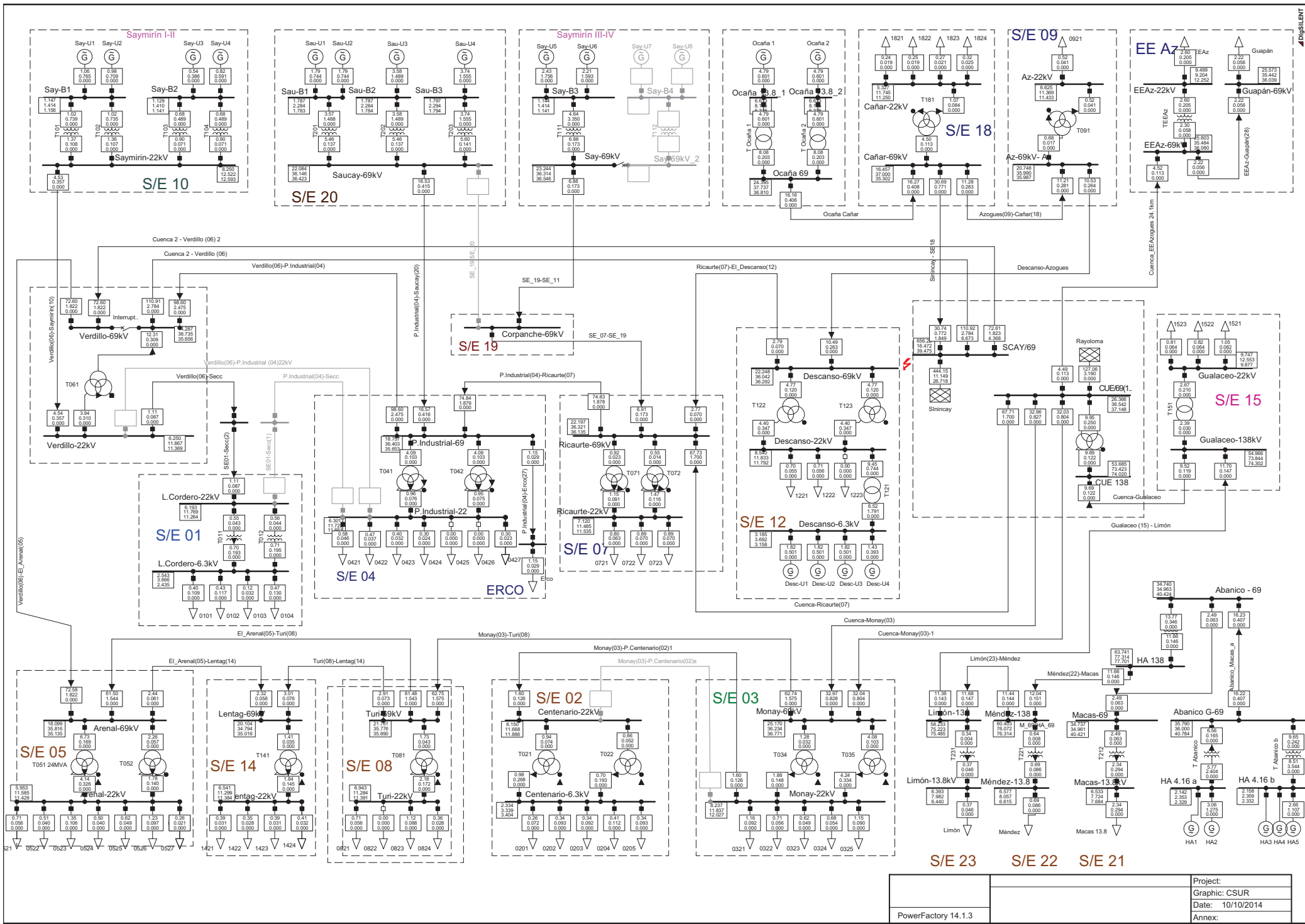
PowerFactory 14.1.3	Project:
	Graphic: CSUR
	Date: 9/25/2014
	Annex:



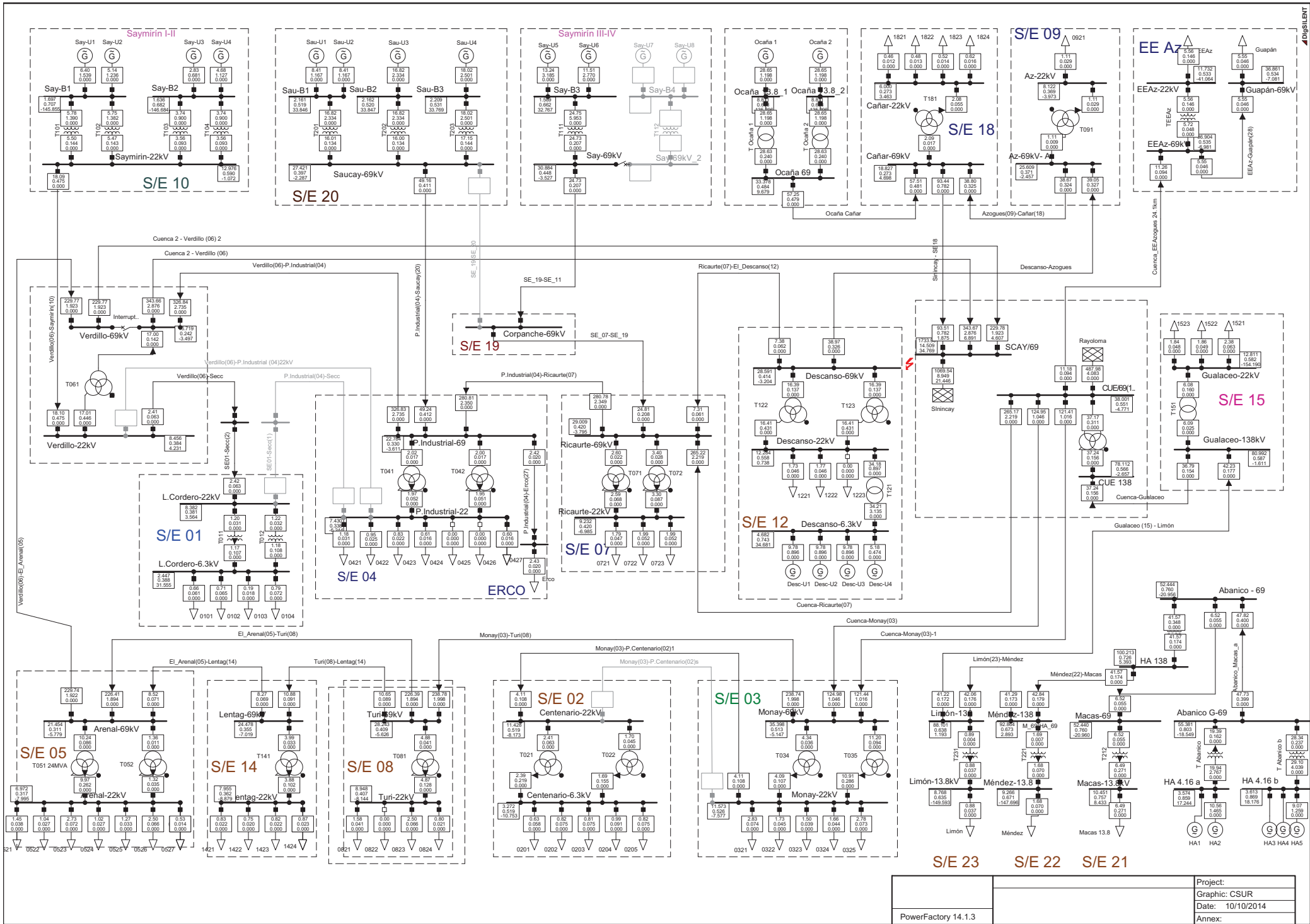
Project:	
Graphic:	CSUR
Date:	10/10/2014
Annex:	



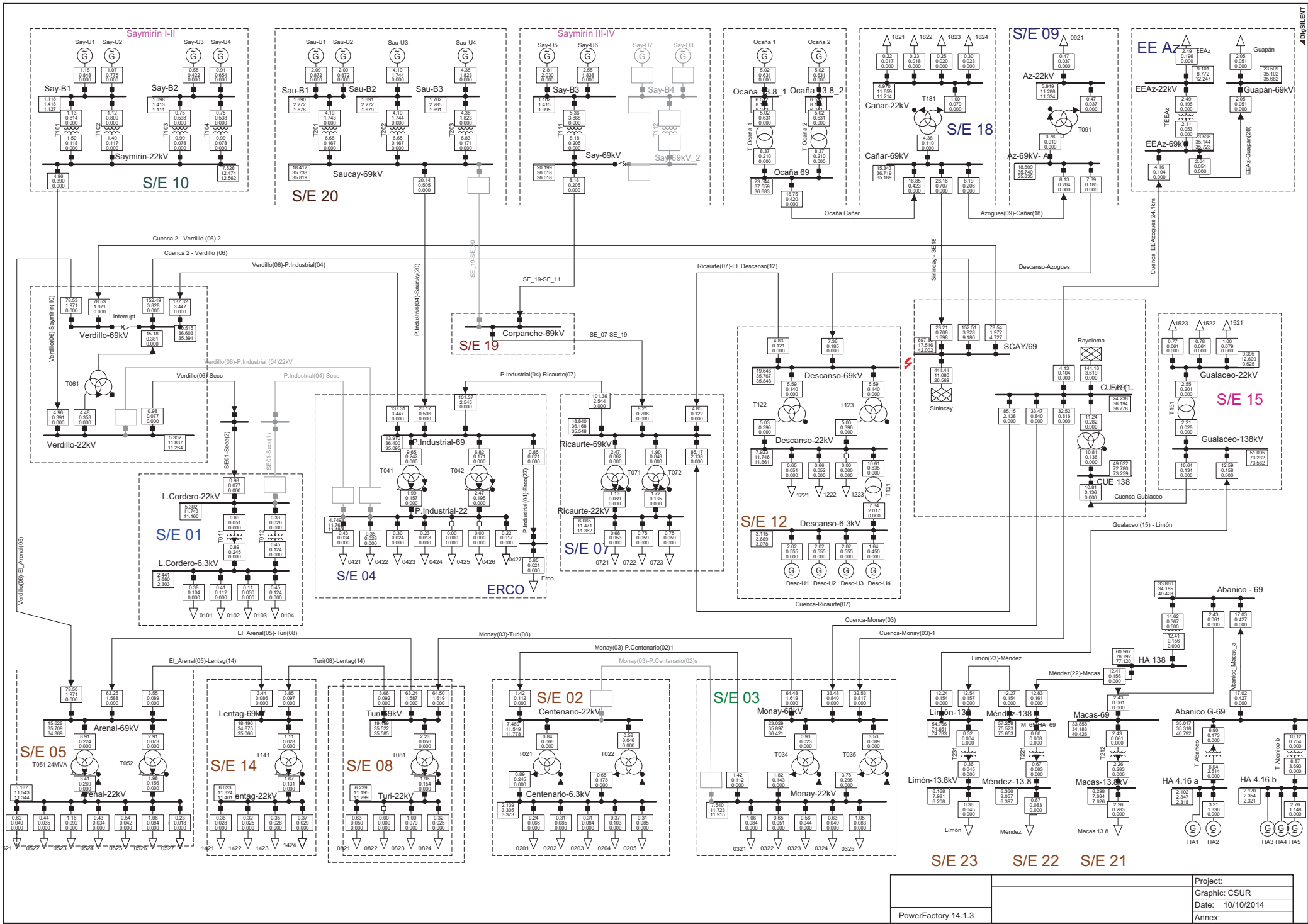
Project:	PowerFactory 14.1.3
Graphic:	CSUR
Date:	10/10/2014
Annex:	



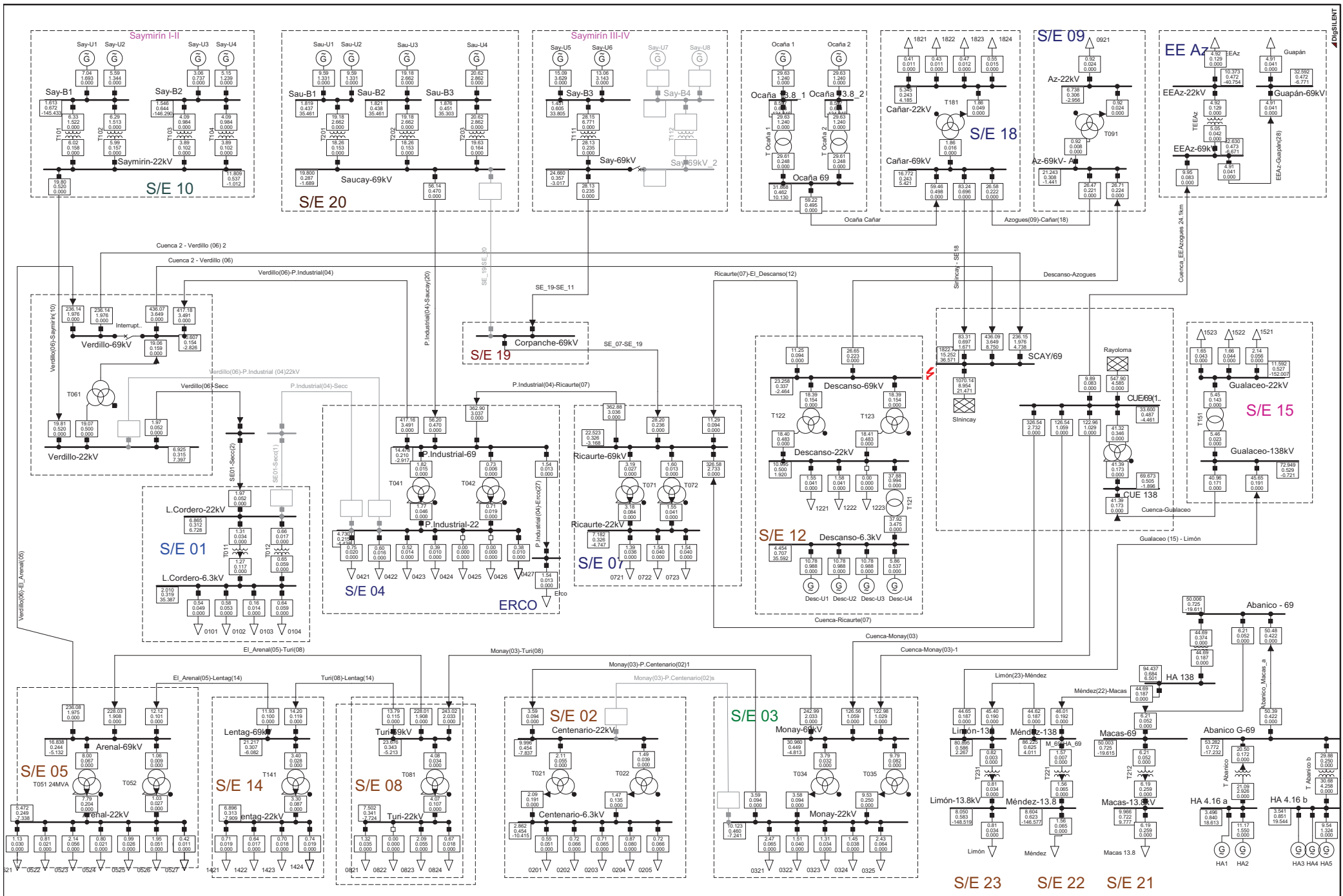
PowerFactory 14.1.3	Project:
	Graphic: CSUR
	Date: 10/10/2014
	Annex:



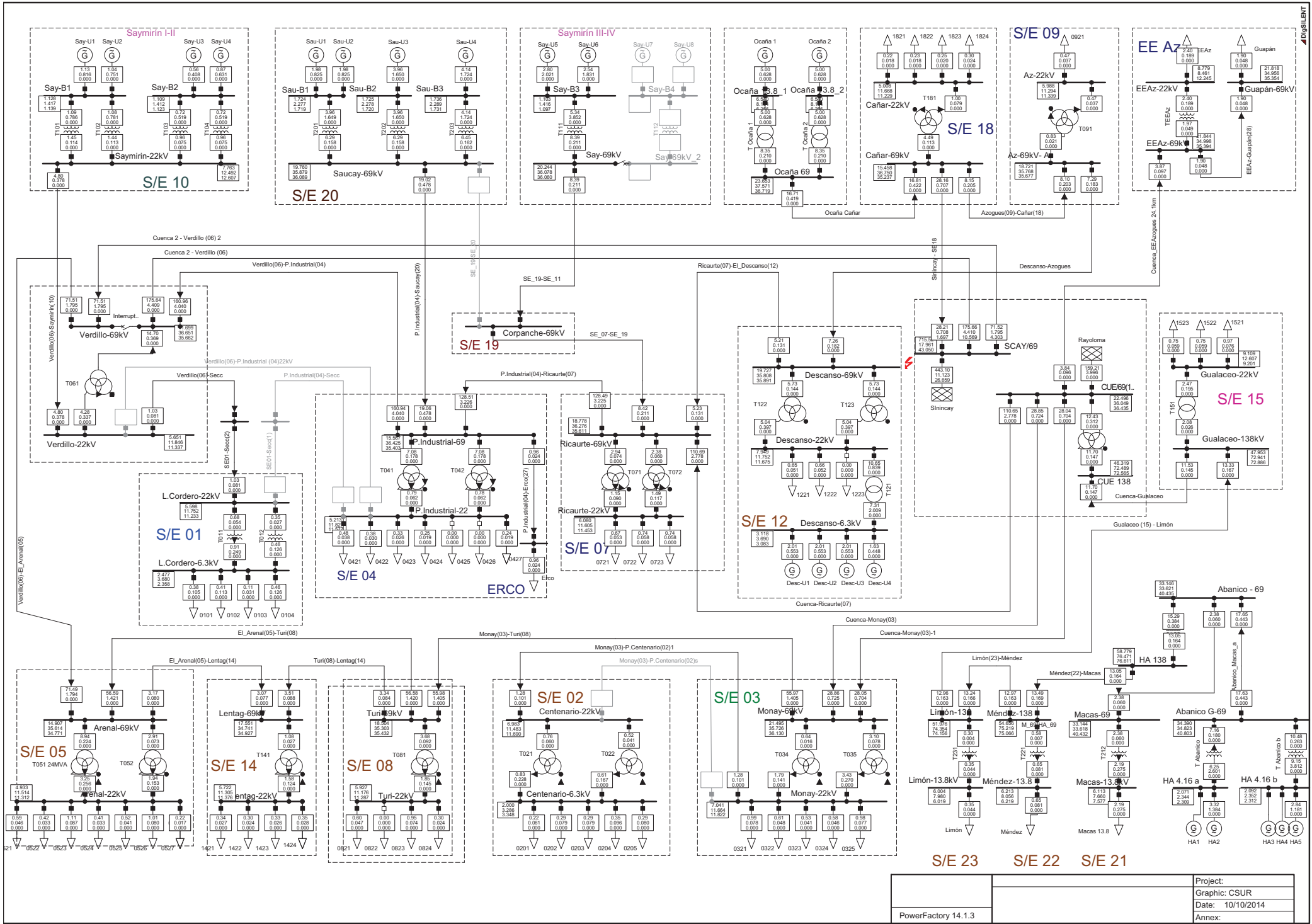
PowerFactory 14.1.3			Project:
			Graphic: CSUR
			Date: 10/10/2014
			Annex:



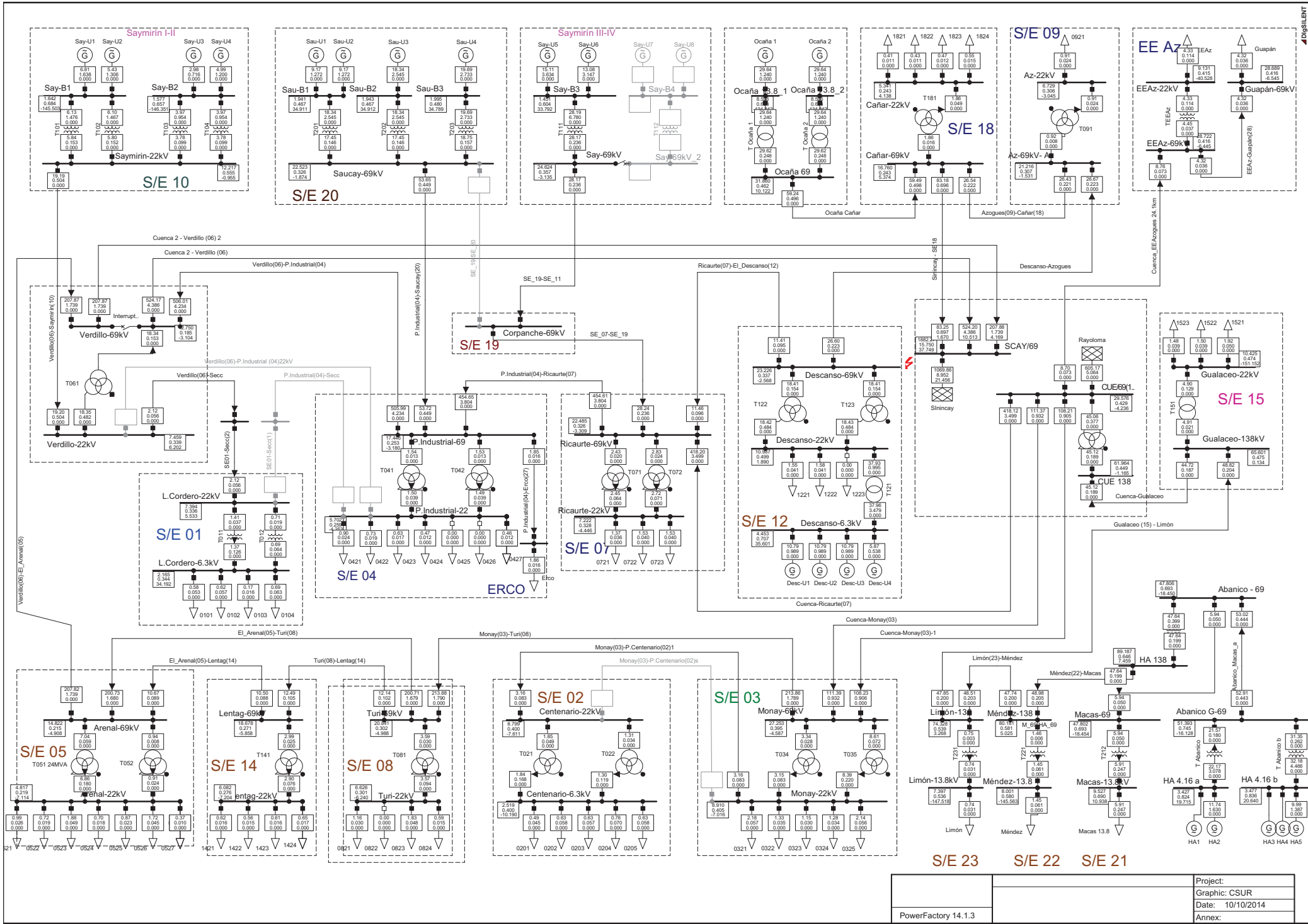
Project:	PowerFactory 14.1.3
Graphic:	CSUR
Date:	10/10/2014
Annex:	



Project:	PowerFactory 14.1.3
Graphic:	CSUR
Date:	10/10/2014
Annex:	



Project:	PowerFactory 14.1.3
Graphic:	CSUR
Date:	10/10/2014
Annex:	



Project:	PowerFactory 14.1.3
Graphic:	CSUR
Date:	10/10/2014
Annex:	