

## **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

**ESTUDIO DE PLANIFICACIÓN A CORTO Y A MEDIANO  
PLAZO DE LA S/E's DE DISTRIBUCIÓN: S/E CARAYACA EN  
12,47kV, S/E LONGA ESPAÑA EN 12,47kV Y S/E LA SABANA EN  
8,3kV DE CORPOELEC, REGIÓN VARGAS**

Presentado ante la ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
por el Br. Félix D. López F.  
para optar al Título de  
Ingeniero Electricista

Caracas, 2011

## **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

### **ESTUDIO DE PLANIFICACIÓN A CORTO Y A MEDIANO PLAZO DE LA S/E's DE DISTRIBUCIÓN: S/E CARAYACA EN 12,47kV, S/E LONGA ESPAÑA EN 12,47kV Y S/E LA SABANA EN 8,3kV DE CORPOELEC, REGIÓN VARGAS**

Prof. Guía: Ing. José Mora  
Tutor Industrial: Ing. Giovanni Bossa

Presentado ante la ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
por el Br. Félix D. López F.  
para optar al Título de  
Ingeniero Electricista

Caracas, 2011

## CONSTANCIA DE APROBACIÓN

Caracas, 07 de junio de 2011

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Félix D. López F., titulado:

**“ESTUDIO DE PLANIFICACIÓN A CORTO Y A MEDIANO PLAZO DE LA  
S/E’s DE DISTRIBUCIÓN: S/E CARAYACA EN 12, 47 kV, S/E LONGA  
ESPAÑA EN 12,47 kV Y S/E LA SABANA EN 8,3 kV DE CORPOELEC  
REGIÓN VARGAS”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Electricista en la mención de Potencia, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.

  
Prof. José Moronta  
Jurado

  
Prof. José Pérez  
Jurado

  
Prof. José Mora  
Prof. Guía

## DEDICATORIA

*A Rosa Albina*

*A Félix María*

*A Fray Junípero*

...Félix Daniel López F.

## **RECONOCIMIENTOS Y AGRADECIMIENTOS**

A mi familia y amigos, los cuales fueron parte importante para la realización de este trabajo.

**López F., Félix D.**

**ESTUDIO DE PLANIFICACIÓN A CORTO Y A MEDIANO PLAZO DE LAS S/E's DE DISTRIBUCIÓN: S/E CARAYACA EN 12,47kV, S/E LONGA ESPAÑA EN 12,47kV Y S/E LA SABANA EN 8,3kV, DE CORPOELEC, REGIÓN VARGAS.**

**Prof. Guía: Ing. José Mora. Tutor Industrial: Ing. Giovanni Bossa. Tesis. Caracas. U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ingeniero Electricista. Opción: Potencia: Institución: CORPOELEC. 2011. 120H+204 Anexos.**

**Palabras claves:** Estudio de Planificación; Estimación de Demanda; Anteproyectos de adecuación; Condiciones de operación.

**Resumen:** Se plantea el estudio de Planificación a Corto y a Mediano plazo de las Subestaciones de Distribución Longa España y Carayaca en 12,47 kV y La Sabana en 8,3 kV en el estado Vargas, con la finalidad de elaborar estrategias de solución que superen las deficiencias detectadas en los circuitos que son objeto de estudio. Este trabajo se realiza en base a los Manuales de Procedimientos que para estudios de Planificación a Corto y a Mediano plazo, posee CORPOELEC y utilizando las herramientas computacionales aportadas por esta Corporación: PSS/ADEPT, ASP, SIGRED, SIMIP y Presupuesto Estimado. La metodología consiste en tres (3) fases: (1) Recopilación de Información a través de fuentes diversas y estudios en el sitio; (2) Aplicación Práctica: construcción de esquemas digitales, estimación de demanda eléctrica, simulación de flujo de carga en estado actual, definición de escenarios y simulación de flujo de carga de acuerdo a estos escenarios; (3) Elaboración de Anteproyectos con sus respectivos análisis técnico-económicos. La concreción de estas propuestas de solución, permitirá una mejor distribución de la carga servida de los circuitos y en algunos de ellos, el mejoramiento de su capacidad de carga.

## INDICE GENERAL

<b>CONSTANCIA DE APROBACIÓN</b> .....	iii
<b>DEDICATORIA</b> .....	iv
<b>RECONOCIMIENTOS Y AGRADECIMIENTOS</b> .....	v
<b>RESUMEN</b> .....	vi
<b>LISTA DE TABLAS</b> .....	x
<b>LISTA DE GRÁFICAS</b> .....	xii
<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	xiii
<b>LISTA DE SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS</b> .....	xiv
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	1
<b>CAPÍTULO I</b> .....	4
1. TEMA DE LA INVESTIGACIÓN.....	4
1.1 Planteamiento del problema.....	4
1.2 Objetivo General.....	5
1.3 Objetivos específicos .....	5
<b>CAPÍTULO II</b> .....	6
2. DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA .....	6
2.1 La Corporación Eléctrica Nacional S.A (CORPOELEC) .....	6
2.2 Misión, Visión y Valores de CORPOELEC [8] .....	7
<b>CAPÍTULO III</b> .....	10
3. MARCO TEÓRICO.....	10
3.1 Sistema de distribución: definición y parámetros.....	10
<b>CAPÍTULO IV</b> .....	15
4. ESTUDIOS DE PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ...	15
4.1 Planificación a corto plazo o planificación operativa [22] .....	15
4.2 Planificación a mediano plazo [23] .....	18

4.3	Criterios utilizados por la empresa en estudios de planificación [24] .....	18
<b>CAPÍTULO V</b>	.....	25
5.	ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA.....	25
5.1	Introducción .....	25
5.2	Estimación de la demanda. Métodos utilizados.....	28
<b>CAPÍTULO VI</b>	.....	38
6.	METODOLOGÍA .....	38
6.1	Introducción .....	38
6.2	<b>Fase 1.</b> Recopilación de información .....	38
6.3	<b>Fase 2.</b> Aplicación práctica .....	47
6.4	<b>Fase 3.</b> Elaboración de propuestas. ....	53
<b>CAPÍTULO VII</b>	.....	56
7.	ESTUDIO DE LOS CIRCUITOS DE LA SUBESTACIÓN LONGA ESPAÑA. ....	56
7.1	Descripción de la subestación.....	56
7.2	Características de los circuitos de la subestación. ....	57
7.3	Estado actual de los circuitos de la subestación Longa España.....	59
7.4	Estimación de demanda eléctrica.....	62
<b>CAPÍTULO VIII</b>	.....	65
8.	ESTUDIO DE LOS CIRCUITOS DE LA SUBESTACIÓN CARAYACA.....	65
8.1	Descripción de la subestación.....	65
8.2	Características de los circuitos de la subestación. ....	66
8.3	Estado actual de los circuitos de la subestación Carayaca.....	68
8.4	Estimación de demanda eléctrica.....	72
<b>CAPÍTULO IX</b>	.....	74
9.	ESTUDIO DE LOS CIRCUITOS DE LA SUBESTACIÓN LA SABANA.....	74
9.1	Descripción de la subestación.....	74
9.2	Características de los circuitos de la subestación. ....	75
9.3	Estado actual de los circuitos de la subestación La Sabana.....	76
9.4	Estimación de demanda eléctrica.....	80

<b>CAPÍTULO X</b> .....	82
10. ANÁLISIS Y PLANTEAMIENTO DE ESTRATEGIAS.....	82
10.1 Introducción.....	82
10.2 Escenario 1.....	82
10.3 Escenario 2.....	88
10.4 Escenario 3.....	91
10.5 Escenario 4.....	95
<b>CONCLUSIONES</b> .....	100
<b>RECOMENDACIONES</b> .....	102
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b> .....	104
<b>BIBLIOGRAFÍAS</b> .....	107
<b>GLOSARIO</b> .....	111
<b>ANEXOS</b> .....	<b>¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.</b>

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Criterio de caída de tensión máxima.....	19
Tabla 2. Soluciones de acuerdo al criterio de planificación violado.....	54
Tabla 3. Características de las unidades de transformación.....	56
Tabla 4. Componentes característicos de los circuitos.....	57
Tabla 5. Cargas conectadas por circuito. ....	57
Tabla 6. Sectores que alimentan los circuitos de la subestación Longa España. ....	58
Tabla 7. Interconexiones entre circuitos. ....	58
Tabla 8. Demanda eléctrica máxima en estado actual por circuitos para el año 2009	59
Tabla 9. Indicadores de condiciones de operación de los circuitos de la S/E Longa España.....	60
Tabla 10. Tensión de los circuitos de la S/E Longa España. ....	60
Tabla 11. Pérdidas activas y reactivas de los circuitos de la S/E Longa España. ....	61
Tabla 12. Resumen de métodos seleccionados para la S/E y circuitos de Longa España.....	63
Tabla 13. Tabla de porcentaje de la tasa de crecimiento de la estimación de demanda eléctrica para la S/E y circuitos de Longa España. ....	64
Tabla 14. Características de las unidades de transformación.....	65
Tabla 15. Componentes característicos de los circuitos.....	66
Tabla 16. Cargas conectadas por circuito. ....	66
Tabla 17. Sectores que alimentan los circuitos de la subestación Carayaca. ....	67
Tabla 18. Interconexiones entre circuitos. ....	67
Tabla 19. Demanda eléctrica máxima en estado actual por circuitos para el año 2009. .....	68
Tabla 20. Indicadores de condiciones de operación de los circuitos de la S/E Carayaca.....	69
Tabla 21. Tensión de los circuitos de la S/E Carayaca. ....	69
Tabla 22. Pérdidas activas y reactivas de los circuitos de la S/E Carayaca. ....	70
Tabla 23. Resumen de métodos seleccionados para la S/E y circuitos de Carayaca. .	72

Tabla 24. Tabla de porcentaje de la tasa de crecimiento de la estimación de demanda eléctrica para la S/E y circuitos de Carayaca. ....	73
Tabla 25. Características de las unidades de transformación. ....	74
Tabla 26. Componentes característicos de los circuitos. ....	75
Tabla 27. Cargas conectadas por circuito. ....	75
Tabla 28 . Sectores que alimentan los circuitos de la subestación La Sabana. ....	76
Tabla 29. Interconexiones entre circuitos. ....	76
Tabla 30. Demanda eléctrica máxima en estado actual por circuitos para el año 2009 .....	76
Tabla 31. Indicadores de condiciones de operación de los circuitos de la S/E La Sabana. ....	77
Tabla 32. Tensión de los circuitos de la S/E´s La Sabana y Chuspa. ....	77
Tabla 33. Pérdidas activas y reactivas de los circuitos de la S/E´s La Sabana y Chuspa. ....	78
Tabla 34. Resumen de métodos seleccionados para la S/E y circuitos de La Sabana y Chuspa. ....	80
Tabla 35. Tabla de porcentaje de la tasa de crecimiento de la estimación de demanda eléctrica para la S/E y circuitos de La Sabana y Chuspa. ....	81
Tabla 36. Indicadores de los circuitos en estudio. ....	84
Tabla 37 . Tensión de los circuitos en estudio. ....	85
Tabla 38. Pérdidas activas y reactivas de los circuitos en estudio. ....	85
Tabla 39. Circuitos que violan los criterios de planificación. ....	88
Tabla 40. Anteproyectos posibles de ejecutar de acuerdo a la evaluación de comportamiento. ....	89
Tabla 41. Resumen de anteproyectos escogidos con la inversión total de ejecución. ....	90
Tabla 42. Circuitos que violan los criterios de planificación. ....	92
Tabla 43. Anteproyectos posibles de ejecutar de acuerdo a la evaluación de comportamiento. ....	93
Tabla 44. Resumen de anteproyectos seleccionados con la inversión total de ejecución. ....	94
Tabla 45. Anteproyectos posibles de ejecutar de acuerdo a la evaluación de comportamiento para CRY_A02 y CRY_A03. ....	98
Tabla 46. Resumen de anteproyectos escogidos para su ejecución con la inversión total. ....	99

## LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 1 . Tensión de los circuitos de la S/E Longa España según criterio de planificación.....	61
Gráfica 2. Pérdidas activas y reactivas de los circuitos de la S/E Longa España. ....	62
Gráfica 3. Capacidad de los conductores de los circuitos de la S/E Longa España....	62
Gráfica 4. Capacidad firme de la S/E Longa España. ....	64
<b>Gráfica 5. Tensión de los circuitos de la S/E Carayaca según criterio de planificación. ....</b>	<b>70</b>
Gráfica 6. Pérdidas activas y reactivas de los circuitos de la S/E Longa España. ....	71
<b>Gráfica 7. Capacidad de los conductores de los circuitos de la S/E Carayaca. ....</b>	<b>71</b>
Gráfica 8. Capacidad firme de la S/E Carayaca. ....	73
<b>Gráfica 9. Tensión de los circuitos de la S/E´s La Sabana y Chuspa según criterio de planificación.....</b>	<b>78</b>
Gráfica 10. Pérdidas activas y reactivas de los circuitos de la S/E´s La Sabana y Chuspa. ....	79
<b>Gráfica 11. Capacidad de los conductores de los circuitos de la S/E´s La Sabana y Chuspa. ....</b>	<b>79</b>
Gráfica 12. Capacidad firme de la S/E La Sabana. ....	81
Gráfica 13. Tensión de los circuitos en estudio. ....	85
Gráfica 14. Pérdidas activas y reactivas de los circuitos en estudio. ....	86
Gráfica 15. Capacidad de los conductores de los circuitos en estudio.....	87

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Organigrama de CORPOELEC. ....	9	
Figura 2. Capacidad de carga de conductores. ....	20	
Figura 3. Distribución de carga e interconexiones de un circuito primario. ....	23	
Figura 4. Esquema de recuperación de la carga de un circuito fallado. ....	23	
Figura 5. Ausencia de un dato en la serie. ....	42	
Figura 6. Ausencia de un grupo de datos en la serie. ....	42	
Figura 7. Predicciones parciales para completar la serie. ....	43	
Figura 8. Aparición de un valor no representativo. ....	44	
Figura 9. Traspaso temporal de carga	Figura 10. Traspaso permanente de carga.....	45
Figura 11. Leyenda de capacidad de los conductores de acuerdo al ASP. ....	47	

## LISTA DE SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS

- %  $\Delta V_{\max}$ :** Porcentaje de caída de tensión máxima.
- .dat:** Extensión de archivos de datos.
- .pri:** Extensión de archivos del programa ASP.
- $\epsilon$ :** Fluctuaciones aleatorias.
- ADEPT:** Advanced Distribution Engineering Productivity Tool (Herramienta Avanzada de Productividad en Ingeniería de Distribución Eléctrica).
- AL:** Aluminio.
- ASP:** Análisis de Sistemas de Potencia.
- C:** Ciclos Seculares.
- CD:** Cable de Distribución.
- CHP:** Chuspa.
- CMS:** Conexión modular de seccionamiento.
- CORPOELEC:** Corporación Eléctrica Nacional.
- CRY:** Carayaca.
- CU:** Cobre.
- EDC:** Electricidad de Caracas.
- ID:** Interruptor de distribución.
- kV:** Kilovoltios.
- kVA:** Kilovoltio-amperio.
- kVAr:** Kilovoltio-amperio reactivo.
- LD:** Línea de distribución.
- LOE:** Longa España.
- LSB:** La Sabana.
- mts:** Metro.
- MCM:** Mil Circular Mil.
- MPPEE:** Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica.

**MPPEP:** Ministerio del Poder Popular para la Energía y el Petróleo.

**MVA:** Megavoltio-amperio.

**PCR:** Picure.

**PD:** Protección de Distribución.

**PIB:** Producto Interno Bruto

**PLT:** Polietileno.

**pu:** Por unidad.

**S:** Efectos de temporada o estacionalidad.

**S/E:** Subestación.

**S/E's:** Subestaciones.

**SCADA:** Supervisory Control And Data Acquisition (Supervisión Control y Adquisición de Datos).

**SIMIP:** Sistema Integrado de Mantenimiento de la Información de los Planos.

**SIGRED:** Sistema de Información Geográfica de la Red.

**SOD:** Sistema de Operación de Distribución.

**T:** Tendencia global.

**UCV:** Universidad Central de Venezuela

## INTRODUCCIÓN

La realización de este trabajo responde a la exigencia académica de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Central de Venezuela para optar al título de Ingeniero Electricista. Lo hemos denominado ESTUDIO DE PLANIFICACIÓN A CORTO Y A MEDIANO PLAZO DE LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN LONGA ESPAÑA Y CARAYACA EN 12,47 kV Y LA SABANA EN 8,3 kV, DE LA CORPORACIÓN ELÉCTRICA NACIONAL S.A (CORPOELEC), REGIÓN VARGAS.

El tema de esta investigación tiene que ver con la actividad de distribución, la cual conjuntamente con las actividades de generación, transmisión y comercialización conforman el sistema y servicio eléctrico en nuestro país, bajo la dirección del Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica a través de la Corporación Eléctrica Nacional S.A. (CORPOELEC).

La creciente demanda de energía es una de las características de la sociedad actual y está asociada al crecimiento poblacional y al desarrollo tecnológico, industrial y comercial; por ello los países con mayores niveles de desarrollo dedican cada vez más, esfuerzos y recursos a este sector; además compiten por las distintas fuentes de energía en el mundo y hacen importantes inversiones en la búsqueda de alternativas, sin reparar incluso en la utilización de aquellas que constituyen en muchos casos una amenaza a la vida en el planeta.

En nuestro país es cada vez mayor el incremento de la demanda, que exige grandes esfuerzos de inversión de recursos por parte de los entes gubernamentales responsables del sector a fin de optimizar el sistema; y en relación a la actividad de

distribución, por su condición de estar directamente relacionada con el usuario, se exige contar con un alto nivel de confiabilidad y calidad en el suministro.

Los estudios de los circuitos de las subestaciones objeto de este trabajo, se orientan por los criterios de planificación establecidos por CORPOELEC con el objeto de definir estrategias de solución a los problemas detectados, originados ya sea por el crecimiento natural de la demanda o por la introducción de nuevas cargas en un período de tiempo determinado, a fin de adaptarlos a la demanda eléctrica estimada a corto y a mediano plazo para garantizar la operatividad, confiabilidad y calidad del servicio.

La metodología utilizada para la elaboración de este estudio consistió en tres (3) fases de trabajo:

***Fase 1: Recopilación de información.*** Constituye la fase preliminar de esta investigación y tiene que ver con la búsqueda de información a través de distintas fuentes, relacionadas con las subestaciones objeto de estudio; con la normativa de la empresa para los estudios de planificación; con los conocimientos básicos necesarios en el uso y aplicación de las herramientas computacionales aportadas por la empresa, y con la información histórica de la demanda de energía; además de la información recogida en el trabajo de campo, importante para la actualización y análisis de la información.

***Fase 2: Aplicación práctica.*** Tiene que ver con la construcción de los esquemas digitales, la estimación de la demanda de energía a corto y a mediano plazo, la definición de escenarios y la simulación de flujo de carga de los circuitos en estado actual y en relación con los distintos escenarios analizados.

***Fase 3: Elaboración de propuestas.*** Se refiere a la elaboración de anteproyectos para la adecuación de los circuitos a la demanda de energía estimada a

corto y a mediano plazo y a la realización de los estudios técnico – económicos con el fin de elegir la propuesta más adecuada para la empresa.

El estudio se realizó con la utilización de las herramientas computacionales: ASP (Análisis de Sistemas de Potencia), SIGRED (Sistema de Información Geográfica de Redes Eléctricas de Distribución), PSS/ADEPT (Power System Simulator/Advance Distribution Engineering Productive Tool), SIMIP (Sistema Integrado de Mantenimiento de la Información de Planos) y Presupuesto Estimado.

La elaboración y presentación final de este trabajo de investigación, se orientó por el Instructivo y Normalización para los Trabajos Especiales de Grado de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Central de Venezuela y está estructurado en diez (10) capítulos, que recogen el tema de la investigación, aspectos generales de la empresa, elementos teóricos y metodológicos que guían el trabajo, la descripción de las subestaciones, características y condiciones de operación de los circuitos, estimación de demanda, planteamiento de estrategias de solución a corto y a mediano plazo y finalmente las conclusiones y recomendaciones.

# CAPÍTULO I

## 1. TEMA DE LA INVESTIGACIÓN

### 1.1 Planteamiento del problema

De acuerdo a informes oficiales el sistema eléctrico en nuestro país extiende sus servicios a más del 93% de su población total, [1] como producto de una estrategia trazada desde los años sesenta del siglo pasado; sin embargo en lo que corresponde a la demanda, en Venezuela el consumo de electricidad por habitante es bastante alto, lo que exige un mayor esfuerzo por alcanzar la eficiencia energética, no sólo por razones sociales y económicas sino también por los crecientes y dramáticos impactos que vienen expresándose en el cambio climático del planeta.

Generalmente observamos fallas en el proceso de distribución de electricidad, producto en la mayoría de los casos por falta de mantenimiento preventivo, poca disponibilidad presupuestaria para el sector, falta de estudios de planificación o por agotamiento de la vida útil de los equipos y materiales, entre otras razones. Frente a esto, CORPOELEC- Vargas ha venido coordinando y consolidando los estudios de planificación a corto y a mediano plazo, a fin de conocer el crecimiento de la demanda eléctrica de los circuitos y subestaciones y definir estrategias que permitan suplir la demanda eléctrica según el desarrollo previsto bajo los criterios de operatividad, confiabilidad y calidad del servicio.

El estudio de planificación a corto y a mediano plazo en las subestaciones de distribución: Longa España y Carayaca en 12,47 kV, y La Sabana en 8,3 kV en el estado Vargas, se inscribe dentro de esa estrategia. Se trata de estimar la demanda eléctrica a corto y a mediano plazo mediante el uso de herramientas computacionales, presentando propuestas para la adecuación de los circuitos en base

a las estimaciones realizadas y de acuerdo a los criterios de planificación establecidos por la institución.

## 1.2 Objetivo General

Elaborar anteproyectos para adaptar los circuitos de las subestaciones de distribución: Longa España y Carayaca en 12,47 kV y La Sabana en 8,3 kV de la región Vargas, a la demanda estimada a corto y a mediano plazo según los criterios de planificación establecidos por CORPOELEC, para garantizar la operatividad, confiabilidad y calidad del servicio eléctrico.

## 1.3 Objetivos específicos

- a) Recopilar y seleccionar información de las distintas fuentes disponibles.
- b) Actualizar la información de los circuitos de las subestaciones de distribución, objeto de estudio.
- c) Determinar y analizar las condiciones de operación, a corto y a mediano plazo, de los circuitos de las subestaciones de distribución, en estudio.
- d) Estimar la demanda eléctrica a corto y a mediano plazo de los circuitos de las subestaciones de distribución, utilizando herramientas computacionales.
- e) Elaborar anteproyectos para adaptar los circuitos de las subestaciones de distribución a la demanda eléctrica estimada a corto y a mediano plazo.
- f) Determinar los costos de inversión aproximados para la ejecución de las propuestas planteadas.

## CAPÍTULO II

### 2. DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA

#### 2.1 La Corporación Eléctrica Nacional S.A (CORPOELEC)

La Corporación Eléctrica Nacional S.A. (CORPOELEC) fue creada mediante Decreto Presidencial No. 5.330 en el mes de julio del año 2007 bajo la adscripción del Ministerio del Poder Popular para la Energía y el Petróleo (MPPEP), asumiendo esta la reorganización del sector eléctrico nacional con la finalidad de optimizar el servicio eléctrico en todo el país. Se define a esta Corporación como una empresa operadora estatal encargada de la realización de actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de potencia y energía eléctrica. [2]

A partir de la aprobación de este decreto, se crean las siguientes regiones operativas: Norcentral, Oriental, Sur, Noroeste y Andina y se establece que las empresas eléctricas públicas pasarían a ser sus filiales, adscritas al MPPEP y trabajarían conjuntamente para atender el servicio eléctrico y avanzar en el proceso de integración que debía culminar en el mes de diciembre de 2010. [3]

En el mes de octubre de 2009, el ejecutivo nacional crea el Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica (MPPEE), mediante Decreto No. 6.991 y en este se recoge que el ministro de ese despacho tendría entre sus funciones dirigir a CORPOELEC; es decir que esta Corporación y sus filiales, pasarían a estar bajo la tutela del recién creado Ministerio. [4]

En el mes de julio de 2010 el gobierno nacional aprueba modificaciones al decreto No. 5.330 de julio del año 2007, acordándose dar mayor impulso a la fusión de las empresas filiales de CORPOELEC en una persona jurídica única,

estableciéndose como fecha tope para su integración definitiva el 30 de diciembre de 2011. [5] Durante ese año 2010 se modificaron los estatutos de la Corporación, incorporando la figura de comisionados en sus operaciones fundamentales; se realizó la firma de “Convenio de Encomiendas convenidas” entre CORPOELEC y las empresas del sector eléctrico, proceso que consiste en la transferencia de la administración y de las operaciones de generación, transmisión, distribución y comercialización de las catorce (14) empresas eléctricas del país a la Corporación.[6]

También en el año 2010, el 14 de diciembre, se publica en la Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela, la Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico Nacional, que deroga la Ley Orgánica del Servicio Eléctrico del 31 de diciembre de 2001, para reforzar las líneas del Plan Estratégico del MPPEE que se plantea en un plazo menor de cinco años, solucionar las deficiencias del servicio eléctrico nacional y realizar una efectiva reestructuración de CORPOELEC. [7]

En base a estas disposiciones legales, por primera vez en Venezuela se crea un ente que centraliza la planificación del sector eléctrico, estableciendo como finalidad el mejoramiento de la calidad del servicio y el alcance de la eficiencia en el uso de las fuentes primarias de producción de energía y por ende en la operación del sistema.

## 2.2 Misión, Visión y Valores de CORPOELEC [8]

### 2.2.1 Misión

Desarrollar, proporcionar y garantizar un servicio eléctrico de calidad, eficiente, confiable, con sentido social y sostenibilidad financiera en todo el territorio nacional, a través de la utilización de tecnología de vanguardia en la ejecución de los procesos de generación, transmisión, distribución y comercialización del sistema

eléctrico nacional, integrando a la comunidad organizada, proveedores y trabajadores calificados, motivados y comprometidos con valores éticos socialistas, para contribuir con el desarrollo político, social y económico del país.

### 2.2.2 Visión

Ser una corporación con ética y carácter socialista, modelo en la prestación del servicio público, garante de suministro de energía eléctrica con eficiencia, confiabilidad y sostenibilidad financiera con un talento humano capacitado, con conciencia de servidor público y comprometido con la conservación del ambiente, que promueve la participación de las comunidades organizadas en la gestión de la corporación, en concordancia con las políticas del estado para apalancar el desarrollo y el progreso del país, asegurando con ello calidad de vida para todo el pueblo venezolano.

### 2.2.3 Valores

- ↻ Ética socialista
- ↻ Respeto
- ↻ Compromiso
- ↻ Responsabilidad
- ↻ Honestidad
- ↻ Autocrítica
- ↻ Eficiencia

### 2.2.4 Organigrama de la Organización [9]

A continuación, en la figura 1, presentamos el organigrama de la Corporación, detallando la estructura organizativa de la Gerencia Operativa de Distribución y Comercialización

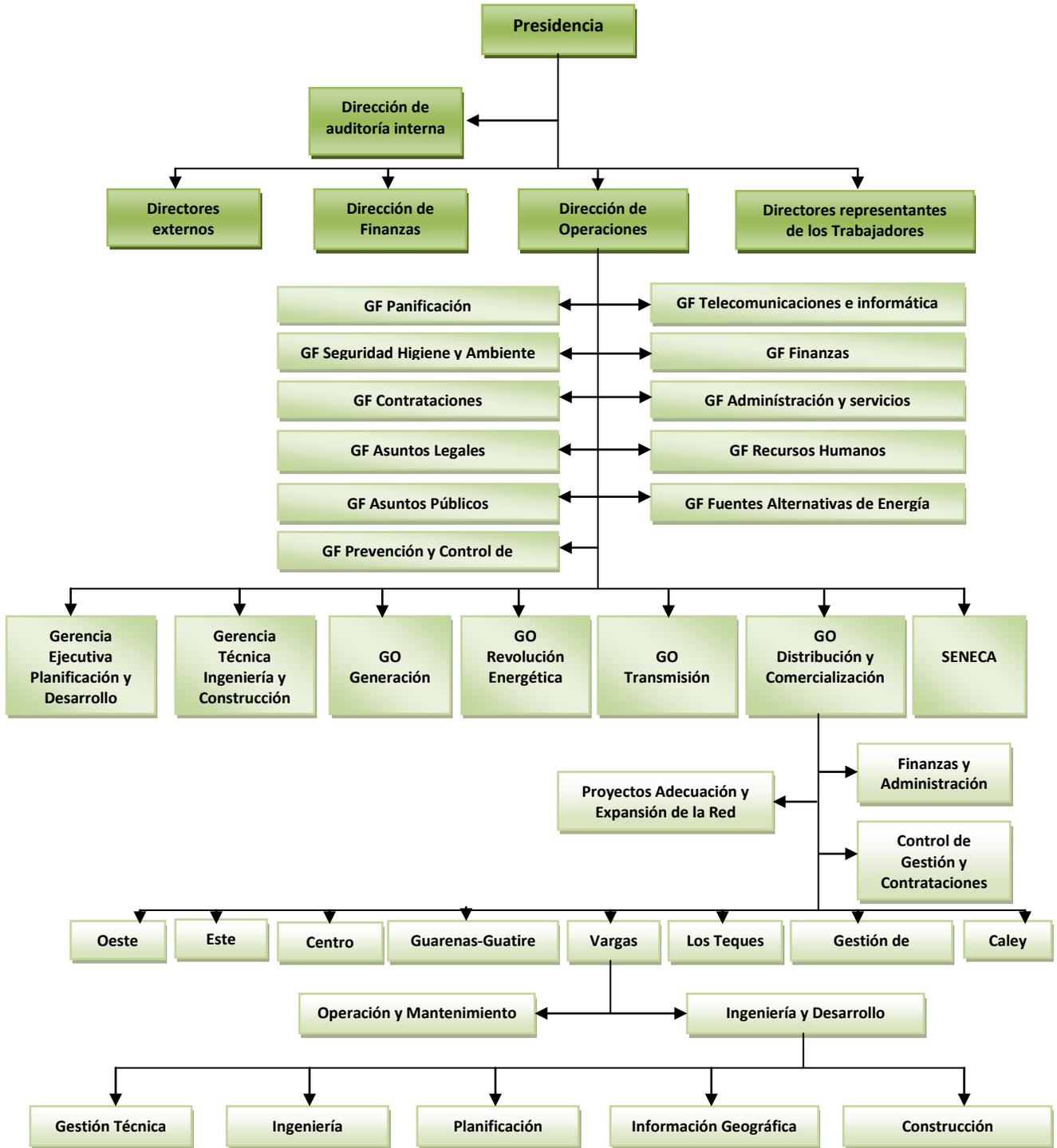


Figura 1. Organigrama de CORPOELEC-Región Vargas.

## CAPÍTULO III

### 3. MARCO TEÓRICO

#### 3.1 Sistema de distribución: definición y parámetros

El sistema de distribución como parte del sistema eléctrico, tiene como función transmitir energía desde las subestaciones reductoras (69/12,47kV o 69/12,47/4,8kV) hasta los transformadores de distribución (12,47/0,12/0,208/0,240kV o 4,8/0,12/0,208/0,240kV) [10] y desde aquí hasta la acometida de los usuarios finales.

Los elementos que conforman la red o sistema de distribución son los siguientes:

##### 3.1.1 Subestación de distribución [11]

Permiten reducir la tensión a niveles de media tensión y de ellas se derivan los circuitos de distribución. Usualmente las relaciones de transformación que maneja CORPOELEC para este tipo de subestaciones son de 69kV a 12,47kV y de 69kV a 4,8kV.

##### 3.1.2 Circuito primario [12]

Está conformado por conductores de mayor calibre que van desde la barra secundaria de la subestación, hasta los transformadores de distribución. Generalmente comprenden distancias largas ya que operan a niveles de media tensión. Se pueden disponer de acuerdo a la densidad de la carga, topología del terreno y calidad del servicio, de la siguiente manera:

### 3.1.2.1 Primario Radial

Lo conforma un eje principal de distribución, el troncal del alimentador, el cual se diversifica en ejes de menor capacidad, alimentado desde un solo punto en la barra de subestación. En su recorrido generalmente posee interconexiones con otros circuitos.

### 3.1.2.2 Primario en Anillo

Tiene como ventaja la seguridad, por ello suele usarse en cargas de gran importancia. Lo conforman dos troncales que le prestan servicio de un extremo a otro, comúnmente desde fuentes diferentes. En situaciones normales o de fallas se operan desde uno u otro extremo, separados por seccionadores o interruptores generalmente abiertos.

### 3.1.2.3 Primario Mallado

Los circuitos primarios se interconectan conformando una red en paralelo, permitiendo mantenerse en funcionamiento no obstante a fallas o interrupciones que provengan de las líneas de subtransmisión y transformadores de subestación. Presenta la dificultad de que cuando ocurre una falla en un circuito, se ven afectados una cantidad importante de usuarios por lo complejo de la localización de fallas, por lo que resulta complicado operativamente y muy poco flexible ante el aumento de la carga.

### 3.1.2.4 Primario Múltiple

Opera instalando dos o más circuitos primarios en la misma ruta, de manera que permita el suministro a una carga cualquiera a través de un interruptor de transferencia que puede ser manual o automático o mediante una “diversificación de

la red” (spot network) constituida por dos o más bancos de transformación funcionando en paralelo.

### 3.1.3 Circuito secundario [13]

Opera en baja tensión desde los transformadores de distribución hasta las acometidas de los usuarios. Posee un alto crecimiento en comparación con los otros niveles del sistema eléctrico ya que continuamente es objeto de ampliación y modificación.

### 3.1.4 Alimentador de distribución [14]

Son los circuitos que, desde las subestaciones de distribución, transmiten la energía eléctrica hasta los puntos de consumo.

### 3.1.5 Troncal del alimentador [15]

Es la ruta de mayor kVA de carga por metro lineal de recorrido. Depende directamente de la magnitud de la demanda servida, excepto en los casos de cargas especiales.

### 3.1.6 Ramal del alimentador [16]

Es una derivación directa, trifásica o bifásica, del circuito troncal que se extiende por las rutas secundarias de una zona. Es útil para la alimentación de las cargas o para realizar enlaces entre circuitos.

### 3.1.7 Redes de distribución [17]

Las constituyen los circuitos de distribución que alimentan a las cargas ubicadas dentro del perímetro urbano de la ciudad y contemplan tanto a la media como a la baja tensión (12,47kV) y (120, 208 y 240V), respectivamente.

### 3.1.8 Línea de distribución (LD) [18]

Circuito primario que alimenta a una o más localidades, ubicado fuera del perímetro urbano.

### 3.1.9 Interruptor de distribución (ID) [19]

Son los elementos electromecánicos que facilitan la separación, en caso de fallas o mantenimiento, de una o varias cargas del circuito, permitiendo la interconexión entre circuitos adyacentes. Su identificación facilita la búsqueda en los planos de operación o en la base de datos.

### 3.1.10 Protección de distribución (PD) [20]

Se le denomina al poste de distribución que posee un transformador o un arreglo de estos, y que alimenta a uno o varios consumidores de baja tensión. Su identificación permite la búsqueda en la base de datos o en los planos de operación, del tipo de consumidor, el circuito de la subestación al que está conectado, la ubicación geográfica y la información de dicha carga.

### 3.1.11 Capacidad firme de la subestación [21]

Consiste en la capacidad de la subestación de servir a la demanda en la ocasión en que la unidad de mayor capacidad esté fuera de servicio por falla o

mantenimiento. Frente a esta situación se asume una sobrecarga de un 20% de su capacidad nominal con ventilación forzada, para cada unidad transformadora que queda en servicio. Se estima a partir de la expresión siguiente:

$$CF = 1,2 \times \sum_{i=1}^n (kVA_{vfi} - kVA_{vfmax}) \quad (3.1.11.1)$$

Donde:

**CF**: Capacidad firme de la subestación.

**n**: Número total de transformadores instalados en la subestación

**kVA<sub>vfi</sub>**: Capacidad nominal con ventilación forzada del transformador i

**kVA<sub>vfmax</sub>**: Capacidad con ventilación forzada del transformador de mayor capacidad.

## **CAPÍTULO IV**

### **4. ESTUDIOS DE PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN**

#### 4.1 Planificación a corto plazo o planificación operativa [22]

Se estudia el comportamiento del sistema en las condiciones actuales y los requerimientos de la demanda a corto plazo. Su resultado es el de la estimación de una serie de acciones para su implementación inmediata o con un máximo de dos (2) años para su ejecución.

Ante los problemas detectados por los estudios de planificación a corto plazo, se proponen generalmente las siguientes estrategias:

##### 4.1.1 Traspasos de carga

Es esta la primera opción a ser considerada antes de realizar alguna variación en la topología de la red, siendo la más económica ya que depende de maniobras sobre equipos ya existentes. Consiste en conectar carga adicional a un circuito, proveniente de otro, de forma permanente. Su objeto es reducir la demanda del circuito descargado para poder alcanzar su operatividad en el marco de los límites establecidos en condiciones normales y/o de emergencia. Se producen los traspasos de carga por el crecimiento natural de la zona, por la incorporación de nuevos usuarios, entre otras causas.

##### 4.1.2 Instalación de bancos de capacitores

Garantizan un mejoramiento en los perfiles de tensión en la red o en la reducción de pérdidas. Su instalación está condicionada a estudios de niveles de

tensión, pérdidas y armónicos en la red y a una previa evaluación económica. La compensación reactiva mediante la instalación de bancos de capacitores se puede realizar de acuerdo a si poseen o no maniobra. Se clasifican en bancos fijos y bancos automáticos:

#### 4.1.2.1 Bancos fijos

Se instalan cuando se desea resolver en forma rápida una dificultad de penalidades por bajo factor de potencia; además cuando al implementar una compensación en baja tensión, resulta laboriosa o inadecuada en relación a la gran cantidad de unidades y del fraccionamiento excesivo de la potencia a instalar. En cuanto a la potencia reactiva a incorporar, existen limitaciones: si esta es excesiva, pueden aparecer sobretensiones y/o efectos armónicos indeseables por sobre compensación, en el período del valle nocturno, ya que la potencia reactiva incorporada es invariante a lo largo del día. Tomando en cuenta que estos equipos no poseen ninguna maniobra bajo carga, ni ningún dispositivo de regulación, resultan aplicables.

#### 4.1.2.2 Bancos automáticos

Su objeto es el de suministrar distintos niveles de potencia reactiva al sistema, en función de variables de control como el nivel de tensión en ese punto del sistema, la hora del día, la demanda reactiva, etc., o por una combinación de ellas. Se utilizan en aquellos casos en que se quiere resolver en forma rápida y eficiente una dificultad de penalidades, por bajo factor de potencia cuando existen restricciones de inyección de reactivos capacitivos de acuerdo a la banda horaria. Igualmente se emplean para limitar las caídas y pérdidas de tensión exageradas en alimentadores de media tensión, o cuando realizar una compensación automática en baja tensión resulte onerosa o inadecuada en relación al número de bancos a instalar y/o mantener, y al correspondiente fraccionamiento de la potencia a instalar.

#### 4.1.3 Cambio de Calibre de Conductores

Se refiere al aumento de la sección transversal de tramos de conductores, en los que su capacidad en condiciones normales o de emergencia se ve incrementada según las normas de capacidad de carga de la empresa. La aplicación de esta estrategia facilita la reducción de pérdidas, incrementa la capacidad que puede manejar el circuito, disminuye la caída de tensión, adecúa al circuito para la incorporación de nuevos clientes y mejora la capacidad para auxiliar a los otros circuitos con los que se interconecta.

Previo a la decisión por esta estrategia deben evaluarse los costos, la disponibilidad de tubería o bancada en campo, ya que las obras civiles a realizar pudieran resultar onerosas.

#### 4.1.4 Instalación de Protecciones Suplementarias

Tiene que ver con la instalación de equipos de protección y/o seccionamiento de las cargas adicionales, en puntos estratégicos de los circuitos con elevada tasa de falla, con el fin de evitar la pérdida de carga o de recuperarla rápidamente ante la ocurrencia de alguna falla en el sistema de distribución.

#### 4.1.5 Cambio de Nivel de Tensión

Se trata de incrementar la tensión de operación de un circuito completo o de un solo sector en específico. Las opciones posibles de cambio de tensión en CORPOELEC son: 4,8kV a 12,47kV ó 8,3kV a 12,47kV. Esta estrategia es costosa y generalmente requiere un tiempo largo de ejecución, ya que se trata de adecuar el circuito en cuanto a nivel de aislamiento de los conductores, tensión de operación de los transformadores y ajustes de los equipos de protección al nuevo nivel de tensión, por lo que se debe realizar una estimación de costos, previa a la toma de decisión.

Se debe en lo posible, verificar anualmente el estado actual del sistema, pues el horizonte para la planificación a corto plazo debe ser de dos (2) años para sistemas de distribución; así se evidencia si la planificación a mediano plazo se está orientando en función del alcance de sus objetivos.

#### 4.2 Planificación a mediano plazo [23]

Los estudios de planificación a mediano plazo se realizan para conocer el aumento de la demanda de un circuito o subestación ya sea por crecimiento natural o por la adición de nuevas cargas en un período de tiempo determinado, con el objeto de definir estrategias que permitan suplir la demanda eléctrica según el desarrollo previsto, bajo los criterios de calidad, continuidad y confiabilidad.

La planificación a mediano plazo, además de proponer algunas de las estrategias descritas para la planificación a corto plazo, (traspasos de carga, instalación de bancos de capacitores, cambios de calibre de conductores, instalación de protecciones suplementarias o cambios de niveles de tensión), determinará principalmente: la ubicación de rutas para nuevos alimentadores en la red de distribución; la adición de unidades de transformación en las subestaciones (expansión de las subestaciones existentes); los criterios preliminares para establecer las necesidades de nuevas subestaciones; la conexión de nuevos clientes y la determinación del plan de inversiones.

#### 4.3 Criterios utilizados por la empresa en estudios de planificación [24]

##### 4.3.1 Criterio de caída de tensión máxima.

La energía debe llegar con niveles adecuados de voltaje a todos los usuarios del servicio. Este criterio establece la máxima variación de caída de tensión en circuitos primarios aéreos y subterráneos con respecto al valor de tensión nominal. La

Tabla 1 muestra los límites de tensión permitidos por condición de operación. Según la Norma IIB-2006 (Tensiones normalizadas para redes de distribución).

**Tabla 1. Criterio de caída de tensión máxima**

<b>Condición de operación</b>	$\Delta V_{m\acute{a}x}$	<b>Límites permitidos</b>
<b>Normal</b>	$\pm 5\%$	$0,95 < V < 1,05$
<b>Emergencia</b>	$\pm 8\%$	$0,92 < V < 1,08$

#### 4.3.2 Criterio de límite de capacidad de carga

De acuerdo a este criterio se busca garantizar que en relación a la capacidad de los conductores, los circuitos operen en condición normal y de emergencia, sin disminuir su vida útil.

En la empresa se manejan tres (3) términos que definen la capacidad de carga de los conductores:

##### 4.3.2.1 Capacidad normal

Se refiere a la capacidad nominal del conductor. En base a este valor, el mismo no sobrepasará su temperatura nominal de daño.

##### 4.3.2.2 Capacidad de diseño

Su valor depende del número de circuitos con que la empresa labora para recuperar un circuito fallado. CORPOELEC tiene establecido que la carga de un circuito bajo una contingencia, debe ser asumida totalmente por un mínimo de dos (2) circuitos.

### 4.3.2.3 Capacidad de emergencia

Es la capacidad máxima de corriente que puede circular en el conductor durante lapsos cortos de tiempo, sin que disminuya su vida útil. La capacidad va a depender del material con el cual esté aislado el conductor, por lo que para conductores desnudos la capacidad nominal es igual a la capacidad de emergencia. Esta última viene definida por el fabricante del cable.

Tomando en cuenta esto, todo circuito primario bajo condiciones normales de carga, debe tener como porcentaje de carga de diseño máximo un 67% o 2/3 de su capacidad de emergencia. Así, en la circunstancia de ocurrir una contingencia, el circuito estará en capacidad de asumir carga de forma temporal proveniente del circuito fallado, quedando cargado al 100% de la capacidad de emergencia. En la Figura 2 se muestra la capacidad de carga de un conductor y los porcentajes de su capacidad de diseño, orientados tanto para la condición normal de operatividad como en situación de emergencia.

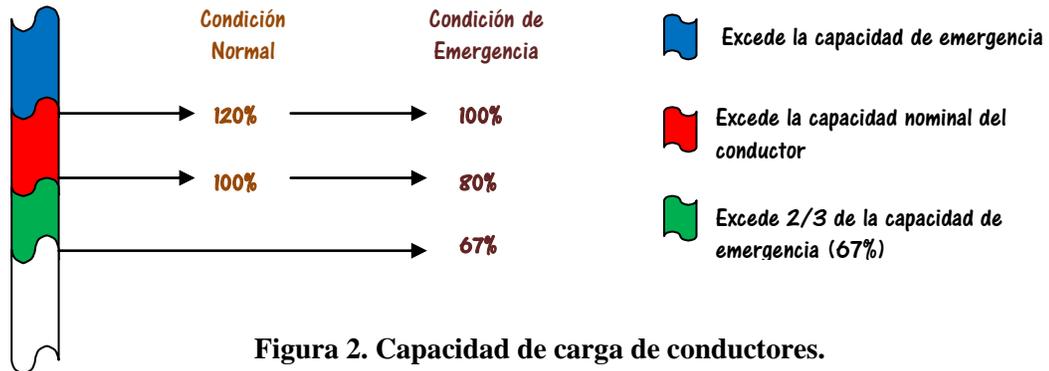


Figura 2. Capacidad de carga de conductores.

### 4.3.3 Criterio de pérdidas técnicas

De acuerdo a indagaciones de pérdidas técnicas efectuadas a los circuitos de la red primaria de distribución de la empresa, se estableció el 3% de la potencia total entregada por el circuito, como referencia para las pérdidas técnicas. No obstante,

por razones de costos, pueden existir circuitos en los que resulte provechoso asumir el nivel de pérdidas técnicas con valores mayores al 3%.

#### 4.3.4 Criterio de seccionamiento

Su objetivo es alcanzar la operación práctica de la red de distribución a través de la fácil localización y aislamiento de fallas, en función de optimizar el tiempo de restablecimiento del servicio y la disminución de pérdidas por cargas dejadas de suplir, y mediante la transferencia de carga en condiciones normales y de emergencia, de forma tal que se pueda recuperar la mayor cantidad de carga en el menor tiempo posible.

De acuerdo a la topología de la red se deben cumplir ciertas condiciones específicas, según se trate de líneas aéreas o subterráneas:

##### 4.3.4.1 Seccionamiento en líneas aéreas

Deben instalarse equipos de seccionamiento en circuitos primarios aéreos de acuerdo a las siguientes condiciones: en cada kilómetro del circuito troncal o ramal; en cada tramo de circuito troncal o ramal con capacidad de transformación conectada (capacidad instalada) igual o mayor de 900kVA; en el origen de cada circuito ramal o subramal con una longitud mayor a 400m; en cada punto de transformación de capacidad nominal igual o mayor a 500kVA y en los puntos de interconexión del troncal o ramal a otros circuitos primarios.

Los equipos de seccionamiento en el troncal, preferiblemente deben ubicarse en un lugar inmediato a la derivación de un circuito ramal, con el fin de asegurar traspasos de carga de ese sector.

#### 4.3.4.2 Seccionamiento de líneas subterráneas

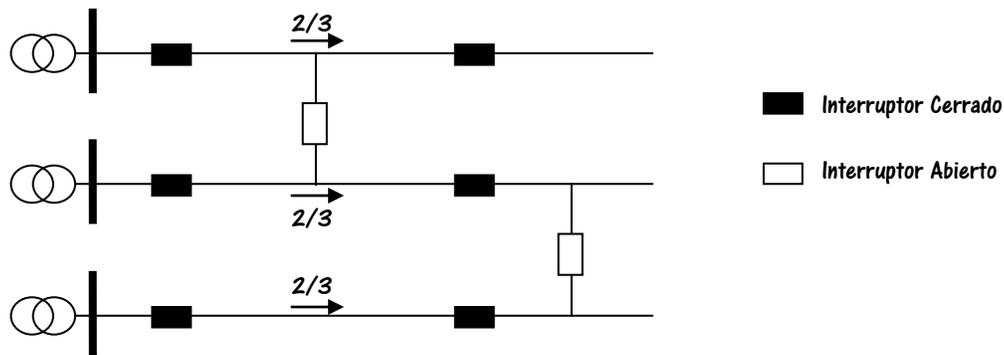
De acuerdo a la condición en que se encuentren en su ruta los circuitos primarios, si son únicos o si poseen circuitos adyacentes, se estima que como mínimo deben tener instalados equipos de seccionamiento en base a: Se seccionará el troncal cada 1,15MVA de demanda, no se considerará la demanda asociada a cargas con alimentación alternativa; al inicio de un ramal; todo punto de transformación de capacidad igual o mayor a 750kVA debe estar conectado al circuito primario mediante dos (2) o más seccionadores rompe carga, que le faciliten su transferencia a un sector alternativo; cada 400 metros aproximadamente, del alimentador troncal o ramal, el empalme convencional se sustituirá por un empalme hecho con CMS y en el caso de existir una transición de subterráneo a aéreo, o viceversa, en el tramo aéreo se instalará un seccionador.

#### 4.3.5 Interconexiones [25]

Permiten recuperar la carga de un circuito transfiriéndola a otro, tanto en condiciones normales como de emergencia. Puede ser una transferencia manual de cargas no críticas, para lo cual se usará un equipo de seccionamiento manual; o puede tratarse de una transferencia automática de cargas críticas.

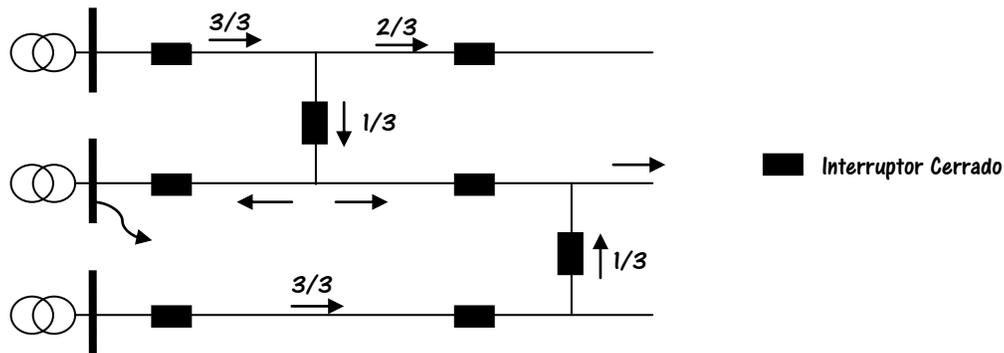
La interconexión entre circuitos debe cumplirse en base a las siguientes reglas: se deberán interconectar los troncales, de tal manera que un circuito pueda ser recuperado, al menos por otros dos circuitos adyacentes; se deberá facilitar interconexión a todo bloque de demanda de 1150kVA o más; ubicar el punto de interconexión aproximadamente en la mitad de la demanda de la carga radial a recuperar; y no está permitida la interconexión de más de dos circuitos en un mismo seccionador.

La Figura 3, recoge la disposición de los seccionadores de interconexión.



**Figura 3. Distribución de carga e interconexiones de un circuito primario.**

En la Figura 4 se muestra la recuperación de un circuito fallado



**Figura 4. Esquema de recuperación de la carga de un circuito fallado.**

#### 4.3.6 Salida de subestaciones [26]

En la salida de dos circuitos de un mismo interruptor de la subestación (circuito de dos copas) se instalarán equipos de seccionamiento, se instalará dentro de la subestación un seccionador de cuatro vías con barra seccionada y abierta, automatizable, para seccionar las dos copas del circuito. Esta condición se limita a circuitos que no coexistan en la misma ruta, ni se interconecten entre sí por ninguna parte de su recorrido.

Además de lo ya mencionado es necesario tener presente lo siguiente: el punto de transformación es la ubicación adecuada de los puntos de seccionamiento, lo

que permite dar a este elemento emergencia manual reduciendo los costos de seccionamiento; las reglas se aplican a cada copa por separado, cuando se trate de circuitos con doble copa; la colocación física definitiva de las interconexiones deberá respaldarse con una evaluación económica, garantizando su operación, mantenimiento y accesibilidad; y con el fin de reducir en lo posible el número de puntos de seccionamiento y en consecuencia los costos, las reglas deben aplicarse en forma conjunta.

#### 4.3.7 Criterio de capacidad firme en subestaciones [27]

Se refiere a la capacidad que se debe manejar en el sistema de distribución ante posibles salidas forzadas de unidades de transformación. Esta capacidad ante condiciones de emergencia permite seguir supliendo la carga demandada de forma segura y continua, sin tener que recurrir al traspaso de carga a través de la interconexión a otros circuitos.

Con base a lo planteado se obtendrá el diagnóstico del circuito en cuanto a: *eficiencia y calidad*: caída de tensión, pérdidas técnicas y sobrecargas y *confiabilidad*: seccionamiento, calidad del servicio técnico, equipos y conductores no operativos y obsolescencia en equipos o conductores.

## CAPÍTULO V

### 5. ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA

#### 5.1 Introducción

La estimación de la demanda es uno de los aspectos más importantes a tener en cuenta en los estudios de planificación ya que del conocimiento que se tenga de la demanda actual y futura se pueden definir las estrategias que permitan dar respuesta adecuada y oportuna a las necesidades planteadas por los usuarios del servicio eléctrico, permitiendo además a la empresa estimar con racionalidad la inversión que exige un servicio de calidad.

La importancia del pronóstico de la demanda de energía eléctrica surge de la incertidumbre asociada a una magnitud que se refiere a futuro. Prever la demanda es una actividad esencial de los suministradores de energía; los problemas que surjan por exceso o insuficiencia de capacidad pueden tener costos muy altos. Por ello la correcta previsión de la demanda desempeña un papel importante en las decisiones de la empresa. Si las predicciones son bajas, puede haber carencia de energía cuyos costos son mucho mayores que el valor de la energía suministrada. Si las previsiones son altas, los costos de oportunidad pueden ser elevados al comprometer de forma improductiva, fondos económicos durante largos períodos de tiempo.

Conocer la información sobre la carga es fundamental para evaluar la demanda actual, las tendencias de crecimiento y el grado de precisión deseado para los resultados. Esta información comprende los siguientes aspectos: demanda máxima y promedio por circuito; capacidad instalada; cargas especiales; histórico de demanda eléctrica y potencia por circuito; factor de potencia; factor de pérdidas y variables demográficas.

Generalmente cuando se calcula la demanda se toman en cuenta los niveles individuales de consumo; sin embargo, deben tenerse en cuenta otros factores que inciden en su estimación:

*a) Factores económicos*

Las personas suelen ser afectadas por componentes económicos, por lo que cualquier evaluación relacionada con el servicio eléctrico que se les presta, debe considerar estas variables: el Producto Interno Bruto (PIB), el salario, los impuestos, la inflación, devaluación de la moneda, entre otras.

*b) Factores geográficos*

Es necesaria la localización del centro de consumo con relación a la subestación, ya que determina si el suministro de energía se ve afectado por las distancias existentes.

*c) Información histórica*

Cuando se realizan las estimaciones a futuro debe hacerse un registro del comportamiento de los centros de consumo a fin de conocer la evolución de la demanda en un período de tiempo determinado, lo cual permitirá definir las nuevas proyecciones.

*d) Incremento de la población*

Por estar relacionado directamente con el uso de la energía eléctrica, se debe conocer la tasa de crecimiento poblacional de la zona en estudio.

*e) Densidad de carga*

Para conocer si se está cumpliendo con las exigencias del servicio de energía eléctrica de un centro de consumo, se puede usar el patrón de consumo de energía en una determinada área servida por la subestación en estudio.

*f) Reglamentación*

Existen un conjunto de instrumentos legales establecidos por los entes reguladores, que deben ser tomados en cuenta en el proceso de pronóstico de la demanda.

*g) Proyectos de desarrollo*

La definición de proyecciones y las decisiones que se deriven de ellas, deben tomar en cuenta los proyectos y planes que se desarrollen en las comunidades.

*h) Factores ambientales*

Las tendencias de consumo se suelen modificar por factores ambientales, por lo que los proyectos deben tomar en cuenta la necesidad de preservar los recursos ecológicos, debiendo ser proyectos sostenibles desde este punto de vista.

En general, la estimación de la demanda de energía eléctrica es una actividad que requiere responsabilidad, ya que tanto su subestimación como la sobrestimación, tendrá efectos negativos.

Una subestimación de la demanda para un tiempo determinado, se apreciará en el momento en que el sistema no de respuesta en forma adecuada. En este caso se presentarán interrupciones en el servicio, ya que el sistema ha sido diseñado para

satisfacer una demanda menor, lo que obliga a realizar traspasos de carga o a efectuar trabajos que requieren nuevas inversiones. Se considera que se ha realizado una adecuada estimación de demanda, cuando el valor estimado y el real difieren en menos del 20%.

En el caso contrario, de sobrestimación de la demanda real, se produce una sobreinversión en el sistema que se diseña para una demanda mayor a la necesaria, ocasionando pérdidas económicas que podrían haberse evitado. Se considera como una sobrestimación un 20% por encima de la demanda real para un período a corto, mediano o largo plazo.

Frente a estas dos situaciones relativas a la demanda de energía, la empresa plantea dos escenarios probables de ocurrir: un escenario alto que tiene que ver con una reactivación económica moderada de todos los sectores, mercado abierto, la demanda por encima de la oferta, garantía de rentabilidad y, un escenario bajo relacionado con el decrecimiento del Producto Interno Bruto (PIB), escaso desarrollo de los sectores de la economía, etc.

## 5.2 Estimación de la demanda. Métodos utilizados [28]

Para estimar la demanda se hace necesario atender algunos pasos que se detallan a continuación:

*1) Obtener el registro del histórico de las demandas máximas de las subestaciones objeto de estudio:* se obtienen las lecturas a través del sistema **SCADA** (Supervisory Control and Data Acquisition). Son mediciones efectuadas en los interruptores principales y en los de cada uno de los circuitos que conforman la subestación.

2) *Identificar la demanda máxima actual por circuito:* se asume como dato de partida, la medición máxima registrada en el año más reciente.

3) *Consideración de cargas concentradas en la zona:* se toma en cuenta el impacto de nuevos suscriptores en la zona según el escenario de estudio; para ello se debe estudiar la factibilidad del servicio, los proyectos de clientes y las posibles áreas de desarrollo. Se estima la demanda que puede tomar cada cliente durante el período considerado por el estudio y se incluye la nueva carga a conectar en los kVA instalados totales del circuito que corresponda.

4) *Consideración de traspasos previos hechos en la red:* se puede dar el caso que desde el último año de data disponible para el momento de realizar el estudio, los circuitos que conforman la subestación objeto de estudio, hayan sufrido traspasos de carga, lo que afecta la máxima demanda actual que pueden solicitar. Por tanto es necesario contar con la información de los traspasos efectuados, bien sea para esperar un incremento o un decremento respecto a la última data.

5) *Estimación de la demanda:* para estimar la demanda eléctrica por circuito y por subestación, se utilizan algunos métodos que se definirán más adelante, en el punto 5.2.1.

6) *Porcentaje de tasa de crecimiento interanual [29]:* nos muestra una vez realizada la estimación, cómo es el crecimiento interanual de la demanda eléctrica a mediano plazo. Este porcentaje se calcula con una aproximación lineal del crecimiento total de la demanda, necesitándose solamente la demanda actual, la futura y el año donde ocurre esta última. Se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\tau = \left( \sqrt[n]{\frac{Dm_n}{Dm_0}} - 1 \right) \times 100 \quad (5.2.1)$$

$\tau$  = porcentaje de la tasa de crecimiento interanual

$n$  = período de estudio

$Dm_n$  = demanda máxima estimada en el año  $n$

$Dm_0$  = demanda máxima actual

### 5.2.1 Tendencia histórica de la data (o tendencia temporal)

Utiliza este método la relación de la demanda en función del tiempo, con el objeto de identificar un patrón determinado de comportamiento en la data histórica para asignarle una curva y extrapolarla a futuro, estimando que en cierto período el crecimiento responderá al patrón escogido.

Este método utiliza algoritmos directos y simples que exigen un mínimo de datos, lo que constituye una ventaja. La dificultad radica en la asignación de curvas y la consecuente extrapolación; no obstante el método ha demostrado su utilidad en zonas donde la demanda de energía es vegetativa (la tasa anual de crecimiento de los clientes es menor a la tasa anual de crecimiento poblacional).

Su desventaja más resaltante está en la sensibilidad que tiene a alteraciones en los registros de demanda debido a los traspasos de carga entre circuitos de una misma subestación o subestaciones distintas, ya sean temporales o permanentes, o también por errores en las lecturas de las demandas. El error se toma por medio de la correlación obtenida después de asignársele una curva y extrapolar la demanda al período objeto de estudio. Consiste este método en lo siguiente: (a) graficar la data histórica disponible (histórico de demanda); (b) si existen datos que se alejan mucho del patrón que compone la serie, sacar de la historia o tratarlos estadísticamente para su inclusión; (c) anexar líneas de tendencia a la data histórica. En este caso se cuenta con tendencias de tipo:

$$\text{Lineal: } Y(t) = a + b \cdot t \quad (5.2.1.1)$$

$$\text{Exponencial: } Y(t) = a \cdot e^t \cdot b \quad (5.2.1.2)$$

$$\text{Potencial: } Y(t) = a \cdot t^n \quad (5.2.1.3)$$

$$\text{Logarítmica: } Y(t) = a \cdot \ln(t) + t \quad (5.2.1.4)$$

A los tipos de tendencias señaladas, se le agregan según sea el caso, funciones que sean combinaciones de las anteriores, con una asignación justa de las constantes que den las curvas que se aproximen mejor al comportamiento; (d) extrapolar los valores futuros de la demanda, mediante cada tipo de curva (e) seleccionar la curva que corresponde más adecuadamente al comportamiento de la data y (f) calcular la correlación entre la línea de tendencia utilizada y la data.

### 5.2.2 Holt Winters Multiplicativo Estacional

Las técnicas de suavizamiento (o alisamiento) exponencial aparecen hacia finales de la década de los sesenta del siglo pasado, constituyéndose en un avance en el modelado de series cronológicas, ante las debilidades de los métodos ingenuos (o métodos no adaptativos) que no se ajustan de forma natural a lo largo del tiempo; tanto la tendencia como la estacionalidad (o variaciones cíclicas) se estiman una sola vez y las estimaciones deben ser actualizadas si se obtienen nuevas observaciones.

Son utilizadas estas técnicas en actividades de pronóstico donde se hace necesario realizar predicciones rutinarias, en el corto plazo, de ventas, control de inventarios o planificación de la producción de algún rubro, ya que resultan “económicas”.

Consiste el método Holt Winters en una ampliación perfeccionada del alisamiento exponencial; supone que la serie es localmente constante, compuesta por un nivel (constante) y una componente residual (impredecible). Parece razonable estimar el nivel como promedio ponderado de las observaciones, asignando un peso mayor a las últimas observaciones:

$$\hat{x}(n) = \alpha x(n) + (1 - \alpha)\hat{x}(n - 1) \quad 0 < \alpha < 1 \quad (5.2.2.1)$$

$\alpha$  = Constante de suavizamiento

- **Si la serie varía lentamente:** valor típico de  $\alpha = 0.3$
- **Si la serie varía bruscamente:** valor típico de  $\alpha = 0.7$

En el ámbito de nuestro interés, observemos la formulación específica del caso, el método Holt Winters:

A. *Caso no estacional:* Partamos de la suposición que la serie se comporta localmente como la suma de un nivel y una tendencia lineal, más de un residuo impredecible. Anotando  $\bar{x}(t)$  y  $m(t)$  como las estimaciones del nivel y de la pendiente de la recta (de la tendencia lineal) en el instante t; una propuesta razonable es tomar:

$$\bar{x}(t) = A x(t) + (1 - A)[\bar{x}(t - 1) + m(t - 1)] \quad 0 < A < 1 \quad (5.2.2.2)$$

$$m(t) = C[\bar{x}(t) - \bar{x}(t - 1)] + (1 - C)m(t - 1) \quad 0 < C < 1 \quad (5.2.2.3)$$

Observaciones para este caso:

✓ Al tomar en cuenta nuevos datos, las fórmulas de actualización anteriores modifican las estimaciones.

✓ Las estimaciones del nivel y de la pendiente en el instante “t” se estiman como un promedio ponderado de la anterior estimación y la estimación sugerida, a partir del nuevo dato.

✓

Se propone tomar para iniciar el algoritmo recursivo:

$$\bar{x}(t) = x(2) \quad (5.2.2.4)$$

$$m(2) = x(2) - x(1) \quad (5.2.2.5)$$

B. *Caso estacional (Modelo de Holt-Winters Multiplicativo)*: A las suposiciones del modelo anterior le incorporamos un factor estacional de período  $s$ , multiplicativo (respecto de la tendencia).  $\bar{x}(t)$  se interpreta entonces como un nivel desestacionalizado. Se le coloca  $\hat{E}(t)$  a la estimación de la componente estacional en el instante  $t$ . Se considera razonable tomar:

$$\bar{x}(t) = A \frac{x(t)}{\hat{E}(t-s)} + (1 - A)[\bar{x}(t-1) + m(t-1)] \quad 0 < A < 1 \quad (5.2.2.6)$$

$$m(t) = C[\bar{x}(t) + \bar{x}(t-1)] + (1 - C)m(t-1) \quad 0 < C < 1 \quad (5.2.2.7)$$

$$\hat{E}(t) = D \frac{x(t)}{\bar{x}(t)} + (1 - D)\bar{E}(t-s) \quad 0 < D < 1 \quad (5.2.2.8)$$

Observaciones para este caso:

- ✓ Considerando nuevos datos, las fórmulas modifican las estimaciones.

La estimación del nivel  $(t-1)$ :  $\bar{x}(t-1)$  junto a la estimación de la pendiente  $m(t-1)$ , sugerirán un nivel  $\bar{x}(t-1) + m(t-1)$  en el instante  $t$ . Esta estimación se ve modificada al considerar la nueva observación.

La estimación en el instante  $(t-1)$  de la pendiente  $m(t-1)$ . Una nueva estimación de la pendiente sería  $\bar{x}(t) + x(t-1)$  en el anterior y la estimación sugerida por el valor tomado por la serie en  $t$ .

La estimación en el instante  $(t-s)$  de la estacionalidad es  $\hat{E}(t-s)$ . Dado  $\bar{x}(t-1)$ , una nueva estimación de la estacionalidad sería  $x(t)/\bar{x}(t)$ . La

estacionalidad en t se estima como promedio ponderado de estimación anterior y la sugerida por el valor tomado por la serie en el instante t.

✓ Una forma de resolver el problema de inicialización en el modelo de Holt Winters multiplicativo es tomando:

$$\hat{E}(j) = \frac{x(j)}{\sum_{k=1}^s x(k)} \quad j = 1, 2, \dots, s \quad (5.2.2.9)$$

$$\hat{x}(s) = \frac{1}{s} \sum_{k=1}^s x(k) \quad \text{y con } m(s) = 0 \quad (5.2.2.10)$$

✓ Determinación de las constantes de suavización

Una alternativa es elegir  $\alpha$ , A, C, D de acuerdo a las características particulares que se atribuye a las componentes de la serie. Si  $\alpha$ , A, C, D  $\rightarrow$  0, las predicciones dan más importancia a observaciones pasadas que a las presentes.

Inversamente, si  $\alpha$ , A, C, D  $\rightarrow$  1, las predicciones dan menor importancia al pasado y más importancia al presente de la serie.

Otro método más objetivo es elegir A, C y D que habrían predicho mejor los valores conocidos de la serie:

$$\text{Min } A, C, D \in [0,1]^3, \quad \sum_{t=k+1}^n [x(t) - \hat{x}(t-1, 1)]^2 \quad (5.2.2.11)$$

Donde k se elige lo suficientemente grande como para que el efecto de inicialización del proceso sea despreciable. Al estimar A, C y D numéricamente se pierde la simplicidad de los métodos de suavización exponencial.

Este modelo, al incorporar la tendencia general de crecimiento o de decrecimiento, facilita además estimaciones a mediano y largo plazo obviando las limitaciones que mostraban otros métodos, como las medias móviles o el

suavizamiento exponencial. De manera que este método es particularmente recomendable cuando la serie histórica revela cierta tendencia a crecer o a decrecer.

### 5.2.3 Series de tiempo (o series cronológicas)

Son aquellas observaciones tomadas en intervalos de tiempo conocidos, que pudieran ser equidistantes. Realiza este método la predicción de la demanda analizando la trayectoria de los datos históricos y proyectándola a futuro.

Generalmente se asume que una serie de tiempo puede estar gobernada por los factores siguientes:

- ✓ Una tendencia global (T).
- ✓ Efectos de temporada o estacionalidad (S).
- ✓ Ciclos seculares (C).
- ✓ Fluctuaciones aleatorias ( $\epsilon$ ).

El modelo matemático, dependiente del tiempo  $t$ , asumiría la forma siguiente:

$$Y_t = Tt + Ct + St + \epsilon t \quad (5.2.3.1)$$

Este es un modelo híbrido, porque cada uno de los componentes se modela de manera independiente. Un ejemplo: un fenómeno con tendencia global lineal, puede ser modelado mediante una regresión lineal, pero el componente de ciclo de temporada es sinusoidal, exigiendo un modelo trigonométrico.

Se aspira que una de las particularidades de una serie de tiempo sea estacionaria. Significa esto que no importa cuál segmento de la serie se observe, no importa la longitud, la media y varianza deben ser similares. Para someterla a

tratamiento estadístico y hallar modelos, una serie con este tipo de comportamiento es ideal.

Un primer objetivo cuando se modela una serie de tiempo para efectuar pronósticos es remover efectos lineales, de temporada u otros, para alcanzar que la serie sea estacionaria. Estas tendencias se eliminan aplicando operaciones sobre la serie que actúan como filtros de los componentes que se aspiran anular. A continuación, algunas de ellas:

a) *Filtrado de la serie mediante promedio móvil o medias móviles (MA)*

El proceso se denomina de medias móviles, si expresamos la demanda presente sólo como combinación lineal de los errores pasados de predicción.

Aquí se genera una nueva serie promediando las **q** observaciones previas a **X<sub>t</sub>**:

$$Y_t = \frac{1}{q+1} \sum_{k=0}^q x_{t-k} \quad (5.2.3.2)$$

El valor **q** se conoce como el orden y el proceso se denota como **MA(q)**. La fórmula señalada sugiere un promedio aritmético equiponderado, cada dato tiene el mismo peso, pero pudiera ser muy bien un promedio en donde cada **X<sub>t</sub>** tiene asociado un peso **w<sub>k</sub>** diferente.

Este procedimiento tiene como efecto eliminar las fluctuaciones entre cada **q** períodos, aglutinándolas en la estadística del promedio, el perfil gráfico de la serie se “suaviza”.

b) Modelos de autoregresión (AR)

Estamos ante un proceso autoregresivo, cuando el valor de la demanda actual puede expresarse sólo como combinación lineal de un número determinado de datos pasados. Se asume esta forma:

$$x_t = a_{k1}x_{t-1} + a_{k2}x_{t-2} + \dots + a_{kk}x_{t-k} + \varepsilon_t \quad (5.2.3.3)$$

Observe que supone una relación lineal entre cada observación y las **k** observaciones previas. El valor **k** se conoce como el orden del modelo y lo denominamos como **AR(k)**. El término  $\varepsilon_t$ , al igual que anteriormente, representa fluctuaciones aleatorias.

Se conocen modelos para series de tiempo que combinan algunas de las técnicas recogidas aquí con otras que no se mencionan, cuyas fortalezas están en su bajo costo y su discreto error en el corto plazo, presentando como dificultad que al suponer como permanente la caracterización de los datos históricos, se establece que las condiciones socioeconómicas del pasado, implícitamente se mantienen invariables.

Ejemplo:

↻ ARMA (p, q) – autoregresión con promedios móviles. La p y la q indican que se combinan los procesos **AR(p)** y **MA(q)**.

↻ ARIMA (p, q, d) – autoregresión con promedios móviles y diferencias. La p y la q indican que se combinan los procesos **AR(p)** y **MA(q)** y la d es el orden de **D(d)**.

↻ Modelos trigonométricos para ciclos.

↻ Modelos logísticos y exponenciales.

# CAPÍTULO VI

## 6. METODOLOGÍA

### 6.1 Introducción

Al abordar una investigación en cualquier área del conocimiento, es muy importante definir el marco metodológico, que al igual que el marco teórico, orientan el trabajo tanto desde el punto de vista conceptual, como del manejo del orden en que deben realizarse las distintas actividades, las cuales se agrupan generalmente en etapas o fases, lo que va a facilitar el desarrollo de las acciones y garantizar así que los resultados de la investigación sean satisfactorios. El presente estudio de planificación a corto y a mediano plazo en las subestaciones objeto de estudio, localizadas en el estado Vargas, consta de tres (3) fases, las cuales se describen a continuación:

### 6.2 Fase 1. Recopilación de información

Es la fase primaria del estudio, que tiene que ver con la recolección de la información que nos permita tener conocimiento de los elementos relacionados con la investigación a desarrollar. Para ello utilizamos varias fuentes a las cuales nos vamos a referir a continuación:

#### 6.2.1 Planos macros y planos de operación [30]

Los planos macros nos proporcionan información de las subestaciones y las rutas geográficas de todos los circuitos de media tensión con sus respectivas cargas. Son elaborados en escala 1:5000 y cada circuito está identificado con un color lo que

facilita su comprensión, atendiendo a una convención de colores asignada por la empresa.

La información de los planos debe estar actualizada incluyendo todas las variaciones que se hayan realizado en los circuitos por traspasos de carga, solicitudes de servicio u otros. Se procura esta actualización mediante la información obtenida en el trabajo de campo y la contenida en los planos de operación.

Los planos de operación revelan con más detalle la información de los equipos conectados a la red. Son elaborados en escala 1:2500 y muestran con sus respectivos códigos de identificación, a los transformadores y a los equipos de protección. Informan además, el tipo de conexión de los transformadores que alimentan a las cargas de baja tensión, la distancia y el recorrido de cada uno de los conductores o cables pertenecientes al circuito de media tensión, el calibre según la nomenclatura AWG y su ubicación (subterráneo o aéreo); cada plano muestra un solo circuito o parte de uno, en el caso de que por su extensión, no pueda ser representado totalmente en la escala utilizada; también muestra las interconexiones con otros circuitos a través de interruptores y la localización en caso de tenerlos, de los compensadores reactivos estáticos.

#### 6.2.2 Normativa para los estudios de planificación [31]

La empresa cuenta con una serie de definiciones y especificaciones para los estudios de planificación a corto y mediano plazo del sistema de distribución de energía eléctrica, por lo que es necesario obtener la mayor información a fin de que el estudio del comportamiento del sistema, los requerimientos de la demanda y la definición de estrategias se realicen en concordancia con esta normativa.

### 6.2.3 Trabajo de campo

Es necesario asegurar que la información contenida en planos, libros, registros y otras fuentes que lo requieran, esté actualizada. Para ello, a través de la información obtenida en las inspecciones en sitio podemos realizar la evaluación de la calidad de la información, garantizando su actualización.

### 6.2.4 Histórico de demanda eléctrica

Se refiere a la obtención de información histórica sobre la demanda eléctrica, tanto de las subestaciones como de los circuitos que alimentan.

Se obtiene a través del sistema SCADA (Supervisor Control and Data Acquisition) y de los libros de demanda de las subestaciones y sus circuitos asociados. Estos últimos tienen varias lecturas en KVA, en forma mensual de cada circuito. SCADA es una aplicación software diseñada para tomar las lecturas de las mediciones de cada subestación, obteniendo datos de corriente, tensión, energía y demanda entre otros parámetros, en cada una de las barras de los principales y sus circuitos.

La información que manejamos se corresponde con el año 2009, ya que hasta esa fecha se cuenta con un crecimiento en la demanda eléctrica de acuerdo al comportamiento normal de cada circuito; a partir de enero de 2010 el gobierno nacional dicta un decreto temporal de racionamiento de energía, por lo que la curva de demanda eléctrica de cada circuito se ve afectada en cuanto a su comportamiento normal de crecimiento, lo que arroja errores en las estimaciones de demanda y en las condiciones reales de operación de los circuitos. Todos los valores de históricos de demanda se presentan en el Anexo L.

Hay que tener en cuenta que la data histórica obtenida a través de los libros o por SCADA, generalmente presenta algunos problemas:

#### 6.2.4.1 Ausencia de datos históricos

Pueden existir discontinuidades en la serie, es decir ausencia de algún valor. Esto crea incertidumbre en la estimación. Se pueden presentar dos casos:

• Cuando falta una sola observación: el vacío se puede estimar ya sea mediante la interpolación lineal entre dos valores extremos o promediando un grupo de observaciones anteriores y/o posteriores. Ejemplo de ello se muestra en la figura 5.

Para la interpolación lineal se utilizan las ecuaciones (6.2.4.1.1) y (6.2.4.1.2):

$$m = \frac{Y_2 - Y_1}{X_2 - X_1} \quad (6.2.4.1.1)$$

$$Y_k = m(X_k - X_1) + Y_1 \quad (6.2.4.1.2)$$

Donde:

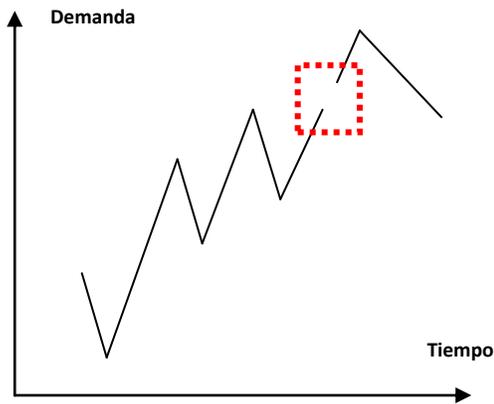
$X_1$  = mes anterior del valor faltante.

$X_2$  = mes siguiente del valor faltante.

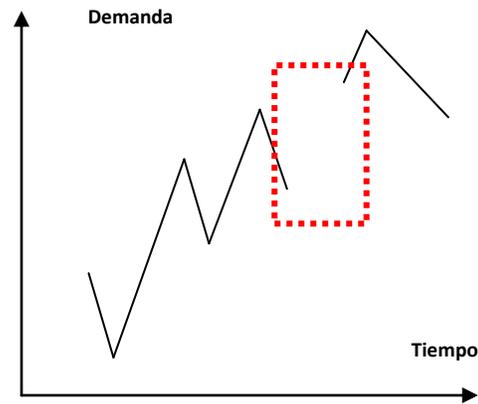
$Y_1$  = demanda en kVA correspondiente al mes  $X_1$ .

$Y_2$  = demanda en kVA correspondiente al mes  $X_2$ .

$Y_k$  = valor interpolado correspondiente al mes  $X_k$  del cual no se tiene demanda.



**Figura 5. Ausencia de un dato en la serie.**



**Figura 6. Ausencia de un grupo de datos en la serie.**

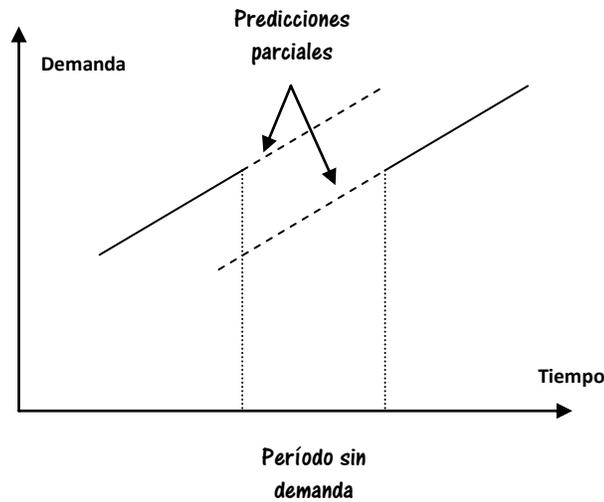
➤ Cuando falta un grupo de observaciones: se resuelve el problema calculando dos predicciones parciales. La primera se obtiene utilizando la historia previa a la discontinuidad en los datos. La otra se calcula con las observaciones posteriores a ella. En la figura 6 se muestra este caso.

Para obtener las predicciones, una vía es promediar las observaciones anteriores y posteriores, utilizando las siguientes ecuaciones:

$$Prom_1 = \frac{\sum_{i=1}^n \text{lecturas anteriores}}{n} \quad (6.2.4.1.3)$$

$$Prom_2 = \frac{\sum_{i=1}^n \text{lecturas siguientes}}{n} \quad (6.2.4.1.4)$$

Obteniéndose la predicción hacia delante **Prom<sub>1</sub>** y la predicción hacia atrás **Prom<sub>2</sub>** respectivamente, como se muestra en la figura 7.



**Figura 7. Predicciones parciales para completar la serie.**

Para obtener una tercera lectura intermedia, pueden promediarse los dos resultados:

$$Prom = \frac{Prom_1 + Prom_2}{2} \quad (6.2.4.1.5)$$

#### 6.2.4.2 Lecturas no representativas.

En algunos casos se observa en la data histórica medidas atípicas que introducen discontinuidades en la serie. En estos casos se aplica la prueba del mes adyacente, el cual consiste en calcular el cociente entre la medida de un mes en particular y el promedio de un número de meses anteriores o posteriores. Se compara luego con una constante fija para detectar importantes cambios en la data.

$$1/k \leq \frac{Y_t}{\frac{\sum_{t-n}^{t-1} Y_t}{n}} \leq k \quad (6.2.4.2.1)$$

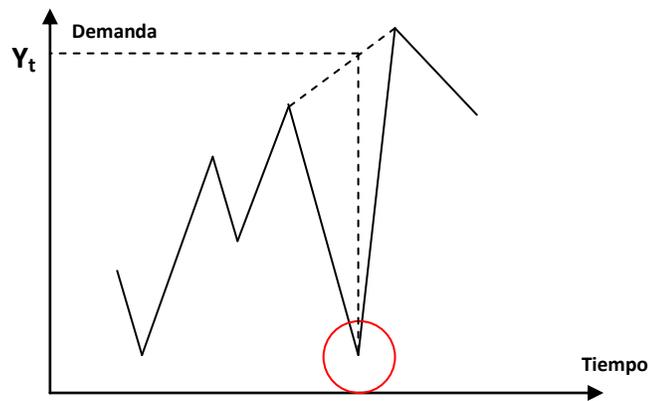
$$1/k \leq \frac{Y_t}{\frac{\sum_{t+1}^{t+n} Y_t}{n}} \leq k \quad (6.2.4.2.2)$$

Donde:

$n$  = número de términos a promediar

$k$  = constante igual a 1,2 generalmente

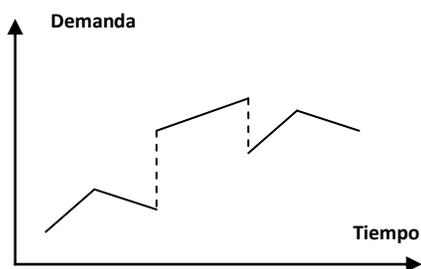
En caso de que los valores obtenidos estén fuera del rango establecido por las ecuaciones anteriores, se puede eliminar la data analizada y se completa el vacío con cualquiera de los métodos señalados en el punto anterior. Podemos ver un ejemplo en la figura 8.



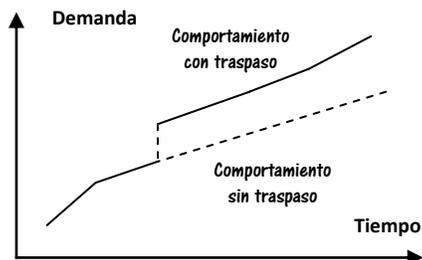
**Figura 8. Aparición de un valor no representativo.**

#### 6.2.4.3 Traspasos de carga entre circuitos o subestaciones.

Podría detectarse un cambio brusco de la demanda en la data histórica de un circuito determinado, de lo que se puede inferir la presencia de un traspaso de carga. Los traspasos se consideran como la transferencia de carga entre dos o más circuitos y pueden ser traspasos temporales (por períodos de tiempo definido) y traspasos permanentes, dependiendo de la naturaleza de los mismos. A fin de detectar si el traspaso es temporal o permanente se debe revisar la data sucesiva.



**Figura 9. Traspaso temporal de carga**



**Figura 10. Traspaso permanente de carga**

### 6.2.5 Registro de Protecciones de distribución (PD's) e Interruptores de Distribución (ID's) por circuito.

En este registro se encuentran actualizados los datos sobre protectores de distribución (PD), de interruptores de distribución (ID), seccionadores, bancos de compensación reactiva y transformadores. También poseen estos registros datos actualizados sobre código de identificación, tipo de instalación, fecha de la última medición de carga, localización, etc. Es importante comprobar esta actualización del registro y para ello debe verificarse y si hace falta introducir correctivos tanto la ubicación como la nomenclatura de cada transformador y equipos de protección, haciendo uso de la información producto de los recorridos en sitio y la contenida en la base de datos disponible en la intranet de la empresa (SIMIP).

### 6.2.6 Registro de interconexiones entre circuitos

Este registro de las interconexiones entre circuitos es muy importante. Se refiere al traspaso de carga a circuitos vecinos, sin necesidad de transferir la totalidad de la carga del circuito, para que en caso de falla o mantenimiento se garantice la continuidad del servicio.

### 6.2.7 Diagrama unifilar de la subestación

Muestra el número de unidades de transformación que componen la subestación, así como la capacidad nominal, relación de transformación, tipo de conexión e impedancia, esquema de barra, interruptores, banco de condensadores, salida de circuitos primarios y específicos cuando la unidad de transformación está equipada con ventilación forzada.

### 6.2.8 Herramientas computacionales

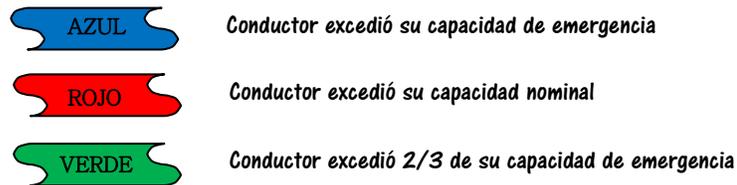
Se trata de conocer las herramientas computacionales utilizadas por la empresa y adquirir las habilidades para su uso y manejo:

• *PSS/ADEPT (Power System Simulator/Advanced Distribution Engineering Productive Tool)*: Este programa computacional es adquirida por CORPOELEC a través de Power Technologies Inc (PTI), el cual permite simular las condiciones en las que están operando los circuitos primarios de distribución, además de modelar líneas, transformadores, apertura y cierre de interruptores, generadores, motores y cargas. (Ver Anexo B).

• *ASP (Análisis de Sistemas de Potencia)*: El ASP es desarrollado por el profesor Alberto Naranjo, el cual realiza análisis de flujo de carga en los circuitos, utilizando los archivos de datos creados para los circuitos en estudio. (Ver Anexo A).

Para realizar la corrida de flujo de carga para los circuitos en estudio es necesario colocar la demanda obtenida para los casos actuales y a mediano plazo de acuerdo al estudio de estimación de demanda, para lo cual se realizan los análisis que permitan establecer el comportamiento del sistema actual en base a los criterios de planificación establecidos, obteniendo indicadores técnicos y económicos que facilitan apreciar en todos sus aspectos el desempeño del sistema.

Es importante destacar que al interpretar los resultados del flujo de carga en el circuito, se obtienen las posibles soluciones. El ASP resalta los conductores o líneas que presentan problemas, empleando la leyenda de colores como se observa en la figura 11:



**Figura 11. Leyenda de capacidad de los conductores de acuerdo al ASP.**

↻ *SIGRED (Sistema de Información Geográfica de Redes Eléctricas de Distribución)*: Esta herramienta proporciona la información geográfica y cartográfica de las subestaciones y circuitos de las subestaciones de distribución pertenecientes a CORPOELEC.

↻ *SIMIP (Sistema Integrado de Mantenimiento de la Información de Planos)*: SIMIP nos proporciona la información específica de los componentes de, materiales y equipos que se encuentran en las subestaciones y circuitos de las subestaciones de distribución pertenecientes a CORPOELEC.

↻ *Presupuesto Estimado*: Programa diseñado para el cálculo de la inversión estimada, donde se ingresan las cantidades de equipos o estructuras a instalar o a desincorporar, según sea el caso, para la ejecución de los anteproyectos definidos.

## 6.3 Fase 2. Aplicación práctica

### 6.3.1 Construcción de los esquemas digitales.

Una vez actualizada toda la información, se construyen los esquemas digitales de los circuitos de las subestaciones objeto de estudio. Se crea esta información a partir del programa de análisis de sistemas de potencia PSS/ADEPT, certificado a La C.A .Electricidad de Caracas, hoy CORPOELEC, cuyos archivos serán usados en otro programa: ASP propiedad también de la Corporación para los estudios de planificación.

### 6.3.2 Estimación de la demanda eléctrica a mediano plazo.

Para obtener la demanda eléctrica a mediano plazo de las subestaciones Longa España, Carayaca y La Sabana y de los circuitos que las conforman, es necesario establecer que los valores serán estimados hasta el año 2014 como corresponde al estudio de planificación a mediano plazo (5 años).

Una vez obtenida la información digital actualizada se procede a establecer las series temporales de demanda eléctrica mensual de las subestaciones y de cada uno de los circuitos. De esta manera se obtienen las curvas que describen el comportamiento histórico de los mismos, con un total de 36 medidas para la S/E Longa España y sus circuitos asociados e igual número de medidas para la S/E Carayaca y sus circuitos asociados, correspondientes a los meses entre enero de 2007 y diciembre de 2009 y un total de 72 medidas para la S/E La Sabana y sus circuitos asociados, correspondientes a los meses entre enero de 2004 y diciembre de 2009.

Una vez obtenidas las series históricas, con esas medidas se realiza la estimación de demanda eléctrica para las subestaciones y sus circuitos, tomando en cuenta la incorporación de nuevos clientes a la red, para así obtener una estimación mas adaptada a la realidad y utilizando las herramientas online, predeterminada en la página [zunzun.com](http://zunzun.com) para el método de ajuste tendencial y la herramienta estadística llamada XLSTAT2010 para los métodos HOLT-WINTERS y ARIMA. Ver anexo M.

#### 6.3.2.1 Incorporación de nuevos clientes a la red

Para realizar una correcta predicción en la demanda eléctrica, es necesario incorporar la demanda eléctrica proyectada a corto y mediano plazo para la inclusión de nuevos clientes a la red.

#### 6.3.2.2 Estimación de demanda eléctrica a través del método de Ajuste Tendencial

Para la estimación de demanda eléctrica con este método se usó la herramienta computacional online [zunzun.com](http://zunzun.com) cuyo procedimiento es el siguiente:

- a) Se introduce la data histórica de demanda eléctrica en la base de datos del programa.
- b) Se configura el programa para que arroje la serie tendencial con las diferentes curvas disponibles.
- c) Se selecciona la curva con las mejores medidas de exactitud (error: porcentual, absoluto medio, desviación absoluta de la media y desviación cuadrática media).
- d) Se ejecuta la predicción con el modelo de curva seleccionado.

#### 6.3.2.3 Estimación de demanda a través del método de Holt Winters

Para la estimación de demanda eléctrica con este método se usó la herramienta computacional XLSTAT2010. El procedimiento es el que sigue:

- a) Se configura el programa para identificar el método a usar.
- b) Se introduce la data histórica de demanda eléctrica en la base de datos del programa.

- c) Se corre el programa para que arroje la predicción con el modelo seleccionado.

#### 6.3.2.4 Estimación de demanda a través del método de ARIMA

Para la estimación de demanda eléctrica con este método se usó la herramienta computacional XLSTAT2010. El procedimiento es el siguiente:

- a) Se configura el programa para identificar el método a usar.
- b) Se introduce la data histórica de demanda eléctrica en la base de datos del programa.
- c) Se corre el programa para que arroje la predicción con el modelo seleccionado.

#### 6.3.2.5 Selección del método de estimación

Para escoger el método que va a generar el valor final de demanda eléctrica a mediano plazo, se procedió a realizar un análisis usando los criterios cuantitativo y cualitativo, partiendo del error cuadrático medio [32] (la suma de las diferencias al cuadrado entre lo real y lo proyectado por el modelo) que arrojan los métodos de estimación usados con respecto a la curva real de la data histórica de demanda eléctrica (Ver anexo N):

*• Criterio cuantitativo:* cada método usado se compara con la curva real proporcionada por SCADA, tomando como valores de comparación las lecturas para los meses septiembre, octubre, noviembre y diciembre del año 2009, estos métodos arrojan un error cuadrático medio específico. De acuerdo a este criterio, el método que más se ajusta a la curva real es el que presente un menor error cuadrático.

↻ *Criterio cualitativo:* una vez comparadas las curvas estimadas por los métodos con la curva real de los históricos de demanda eléctrica y analizado el menor error cuadrático medio, se escoge aquella curva que teniendo el menor error cuadrático se corresponde con la tendencia de la curva real; si la tendencia del método que arrojó menor error cuadrático no corresponde con la tendencia de la curva real, entonces se analiza la siguiente curva que arroje en segundo menor error cuadrático y así sucesivamente.

### 6.3.3 Simulación de flujo de carga de los circuitos en estado actual

Para el análisis de los circuitos se utiliza el programa computacional de análisis de sistema de potencia (ASP), ya descrito, utilizando los archivos de datos creados para los circuitos en estudio y partiendo de la demanda eléctrica obtenida en estado actual. Se realizan las corridas de flujo de carga a los circuitos de las subestaciones y de acuerdo a los criterios de planificación se obtienen las condiciones en las cuales opera cada circuito, detallando los valores que se encuentren fuera del rango permitido.

La información de interés principal que se obtiene a partir de estas simulaciones son:

- ↻ Capacidad instalada en el circuito.
- ↻ Demanda máxima en el circuito.
- ↻ Tensiones del sistema.
- ↻ Pérdidas activas y reactivas en el circuito.
- ↻ Capacidad de carga de los conductores que conforman el circuito.
- ↻ Factor de potencia del sistema.
- ↻ Factor de utilización del sistema.
- ↻ Factor de carga del sistema.

#### 6.3.4 Definición de escenarios

Se refiere a las posibles condiciones en que podría encontrarse la empresa en cuanto a las proyecciones de inversión a corto y a mediano plazo, ya que a partir de estos escenarios se definirán las variables que indiquen en qué momento es posible destinar la inversión para la adecuación de los circuitos que no estén operando bajo los criterios de planificación establecidos.

A continuación se mencionan los posibles escenarios a desarrollar, tomando en consideración que el circuito CHP\_A01 no va a formar parte del análisis de anteproyectos; solo intervendrá en el estudio en caso de que su condición de operación se vea afectada por los anteproyectos realizados a los circuitos de la subestación La Sabana.

##### 6.3.4.1 Escenario 1: Sin ejecución de anteproyectos

Para este escenario partiremos de la premisa de que no se realizarán adecuaciones en estado actual ni a mediano plazo de los circuitos de las subestaciones objeto de estudio, que no estén operando bajo los criterios de planificación, ya que la empresa no cuenta con recursos para realizar esta inversión.

##### 6.3.4.2 Escenario 2: Ejecución de anteproyectos bajo análisis de situación actual y consideración de no ejecución de anteproyectos de situación futura.

La premisa para el escenario 2 es que se realizarán las adecuaciones necesarias en estado actual de los circuitos de las subestaciones en estudio que no estén operando bajo los criterios de planificación, pero no se realizarán las adecuaciones a mediano plazo por las razones ya señaladas en el escenario 1.

#### 6.3.4.3 Escenario 3: No ejecución de anteproyectos en estado actual y análisis de ejecución de anteproyectos a mediano plazo.

Partimos de la premisa de que no se realizarán las adecuaciones en estado actual de los circuitos objeto de estudio que no estén operando bajo los criterios de planificación; pero se realizarán las adecuaciones a mediano plazo ya que la empresa prevé recursos de inversión para estos casos.

#### 6.3.4.4 Escenario 4: Análisis de ejecución de anteproyectos en situación actual y análisis de ejecución de anteproyectos de situación futura.

Se realizarán las adecuaciones necesarias para los circuitos objeto de estudio que no estén operando bajo los criterios de planificación, tanto en estado actual como a mediano plazo, tomando en consideración que la empresa cuenta con los recursos de inversión para ejecutarlas.

#### 6.3.5 Simulación de flujo de carga de los circuitos de acuerdo a los escenarios en estudio

Para analizar las condiciones de operación de los circuitos que son objeto de estudio, es necesario particularizar las evaluaciones según los escenarios definidos anteriormente, para así elaborar anteproyectos de adecuación.

El alcance de estas simulaciones son señaladas en el punto 6.3.3 de este mismo capítulo, con el bemol que se incluirán las simulaciones con demandas estimadas a mediano plazo, según sea el caso de estudio.

### 6.4 Fase 3. Elaboración de propuestas.

Se refiere esta fase a la elaboración de los anteproyectos, orientados a la adecuación de los circuitos que no operen bajo los criterios de planificación establecidos por la empresa y a los cuales nos hemos referido en el capítulo IV de este trabajo.

#### 6.4.1 Análisis de soluciones

Los anteproyectos que se elaboren como producto de los análisis realizados deben contener:

- ✓ *Circuitos involucrados:* identificación del circuito objeto de adecuación y la ubicación específica del anteproyecto.
- ✓ *Propuestas para la adecuación de los circuitos:* se analizan las diferentes soluciones para mejorar las condiciones de operación de los circuitos que violen los criterios de planificación establecidos por la empresa. Las posibles soluciones se muestran más adelante, en la tabla 2.
- ✓ *Simulaciones de flujos de carga:* se simulan los circuitos mediante las herramientas computacionales (ASP), para conocer sus nuevas condiciones de operación.
- ✓ *Costos de inversión:* es necesario establecer el costo del proyecto para así poder realizar el análisis técnico-económico y evaluar su factibilidad de ejecución, atendiendo a su mayor alcance y al menor costo de inversión.

**Tabla 2. Soluciones de acuerdo al criterio de planificación violado.**

<b>Criterio</b>	<b>Solución</b>
<b>Caída de tensión máxima</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Transferir bloques de carga hacia circuitos vecinos.</li> <li>2. Reubicar bancos de condensadores existentes.</li> <li>3. Instalar banco de condensadores</li> </ol>
<b>Capacidad de carga</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Transferir bloques de carga hacia circuitos vecinos.</li> <li>2. Instalar conductores de mayor calibre.</li> <li>3. Crear nuevos circuitos.</li> <li>4. Cambio de nivel de tensión.</li> </ol>

<b>Seccionamiento</b>	1. Colocación o retiro de seccionadores según normativa.
<b>Interconexiones</b>	2. Colocación de las interconexiones referidas en norma.
<b>Pérdidas técnicas</b>	1. Transferir bloques de carga hacia circuitos vecinos. 2. Instalar banco de condensadores 3. Instalar conductores de mayor calibre.
<b>Capacidad firme</b>	1. Colocación de nuevas unidades de transformación de mayor capacidad.

#### 6.4.2 Análisis técnico-económico de las propuestas planteadas

Después de elaborar los anteproyectos de adecuación de circuitos, se debe realizar el cálculo de la inversión estimada, mediante el Programa “Presupuesto Estimado”, ya referido en el punto 6.2.8 de este mismo capítulo; este programa arrojará costo de materiales y de mano de obra.

Tal como se observa en la tabla 2 existen diferentes formas de solución a los problemas existentes en los circuitos, lo que supone la elaboración de varios anteproyectos para un solo circuito, operativamente viables para su ejecución; se debe elegir el más factible atendiendo a las siguientes consideraciones:

- *Económicas:* se refiere al costo de inversión para cada anteproyecto.
- *Su alcance:* los anteproyectos poseen un alcance positivo, referido al número de circuitos que adecua simultáneamente, o un alcance negativo, cuando adecuar un circuito tiene repercusiones de índole operativa en otro circuito vecino, que hace empeorar sus condiciones, en referencia a los criterios de planificación.
- *Estratégicas:* durante la ejecución de alguna de las acciones hay que tomar en cuenta que se pueden afectar a clientes de importancia estratégica, como a los hospitales, aeropuertos, etc.
- *Factibles:* evaluar si la solución presentada es viable desde el punto de vista de la topología del terreno y de la preservación del ambiente, por lo que cualquier solución no debe generar efectos indeseables en esta materia.

## CAPÍTULO VII

### 7. ESTUDIO DE LOS CIRCUITOS DE LA SUBESTACIÓN LONGA ESPAÑA.

#### 7.1 Descripción de la subestación.

La subestación Longa España es una de las 5 subestaciones que conforman la red de 12,47kV de la antigua C.A. La Electricidad de Caracas, ahora perteneciente a CORPOELEC. Está ubicada en el centro-norte del estado, específicamente en el Blvar. San Antonio, Calle la Planta, Sector Naiguatá, Edo. Vargas (Ver Anexo C).

Las subestación es alimentada por el anillo de 69kV de CORPOELEC, cuya configuración se denomina subestación con barra seccionada (Ver Anexo E), que opera normalmente abierta hasta que una de las unidades esté fuera de servicio por falla o por mantenimiento. Alimenta a cinco (5) circuitos cuya configuración es radial, específicamente, cuatro (4) con un nivel de tensión de 12,47kV en estrella y uno (1), el B05, en 4,8 kV en delta.

La capacidad nominal de la subestación es de 15MVA, su capacidad firme es de 11,25 MVA, una capacidad máxima a ventilación forzada de 18,75 MVA; tiene instaladas dos (2) unidades de transformación, lo cual se muestra a continuación en la tabla 3.

**Tabla 3. Características de las unidades de transformación.**

Unidades de Transformación	Relación de Tensión	Capacidad Nominal	Capacidad Ventilación Forzada	Tipo de Conexión
I	67/12,47 kV	7,5 MVA	9,375 MVA	$\Delta$ -Y
II	67/12,47 kV	7,5 MVA	9,375 MVA	$\Delta$ -Y

## 7.2 Características de los circuitos de la subestación.

### 7.2.1 Componentes característicos de los circuitos.

Cada circuito posee cantidades diferentes en cuanto a los elementos que lo conforman, lo cual se discrimina a continuación, en la tabla 4:

**Tabla 4. Componentes característicos de los circuitos.**

Circuito	Tensión	Capacidad instalada	kVAr Instalado	PD	ID	T
LOE_A02	12,47 kV	4.345 kVA	-	36	16	1
LOE_A04	12,47 kV	8.377 kVA	-	35	25	2
LOE_B03	12,47 kV	6.644 kVA	-	40	13	-
LOE_B04	12,47 kV	2.625 kVA	-	10	16	2
LOE_B05	4,8 kV	4.604 kVA	-	15	4	-

### 7.2.2 Cargas conectadas por circuito.

Se trata de las cargas conectadas en cuanto al tipo de servicio en unidad de kVA que posee cada circuito de la subestación. Ver tabla 5.

**Tabla 5. Cargas conectadas por circuito.**

Circuito	Residencial kVA	Comercial kVA	Industrial kVA
LOE_A02	4.045	-	300
LOE_A04	6.327	2.050	-
LOE_B03	4.004	2.340	300
LOE_B04	2.125	500	-
LOE_B05	1.969	2.635	-

De acuerdo a la tabla 5 podemos señalar que la demanda de la subestación Longa España propiamente, la liderizan las cargas residenciales casi en su totalidad.

### 7.2.3 Sectores que alimentan los circuitos de la subestación.

Cada circuito de la subestación alimenta a una zona determinada en el estado Vargas los cuales se discriminan a continuación en la tabla 6. (Ver Anexo D):

**Tabla 6. Sectores que alimentan los circuitos de la subestación Longa España.**

<b>Circuitos</b>	<b>Sectores que alimenta</b>
<b>LOE_A02</b>	Barrio San Antonio, Avenida José María Vargas, Sector La Planta, Sector Los Periodistas, Pueblo Arriba, Pueblo Abajo, Sector El Estadio.
<b>LOE_A04</b>	Urbanización Camuri Grande, Sector Care, Sector Bloque de Inavi.
<b>LOE_B03</b>	Club Puerto Azul, club Playa Azul, Sector Valle Verde, Pueblo Carmen de Uria.
<b>LOE_B04</b>	Urbanización Camuri Grande, Universidad Simón Bolívar.
<b>LOE_B05</b>	Urbanización Longa España, club Puerto Azul.

### 7.2.4 Interconexiones entre los circuitos.

Cada circuito de la subestación Longa España posee interconexión con al menos un circuito de la misma subestación, exceptuando el LOE\_B05 que está aislado de los demás circuitos por tener un nivel de tensión de 4,8 kV. En la tabla 7 se observa las interconexiones de los circuitos de la subestación Longa España.

**Tabla 7. Interconexiones entre circuitos.**

<b>Circuito</b>	<b>LOE_A02</b>	<b>LOE_A04</b>	<b>LOE_B03</b>	<b>LOE_B04</b>	<b>LOE_B05</b>
<b>LOE_A02</b>	-	-	ID19525, ID7235	-	-
<b>LOE_A04</b>	-	-	-	ID28865, ID30747, ID15627, ID30575, ID32177, ID28867, ID32611	-
<b>LOE_B03</b>	ID19525, ID7235	-	-	-	-

<b>LOE_B04</b>	-	ID28865, ID30747, ID15627, ID30575, ID32177, ID28867, ID32611	-	-	-
<b>LOE_B05</b>	-	-	-	-	-

### 7.3 Estado actual de los circuitos de la subestación Longa España.

Los circuitos poseen ciertas características de operación, por lo que se tendrá que analizar minuciosamente a continuación.

#### 7.3.1 Demanda eléctrica máxima en estado actual año 2009.

De acuerdo a la información suministrada por SCADA la tabla 8 muestra las demandas máximas registradas en el año 2009 por circuito.

**Tabla 8. Demanda eléctrica máxima en estado actual por circuitos para el año 2009**

<b>Circuito</b>	<b>S/E</b>	<b>LOE_A02</b>	<b>LOE_A04</b>	<b>LOE_B03</b>	<b>LOE_B04</b>	<b>LOE_B05</b>
Demanda máxima período 2009 (kVA)	<b>7.489</b>	<b>2.635</b>	<b>1.942</b>	<b>2.377</b>	<b>664</b>	<b>1.276</b>

#### 7.3.2 Simulación en estado actual.

De acuerdo al procedimiento descrito en el punto 6.3.3 del capítulo VI, a continuación se observan las condiciones de operación de los circuitos en estudio.

##### 7.3.2.1 Indicadores de condiciones de operación.

Los indicadores de condiciones de operación muestran los valores que caracterizan cada circuito (ver tabla 9) como variables en el programa de simulación

ASP, los cuales se obtienen una vez que se realizan las corridas de flujo de carga en el programa ASP con los valores de demanda eléctrica máxima.

**Tabla 9. Indicadores de condiciones de operación de los circuitos de la S/E Longa España.**

Circuito	Capacidad Instalada (kVA)	Factor de Potencia	Factor de Utilización (%)	Factor de Carga (%)
LOE_A02	4.345	0,9	60	57
LOE_A04	8.377	0,9	21	27
LOE_B03	6.644	0,9	35	72
LOE_B04	2.625	0,9	25	68
LOE_B05	4.604	0,9	28	49

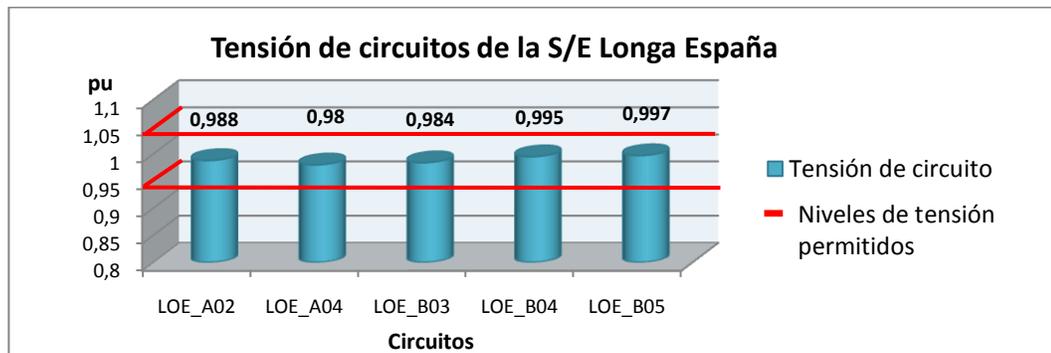
#### 7.3.2.2 Tensión de los circuitos de la S/E Longa España.

La tabla 10 muestra los valores de tensión en por unidad obtenidos mediante la simulación realizada.

**Tabla 10. Tensión de los circuitos de la S/E Longa España.**

Circuito	Tensión (pu)
LOE_A02	0,988
LOE_A04	0,980
LOE_B03	0,984
LOE_B04	0,995
LOE_B05	0,997

La gráfica 1 muestra las tensiones de los circuitos, en comparación con los niveles de tensión permitidos, de acuerdo a los criterios de planificación; en este caso, el criterio de caída de tensión máxima.



**Gráfica 1 . Tensión de los circuitos de la S/E Longa España según criterio de planificación.**

Los valores de tensión de los circuitos de la subestación Longa España se encuentran dentro del rango establecido por los criterios de planificación.

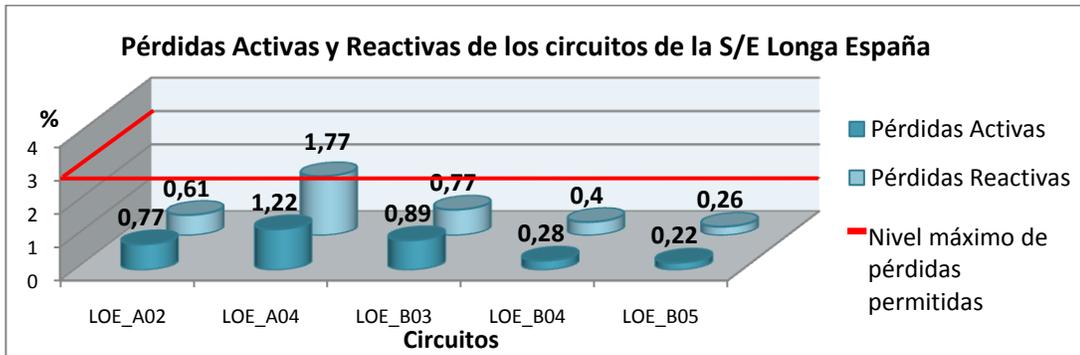
### 7.3.2.3 Pérdidas activas y reactivas de los circuitos de la S/E Longa España.

La tabla 11 muestra los valores de pérdidas técnicas obtenidas.

**Tabla 11. Pérdidas activas y reactivas de los circuitos de la S/E Longa España.**

Circuito	kW	%	kVAr	%
LOE_A02	20,30	0,77	16,20	0,61
LOE_A04	23,60	1,22	34,40	1,77
LOE_B03	21,00	0,89	18,40	0,77
LOE_B04	1,90	0,28	2,70	0,40
LOE_B05	2,70	0,22	3,30	0,26

La gráfica 2 muestra las pérdidas activas y reactivas de los circuitos, en comparación con los niveles permitidos de pérdidas técnicas de acuerdo a los criterios de planificación; en este caso el criterio de pérdidas técnicas, los cuales se encuentran dentro del rango establecido.

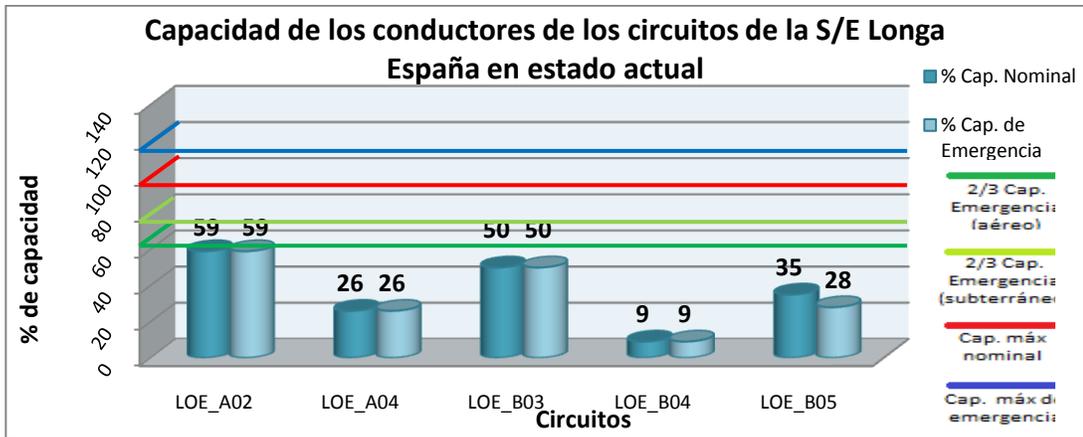


**Gráfica 2. Pérdidas activas y reactivas de los circuitos de la S/E Longa España.**

Los valores de pérdidas técnicas de los circuitos de la subestación Longa España se encuentran dentro del rango establecido por los criterios de planificación.

#### 7.3.2.4 Capacidad de carga.

La gráfica 3 verificamos si los conductores exceden sus capacidades de carga.



**Gráfica 3. Capacidad de los conductores de los circuitos de la S/E Longa España.**

Los conductores no exceden las capacidades definidas como violación de criterio de planificación.

#### 7.4 Estimación de demanda eléctrica.

Para obtener la demanda eléctrica a mediano plazo de la subestación Longa España y de los circuitos que la conforman, es necesario seguir el procedimiento del punto 6.3.2 del capítulo VI. (Ver Anexo M).

#### 7.4.1 Incorporación de clientes nuevos a la red.

La subestación Longa España no posee inclusión de nuevos clientes a corto ni a mediano plazo por tanto no se añadió esta consideración al estudio.

#### 7.4.2 Escogencia del método de estimación de demanda eléctrica.

La estimación de demanda eléctrica se realizó a través de los métodos definidos en los puntos 6.3.2.2, 6.3.2.3 y 6.3.2.4 del capítulo VI y se escoge el método más adecuado siguiendo la metodología descrita el punto 6.3.2.5 del capítulo VI. En la tabla 12 se muestran los valores de la estimación de demanda eléctrica a mediano plazo por año según el método seleccionado. (Ver Anexo N).

**Tabla 12. Resumen de métodos seleccionados para la S/E y circuitos de Longa España.**

Circuito	Método de estimación	kVA Demanda por años				
		2010	2011	2012	2013	2014
S/E LOE	HOLT WINTER	7.607	8.130	8.652	9.174	<b>9.696</b>
LOE_A02	HOLT WINTER	2.405	2.559	2.713	2.867	<b>3.022</b>
LOE_A04	HOLT WINTER	1.750	1.780	1.811	1.842	<b>1.873</b>
LOE_B03	HOLT WINTER	2.313	2.389	2.466	2.543	<b>2.619</b>
LOE_B04	TENDENCIAL	921	1.116	1.312	1.507	<b>1.702</b>
LOE_B05	HOLT WINTER	1.405	1.424	1.443	1.463	<b>1.482</b>

#### 7.4.3 Tasa de crecimiento.

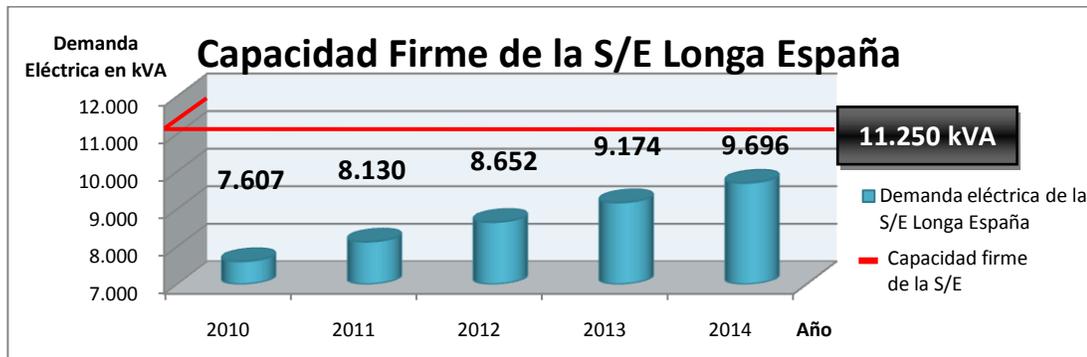
Una vez estimado el crecimiento de la demanda eléctrica, se puede calcular de acuerdo con la (ecuación 5.2.1) el porcentaje de la tasa de crecimiento interanual de dicha demanda, el cual se muestra en la tabla 13.

**Tabla 13. Tabla de porcentaje de la tasa de crecimiento de la estimación de demanda eléctrica para la S/E y circuitos de Longa España.**

Circuito	Porcentaje de Tasa de Crecimiento (%)
S/E LOE	3,08
LOE_A02	2,89
LOE_A04	0,85
LOE_B03	1,56
LOE_B04	7,98
LOE_B05	0,66

#### 7.4.4 Capacidad firme de la S/E Longa España.

La gráfica 4 muestra el crecimiento de la demanda eléctrica de la subestación con respecto a su capacidad firme y se observa que a mediano plazo no excede dicha capacidad, por lo que no es necesario proyectar ninguna ampliación de capacidad en la subestación.



**Gráfica 4. Capacidad firme de la S/E Longa España.**

## CAPÍTULO VIII

### 8. ESTUDIO DE LOS CIRCUITOS DE LA SUBESTACIÓN CARAYACA.

#### 8.1 Descripción de la subestación.

La subestación Carayaca es otra de las 5 subestaciones que conforman la red de 12,47kV de la antigua C.A. La Electricidad de Caracas, ahora perteneciente a CORPOELEC. Está ubicada al oeste del Edo. Vargas, específicamente al Sur-Oeste del Casco Central del Poblado de Carayaca, Edo. Vargas (Ver Anexo F).

La subestación es alimentada por el anillo de 30kV de CORPOELEC, cuya configuración se denomina subestación con barra seccionada (Ver Anexo H), que opera normalmente abierta hasta que una de las unidades esté fuera de servicio por falla o por mantenimiento. Alimenta a cinco (5) circuitos en 12,47kV cuya configuración es radial.

La capacidad nominal de la subestación es de 11,2 MVA, su capacidad firme es de 8,4 MVA, una capacidad máxima a ventilación forzada de 14,0 MVA, posee instaladas dos (2) unidades de transformación, lo cual se muestra en la tabla 14.

**Tabla 14. Características de las unidades de transformación.**

Unidades de Transformación	Relación de Tensión	Capacidad Nominal	Capacidad Ventilación Forzada	Tipo de Conexión
I	30/12,47 kV	5,6 MVA	7 MVA	$\Delta$ -Y
II	30/12,47 kV	5,6 MVA	7 MVA	$\Delta$ -Y

## 8.2 Características de los circuitos de la subestación.

### 8.2.1 Componentes característicos de los circuitos.

Cada circuito posee cantidades diferentes en cuanto a los elementos que lo conforman, lo cual se discrimina a continuación, en la tabla 15:

**Tabla 15. Componentes característicos de los circuitos.**

Circuito	Tensión	Capacidad instalada	kVAr Instalado	PD	ID	T
CRY_A01	12,47 kV	2.320 kVA	-	29	11	-
CRY_A02	12,47 kV	3.292 kVA	-	172	56	-
CRY_A03	12,47 kV	8.077kVA	1.500kVAr	211	62	-
CRY_B01	12,47 kV	1.525kVA	-	49	18	-
CRY_B02	12,47 kV	3.642kVA	-	83	22	-

### 8.2.2 Cargas conectadas por circuito.

Se trata de las cargas conectadas en cuanto a tipo de servicio en unidad de kVA que posee cada circuito de la subestación. Ver tabla 16.

**Tabla 16. Cargas conectadas por circuito.**

Circuito	Residencial kVA	Comercial kVA	Industrial kVA
CRY_A01	2.245	-	75
CRY_A02	2.714,5	577,5	-
CRY_A03	5.475	2.602	-
CRY_B01	1.450	75	-
CRY_B02	3.567	75	-

De acuerdo a la tabla 16 podemos señalar que la demanda de la subestación Carayaca propiamente, la liderizan las cargas residenciales casi en su totalidad.

### 8.2.3 Sectores que alimentan los circuitos de la subestación.

Cada circuito de la subestación alimenta a una zona determinada en el estado Vargas (ver tabla 17), lo cual se discrimina a continuación (Ver Anexo G):

**Tabla 17. Sectores que alimentan los circuitos de la subestación Carayaca.**

<b>Circuitos</b>	<b>Sectores que Alimenta</b>
<b>CRY_A01</b>	Casco central de la población de Carayaca.
<b>CRY_A02</b>	Casco central de la población de Carayaca y la población de Corralito.
<b>CRY_A03</b>	Casco central de la población de Carayaca, población de Corralito, la población de Las Lapas y termina en la población de Petaquirito.
<b>CRY_B01</b>	Casco central de la población de Carayaca.
<b>CRY_B02</b>	Casco central de la población de Carayaca.

### 8.2.4 Interconexiones entre los circuitos.

Cada circuito de la subestación Carayaca posee interconexión con al menos un circuito de la misma subestación, y por encontrarse el CRY\_B01 cerca del PCR\_A02 y CRY\_B02 cerca del PCR\_B01, poseen interconexión entre sí aún siendo circuitos pertenecientes a diferentes subestaciones. En la tabla 18 se observan las interconexiones de los circuitos de la subestación Carayaca.

**Tabla 18. Interconexiones entre circuitos.**

<b>Circuito</b>	<b>CRY_A01</b>	<b>CRY_A02</b>	<b>CRY_A03</b>	<b>CRY_B01</b>	<b>CRY_B02</b>	<b>PCR_A02</b>	<b>PCR_B01</b>
<b>CRY_A01</b>	-	ID16600 ID16769	ID21378 ID21720	ID21712	-	-	-
<b>CRY_A02</b>	ID16769 ID16600	-	ID25827 ID19024 ID15939 ID30365 ID26802	-	ID21719 ID12186 ID16602	-	-
<b>CRY_A03</b>	ID21720 ID21378	ID25827 ID15939 ID19024 ID30365 ID26802	-	ID19410	-	-	-

<b>CRY_B01</b>	ID21712	-	ID19410	-	ID6095	ID6097	-
<b>CRY_B02</b>	-	ID16602 ID12186 ID21719	-	ID6095	-	-	ID27905 ID23587

### 8.3 Estado actual de los circuitos de la subestación Carayaca.

Los circuitos poseen ciertas características de operación, por lo que se tendrá que analizar minuciosamente.

#### 8.3.1 Demanda eléctrica máxima en estado actual año 2009.

De acuerdo a la información suministrada por SCADA la tabla 19 muestra las demandas máximas registradas en el año 2009, por circuito.

**Tabla 19. Demanda eléctrica máxima en estado actual por circuitos para el año 2009.**

<b>Circuito</b>	<b>S/E</b>	<b>CRY_A01</b>	<b>CRY_A02</b>	<b>CRY_A03</b>	<b>CRY_B01</b>	<b>CRY_B02</b>
Demanda máxima período 2009 (kVA)	<b>5.375</b>	<b>1.396</b>	<b>1.722</b>	<b>2.026</b>	<b>485</b>	<b>1.792</b>

#### 8.3.2 Simulación en estado actual.

Se realizan las corridas de flujo de carga con el programa ASP para observar las condiciones de operación de los circuitos pertenecientes a la subestación Carayaca, con la demanda eléctrica en estado actual.

##### 8.3.2.1 Indicadores de condiciones de operación.

Los indicadores de condiciones de operación muestran los valores que caracterizan cada circuito (ver tabla 20) como variables en el programa de simulación

ASP, los cuales se obtienen una vez que se realizan las corridas de flujo de carga en este programa con los valores de demanda eléctrica máxima.

**Tabla 20. Indicadores de condiciones de operación de los circuitos de la S/E Carayaca.**

Circuito	Capacidad Instalada (kVA)	Factor de Potencia	Factor de Utilización (%)	Factor de Carga (%)
CRY_A01	2.320	0,90	60	63
CRY_A02	3.292	0,96	44	88
CRY_A03	8.077	0,99	19	53
CRY_B01	1.525	0,91	30	86
CRY_B02	3.642	0,90	47	45

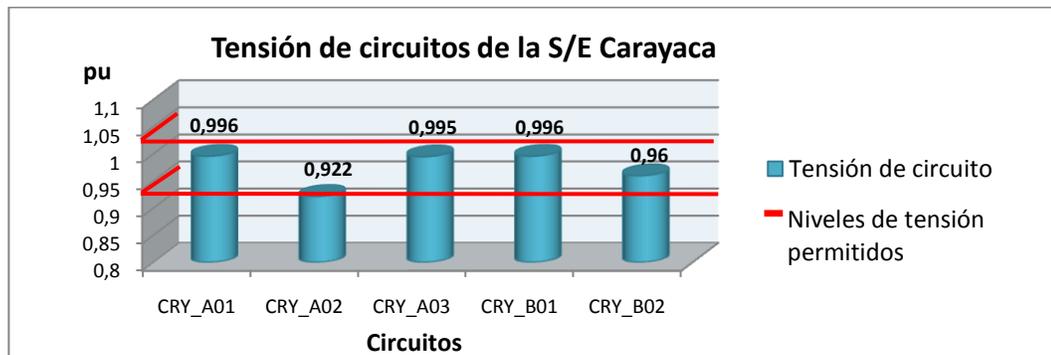
### 8.3.2.2 Tensión de los circuitos de la S/E Carayaca.

La tabla 21 muestra los valores de tensión en por unidad obtenidos mediante la simulación realizada.

**Tabla 21. Tensión de los circuitos de la S/E Carayaca.**

Circuito	Tensión (pu)
CRY_A01	0,996
CRY_A02	<b>0,922</b>
CRY_A03	0,995
CRY_B01	0,996
CRY_B02	0,960

La gráfica 5 muestra las tensiones de los circuitos, en comparación con los niveles de tensión permitidos de acuerdo a los criterios de planificación, en este caso el criterio de caída de tensión máxima.



**Gráfica 5. Tensión de los circuitos de la S/E Carayaca según criterio de planificación.**

Los valores de tensión de los circuitos de la subestación Carayaca se encuentran dentro del rango establecido por los criterios de planificación, exceptuando el CRY\_A02 que se encuentra por debajo del nivel inferior, con un valor de 0,922 pu, lo que amerita la adecuación del circuito.

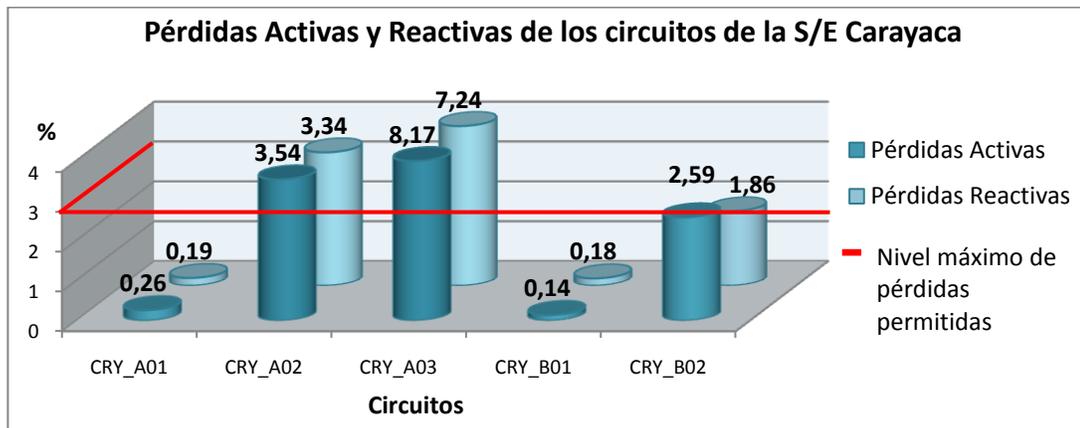
### 8.3.2.3 Pérdidas activas y reactivas de los circuitos de la S/E Carayaca.

La tabla 22 muestra los valores de pérdidas técnicas obtenidas.

**Tabla 22. Pérdidas activas y reactivas de los circuitos de la S/E Carayaca.**

Circuito	kW	%	kVAr	%
CRY_A01	3,60	0,26	2,70	0,19
CRY_A02	60,90	<b>3,54</b>	57,5	<b>3,34</b>
CRY_A03	165,6	<b>8,17</b>	146,7	<b>7,24</b>
CRY_B01	0,70	0,14	0,90	0,18
CRY_B02	46,50	2,59	33,4	1,86

La gráfica 6 muestra las pérdidas activas y reactivas de los circuitos, en comparación con los niveles permitidos de pérdidas técnicas de acuerdo a los criterios de planificación, en este caso el criterio de pérdidas técnicas, los cuales se encuentran dentro del rango establecido.

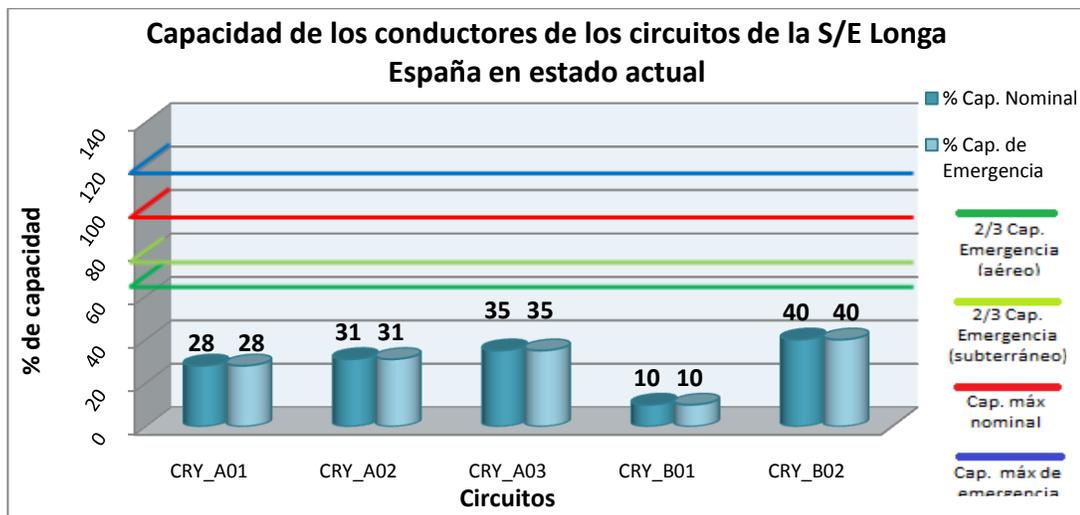


**Gráfica 6. Pérdidas activas y reactivas de los circuitos de la S/E Longa España.**

De acuerdo con la gráfica 6, los valores de pérdidas activas y reactivas se encuentran dentro del rango establecido exceptuando los circuitos CRY\_A02 y CRY\_A03 con valores superiores al límite establecido, lo que significa que estos circuitos ameritan anteproyecto.

#### 8.3.2.4 Capacidad de carga.

La gráfica 7 verificamos si los conductores exceden sus capacidades.



**Gráfica 7. Capacidad de los conductores de los circuitos de la S/E Carayaca.**

Los conductores no exceden las capacidades definidas como violación de criterio de planificación.

#### 8.4 Estimación de demanda eléctrica.

Seguimos los pasos desarrollados en el punto 7.4 del capítulo VII. (Ver Anexo M).

##### 8.4.1 Incorporación de clientes nuevos a la red.

La subestación Carayaca no posee inclusión de nuevos clientes a corto ni a mediano plazo por tanto no se añadió esta consideración al estudio.

##### 8.4.2 Escogencia del método de estimación de demanda eléctrica.

Desarrollaremos los pasos descritos en el punto 7.4.2 del capítulo VII. En la tabla 23 se muestra los valores de la estimación de demanda eléctrica a mediano plazo por año según el método seleccionado. (Ver Anexo N).

**Tabla 23. Resumen de métodos seleccionados para la S/E y circuitos de Carayaca.**

Circuito	Método de estimación	kVA Demanda por años				
		2010	2011	2012	2013	2014
S/E CRY	TENDENCIAL	5.791	6.280	6.769	7.257	<b>7.746</b>
CRY_A01	HOLT WINTER	1.485	1.592	1.698	1.805	<b>1.911</b>
CRY_A02	TENDENCIAL	1.833	2.051	2.269	2.486	<b>2.704</b>
CRY_A03	HOLT WINTER	1.894	1.999	2.104	2.209	<b>2.314</b>
CRY_B01	TENDENCIAL	470	490	509	529	<b>549</b>
CRY_B02	TENDENCIAL	1.691	1.770	1.849	1.928	<b>2.008</b>

#### 8.4.3 Tasa de crecimiento.

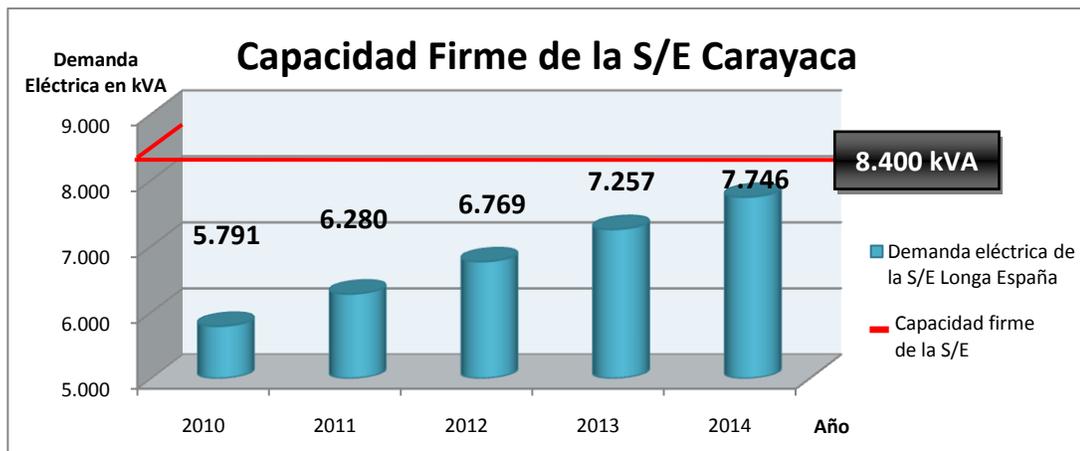
Usaremos el mismo procedimiento definido en el punto 7.4.3 del capítulo VII, cuyo resultado se muestra en la tabla 24.

**Tabla 24. Tabla de porcentaje de la tasa de crecimiento de la estimación de demanda eléctrica para la S/E y circuitos de Carayaca.**

Circuito	Porcentaje de Tasa de Crecimiento Promedio (%)
S/E CRY	3,70
CRY_A01	3,57
CRY_A02	4,97
CRY_A03	2,53
CRY_B01	2,51
CRY_B02	2,12

#### 8.4.4 Capacidad firme de la S/E Carayaca.

La gráfica 8 muestra el crecimiento de la demanda eléctrica de la subestación con respecto a su capacidad firme y se observa que a mediano plazo no excede dicha capacidad, por lo que no es necesario proyectar ninguna ampliación de capacidad en la subestación.



**Gráfica 8. Capacidad firme de la S/E Carayaca.**

## CAPÍTULO IX

### 9. ESTUDIO DE LOS CIRCUITOS DE LA SUBESTACIÓN LA SABANA.

#### 9.1 Descripción de la subestación.

La subestación La Sabana es una de las tres subestaciones que conforman la red de 8,3kV de la antigua C.A. La Electricidad de Caracas, ahora perteneciente a CORPOELEC. Está ubicada al este del Edo. Vargas, específicamente en la calle Real, en el poblado de la Sabana. Principalmente alimenta a las zonas de: La Sabana, Caruao, Guayabal, Edo. Vargas (Ver Anexo I).

Las subestación es alimentada por el anillo de 30 kV de CORPOELEC, cuya configuración se denomina subestación con barra seccionada (Ver Anexo K), que opera normalmente abierta hasta que una de las unidades esté fuera de servicio por falla o por mantenimiento. Alimenta a dos (2) circuitos en 8,3kV cuya configuración es radial.

La capacidad nominal de la subestación es de 3,0 MVA, su capacidad firme es de 1,8 MVA, las unidades de transformación no poseen ventilación forzada; posee instaladas dos (2) unidades de transformación, lo cual se muestra a continuación en la tabla 25.

**Tabla 25. Características de las unidades de transformación.**

Unidades de Transformación	Relación de Tensión	Capacidad Nominal	Capacidad Ventilación Forzada	Tipo de Conexión
I	28,8/8,3 kV	1,5 MVA	-	$\Delta$ -Y
II	28,8/8,3 kV	1,5 MVA	-	$\Delta$ -Y

## 9.2 Características de los circuitos de la subestación.

### 9.2.1 Componentes característicos de los circuitos.

Cada circuito posee cantidades diferentes en cuanto a los elementos que lo conforma, lo cual se discriminan a continuación en la tabla 26:

**Tabla 26. Componentes característicos de los circuitos.**

Circuito	Tensión	Capacidad instalada	kVAr Instalado	PD	ID	T
LSB_A01	8,3 kV	2.110 kVA	675 kVAr	61	16	0
LSB_B01	8,3 kV	2.217 kVA	0	41	13	0

### 9.2.2 Cargas conectadas por circuito.

Se trata de las cargas conectadas en cuanto a tipo de servicio en unidad de kVA que posee cada circuito de la subestación. Ver tabla 27.

**Tabla 27. Cargas conectadas por circuito.**

Circuito	Residencial kVA	Comercial kVA	Industrial kVA
LSB_A01	2.060	50	-
LSB_B01	2.142	75	-

De acuerdo a la tabla 27 podemos señalar que la demanda de la subestación La Sabana propiamente, la liderizan las cargas residenciales, casi en su totalidad.

### 9.2.3 Sectores que alimentan los circuitos de la subestación.

Cada circuito de la subestación alimenta a una zona determinada en el estado Vargas (ver tabla 28), lo cual se muestran a continuación (Ver Anexo J):

**Tabla 28 . Sectores que alimentan los circuitos de la subestación La Sabana.**

<b>Circuitos</b>	<b>Sectores que Alimenta</b>
<b>LSB_A01</b>	Poblado de La Sabana, Caruao y Guayabal
<b>LSB_B01</b>	Poblado de La Sabana.

#### 9.2.4 Interconexiones entre los circuitos.

El circuito LSB\_A01 de la subestación La Sabana posee interconexión con LSB\_B01 perteneciente a la misma subestación y también con el circuito CHP\_A01 de la subestación Chuspa debido a su cercanía, a diferencia que el LSB\_B01 que solo posee interconexión con LSB\_A01 perteneciente a la misma subestación. En la tabla 29 se observa las interconexiones de los circuitos de la subestación La Sabana.

**Tabla 29. Interconexiones entre circuitos.**

<b>Circuito</b>	<b>LSB_A01</b>	<b>LSB_B01</b>	<b>CHP_A01</b>
<b>LSB_A01</b>	-	ID26196, ID27487	ID3329
<b>LSB_B01</b>	ID26196, ID27487	-	-

#### 9.3 Estado actual de los circuitos de la subestación La Sabana.

##### 9.3.1 Demanda eléctrica máxima en estado actual año 2009.

De acuerdo a la información suministrada por SCADA la tabla 30 muestra las demandas máximas registradas en el año 2009, por circuito.

**Tabla 30. Demanda eléctrica máxima en estado actual por circuitos para el año 2009**

<b>Circuito</b>	<b>S/E</b>	<b>LSB_A01</b>	<b>LSB_B01</b>	<b>CHP_A01</b>
Demanda máxima período 2009 (kVA)	<b>1.498</b>	<b>998</b>	<b>730</b>	<b>919</b>

### 9.3.2 Simulación en estado actual.

De acuerdo al procedimiento descrito en el punto 6.3.3 del capítulo VI, se observan las condiciones de operación de los circuitos en estudio.

#### 9.3.2.1 Indicadores de condiciones de operación.

Los indicadores de condiciones de operación muestran los valores que caracterizan a circuito (Ver tabla 31) como variables en el programa de simulación ASP, los cuales se obtienen una vez que se realizan las corridas de flujo de carga en este programa con los valores de demanda eléctrica máxima.

**Tabla 31. Indicadores de condiciones de operación de los circuitos de la S/E La Sabana.**

Circuito	Capacidad Instalada (kVA)	Factor de Potencia	Factor de Utilización (%)	Factor de Carga (%)
LSB_A01	2.110	0,98	41	84
LSB_B01	2.217	0,98	31	84
CHP_A01	2.535	0.99	27	81

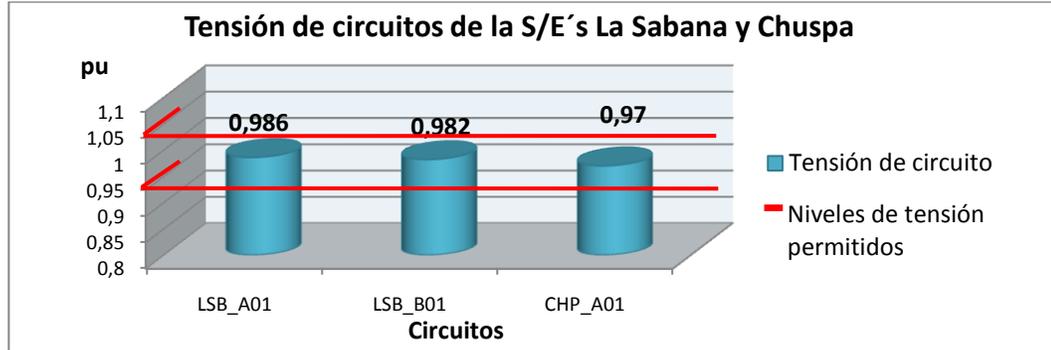
#### 9.3.2.2 Tensión de los circuitos de la S/E's La Sabana y Chuspa.

La tabla 32 muestra los valores de tensión en por unidad obtenidos mediante la simulación realizada.

**Tabla 32. Tensión de los circuitos de la S/E's La Sabana y Chuspa.**

Circuito	Tensión (pu)
LSB_A01	0,986
LSB_B01	0,982
CHP_A01	0.970

La gráfica 9 muestra las tensiones de los circuitos, en comparación con los niveles de tensión permitidos de acuerdo a los criterios de planificación, en este caso el criterio de caída de tensión máxima.



**Gráfica 9. Tensión de los circuitos de la S/E's La Sabana y Chuspa según criterio de planificación.**

Los valores de tensión de los circuitos de la subestaciones La Sabana y Chuspa se encuentran dentro del rango establecido por los criterios de planificación.

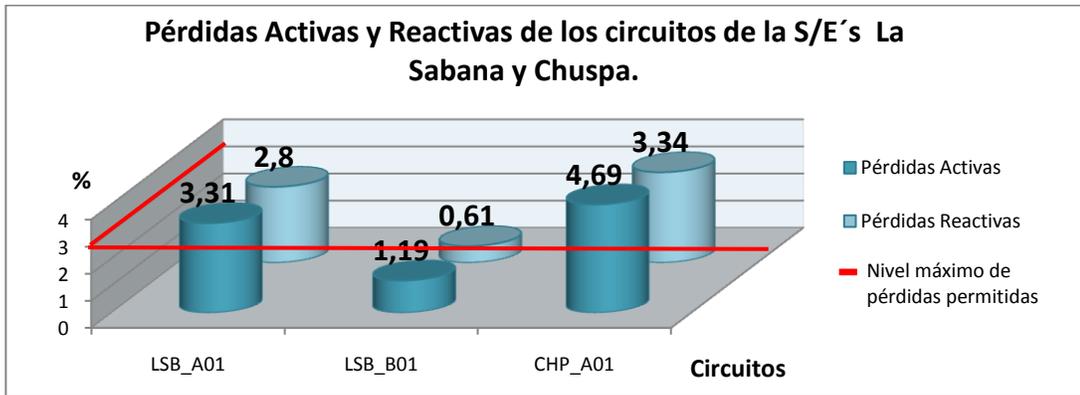
### 9.3.2.3 Pérdidas activas y reactivas de los circuitos de la S/E's La Sabana y Chuspa.

La tabla 33 muestra los valores de pérdidas técnicas obtenidas.

**Tabla 33. Pérdidas activas y reactivas de los circuitos de la S/E's La Sabana y Chuspa.**

Circuito	kW	%	kVAr	%
<b>LSB_A01</b>	33,10	<b>3,31</b>	28,00	2,80
<b>LSB_B01</b>	8,70	1,19	4,40	0,61
<b>CHP_A01</b>	43,10	<b>4,69</b>	30,70	<b>3,34</b>

La gráfica 10 muestra las pérdidas activas y reactivas de los circuitos, en comparación con los niveles permitidos de pérdidas técnicas de acuerdo a los criterios de planificación, en este caso el criterio de pérdidas técnicas, los cuales se encuentran dentro del rango establecido.

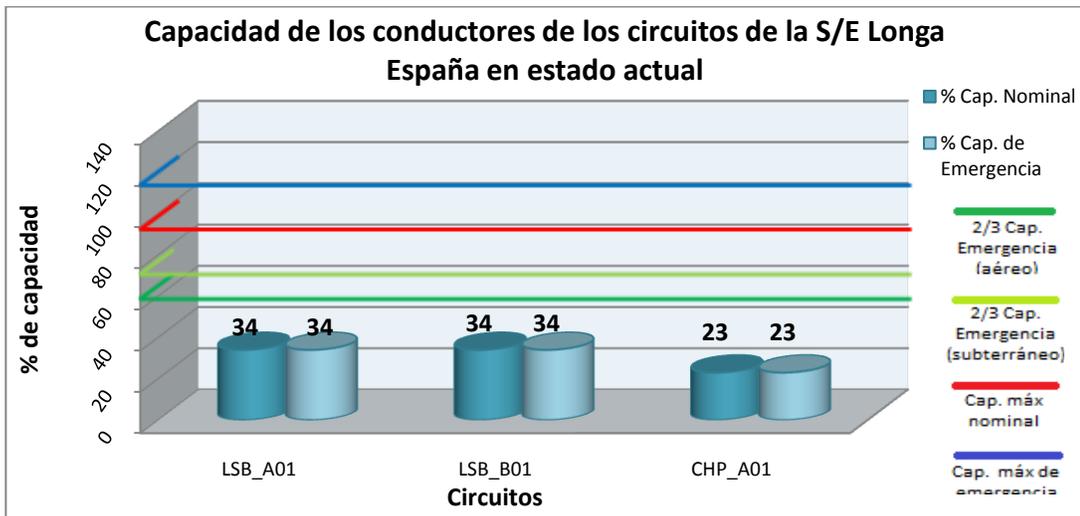


**Gráfica 10. Pérdidas activas y reactivas de los circuitos de la S/E's La Sabana y Chuspa.**

Los valores de pérdidas técnicas de los circuitos LSB\_A01 y CHP\_A01 exceden los límites establecidos por los criterios de planificación, exceptuando LSB\_B01 que opera dentro de los límites, por lo que ameritan anteproyectos

#### 9.3.2.4 Capacidad de carga.

La gráfica 11 verificamos si los conductores exceden sus capacidades.



**Gráfica 11. Capacidad de los conductores de los circuitos de la S/E's La Sabana y Chuspa.**

Los conductores no exceden las capacidades definidas como violación de criterio de planificación.

#### 9.4 Estimación de demanda eléctrica.

Para obtener la demanda eléctrica a mediano plazo de la subestación Longa España y de los circuitos que la conforman, es necesario seguir el procedimiento del punto 6.3.2 del capítulo VI. (Ver Anexo M).

##### 9.4.1 Incorporación de clientes nuevos a la red.

La subestación La Sabana no posee inclusión de nuevos clientes a corto ni a mediano plazo por tanto no se añadió esta consideración al estudio.

##### 9.4.2 Escogencia del método de estimación de demanda eléctrica.

Desarrollaremos los pasos descritos en el punto 7.4.2 del capítulo VII. En la tabla 34 se muestra los valores de la estimación de demanda eléctrica a mediano plazo por año según el método seleccionado. (Ver Anexo N).

**Tabla 34. Resumen de métodos seleccionados para la S/E y circuitos de La Sabana y Chuspa.**

Circuito	Método de estimación	kVA Demanda por años				
		2010	2011	2012	2013	2014
S/E LSB	HOLT WINTER	1.271	1.413	1.555	1.697	<b>1.839</b>
LSB_A01	TENDENCIAL	756	863	970	1.077	<b>1.184</b>
LSB_B01	HOLT WINTER	696	812	928	1.044	<b>1.160</b>
CHP_A01	HOLT WINTER	850	879	908	937	<b>967</b>

### 9.4.3 Tasa de crecimiento.

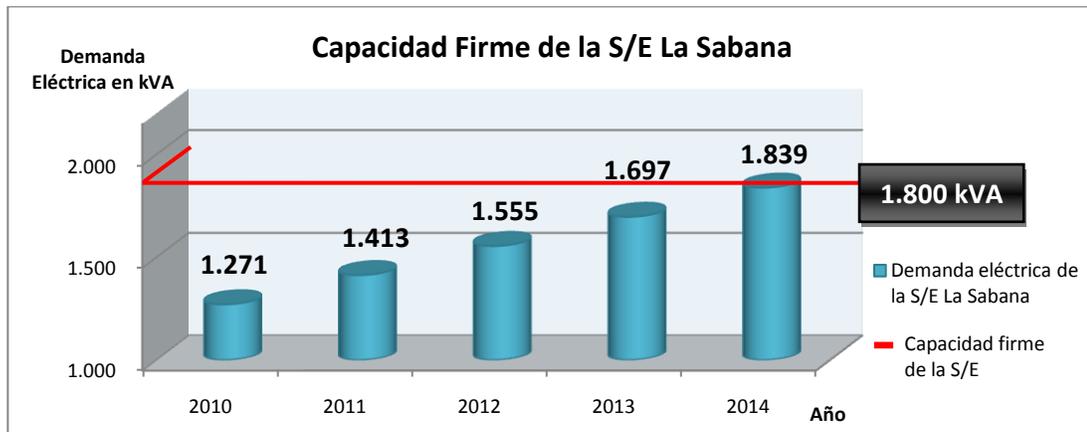
Usaremos el mismo procedimiento definido en el punto 7.4.3 del capítulo VII, el cual se muestra en la tabla 35.

**Tabla 35. Tabla de porcentaje de la tasa de crecimiento de la estimación de demanda eléctrica para la S/E y circuitos de La Sabana y Chuspa.**

Circuito	Porcentaje de Tasa de Crecimiento Promedio (%)
S/E LSB	4,72
LSB_A01	3,48
LSB_B01	6,30
CHP_A01	1,62

### 9.4.4 Capacidad firme de la S/E La Sabana.

La gráfica 12 muestra el crecimiento de la demanda eléctrica de la subestación con respecto a su capacidad firme, el cual se observa que a mediano plazo, específicamente en el año 2014 excede dicha capacidad; lo que se propone realizar anteproyectos de adecuación de la subestación en cuanto a someter a las unidades de transformación a ventilación forzada o cambiar dichas unidades a unas de mayor capacidad, para así aumentar la capacidad firme a valores superiores de 1.839kVA.



**Gráfica 12. Capacidad firme de la S/E La Sabana.**

## **CAPÍTULO X**

### **10. ANÁLISIS Y PLANTEAMIENTO DE ESTRATEGIAS.**

#### 10.1 Introducción.

Para realizar los estudios de planificación a corto y a mediano plazo es de vital importancia analizar las condiciones de operación de los circuitos en estudio para los cuatro escenarios posibles expuestos en el punto 6.3.4 del capítulo VI, con la finalidad de obtener una amplia visión de cómo operarían los mismos a corto y a mediano plazo con o sin adecuaciones según sea el caso.

#### 10.2 Escenario 1.

Evaluaremos las condiciones de operación de los circuitos en estudio para el escenario 1.

##### 10.2.1 Análisis a corto plazo.

De acuerdo con las simulaciones realizadas en los capítulos VII, VIII y IX, específicamente en los puntos 7.3.1.2., 8.3.1.2 y 9.3.1.2 respectivamente, podemos apreciar las condiciones de operación de los circuitos en estudio, las cuales a continuación se muestra en resumen. Todas las simulaciones en estado actual para el escenario 1 serán mostradas en el Anexo O.

##### 10.2.1.1 Indicadores de condiciones de operación.

De acuerdo a las tablas 9, 20 y 31, donde nos muestran los indicadores de condiciones de operación de los circuitos en estudio sin anteproyectos en estado actual.

#### 10.2.1.2 Tensión de circuitos.

De acuerdo a las gráficas 1, 5 y 9, donde nos muestran las tensiones de los circuitos en estado actual y sin adecuaciones, podemos decir que el circuito CRY\_A02 se encuentra por debajo del límite permitido por los criterios de planificación, pero como estamos analizando el escenario 1 no realizaremos anteproyectos para su adecuación.

#### 10.2.1.3 Pérdidas activas y reactivas de los circuitos.

De acuerdo a las gráficas 2, 6 y 10, donde nos muestran las pérdidas técnicas de los circuitos en estado actual y sin adecuaciones, podemos decir que los circuitos CRY\_A02, CRY\_A03, LSB\_A01 y CHP\_A01 se encuentra por debajo de los límites permitidos por los criterios de planificación establecidos por la empresa.

#### 10.2.1.4 Capacidad de carga.

De acuerdo a las gráficas 3, 7 y 11, donde nos muestran las tensiones de los circuitos en estado actual y sin adecuaciones, podemos decir que ninguno de los circuitos en estudio excede su capacidad de carga.

#### 10.2.1.5 Anteproyectos en estado actual.

Para el escenario 1 los circuitos no poseen anteproyectos en estado actual.

#### 10.2.2 Análisis a mediano plazo.

A partir de la estimación de demanda eléctrica propuesta para cada circuito en las tablas 12, 23 y 34, tomaremos el valor de demanda eléctrica del año 2014 para la simulación de flujo de carga a mediano plazo, con el fin de evaluar sus condiciones

de operación. Todas las simulaciones a mediano plazo para el escenario 1 serán mostradas en el Anexo P.

#### 10.2.2.1 Indicadores de condiciones de operación.

En la tabla 36 se muestran los indicadores de condiciones de operación a mediano plazo y en escenario 1 que caracterizan cada circuito como variables en el programa de simulación ASP, los cuales se obtienen una vez que se realizan las corridas de flujo de carga.

**Tabla 36. Indicadores de los circuitos en estudio.**

Circuito	Capacidad Instalada (kVA)	Factor de Potencia	Factor de Utilización (%)	Factor de Carga (%)
LOE_A02	4.345	0,90	69	57
LOE_A04	8.377	0,90	21	27
LOE_B03	6.644	0,90	39	72
LOE_B04	2.625	0,90	64	68
LOE_B05	4.604	0,90	32	49
CRY_A01	2.320	0,90	82	63
CRY_A02	3.292	0,96	67	88
CRY_A03	8.077	0,99	23	53
CRY_B01	1.525	0,91	34	86
CRY_B02	3.642	0,90	52	45
LSB_A01	2.110	0,98	51	84
LSB_B01	2.217	0,98	49	84
CHP_A01	2.535	0,99	29	81

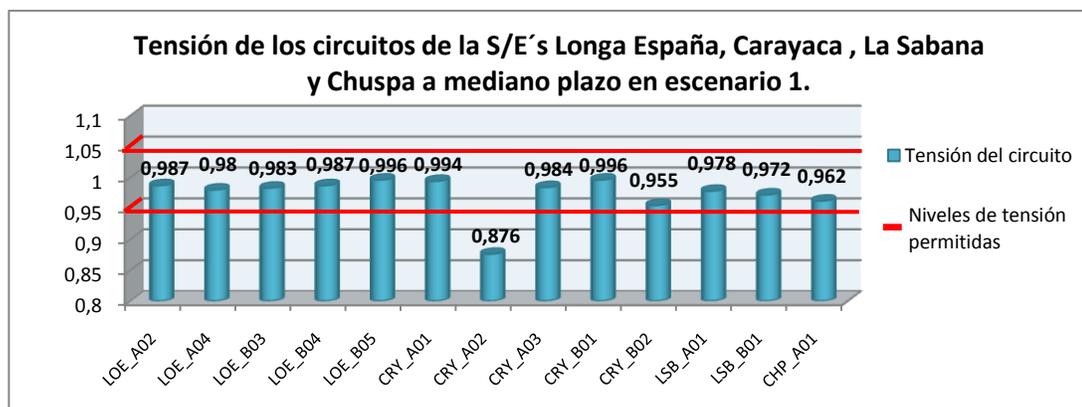
#### 10.2.2.2 Tensión de los circuitos.

La tabla 37 muestra los valores de tensión de los circuitos en estudio a mediano plazo y en escenario 1.

**Tabla 37 . Tensión de los circuitos en estudio.**

Circuito	Tensión (pu)	Circuito	Tensión (pu)	Circuito	Tensión (pu)
LOE_A02	0,987	CRY_A01	0,994	LSB_A01	0,978
LOE_A04	0,980	CRY_A02	<b>0,876</b>	LSB_B01	0,972
LOE_B03	0,983	CRY_A03	0,984	CHP_A01	0,962
LOE_B04	0,987	CRY_B01	0,996		
LOE_B05	0,996	CRY_B02	0,955		

De acuerdo con resultados obtenidos en la tabla 37, se puede señalar en la gráfica 13 los valores obtenidos, señalando que a mediano plazo en escenario 1 el circuito CRY\_A02 viola el criterio de caída de tensión máxima permitida, con un valor de 0,876 pu.



**Gráfica 13. Tensión de los circuitos en estudio.**

### 10.2.2.3 Pérdidas activas y reactivas.

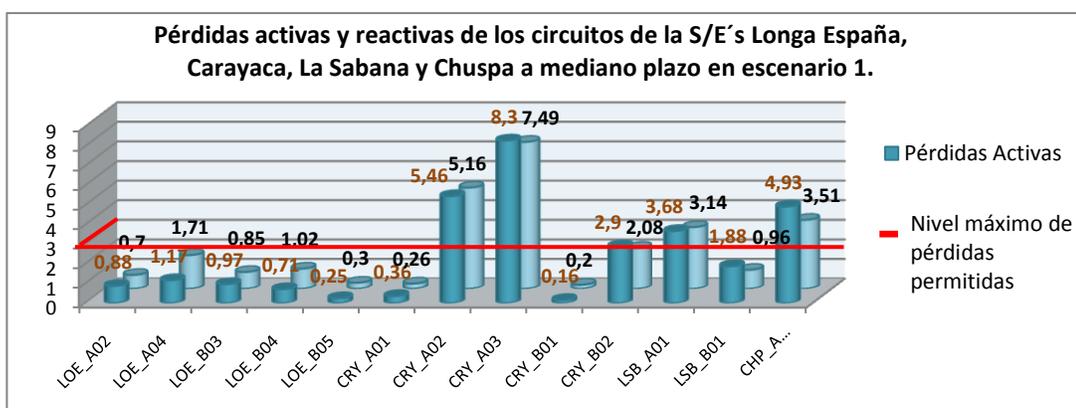
En la tabla 38 se muestran las pérdidas técnicas obtenidas mediante la simulación a mediano plazo y en escenario 1.

**Tabla 38. Pérdidas activas y reactivas de los circuitos en estudio.**

Circuito	kW	%	kVAr	%
LOE_A02	26,7	0,88	21,20	0,70

LOE_A04	22,0	1,17	32,00	1,71
LOE_B03	25,5	0,97	22,3	0,85
LOE_B04	12,1	0,71	17,3	1,02
LOE_B05	3,7	0,25	4,4	0,30
CRY_A01	6,8	0,36	5,0	0,26
CRY_A02	147,6	<b>5,46</b>	139,6	<b>5,16</b>
CRY_A03	192,1	<b>8,30</b>	173,3	<b>7,49</b>
CRY_B01	0,9	0,16	1,1	0,20
CRY_B02	58,2	2,90	41,8	2,08
LSB_A01	43,5	<b>3,68</b>	37,2	<b>3,14</b>
LSB_B01	21,9	1,88	11,1	0,96
CHP_A01	47,6	<b>4,93</b>	34,0	<b>3,51</b>

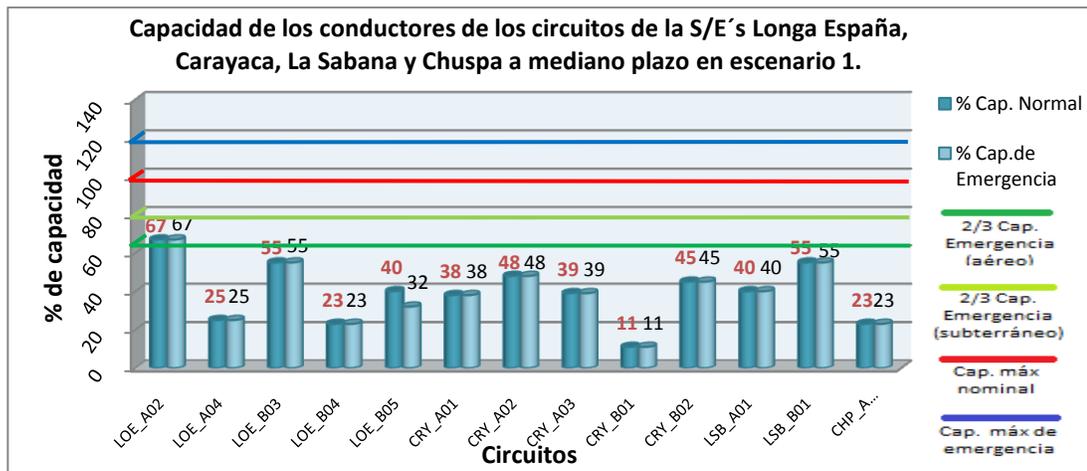
De acuerdo con resultados obtenidos en la tabla 38, se puede señalar en la gráfica 14 los valores obtenidos, señalando que a mediano plazo en escenario 1 los circuitos CRY\_A02, CRY\_A03, LSB\_A01 y CHP\_A01 violan el criterio de pérdidas técnicas con valores señalados.



**Gráfica 14. Pérdidas activas y reactivas de los circuitos en estudio.**

#### 10.2.2.4 Capacidad de carga.

En la gráfica 15 se muestra la capacidad de carga de los conductores de los circuitos en estudio a mediano plazo y en escenario 1, en comparación a los niveles de permitidos por los criterios de planificación, lo que nos muestra que el LOE\_A02 excede los 2/3 de la capacidad de emergencia en un 67%.



**Gráfica 15. Capacidad de los conductores de los circuitos en estudio.**

#### 10.2.2.5 Capacidad firme de las subestaciones.

De acuerdo a la información suministrada por la simulación a mediano plazo de la S/E La Sabana, referida en la gráfica 12, observamos que la demanda eléctrica en el año 2014 supera la capacidad firme de dicha subestación, por lo que viola el criterio de capacidad firme; lo que se propone realizar anteproyectos de adecuación de la subestación en cuanto a someter a las unidades de transformación a ventilación forzada o cambiar dichas unidades a unas de mayor capacidad, para así aumentar la capacidad firme a valores superiores de 1.839kVA.

#### 10.2.2.6 Anteproyectos a mediano plazo.

En escenario 1 los circuitos no poseen anteproyectos a mediano plazo.

### 10.3 Escenario 2.

#### 10.3.1 Análisis a corto plazo.

De acuerdo al análisis a corto plazo, específicamente el punto 10.2.1 de este mismo capítulo del escenario 1, señalamos a continuación en la tabla 39 los circuitos que ameritan anteproyecto en estado actual para el escenario 2, puntualizando el criterio de planificación violado. Todas las simulaciones en estado actual para el escenario 2 serán mostradas en el Anexo R.

**Tabla 39. Circuitos que violan los criterios de planificación.**

Circuito		Observación
S/E Carayaca	CRY_A02	Excede criterio de caída de tensión máxima.
		Excede criterio de pérdidas técnicas.
	CRY_A03	Excede criterio de pérdidas técnicas
S/E La Sabana	LSB_A01	Excede criterio de pérdidas técnicas

#### 10.3.1.1 Anteproyectos en estado actual.

De acuerdo a la tabla 39 en este punto se presentarán los anteproyectos pertenecientes al escenario 2 necesarios para adecuar los circuitos que se ven afectados según los parámetros de planificación en estado actual, realizando un estudio técnico-económico para evaluar la factibilidad de ejecución de los mismos.

##### 10.3.1.1.1 Anteproyectos para CRY\_ A02, CRY\_ A03 y LSB\_A01.

Los anteproyectos realizados para los circuitos CRY\_ A02, CRY\_ A03 y LSB\_A01 para el escenario 2 en estado actual, serán mostrados en el Anexo Q, específicamente en las tablas Q.1, Q.2 y Q.3.

#### 10.3.1.1.2 Análisis de anteproyectos en estado actual.

De acuerdo a las tablas Q.4, Q.5 y Q.6 referentes a evaluación de comportamiento de los anteproyectos para CRY\_ A02, CRY\_ A03 y LSB\_A01 respectivamente, mostrados en el Anexo Q, se puede constatar que los posibles anteproyectos a ejecutar se muestran en la tabla 40.

**Tabla 40. Anteproyectos posibles de ejecutar de acuerdo a la evaluación de comportamiento.**

<b>Circuito</b>	<b>Anteproyectos posibles de ejecutar</b>
<b>S/E Carayaca</b>	<b>CRY_A02</b> 3, 5 y 6
	<b>CRY_A03</b> 9 y 11
<b>S/E La Sabana</b>	<b>LSB_A01</b> 13, 15, 16, 17 y 18

De los anteproyectos que sí son posibles de realizar, podemos efectuar un estudio técnico-económico para saber cuál de los mismos tendrán la menor inversión de ejecución y cuales tendrán el mayor alcance en cuanto a la adecuación de los circuitos. Esta evaluación se muestra en las tablas Q.7 y Q.8 en el Anexo Q.

Para escoger uno de los anteproyectos propuestos en la tabla Q.7, pertenecientes al Anexo Q, partimos de la premisa de seleccionar aquel que tenga mayor alcance y pueda realizarse con una menor inversión: se observa que los anteproyectos 3 y 9 poseen el mayor alcance, ya que adecúan simultáneamente con la inversión señalada los circuitos CRY\_A02 y CRY\_A03; de manera que al unificar los anteproyectos 5-11 y 6-11 logramos colocar todos los anteproyectos bajo el mismo alcance, para así realizar la evaluación económica requerida. Es por esto que se elabora una tabla comparativa, tabla Q.9 perteneciente al Anexo Q, incluyendo los nuevos montos de inversión.

Para escoger uno de los anteproyectos propuestos en la tabla Q.8, pertenecientes al Anexo Q, partimos de la premisa de seleccionar solo aquel que pueda realizarse con una menor inversión, independientemente del alcance del mismo, ya que el CHP\_A01 no forma parte del objetivo de este estudio, no siendo prioritaria su adecuación.

La tabla 41, muestra los resultados obtenidos de la escogencia de los anteproyectos propuestos para los circuitos CRY\_A02, CRY\_A03 y LSB\_A01 según el análisis descrito anteriormente.

**Tabla 41. Resumen de anteproyectos escogidos con la inversión total de ejecución.**

<b>N° de anteproyecto seleccionado</b>	<b>Alcance del anteproyecto</b>	<b>Inversión total por anteproyecto en Bs.</b>	<b>Inversión total para adecuación de circuitos en escenario 2 en Bs</b>
<b>9</b>	Con la inversión generada a partir de este anteproyecto se adecúan satisfactoriamente bajo los criterios de planificación en estado actual los circuitos CRY_A02 y CRY_A03.	44.571	<b>44.571</b>
<b>13</b>	Con la inversión generada a partir de este anteproyecto se adecúa satisfactoriamente bajo los criterios de planificación en estado actual el circuito LSB_A01.	0	

### 10.3.1.2 Condiciones de operación de los circuitos en estado actual luego de realizar los anteproyectos seleccionados.

Una vez realizadas las adecuaciones propuestas por los anteproyectos descritos en la tabla 41 en estado actual para el escenario 2, se muestran en el Anexo R, las condiciones de operación de los circuitos objeto de estudio, señalando: a) Indicadores de condiciones de operación, b) Tensión de circuitos, c) Pérdidas activas y reactivas y d) Capacidad de carga, observándose que todos los circuitos operan bajo los criterios de planificación.

### 10.3.2 Análisis a mediano plazo.

Analizaremos a continuación los circuitos de las S/E's objeto de estudio a mediano plazo para el escenario 2 una vez realizado los anteproyectos de adecuación en estado actual descritos en la tabla 41. Todas las simulaciones a mediano plazo para el escenario 2 serán mostradas en el Anexo S.

#### 10.3.2.1 Condiciones de operación de los circuitos a mediano plazo luego de realizar los anteproyectos en estado actual.

Una vez realizadas las adecuaciones propuestas por los anteproyectos en estado actual para el escenario 2, se muestran en el Anexo S, las condiciones de operación de los circuitos objeto de estudio a mediano plazo, señalando: a) Indicadores de condiciones de operación, b) Tensión de circuitos, c) Pérdidas activas y reactivas y d) Capacidad de carga, observándose que el CRY\_A02 viola el criterio de caída de tensión máxima con valores de 0,714 pu y el criterio de pérdidas técnicas con valores de de pérdidas activas y reactivas de 12,07% y 10,51% respectivamente; también se refleja que el LOE\_A02 posee 67% de sobrecarga de conductores en uno de sus tramos excediendo los 2/3 de la capacidad de emergencia permitida por criterios de planificación.

## 10.4 Escenario 3

### 10.4.1 Análisis a corto plazo.

El análisis en estado actual realizado a los circuitos de las subestaciones en estudio para el escenario 3, corresponde al mismo análisis hecho para los circuitos en escenario 1 en estado actual, específicamente para evaluar las condiciones de operación en cuanto a: tensión, pérdidas activas y reactivas y capacidad de carga; definidos en los puntos 10.2.1.1, 10.2.1.2 y 10.2.1.3 de este mismo capítulo

respectivamente. Todas las simulaciones en estado actual para el escenario 3 serán mostradas en el Anexo O.

#### 10.4.1.1 Anteproyectos en estado actual.

En escenario 3 los circuitos no poseen anteproyectos en estado actual.

#### 10.4.2 Análisis a mediano plazo.

De acuerdo al análisis realizado en el punto 10.2.2 de este mismo capítulo, específicamente lo señalado en las gráficas 13, 14 y 15, referentes a las condiciones de operación a mediano plazo de los circuitos en estudio, en cuanto a: tensión, pérdidas técnicas y capacidad de carga, lo que es posible señalar a través de la tabla 42 los circuitos que ameritan anteproyectos de adecuación producto de que violan los criterios de planificación establecidos por la empresa. Todas las simulaciones a mediano plazo para el escenario 3 serán mostradas en el Anexo T.

**Tabla 42. Circuitos que violan los criterios de planificación.**

Circuito		Observación
S/E Longa España	LOE_A02	Viola el criterio de capacidad de carga, específicamente excede 2/3 de la capacidad de emergencia.
S/E Carayaca	CRY_A02	Excede criterio de caída de tensión máxima
		Excede criterio de pérdidas técnicas.
	CRY_A03	Excede criterio de pérdidas técnicas
S/E La Sabana	LSB_A01	Excede criterio de pérdidas técnicas

#### 10.4.2.1 Anteproyectos a mediano plazo.

De acuerdo a la tabla 42 en este punto se presentarán los anteproyectos pertenecientes al escenario 3, necesarios para adecuar los circuitos que se ven

afectados según los parámetros de planificación a mediano plazo, realizando un estudio técnico-económico para evaluar la factibilidad de ejecución de los mismos.

#### 10.4.2.1.1 Anteproyectos para LOE\_A02, CRY\_ A02, CRY\_ A03 y LSB\_A01.

Los anteproyectos realizados para los circuitos LOE\_A02, CRY\_ A02, CRY\_ A03 y LSB\_A01 para el escenario 3 a mediano plazo, serán mostrados en el Anexo T, específicamente en las tablas T.1, T.2, T.3 y T.4.

#### 10.4.2.1.2 Análisis de anteproyectos a mediano plazo.

De acuerdo a las tablas T.5, T.6, T.7 y T.8 referentes a evaluación de comportamiento de los anteproyectos para LOE\_A02, CRY\_ A02, CRY\_ A03 y LSB\_A01 respectivamente, mostrados en el Anexo T, se puede constatar que los posibles anteproyectos a ejecutar se muestran en la tabla 43.

**Tabla 43. Anteproyectos posibles de ejecutar de acuerdo a la evaluación de comportamiento.**

Circuito		Anteproyectos posibles de ejecutar
S/E Longa España	LOE_A02	19
	CRY_A02	24
S/E Carayaca	CRY_A03	32
	LSB_A01	34, 36, 37, 38 y 39

De acuerdo a los anteproyectos que sí son posibles de realizar propuestos en la tabla 43, se escoge para los circuitos LOE\_A02, CRY\_A02 y CRY\_A03 el único anteproyecto posible de ejecutar. Por otra parte, para los posibles anteproyectos propuestos para LSB\_A01, realizaremos un estudio técnico-económico, con la finalidad de seleccionar el más viable, partiendo de la premisa de seleccionar solo aquel que pueda realizarse con una menor inversión, independientemente del alcance

del mismo, ya que el CHP\_A01 no forma parte del objetivo de este estudio, no siendo prioritaria su adecuación. La selección de los anteproyectos se muestra en la tabla 44.

**Tabla 44. Resumen de anteproyectos seleccionados con la inversión total de ejecución.**

<b>N° de anteproyecto seleccionado</b>	<b>Alcance del anteproyecto</b>	<b>Inversión total por anteproyecto en Bs.</b>	<b>Inversión total para adecuación de circuitos en escenario 3 en Bs.</b>
<b>19</b>	Con la inversión generada a partir de este anteproyecto se adecúa satisfactoriamente bajo los criterios de planificación a mediano plazo el circuito LOE_A02.	64.425	<b>169.651</b>
<b>24</b>	Con la inversión generada a partir de este anteproyecto se adecúa satisfactoriamente bajo los criterios de planificación a mediano plazo el circuito CRY_A02.	64.545	
<b>32</b>	Con la inversión generada a partir de este anteproyecto se adecúa satisfactoriamente bajo los criterios de planificación a mediano plazo el circuito CRY_A03.	40.681	
<b>34</b>	Con la inversión generada a partir de este anteproyecto se adecúa satisfactoriamente bajo los criterios de planificación a mediano plazo el circuito LSB_A01.	0	

#### 10.4.2.2 Condiciones de operación de los circuitos a mediano plazo luego de realizar los anteproyectos seleccionados.

Una vez realizadas las adecuaciones propuestas por los anteproyectos descritos en la tabla 44 a mediano plazo para el escenario 3, se muestran en el Anexo U, las condiciones de operación de los circuitos objeto de estudio, señalando: a) Indicadores de condiciones de operación, b) Tensión de circuitos, c) Pérdidas activas y reactivas y d) Capacidad de carga, observándose que todos los circuitos operan bajo los criterios de planificación establecidos por la empresa.

## 10.5 Escenario 4.

Para realizar el análisis debemos señalar lo siguiente:

### 10.5.1 Análisis a corto plazo.

Para el análisis en estado actual es necesario hacer una serie de consideraciones que a continuación se presentan:

- ✓ De acuerdo a las simulaciones propuestas en estado actual provenientes del análisis a corto plazo para el escenario 1, punto 10.2.1 de este mismo capítulo, podemos señalar que los circuitos que no ameritan anteproyectos en estado actual, es decir, que operan bajo los criterios de planificación son los circuitos: LOE\_A02, LOE\_A04, LOE\_B03, LOE\_B04, LOE\_B05, CRY\_A01, CRY\_B01, CRY\_B02 y CRY\_B03; por lo que podemos tomar las mismas simulaciones y referirlas como condiciones de operaciones para el escenario 4, exceptuando el circuito LSB\_B01 que a pesar de no necesitar anteproyectos en estado actual, éste se ve alterada sus condiciones de operación por los anteproyectos en estado actual propuestos para LSB\_A01.
- ✓ Para el análisis de los circuitos CRY\_A02 y CRY\_A03, tomaremos como base la evaluación de comportamiento de anteproyectos según los nuevos montos de inversión señalados en la tabla Q.9, perteneciente al Anexo Q, con el fin de simularlos a mediano plazo para verificar si son posibles de ejecutar, para posteriormente realizar la evaluación técnico-económica para la selección del anteproyecto más factible.
- ✓ Para el circuito LSB\_A01 nos referiremos a la evaluación técnico-económica de la tabla Q.8, perteneciente al Anexo Q, con el fin de simularlos a mediano plazo para verificar si son posibles de ejecutar, para

posteriormente realizar la evaluación técnico-económica para la selección del anteproyecto más factible a mediano plazo.

#### 10.5.2 Análisis a mediano plazo.

Se estudiarán los circuitos tal cual se definieron en el punto anterior. Todas las simulaciones a mediano plazo para este escenario serán mostradas en el Anexo Y.

##### 10.5.2.1 Simulación a mediano plazo del circuito LOE\_A02

De acuerdo a la simulación a mediano plazo del LOE\_A02 referida en el punto 10.2.2 de este mismo capítulo, se observa que a partir de las gráficas 13, 14 y 15 del escenario 1, LOE\_A02 amerita anteproyectos por violar el criterio de capacidad de carga excediendo  $2/3$  de la capacidad de emergencia en uno de sus conductores.

##### 10.5.2.2 Simulación a mediano plazo de los circuitos LOE\_A04, LOE\_B03, LOE\_B04, LOE\_B05, CRY\_A01, CRY\_B01, CRY\_B02 y CRY\_B03

De acuerdo a la simulación a mediano plazo referida en el punto 10.2.2 de este mismo capítulo, se observa que a partir de las gráficas 13, 14 y 15 del escenario 1, los circuitos LOE\_A04, LOE\_B03, LOE\_B04, LOE\_B05, CRY\_A01, CRY\_B01, CRY\_B02 y CRY\_B03 operan bajo las condiciones de operación establecidas por los criterios de planificación.

##### 10.5.2.3 Simulación a mediano plazo de los circuitos CRY\_A02 y CRY\_A03

Podemos detallar a continuación las simulaciones a mediano plazo de los circuitos CRY\_A02 y CRY\_A03, una vez realizado los anteproyectos en estado actual expuesto en la tabla Q.9, perteneciente al Anexo Q.

#### 10.5.2.3.1 Del anteproyecto N° 9.

De acuerdo a lo establecido en el escenario 2, las simulaciones a mediano plazo de los circuitos CRY\_A02 y CRY\_A03 con la ejecución del anteproyecto N° 9 en estado actual muestra las condiciones de operación de dichos circuitos, lo que refleja la necesidad de elaborar anteproyectos de adecuación para CRY\_A02. Ver gráfica S.1 y gráfica S.2 del Anexo S.

#### 10.5.2.3.2 Del anteproyecto N° 3.

Una vez ejecutado el anteproyecto N° 3 en estado actual, se muestra en el Anexo V las condiciones de operación a mediano plazo de los circuitos CRY\_A02 y CRY\_A03; lo que se observa que los dos circuitos poseen tensiones inferiores a las permitidas y CRY\_A03 excede el criterio de máximas pérdidas técnicas permitidas, por lo que requieren anteproyectos de adecuación.

#### 10.5.2.3.3 Del anteproyecto N° 5+11.

Una vez ejecutado el anteproyecto N° 5+11 en estado actual, se muestra en el Anexo W las condiciones de operación a mediano plazo de los circuitos CRY\_A02 y CRY\_A03; lo que se observa que CRY\_A02 no alcanza la tensión mínima permitida y excede el criterio de máximas pérdidas técnicas permitidas, por lo que requiere anteproyectos de adecuación.

#### 10.5.2.4 Simulación a mediano plazo del circuito LSB\_A01.

Una vez ejecutado el anteproyecto N° 13 en estado actual, se muestra en el Anexo S las condiciones de operación a mediano plazo de LSB\_A01, de acuerdo con lo descrito en el punto 10.3.2.1 de éste capítulo; lo que se observa que dicho circuito opera bajo los criterios de planificación establecidos por la empresa. De acuerdo a

esta afirmación no es necesario simular a mediano plazo dicho circuito con la ejecución de los anteproyectos 15, 16, 17 y 18, ya que la inversión para su ejecución es superior a la escogida.

#### 10.5.2.5 Anteproyectos para LOE\_A02, CRY\_A02, CRY\_A03 y LSB\_A01.

Los anteproyectos realizados para los circuitos LOE\_A02, CRY\_ A02, CRY\_ A03 y LSB\_A01 para el escenario 4 a mediano plazo, serán mostrados en el Anexo X, específicamente en las tablas X.1, X.2 y X.3.

##### 10.5.2.4.1 Análisis de anteproyectos a mediano plazo en escenario 4.

De acuerdo a las tablas X.4, referente a evaluación de comportamiento de los anteproyectos para CRY\_ A02 y CRY\_ A03, mostrados en el Anexo X, se puede constatar que los posibles anteproyectos a ejecutar son los siguientes:

**Tabla 45. Anteproyectos posibles de ejecutar de acuerdo a la evaluación de comportamiento para CRY\_A02 y CRY\_A03.**

Circuito	Anteproyectos posibles de ejecutar
S/E Carayaca CRY_A02 y CRY_A03	42 y 44

De acuerdo a la información referida en la tabla 45, podemos efectuar un estudio técnico-económico para saber cuál de los mismos tendrán la menor inversión de ejecución y cuales tendrán el mayor alcance en cuanto a la adecuación de los circuitos. Esta evaluación se muestra en la tabla X.5 en el Anexo X.

La tabla 46, muestra los resultados obtenidos de la escogencia de los anteproyectos propuestos para los circuitos LOE\_A02, CRY\_A02, CRY\_A03 y LSB\_A01 según el análisis descrito anteriormente.

**Tabla 46. Resumen de anteproyectos escogidos para su ejecución con la inversión total.**

<b>N° de anteproyecto seleccionado</b>	<b>Alcance del anteproyecto</b>	<b>Inversión total por anteproyecto en Bs.</b>	<b>Inversión total para adecuación de circuitos en escenario 2 en Bs.</b>
<b>13</b>	Con la inversión generada a partir de este anteproyecto se adecúa satisfactoriamente bajo los criterios de planificación en estado actual y a mediano plazo el circuito LSB_A01.	0	
<b>19</b>	Con la inversión generada a partir de este anteproyecto se adecúa satisfactoriamente bajo los criterios de planificación a mediano plazo los circuitos LOE_A02.	64.425	<b>182.688</b>
<b>44</b>	Con la inversión generada a partir de este anteproyecto se adecúan satisfactoriamente bajo los criterios de planificación en estado actual y a mediano plazo los circuitos CRY_A02 y CRY_A03.	118.263	

10.5.2.6 Condiciones de operación de los circuitos a mediano plazo luego de realizar los anteproyectos seleccionados a mediano plazo en escenario 4.

Una vez realizadas las adecuaciones propuestas por los anteproyectos descritos en la tabla 46 a mediano plazo para el escenario 4, se muestran en el Anexo Y, las condiciones de operación de los circuitos objeto de estudio, señalando: a) Indicadores de condiciones de operación, b) Tensión de circuitos, c) Pérdidas activas y reactivas y d) Capacidad de carga, observándose que todos los circuitos operan bajo los criterios de planificación.

## CONCLUSIONES

Una correcta estimación de la demanda eléctrica es uno de los aspectos fundamentales en los estudios de planificación, ya que de ella va a depender la definición de estrategias acertadas para solucionar las deficiencias detectadas en los circuitos, cuya ejecución responde a criterios razonables de inversión por parte de la empresa.

La elaboración de propuestas en base a la definición de cuatro escenarios posibles, le permite a la empresa tener una visión global de las condiciones de operación de los circuitos, y evaluar los costos de inversión que se requieren para su adecuación a corto y a mediano plazo, a fin de establecer prioridades tomando en cuenta la disponibilidad presupuestaria de la institución.

Para la S/E Longa España el problema fundamental se concentró, a mediano plazo, en el circuito A02, referido a la capacidad de carga de los conductores, en razón del aumento estimado de carga conectada, por lo que se sugirió cambiar el calibre del conductor sobrecargado.

Para la S/E Carayaca las deficiencias se concentraron en los circuitos A02 y A03, debido principalmente a sus grandes extensiones de línea, siendo el criterio de caída de tensión y pérdidas técnicas los principales; por lo que fue necesario traspasar carga a circuitos vecinos e incorporar reactivos en la red, dependiendo del escenario analizado.

Para la S/E La Sabana los problemas se concentraron en el A01, el cual sobrepasó levemente en un 2% de pérdidas técnicas permitidas por CORPOELEC, lo cual ameritó traspaso de carga al circuito vecino LSB\_B01.

Los anteproyectos o propuestas realizadas contaron con un estudio técnico-económico, para seleccionar el anteproyecto más factible tanto desde el punto de vista económico como del alcance de adecuación, logrando adecuar los circuitos en base los criterios de planificación, específicamente en los escenarios 2, 3 y 4 cuyas inversiones son 44.571 Bs., 169.651 Bs. y 182.688 Bs. respectivamente.

## RECOMENDACIONES

Es recomendable que la empresa evalúe la importancia y factibilidad de contar con un software que permita realizar el análisis de estimación y depuración de demanda eléctrica, para así optimizar el tiempo y la calidad de los resultados requeridos para los estudios posteriores de planificación.

Sería importante que la empresa considere el cambio o la actualización del software ASP (Análisis de Sistemas de Potencia), ya que éste arroja errores considerables en las simulaciones de flujo de carga en los circuitos, a fin de lograr un mayor nivel de precisión en los valores para el diagnóstico de la red.

La incorporación de nuevos clientes a la red es un elemento a considerar en la estimación de la demanda eléctrica a corto y a mediano plazo, por lo que es necesario que la empresa disponga de un cronograma con los planes de incorporación de nuevos clientes a fin de que este elemento sea evaluado con mayor certeza, en el desarrollo de los estudios de planificación.

Se hace necesario establecer la obligatoriedad de realizar el trabajo de campo. Los datos obtenidos como producto de las inspecciones en sitio son fundamentales para la actualización de la información. Observar equipos y materiales que conforman la subestación y sus circuitos, la topología del terreno, entre otros, nos va a permitir actualizar en sistema y evaluar con mayor objetividad la información disponible en otras fuentes.

Es recomendable realizar la evaluación de las variaciones del comportamiento de la demanda eléctrica real suministrada por SCADA referida a 2010, en relación con la demanda eléctrica estimada para este mismo año, con la

finalidad de establecer diferencias en cuanto a los valores obtenidos y a las condiciones de operación de los circuitos en estudio..

Evaluar a través de un estudio de factibilidad, la inclusión de generación distribuida, para resolver los problemas de caída de tensión y de pérdidas técnicas en los circuitos de extensiones considerables, como es el caso de CRY\_A02 y CRY\_A03.

Finalmente se recomienda evaluar la factibilidad del cambio de nivel de tensión del circuito B05 (4,8 kV) de la S/E Longa España a niveles de tensión en 12,47kV, ya que este no tiene interconexión con ningún otro circuito y así se podría conexionar al circuito vecino LOE\_B03 a través de la colocación de interruptores de distribución, garantizando así la continuidad del servicio eléctrico en caso de mantenimiento o de fallas.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] MPPEE, **Memoria y Cuenta 2010**, en Consideraciones Generales. Caracas, febrero 2011, p.IV
  
- [2] **Decreto - Ley de Reorganización del Sector Eléctrico**. Caracas, julio 2007
  
- [3] MPPEE, **op.cit.** Cap. IV, p. 153
  
- [4] **Decreto – Ley 6991**. Caracas, octubre 2009
  
- [5] MPPEE, **op.cit.**, Cap. V, p. 155
  
- [6] MPPEE, **op.cit.** Cap. V, p. 156
  
- [7] **Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico Nacional**. Caracas, diciembre 2010
  
- [8] MPPEE, **op.cit.**, Cap. V, p. 154
  
- [9] CORPOELEC- Vargas. Sección de Planificación, 2010
  
- [10] La Electricidad de Caracas, Normas de Diseño (II-B), 2006. **Tensiones Normalizadas en el Sistema de Distribución**. Caracas, p. 7.
  
- [11] CADAFE, **Manual para el Diseño del Sistema de Distribución a Corto Plazo**. Caracas, 1985, p. s/n

[12] La Electricidad de Caracas, **Normas de Servicio (III) 3, 2006. Esquema de Servicios y tipos de Distribución.** Caracas, p. 16

[13] La Electricidad de Caracas, Normas de Servicio (III) 3. **op . cit.**, P.17

[14] La Electricidad de Caracas, Normas de Servicio (III) 3. **op.cit.**, p.18

[15] La Electricidad de Caracas, Normas de Diseño (II-D) 6, 2006. **Aplicación de seccionamiento e interconexión. Manual en Alimentadores de Distribución.** Caracas, pp. 6 y 7

[16] La Electricidad de Caracas, Normas de Diseño (II-D) 6, 2006, **op.cit.**, pp. 6 y 7

[17] CADAFE, **op . cit.**, p. s/n

[18] CADAFE, **op. cit** .p., s/n

[19] La Electricidad de Caracas, Normas de Diseño (II D) 4, 2006. **Protección de alimentadores primarios de Distribución.** Caracas, pp. 4 y 5

[20] La Electricidad de Caracas, Normas de Servicio (II D) 8 ,1971. **Criterios generales de aplicación de la protección en el sistema de Distribución** E. de C. Caracas, p. 2

[21] CORPOELEC, **Manual de Procedimientos: Estudios de planificación a mediano plazo,** Caracas, 2008, p. s/n

[22] CORPOELEC, **Manual de Procedimientos: Estudios de Planificación a corto plazo,** Caracas, 2008, p.

[23] CORPOELEC, **op. cit.**, [21] p. s/n

[24] CORPOELEC, **op. cit.**, [21]- [22]

[25] La Electricidad de Caracas, Normas de Diseño (II D)6, 2006, **op. cit.**, p. 7

[26] La Electricidad de Caracas, Normas de Diseño (II D)6, 2006, **op. cit.**, p.18

[27] Clemente, D., **Estudio de Planificación a corto plazo de la red de distribución de las S/E Guairita y Santa Cruz**, (Informe Final de Pasantía). Universidad Simón Bolívar .Caracas 2006, p. 38

[28] Alexis A., Montilva A, **Estudio de planificación de S/E de distribución caso estudio: S/E s Picure en 12,47kV y Marapa en 4,8kV de la región Vargas de la C.A. La Electricidad de Caracas** (Tesis). Caracas, Universidad Central de Venezuela, 2010, p.p. 33-41

[29] CORPOELEC, **op. cit.**, [21], p. s/n

[30] CORPOELEC, **op. cit.**, [21], p. s/n

[31] CORPOELEC, **op. cit.** [21] -[22]

[32] Técnicas de Evaluación de modelos. Disponible en internet:

<http://loretonet.brinkster.net/Cs/Cds/FINANZAS/cap7/7-4/cap-7-4.ppt>. Consultada en noviembre 2010.

## BIBLIOGRAFÍAS

### TESIS.

Chávez B., Franz. **Estudio de planificación a corto y mediano plazo de la subestación Longa España, región Vargas, de 30/12,47 kV de la C.A. La Electricidad de Caracas** (Informe final de Pasantía). Universidad Simón Bolívar. Caracas 2.004.

Clemente, D. **Estudio de Planificación a corto plazo de la red de distribución de las S/E Guairita y Santa Cruz.** (Informe final de Pasantía). Caracas: Universidad Simón Bolívar, Sartenejas, 2006.

González L., Francisco M. **Impacto de la generación distribuida en el comportamiento de los sistemas de potencia.** (Tesis Doctoral). Caracas: Universidad Central de Venezuela, 2007.

Guerra V., Mónica. **Estudio de Planificación a corto y mediano plazo de las S/Es Carayaca y Picure de la región Vargas.** (Informe final de Pasantía). Caracas: Universidad Simón Bolívar, Sartenejas, 2005.

Montilva A., Alexis A. **Estudio de Planificación de S/E de distribución, Caso Estudio: S/E s Picure en 12,47kV y Marapa en 4,8kV de la región Vargas de la C.A. Electricidad de Caracas.** (Informe final de Pasantía). Caracas: Universidad Central de Venezuela, 2010

## **NORMAS.**

La Electricidad de Caracas C.A. (IIB), 2006. Normas de Diseño. **Tensiones normalizadas en el sistema de distribución.** Caracas.

\_\_\_\_\_, (III) 3, 2006. Normas de Servicio. **Esquema de Servicios y tipos de distribución.** Caracas.

\_\_\_\_\_, (IID) 4, 2006. Normas de Diseño. **Protección de alimentadores primarios de distribución.** Caracas.

\_\_\_\_\_, (IID) 8, 1971. Normas de Servicio. **Criterios generales de aplicación de la protección en el sistema de distribución E. de C.** Caracas.

\_\_\_\_\_, (I) 4, 2006. Normas de Servicio. **Propiedades y constantes de conductores en líneas de distribución.** Caracas.

## **LIBROS.**

Enríquez H., Gilberto. **Sistemas de transmisión y distribución de potencia eléctrica**, México, D.F: Editorial Limusa, S.A. , 2008.

Grainger, Jhon. Stevenson, William. **Análisis de sistemas de potencia**, México, D.F: Editorial Mc Graw Hill, 2003.

## **MANUALES.**

CADAFE. **Manual para el diseño del sistema de distribución a corto plazo.** Caracas 198, s/n p.

Electricidad de Caracas C.A. (II D)6,2006. Manual de alimentadores de distribución. **Aplicación de seccionamiento e interconexión.** Caracas:

Rodríguez, Carla. Manual de Procedimientos: **Estudios de planificación a mediano plazo.** (CORPOELEC). Caracas: agosto, 2008, p. s/n.

Silva, A. Manual de Procedimientos: **Estudio de planificación a corto plazo.** (CORPOELEC). Caracas: agosto, 2008, 8 p.

## **LEYES, REGLAMENTOS Y DECRETOS.**

República Bolivariana de Venezuela. **Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico.** Caracas: Gaceta Oficial No. 39.573, 14 de diciembre 2010.

\_\_\_\_\_, **Reglamento General del Servicio Eléctrico.**(Decreto No.1.124). Caracas: Gaceta Oficial Extraordinaria No. 5.510, 14 de diciembre 2010.

\_\_\_\_\_, **Decreto de creación del Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica** ( No. 6.991). Caracas: Gaceta Oficial No. 39.294, 28 de octubre de 2009.

\_\_\_\_\_, **Decreto con Rango, Valor y Fuerza de Ley Orgánica de Reorganización del Sector Eléctrico**. Caracas: Gaceta Oficial No. 5.330, 31 de julio de 2007.

**HEMEROGRAFIA.**

Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica. **Memoria y Cuenta 2010**. Caracas: febrero 2011. 250 p.

**PÁGINAS WEB.**

Glosario de términos. Disponible en internet:

<http://www.laedc.com.ve/Glosario.asp?CategoryId=10908&Modulo=1&ParentCat=10871&Depth=1&Hijo=3&CategoryId2=10959>. Consultado en enero de 2011.

Herramienta online para ajuste de curvas. Disponible en internet:

<http://zunzun.com/>. Consultado en octubre 2010.

Instalación de bancos de capacitores. Disponible en internet:

[http://www.leyden.com.ar/esp/pdf/bancos\\_poste.pdf](http://www.leyden.com.ar/esp/pdf/bancos_poste.pdf). Consultado en diciembre de 2010.

## **GLOSARIO**

### **Acometida [7]**

Instalaciones, materiales y equipos eléctricos entre la red de distribución del operador y prestador del servicio y el punto de entrega para la conexión de servicio al usuario.

### **Alimentador [12]**

Es el circuito de distribución en media tensión.

### **Baja tensión [28]**

El nivel de tensión menor o igual que 1kV.

### **Banco de condensadores [22]**

Es un equipo utilizado con el fin de reducir las pérdidas en los circuitos y para llevar los niveles de tensión a las normas de diseño estipulada.

### **Banco de condensadores automáticos [22]**

Son utilizados cuando se quiere resolver en forma rápida y eficiente una dificultad de penalidades por bajo factor de potencia cuando existen restricciones de inyección de reactivo capacitivo de acuerdo a la banda horaria. Igualmente se emplean para limitar las caídas y pérdidas de tensión exageradas en alimentadores de

media tensión o cuando realizar una compensación automática en baja tensión resulte oneroso.

### **Banco de capacitores fijos [22]**

Estos capacitores son utilizados en zonas donde se requiere que el nivel de tensión sea normalizado las 24 horas del día, sin importar como pueda variar la carga. Por lo general son utilizados en circuitos con un perfil de carga bastante uniforme desde el punto de vista de las variaciones de demanda.

### **Cables de distribución (CD) [12]**

Se define como un tramo de línea subterránea que posee en cada extremo un ID, bien sea una cuchilla o un interruptor.

### **Capacidad de diseño [21] [22]**

El valor de esta capacidad depende del número de circuitos con que la empresa de servicio eléctrico trabaja para lograr la recuperación de un circuito fallado. A partir de esto se tiene que, todo circuito primario bajo condiciones normales de carga, debe tener como porcentaje de carga de diseño máximo (2/3) de su capacidad de emergencia.

### **Capacidad de emergencia o de sobrecarga [21] [22]**

Es la carga máxima que puede soportar un conductor sin sufrir daños irreversibles, al igual que en la capacidad nominal del troncal, esta depende de otros factores como la cantidad de ductos ocupados en la bancada donde se encuentra el conductor, etc. Para conductores desnudos se asume que la capacidad de emergencia

es igual a la capacidad nominal. La vida útil no se verá afectada si la operación en condición de emergencia o por sobrecarga se realiza por cortos períodos.

### **Capacidad instalada [22]**

Es la potencia total en kVA que la empresa distribuidora pone exclusivamente a disposición del usuario en el punto de suministro

### **Capacidad instalada de la subestación [22]**

Es la sumatoria de las capacidades nominales de cada una de las unidades transformadoras ubicadas en la subestación.

### **Capacidad nominal [22]**

Se define como la carga máxima que puede soportar un conductor sin que se reduzca su vida útil, tomando en consideración calibre, tipo de conductor (aluminio o cobre), el material aislante (polietileno, papel plano, goma neopreno, etc.) y el número de ductos ocupados por bancada.

### **Capacidad nominal de transformación [21] [22]**

Capacidad de transformación expresada en kVA, de acuerdo con los datos de placa de los equipos o unidades transformadoras.

### **Confiabilidad [22]**

Se entiende por confiabilidad de un sistema como la probabilidad de que este opere bajo condiciones de diseño, por períodos largos de tiempo y con interrupciones del servicio eléctrico de corta duración.

### **Contingencia [22]**

Se trata de una condición de emergencia, en este caso se simula el circuito cuando está supliendo su carga demandada y adicionalmente la carga de otro circuito que se encuentre en condición de falla. Esta simulación permite conocer la capacidad que tiene un circuito para auxiliar a sus circuitos vecinos mediante las interconexiones que existan entre ellos y la capacidad de recuperación del circuito fallado.

### **Demanda eléctrica [7]**

Requerimiento de potencia y energía de un usuario, sector o sistema eléctrico. Se expresa en kW, kVA o Amperios en intervalos de tiempo que pueden ser de 15 minutos, 30 minutos, 1 hora o más largos.

### **Demanda máxima [22]**

Es el máximo valor de demanda, de una o varias cargas, que se presenta en un período de tiempo establecido.

### **Demanda promedio [28]**

La demanda promedio es la potencia media que se mide mediante algún método o dispositivo integrador de energía durante un tiempo definido. La demanda promedio se calcula por la siguiente expresión 1.

$$D_{prom} = \frac{1}{T} \int_0^t D dt \quad (1)$$

Donde:

Dprom= Demanda promedio en un intervalo de tiempo (kW o kVA)

t= Tiempo de evaluación. (Unidad de tiempo)

T= Período de valores. (Unidad de tiempo)

D= Demanda durante el período de estudio (kW o kVA ).

### **Distribución [7]**

Actividad del sistema eléctrico que consiste en el suministro de electricidad desde los puntos de energía de los generadores o de la red de transmisión, hasta la acometida en el punto de suministro, mediante el uso de subestaciones, líneas, transformadores, equipos de control, así como otros necesarios para su operación y mantenimiento

### **Energía eléctrica [7]**

Es la potencia eléctrica producida, transmitida o consumida en un período determinado. Se mide y se expresa en vatio hora (Wh) o en sus múltiplos kilovatio hora (kWh), megavatios hora (MWh), giga vatio hora (GWh), teravatio hora (TWh).

### **Error cuadrático medio [32]**

Es la suma de las diferencias al cuadrado entre el valor real y el valor proyectado por el modelo. El error cuadrático medio se calcula de acuerdo a la siguiente expresión (2):

$$ECM = \frac{\sum_{i=1}^n (p_i - r_i)^2}{n} \quad (2)$$

Donde:

EMC= Error Cuadrático Medio.

$p_i$ = Valor proyectado.

$r_i$ = Valor real.

T= Tamaño de la muestra.

### **Factor de carga [21]**

Es la razón entre la demanda promedio en un intervalo de tiempo dado y la demanda máxima en el mismo intervalo. Definida por la siguiente expresión 3.

$$FC = \frac{D_{prom}}{D_{m\acute{a}x}} \leq 1 \quad (3)$$

Donde:

$D_{prom}$ = Demanda promedio en un intervalo de tiempo (kW o kVA)

$D_{m\acute{a}x}$ = Demanda máxima en un intervalo de tiempo (kW o kVA)

FC= Factor de Carga.

### **Factor de potencia [11]**

Es la relación entre la potencia activa medida en kW y la potencia aparente medida en kVA que se están consumiendo. Definida por la siguiente expresión 4.

$$fp = \frac{P}{S} \leq 1 \quad (4)$$

Donde:

P= Potencia Activa (W)

S= Aparente (VA)

### **Factor de Utilización [21]**

El factor de utilización de un sistema eléctrico es la razón entre la demanda máxima y la capacidad nominal del sistema en un intervalo de tiempo, indicando la

fracción de la capacidad del sistema que se está siendo utilizado durante el pico de carga en el intervalo considerado. Definida por la siguiente expresión 5.

$$FU = \frac{D_{m\acute{a}x}}{\text{Capacidad instalada}} \quad (5)$$

Donde:

$D_{m\acute{a}x}$  = Demanda máxima en un intervalo de tiempo (kW o kVA)

FC = Factor de Carga.

### **Interrupción [28]**

Desconexión del servicio por razones técnicas o de seguridad.

### **kVA Instalado [28]**

Capacidad de transformación nominal de los transformadores de media a baja tensión conectados a la red.

### **Línea de distribución (LD) [12]**

Se define como un tramo de línea aérea que posee en cada extremo un ID, bien sea una cuchilla o un interruptor.

### **Media tensión [28]**

El nivel de tensión mayor que 1kV y menor que 69kV. En la región Vargas se manejan en media tensión los niveles de 4,8kV; 8,3kV y 12,47kV.139

### **Nivel de cortocircuito [28]**

Se define como la corriente máxima que circularía por un punto de la red ante la peor condición de falla.

### **Pérdidas técnicas [7]**

Cantidad de energía eléctrica que se disipa en forma de calor en un sistema eléctrico inherente a los procesos de producción, transporte y entrega de energía o las pérdidas de energía en forma de potencia reactiva no útil.

### **Porcentaje de tasa de crecimiento interanual [21]**

Calcula con una aproximación lineal del crecimiento total de la demanda, necesitando solamente la demanda actual, la futura y el año donde ocurre esta última. Se calcula mediante la siguiente expresión (6):

$$\tau = \left( \sqrt[n]{\frac{Dm_n}{Dm_0}} - 1 \right) \times 100 \quad (6)$$

$\tau$  = porcentaje de la tasa de crecimiento interanual

$n$  = último año de estudio

$Dm_n$  = demanda máxima estimada en el año  $n$

$Dm_0$  = demanda máxima actual

### **Seccionamiento [21] [22]**

Segmentación de un circuito de distribución.

## **Supervisor Control and Data Acquisition (SCADA) [10]**

Siglas en ingles que significan Supervisión, Control y Adquisición de Datos. Un SCADA es un sistema basado en computadores que permite supervisar y controlar a distancia una instalación de cualquier tipo.

## **Sistema eléctrico [7]**

Conjunto de actividades, procesos, instalaciones, equipos y dispositivos que se articulan e interconectan de manera sistemática y continua para prestar un servicio eléctrico de calidad, a los niveles de tensión requeridos por el usuario.

## **Troncal [11]**

Se define como troncal de un alimentador de distribución, la ruta de mayor capacidad de energía o kVA de carga por metro lineal de recorrido. Esta definición se basa en el hecho de que la importancia del troncal es función de la magnitud de la demanda servida, excepto en el caso de clientes o consumidores especiales.

## **Valores admisibles de tensión [28]**

Límites de variación de la tensión, para condiciones permanentes de funcionamiento del sistema.

# **ANEXOS**

## ANEXO A

### **Programa de simulación de sistemas de potencia (ASP) de CORPOELEC**

El programa computacional de análisis de sistemas de potencia ASP, es un software diseñado por el Ing. Alberto Naranjo, para la C.A. La Electricidad de Caracas, que permite evaluar condiciones de operación y de falla en los circuitos primarios de distribución.

El programa es utilizado para estudios de planificación de los sistemas, en las distintas regiones de la compañía, ya que permite el desempeño de los circuitos con condiciones de crecimiento de la carga, sin embargo, su uso ha sido extendido a otras unidades y departamentos debido a la particularidad de estar adaptado a procesos, informaciones y normas de la compañía.

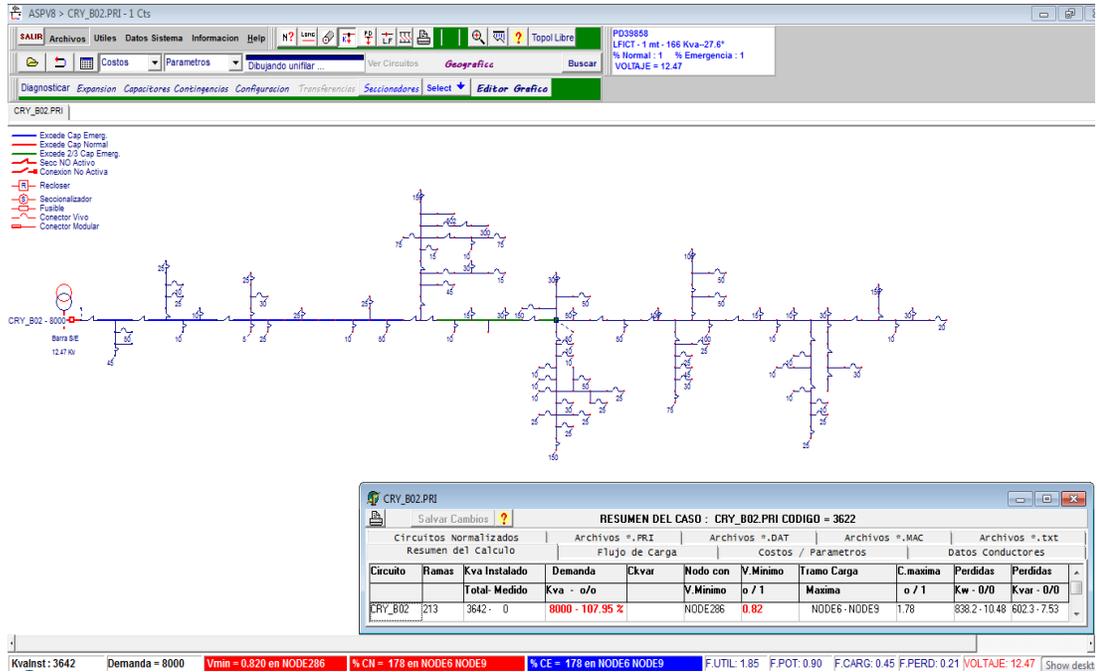
#### A.I Características generales del programa ASP.

El sistema permite las siguientes tareas con circuitos primarios de distribución:

- Analizar, editar y diseñar redes.
- Simulación del crecimiento.
- Compensación capacitiva para mínima pérdida y corrección de bajo voltaje.
- Simulación de contingencias entre circuitos.
- Configuración de redes para mínima pérdida, máxima capacidad y mínimo costo de fallas.

Con las siguientes características que se enumeran a continuación:

- Ambiente gráfico interactivo de fácil manejo y aprendizaje, como se muestra en la figura A.1.



**Figura A.1. Visualizador del ASP (Análisis de Sistemas de Potencia).**

Estructura de datos sencilla y fácil de crear y editar.

- Un mínimo de entrenamiento para su uso.
- Creación de demos.
- Fácilmente adaptable a requerimientos del usuario (personalizable).
- Despliegue del diagrama unifilar.
- Cambio inmediato de parámetros de la red por pantallas (%V, %C, factores).
- Reducción de redes (creación de equivalentes).
- Conversión de archivos de datos.

El ASP usa un formato propio de datos. Los archivos de datos con formato SCADA deben ser convertidos a este formato para ser utilizados.

#### A.II. Capacidad del programa ASP

Seguidamente se mencionan las capacidades y limitaciones del programa ASP:

- El número máximo de nodos y/o tramos de un caso es de 5.000, cuando se excede este límite, en la verificación de datos se emite mensaje y se detiene el proceso. En caso de referirse exceder este límite se deberá fraccionar la red en dos o más partes o aplicar las técnicas de reducción de redes.

- Se pueden manejar en un mismo caso hasta 2.500 calibres diferentes de conductores (tipos de construcción).

- Se pueden manejar en un mismo caso hasta 200 circuitos primarios.

- El tamaño de la ventana gráfica es de 2.000 x 2.000 pixeles. Si se excede este valor el cálculo no se detiene, pero el modelo gráfico de despliegue será truncado. Es normal que se puedan desplegar algunos tramos en nodos que tienen más de cuatro ramas conectadas a ellos. Los nodos cuya conectividad no esté completa por esta u otra causa se resaltan en el gráfico (cuadro verde pequeño).

#### A.III. Comandos o acciones del ASP.

Estos se clasifican de acuerdo a la índole de las tareas a realizar en:

- a) Funciones de archivos: ubicados en el submenú ARCHIVOS. Se pueden ejecutar acciones comunes de abrir y cerrar archivos.

b) Comandos de información: ubicados en el submenú INFO. Se muestra el estado de la red en diversas maneras, actualizándose cada vez que se modifique la topología y/o los factores o parámetros. Para obtener información del estado de un componente, se usan las ventanas de información de nodos y tramos. Para los indicadores de la red en el proceso, se ve la barra de estado.

c) Funciones gráficas: en la barra de comandos rápidos los cuales modifican el diagrama unifilar que se está empleando, filtrando o cambiando el despliegue del mismo.

d) Cambios de parámetros: en el submenú PARÁMETROS y en MENU FLOTANTE. Se permite modificar los siguientes factores de la red:

- Voltaje del sistema, con los voltajes que maneja la C.A. La Electricidad de Caracas, en kV.

- Voltaje de barra en p.u.

- Factor de potencia.

- Demanda máxima en kVA

e) Comandos generales del submenú UTILES: realiza acciones complementarias de las aplicaciones:

- Validación de archivos de datos.

- Crear macros.

- Crear demos.

- Reducción de redes.

- Conversión de datos.

f) Comando de base de datos: ubicados en la ventana de base de datos. Permite ejecutar las funciones de crear y editar las bases de datos internas del ASP.

g) Comando de aplicaciones: situados en las barras de herramientas conforman el núcleo más importante del ASP y con estos se realiza el análisis y simulación de las redes en estas tareas:

1. Simulación de la expansión: los comandos del menú de simulación de la expansión del circuito y su uso o actividad asociada son los siguientes:

- Evaluar transferencias sin crecimiento: se evalúa para el circuito en pantalla, las transferencias posibles a los circuitos emergentes y simula la ejecución de los trasposos necesarios, en combinación con cambio de calibres en el propio circuito, con objeto de adecuar sus indicadores, en caso que existan violaciones de carga, voltaje y pérdidas en el circuito.

- Evaluar transferencias con crecimiento: este comando aplica primero el crecimiento al circuito en pantalla y a los circuitos emergentes, después de lo cual se procede a la simulación de trasposos en la misma forma del comando anterior.

- Simular crecimiento: simula el crecimiento de la red sometida a una tasa de expansión por cierto número de años para determinar si se requiere efectuar adiciones a la misma o si la carga adicional es tolerada por la red en su configuración actual.

- Simular circuitos de subestación: efectúa en forma consecutiva la simulación de todos los circuitos primarios del directorio corriente en el modo de cambio de calibre de conductor.

- Asignar cargas concentradas: este comando asigna las cargas concentradas que debe servir cada circuito durante la simulación de su crecimiento. Su ejecución debe ser previa a la propia simulación de crecimiento de los circuitos.

- Reporte de resultados de la simulación.

2. Aplicación de capacitores: esta aplicación permite la ubicación de capacitores en derivación para corrección de bajo voltaje y/o reducción de pérdidas en forma automática.

Los comandos de la barra de herramientas de capacitores y los procesos o acciones que tienen lugar son los siguientes:

- Aplicar capacitores por pérdidas.
- Aplicar capacitores por voltajes, para corregir el perfil de voltaje.
- Aplicar capacitores por pérdidas + voltaje.
- Eliminar los capacitores existentes.
- Mostrar el reporte resumen del cálculo.
- Cambiar el voltaje de la barra de la Subestación.

3. Configuración óptima de la red: las acciones de configuración consisten en crear una nueva topología del sistema para lograr uno de estos beneficios:

- Ganancia en las pérdidas totales de potencia del sistema.
- Ganancia en la capacidad total combinada del sistema.
- Ganancia en la confiabilidad colectiva del sistema.

El sistema primario puede verse como un conjunto de segmentos o sectores delimitados entre sí por equipos de seccionamiento manual o automático, que pueden

ser reconfigurados alterando la posición abierto o cerrado de los medios de desconexión.

El número de combinaciones factibles que pueden lograrse depende de dos características:

- El grado de segmentación de los circuitos, esto es, la cantidad y ubicación de seccionadores.

- El grado de conectividad entre circuitos, es decir, el número de seccionadores abiertos entre circuitos diferentes.

A mayor segmentación y conectividad mayor número de estados posibles de configuración del sistema primario existirán.

La configuración óptima del sistema es aquella donde se logra maximizar o minimizar una de las metas citadas antes. No es posible una optimización multiatributo porque en muchos casos ambas metas entran en colisión.

4. Evaluación o simulación de contingencias: este grupo de tareas está orientado a evaluar el impacto de las fallas o contingencias en los circuitos. El grado de recuperación del circuito depende de su conectividad (circuitos asociados) y de su segmentación (seccionadores). El ASP utiliza para estas tareas el archivo de seccionadores Secas.txt, en el cual está registrada la conectividad (enlaces abiertos) de los circuitos. Por lo tanto, es imperativo construir y actualizar este archivo antes de emprender estas tareas (comando Crear Archivos Seccionadores).

h) Comandos de Menú de nodos y Menú de tramos: estos realizan acciones para cambiar los atributos de nodos y ramas de la red en pantalla, y son accesibles desde Menú locales, invocados con el botón izquierdo del mouse.

## **ANEXO B**

### **Programa de simulación de sistemas de potencia PSS/ADEPT (Power System Simulator/Advanced Distribution Engineering Productive Tool)**

Esta herramienta computacional adquirida por CORPOELEC a Power Technologies Inc (PTI), permite simular las condiciones en las que están operando los circuitos primarios de distribución, además de modelar líneas, transformadores, apertura y cierre de interruptores, generadores, motores y cargas.

Este programa emplea archivos en formato .dat (ver lista de símbolos y abreviaturas), los cuales contienen la información referente a las cargas (porcentaje de uso y capacidad instalada), calibre de los conductores y tipo de cable que se encuentra en cada una de las líneas, capacitores, transformadores, etc.

Cabe destacar que mediante el PSS/ADEPT se pueden realizar modificaciones en la estructura o topología en la pantalla del computador donde se observa la representación gráfica del circuito, mientras que con el ASP esto no es posible; además éste programa puede trabajar con lazos o loops; por lo cual es capaz de analizar tanto circuitos radiales como mallados. Es por esto que su aplicación es extensiva hasta los circuitos secundarios. En el caso del ASP esta última operación no se puede realizar, por lo que solo es posible estudiar circuitos radiales con esta herramienta. Además de esto, el PSS/ADEPT trabaja con cargas monofásicas, bifásicas y trifásicas.

Al recuperar carga, las posibles interconexiones que se pueden realizar entre los circuitos no es una ventaja del PSS/ADEPT, su visualización se hace muy complicada por tanto no se puede detallar la condición del estado de la topología del circuito si se realiza esta maniobra.

## ANEXO C

### Ubicación Geográfica de la S/E Longa España

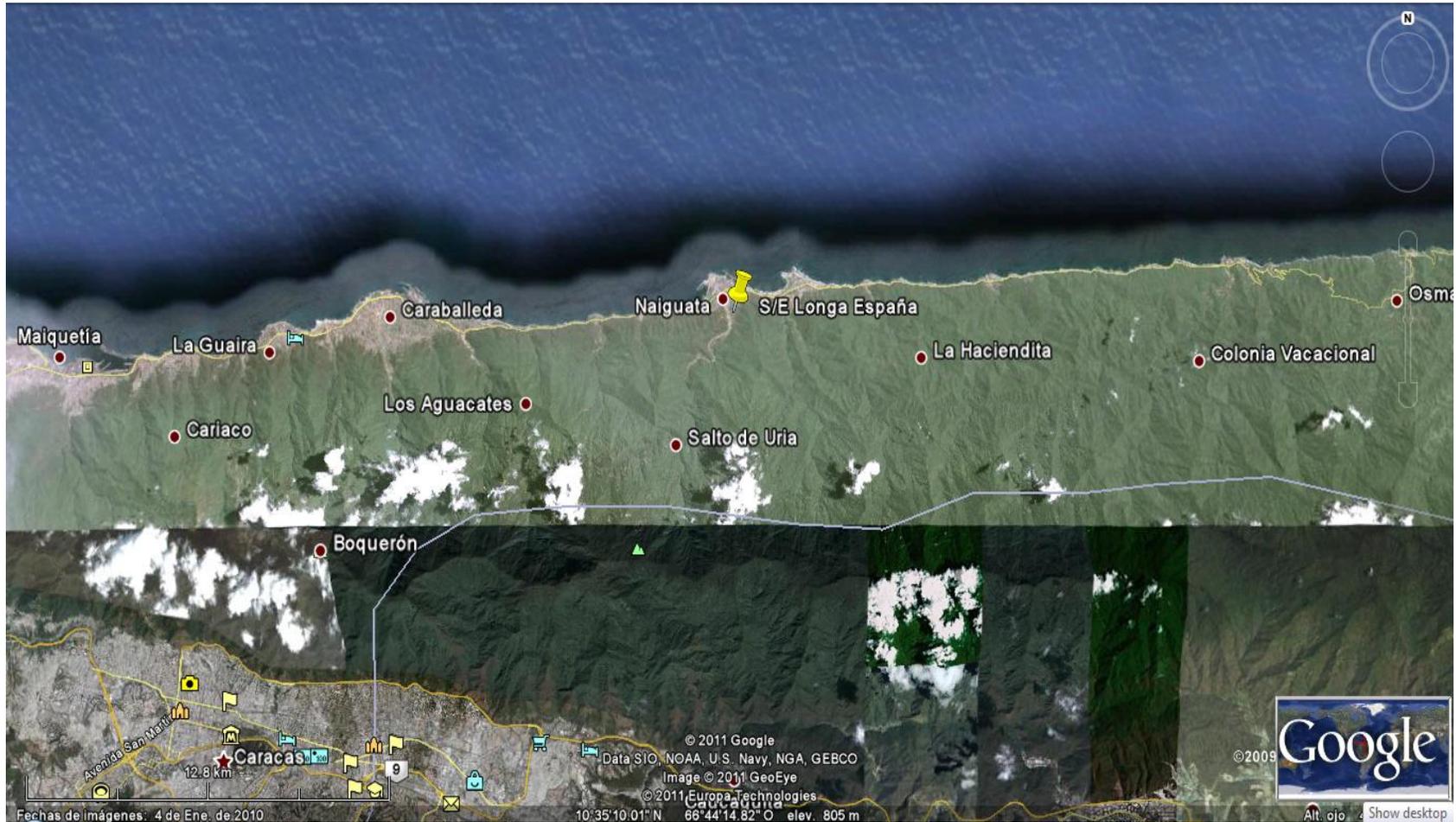


Figura C.1. Ubicación Geográfica S/E Longa España.

## ANEXO D

### Circuitos de la S/E Longa España



Figura D.1. Circuitos de la S/E Longa España

# ANEXO E

## Diagrama Unifilar de la S/E Longa España

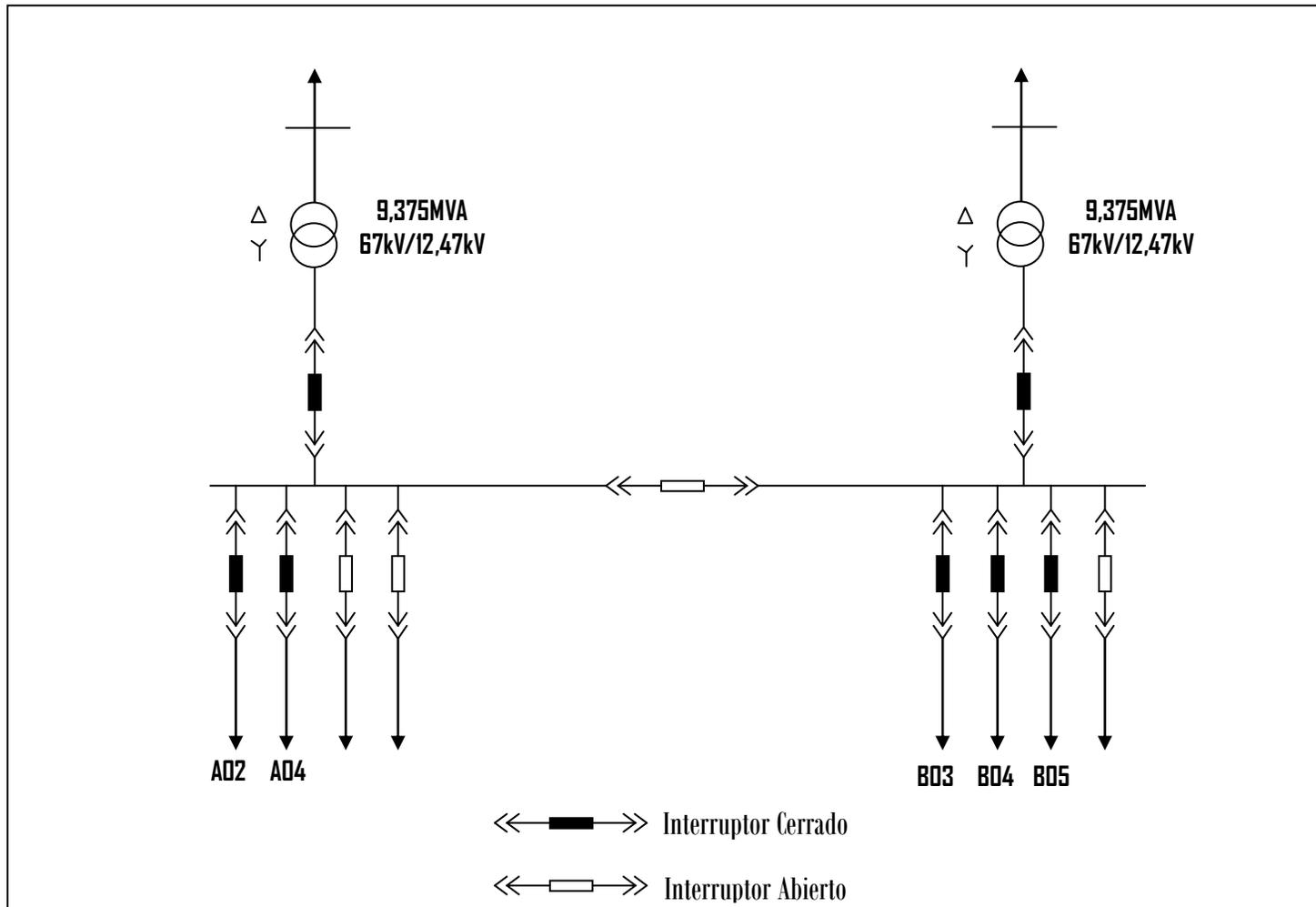


Figura E.1. Diagrama unifilar de la S/E Longa España

## ANEXO F

### Ubicación Geográfica de la S/E Carayaca



Figura F.1. Ubicación Geográfica S/E Carayaca

# ANEXO G

## Circuitos de la S/E Carayaca

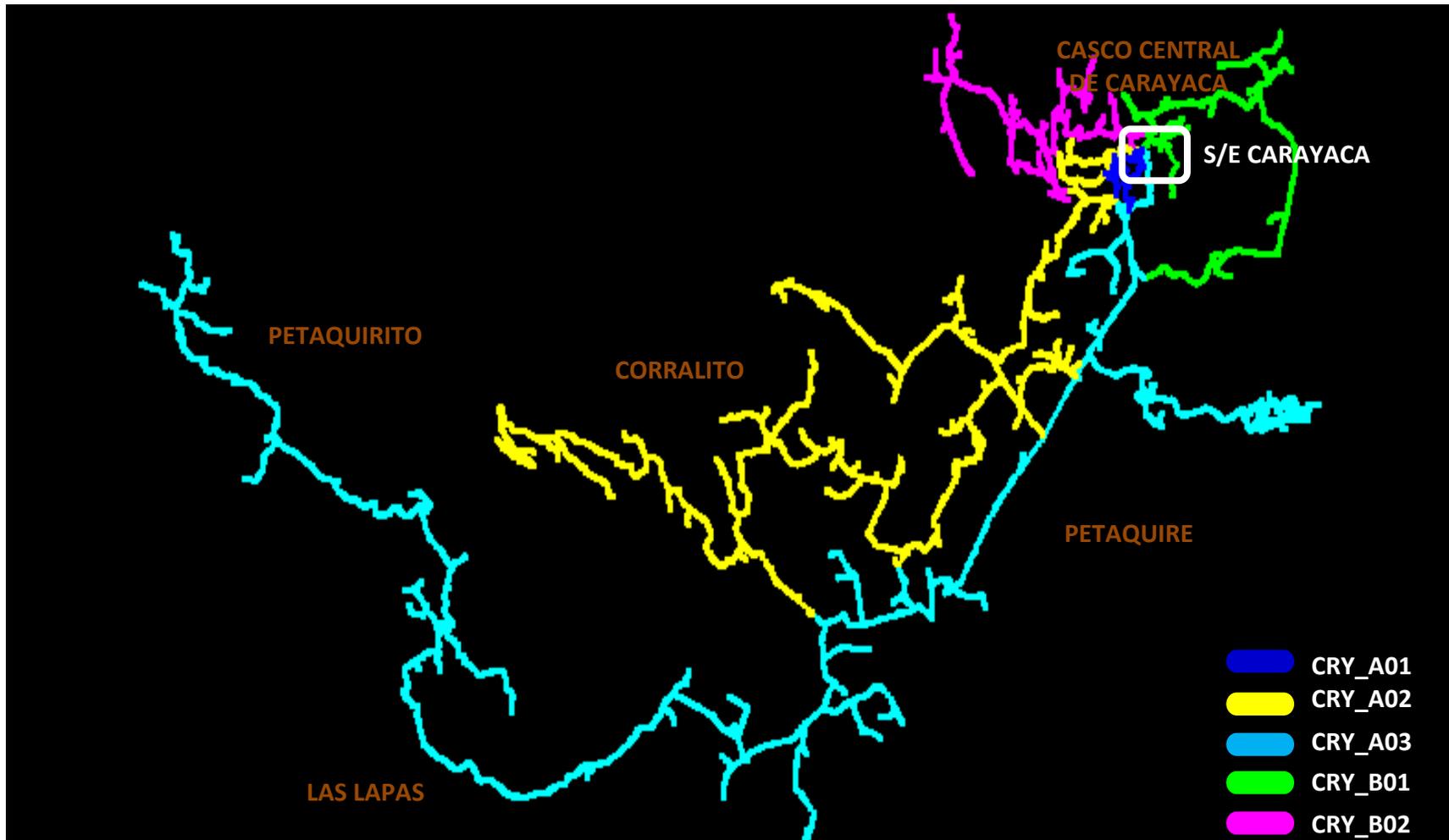
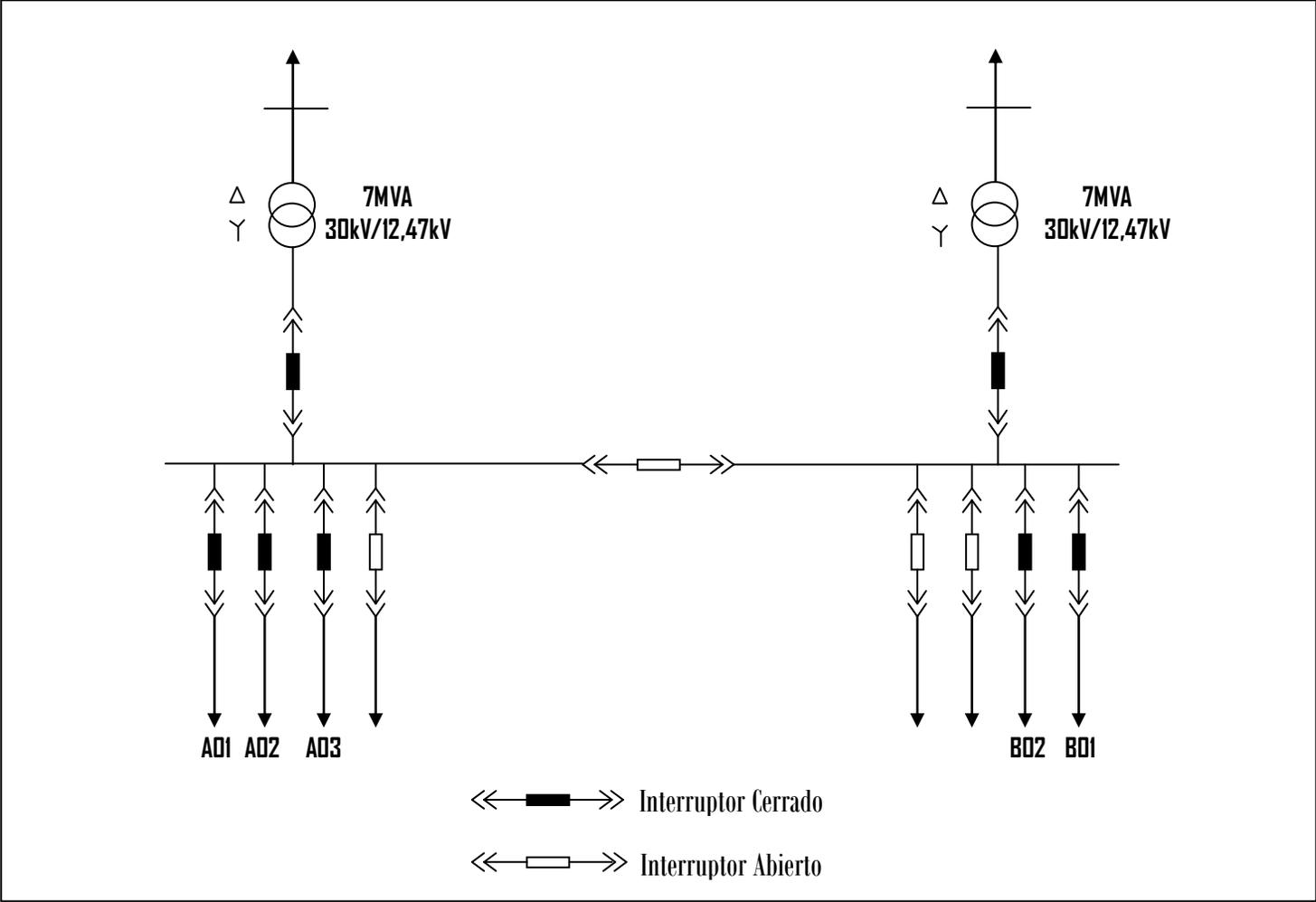


Figura G.1. Circuitos de la S/E Carayaca

**ANEXO H**

**Diagrama Unifilar de la S/E Carayaca**



**Figura H.1. Diagrama unifilar de la S/E Carayaca**

# ANEXO I

## Ubicación Geográfica de la S/E La Sabana

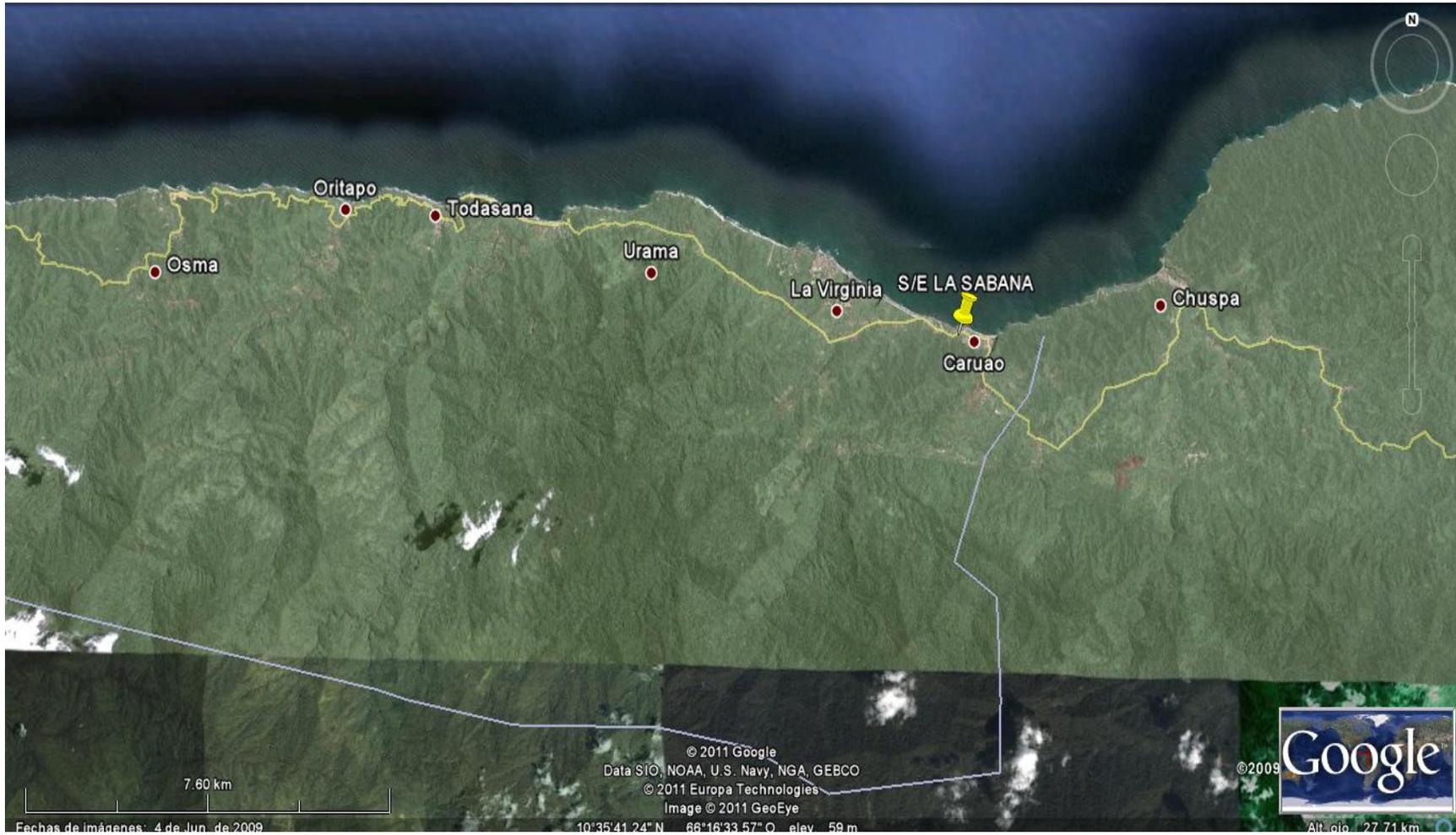


Figura I.1. Ubicación Geográfica S/E La Sabana

## ANEXO J

### Circuitos de la S/E La Sabana

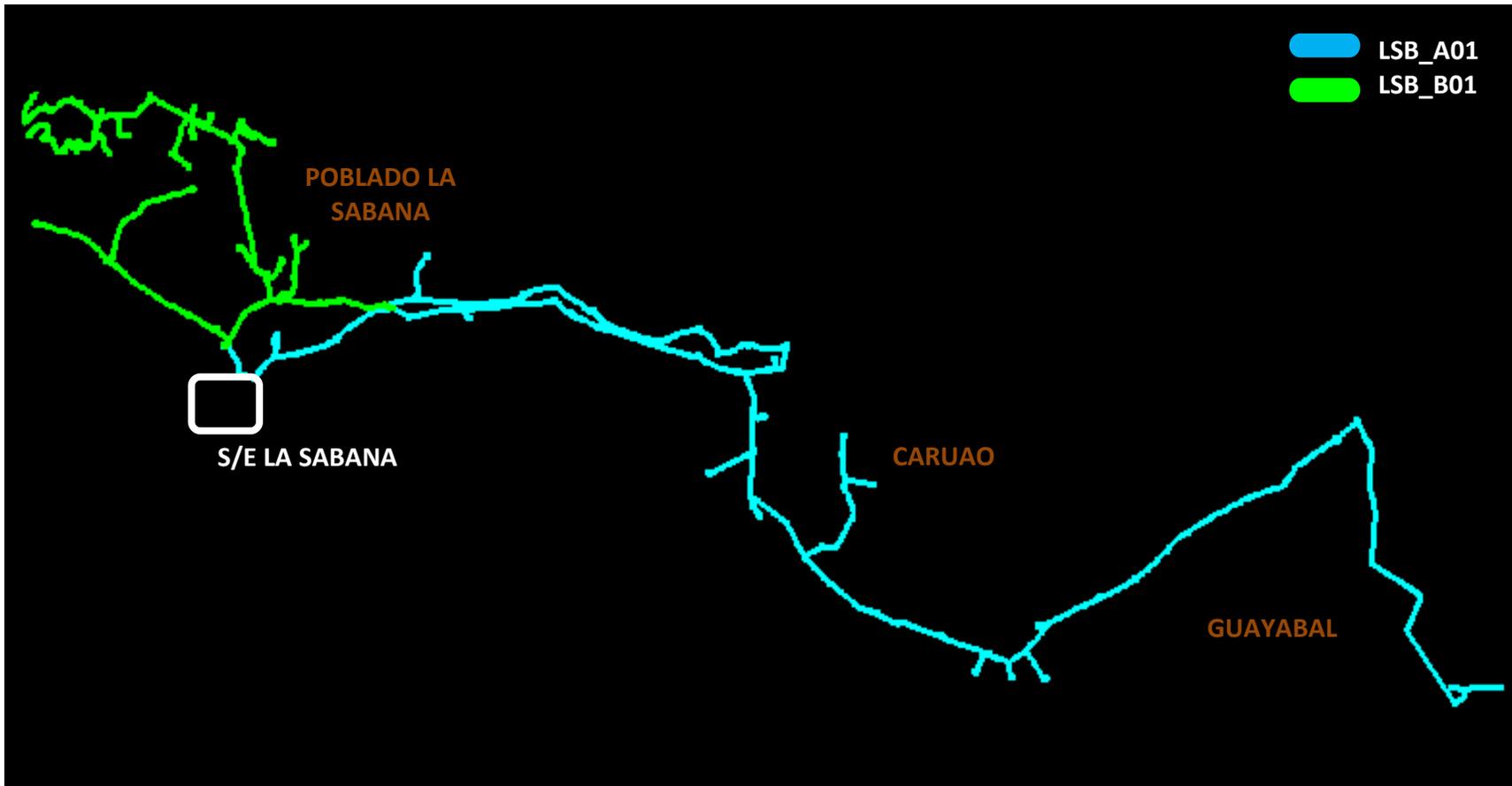


Figura J.1. Circuitos de la S/E La Sabana

# ANEXO K

## Diagrama Unifilar de la S/E La Sabana

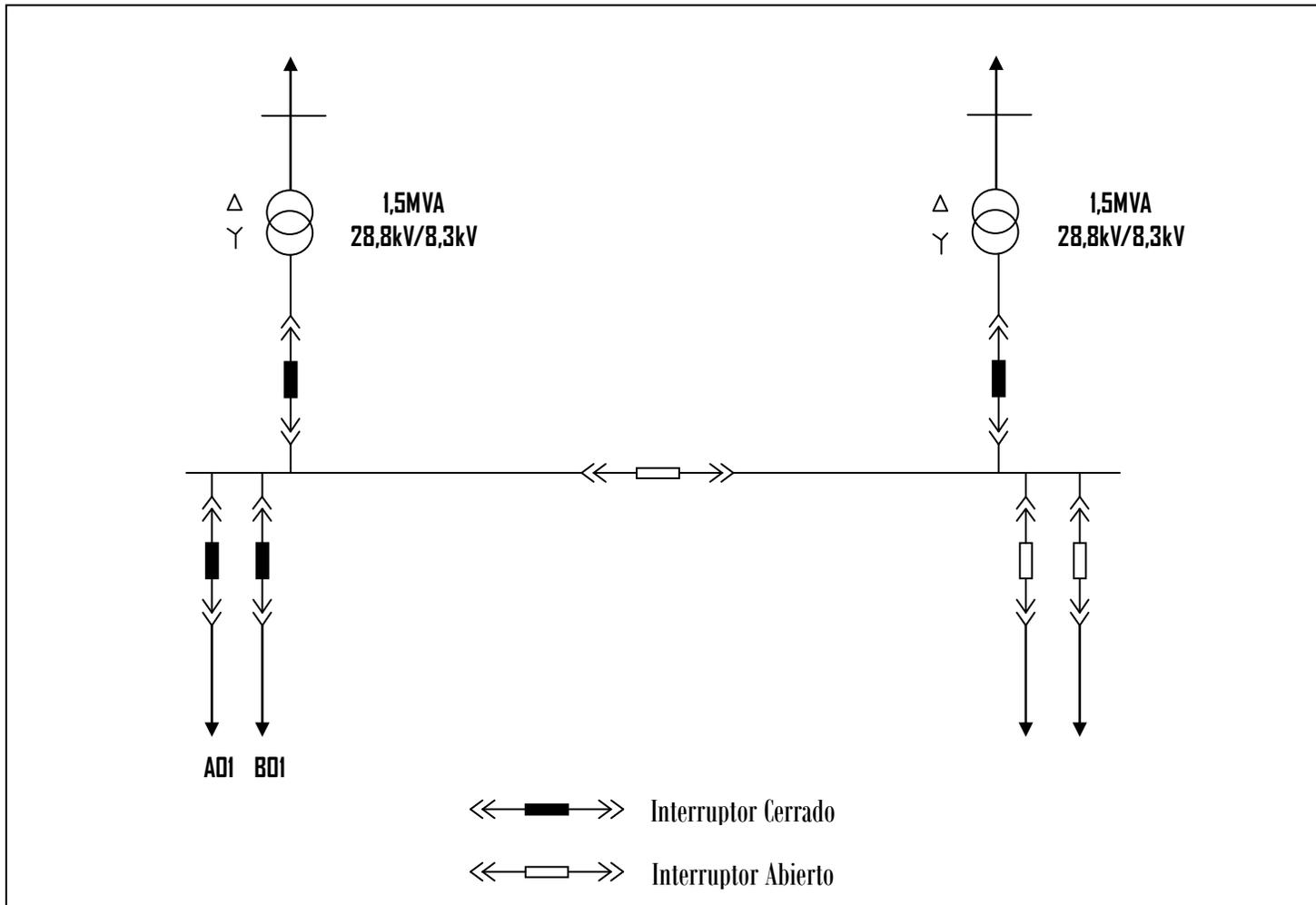


Figura K.1. Diagrama unifilar de la S/E La Sabana

## ANEXO L

### Históricos de demanda eléctrica de los circuitos de las S/E's Longa España, Carayaca, La Sabana y Chuspa.

**Tabla L.1. S/E Longa España**

2007												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>5.098</b>	<b>4.947</b>	<b>5.102</b>	<b>5.254</b>	<b>5.437</b>	<b>5.454</b>	<b>5.949</b>	<b>6.101</b>	<b>6.055</b>	<b>5.604</b>	<b>5.389</b>	<b>5.750</b>

2008												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>5.202</b>	<b>5.187</b>	<b>5.681</b>	<b>5.649</b>	<b>5.811</b>	<b>5.935</b>	<b>6.631</b>	<b>6.643</b>	<b>6.338</b>	<b>6.052</b>	<b>6.325</b>	<b>5.885</b>

2009												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>5.546</b>	<b>5.940</b>	<b>6.137</b>	<b>6.127</b>	<b>6.278</b>	<b>6.623</b>	<b>6.813</b>	<b>7.274</b>	<b>7.489</b>	<b>6.897</b>	<b>6.800</b>	<b>6.534</b>

**Tabla L.2. LOE\_A02**

2007												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>1.784</b>	<b>1.735</b>	<b>1.773</b>	<b>1.880</b>	<b>1.955</b>	<b>1.949</b>	<b>1.886</b>	<b>1.958</b>	<b>1.980</b>	<b>1.984</b>	<b>1.971</b>	<b>1.905</b>

2008												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>1.821</b>	<b>1.778</b>	<b>1.826</b>	<b>1.927</b>	<b>1.965</b>	<b>2.011</b>	<b>1.997</b>	<b>2.100</b>	<b>2.205</b>	<b>2.124</b>	<b>2.083</b>	<b>1.954</b>

2009												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>1.990</b>	<b>1.911</b>	<b>1.944</b>	<b>2.015</b>	<b>2.188</b>	<b>2.225</b>	<b>2.126</b>	<b>2.306</b>	<b>2.597</b>	<b>2.635</b>	<b>2.378</b>	<b>2.297</b>

**Tabla L.3. LOE\_A04**

2007												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>1.301</b>	<b>1.094</b>	<b>1.121</b>	<b>1.448</b>	<b>1.244</b>	<b>1.276</b>	<b>1.418</b>	<b>1.472</b>	<b>1.462</b>	<b>1.317</b>	<b>1.280</b>	<b>1.328</b>

2008												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>1.365</b>	<b>1.241</b>	<b>1.380</b>	<b>1.384</b>	<b>1.368</b>	<b>1.434</b>	<b>1.504</b>	<b>1.713</b>	<b>1.688</b>	<b>1.542</b>	<b>1.387</b>	<b>1.468</b>

2009												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>1.601</b>	<b>1.338</b>	<b>1.406</b>	<b>1.517</b>	<b>1.493</b>	<b>1.599</b>	<b>1.566</b>	<b>1.903</b>	<b>1.942</b>	<b>1.688</b>	<b>1.627</b>	<b>1.704</b>

**Tabla L.4. LOE\_B03**

2007												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>1.785</b>	<b>1.573</b>	<b>1.567</b>	<b>1.933</b>	<b>1.650</b>	<b>1.666</b>	<b>1.905</b>	<b>2.096</b>	<b>1.984</b>	<b>1.731</b>	<b>1.665</b>	<b>1.822</b>

2008												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>1.719</b>	<b>1.559</b>	<b>1.837</b>	<b>1.688</b>	<b>1.755</b>	<b>1.794</b>	<b>1.863</b>	<b>2.221</b>	<b>2.110</b>	<b>1.854</b>	<b>1.743</b>	<b>1.772</b>

2009												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>1.919</b>	<b>1.633</b>	<b>1.647</b>	<b>1.800</b>	<b>1.897</b>	<b>1.908</b>	<b>1.958</b>	<b>2.377</b>	<b>2.129</b>	<b>1.824</b>	<b>1.954</b>	<b>2.077</b>

**Tabla L.5. LOE\_B04**

2007												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
<b>Demanda kVA</b>	<b>331</b>	<b>298</b>	<b>317</b>	<b>402</b>	<b>312</b>	<b>318</b>	<b>415</b>	<b>426</b>	<b>425</b>	<b>328</b>	<b>314</b>	<b>314</b>

2008												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
<b>Demanda kVA</b>	<b>338</b>	<b>318</b>	<b>351</b>	<b>379</b>	<b>365</b>	<b>391</b>	<b>386</b>	<b>492</b>	<b>491</b>	<b>416</b>	<b>549</b>	<b>513</b>

2009												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
<b>Demanda kVA</b>	<b>588</b>	<b>560</b>	<b>532</b>	<b>624</b>	<b>633</b>	<b>637</b>	<b>632</b>	<b>659</b>	<b>664</b>	<b>649</b>	<b>636</b>	<b>641</b>

**Tabla L.6. LOE\_B05**

2007												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
<b>Demanda kVA</b>	<b>997</b>	<b>947</b>	<b>923</b>	<b>1.068</b>	<b>986</b>	<b>976</b>	<b>1.168</b>	<b>1.218</b>	<b>1.166</b>	<b>1.041</b>	<b>1.039</b>	<b>1.077</b>

2008												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
<b>Demanda kVA</b>	<b>1.018</b>	<b>973</b>	<b>1.064</b>	<b>1.009</b>	<b>1.085</b>	<b>1.099</b>	<b>1.132</b>	<b>1.318</b>	<b>1.170</b>	<b>1.063</b>	<b>978</b>	<b>1.025</b>

2009												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
<b>Demanda kVA</b>	<b>1.066</b>	<b>876</b>	<b>891</b>	<b>961</b>	<b>1.008</b>	<b>998</b>	<b>1.095</b>	<b>1.276</b>	<b>1.218</b>	<b>1.110</b>	<b>1.079</b>	<b>1.137</b>

**Tabla L.7. S/E Carayaca**

2007												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>4.472</b>	<b>3.829</b>	<b>3.852</b>	<b>3.872</b>	<b>3.899</b>	<b>4.090</b>	<b>4.295</b>	<b>4.182</b>	<b>4.455</b>	<b>4.381</b>	<b>4.472</b>	<b>4.590</b>

2008												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>4.564</b>	<b>4.579</b>	<b>4.507</b>	<b>4.756</b>	<b>4.758</b>	<b>4.782</b>	<b>4.727</b>	<b>4.685</b>	<b>4.621</b>	<b>4.757</b>	<b>4.744</b>	<b>4.674</b>

2009												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>4.716</b>	<b>4.757</b>	<b>4.834</b>	<b>4.888</b>	<b>5.044</b>	<b>5.158</b>	<b>5.150</b>	<b>5.076</b>	<b>5.104</b>	<b>5.162</b>	<b>5.375</b>	<b>5.024</b>

**Tabla L.8. CRY\_A01**

2007												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>814</b>	<b>795</b>	<b>813</b>	<b>820</b>	<b>847</b>	<b>836</b>	<b>816</b>	<b>805</b>	<b>826</b>	<b>831</b>	<b>840</b>	<b>871</b>

2008												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>831</b>	<b>809</b>	<b>818</b>	<b>1.095</b>	<b>1.202</b>	<b>1.237</b>	<b>1.219</b>	<b>1.156</b>	<b>1.381</b>	<b>1.249</b>	<b>1.255</b>	<b>1.211</b>

2009												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>1.255</b>	<b>1.201</b>	<b>1.193</b>	<b>1.205</b>	<b>1.287</b>	<b>1.359</b>	<b>1.324</b>	<b>1.289</b>	<b>1.368</b>	<b>1.372</b>	<b>1.380</b>	<b>1.396</b>

**Tabla L.9. CRY\_A02**

2007												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>928</b>	<b>905</b>	<b>923</b>	<b>920</b>	<b>933</b>	<b>956</b>	<b>1.257</b>	<b>1.264</b>	<b>1.282</b>	<b>1.317</b>	<b>1.372</b>	<b>1.449</b>

2008												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>1.441</b>	<b>1.399</b>	<b>1.396</b>	<b>1.164</b>	<b>1.373</b>	<b>1.482</b>	<b>1.447</b>	<b>1.399</b>	<b>1.423</b>	<b>1.453</b>	<b>1.463</b>	<b>1.429</b>

2009												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>1.446</b>	<b>1.090</b>	<b>1.096</b>	<b>1.381</b>	<b>1.528</b>	<b>1.625</b>	<b>1.613</b>	<b>1.613</b>	<b>1.665</b>	<b>1.689</b>	<b>1.677</b>	<b>1.722</b>

**Tabla L.10. CRY\_A03**

2007												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>1.998</b>	<b>2.346</b>	<b>2.319</b>	<b>2.275</b>	<b>2.285</b>	<b>2.265</b>	<b>1.934</b>	<b>1.871</b>	<b>1.879</b>	<b>1.906</b>	<b>1.929</b>	<b>2.035</b>

2008												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>2.039</b>	<b>2.004</b>	<b>1.895</b>	<b>1.509</b>	<b>1.586</b>	<b>1.636</b>	<b>1.590</b>	<b>1.547</b>	<b>1.536</b>	<b>1.531</b>	<b>1.572</b>	<b>1.607</b>

2009												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>1.804</b>	<b>2.026</b>	<b>1.982</b>	<b>1.608</b>	<b>1.615</b>	<b>1.701</b>	<b>1.691</b>	<b>1.680</b>	<b>1.699</b>	<b>1.748</b>	<b>1.716</b>	<b>1.819</b>

**Tabla L.11. CRY\_B01**

2007												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>406</b>	<b>367</b>	<b>434</b>	<b>396</b>	<b>431</b>	<b>415</b>	<b>444</b>	<b>452</b>	<b>430</b>	<b>437</b>	<b>429</b>	<b>398</b>

2008												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>415</b>	<b>374</b>	<b>442</b>	<b>404</b>	<b>440</b>	<b>424</b>	<b>453</b>	<b>461</b>	<b>439</b>	<b>446</b>	<b>437</b>	<b>406</b>

2009												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>423</b>	<b>382</b>	<b>452</b>	<b>413</b>	<b>449</b>	<b>432</b>	<b>462</b>	<b>471</b>	<b>448</b>	<b>455</b>	<b>446</b>	<b>485</b>

**Tabla L.12. CRY\_B02**

2007												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>1.270</b>	<b>1.241</b>	<b>1.280</b>	<b>1.284</b>	<b>1.320</b>	<b>1.295</b>	<b>1.203</b>	<b>1.453</b>	<b>1.564</b>	<b>1.596</b>	<b>1.609</b>	<b>1.549</b>

2008												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>1.528</b>	<b>1.605</b>	<b>1.648</b>	<b>1.624</b>	<b>1.765</b>	<b>1.760</b>	<b>1.673</b>	<b>1.657</b>	<b>1.710</b>	<b>1.744</b>	<b>1.676</b>	<b>1.376</b>

2009												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>1.455</b>	<b>1.567</b>	<b>1.702</b>	<b>1.621</b>	<b>1.786</b>	<b>1.780</b>	<b>1.792</b>	<b>1.701</b>	<b>1.709</b>	<b>1.628</b>	<b>1.749</b>	<b>1.740</b>

**Tabla L.13. S/E La Sabana**

2004												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>649</b>	<b>576</b>	<b>601</b>	<b>735</b>	<b>677</b>	<b>641</b>	<b>708</b>	<b>764</b>	<b>672</b>	<b>713</b>	<b>697</b>	<b>734</b>

2005												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>662</b>	<b>588</b>	<b>613</b>	<b>750</b>	<b>691</b>	<b>654</b>	<b>722</b>	<b>780</b>	<b>686</b>	<b>728</b>	<b>711</b>	<b>749</b>

2006												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>719</b>	<b>609</b>	<b>671</b>	<b>808</b>	<b>745</b>	<b>859</b>	<b>679</b>	<b>853</b>	<b>723</b>	<b>1.013</b>	<b>1.046</b>	<b>992</b>

2007												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>946</b>	<b>679</b>	<b>894</b>	<b>717</b>	<b>829</b>	<b>755</b>	<b>764</b>	<b>851</b>	<b>846</b>	<b>1.002</b>	<b>714</b>	<b>951</b>

2008												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>811</b>	<b>873</b>	<b>957</b>	<b>833</b>	<b>841</b>	<b>850</b>	<b>924</b>	<b>897</b>	<b>1.061</b>	<b>1.138</b>	<b>849</b>	<b>962</b>

2009												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>842</b>	<b>729</b>	<b>909</b>	<b>916</b>	<b>923</b>	<b>1.208</b>	<b>954</b>	<b>1.012</b>	<b>976</b>	<b>1.399</b>	<b>962</b>	<b>1.245</b>

**Tabla L.14. LSB\_A01**

2004												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>164</b>	<b>136</b>	<b>62</b>	<b>221</b>	<b>142</b>	<b>130</b>	<b>164</b>	<b>147</b>	<b>143</b>	<b>142</b>	<b>320</b>	<b>175</b>

2005												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>168</b>	<b>139</b>	<b>64</b>	<b>226</b>	<b>145</b>	<b>133</b>	<b>168</b>	<b>150</b>	<b>146</b>	<b>145</b>	<b>327</b>	<b>178</b>

2006												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>174</b>	<b>124</b>	<b>133</b>	<b>179</b>	<b>240</b>	<b>142</b>	<b>185</b>	<b>156</b>	<b>723</b>	<b>978</b>	<b>741</b>	<b>911</b>

2007												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>946</b>	<b>460</b>	<b>191</b>	<b>408</b>	<b>408</b>	<b>402</b>	<b>428</b>	<b>498</b>	<b>463</b>	<b>434</b>	<b>417</b>	<b>451</b>

2008												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>483</b>	<b>385</b>	<b>486</b>	<b>449</b>	<b>414</b>	<b>414</b>	<b>434</b>	<b>503</b>	<b>556</b>	<b>532</b>	<b>489</b>	<b>550</b>

2009												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>842</b>	<b>729</b>	<b>894</b>	<b>998</b>	<b>984</b>	<b>593</b>	<b>385</b>	<b>396</b>	<b>477</b>	<b>668</b>	<b>460</b>	<b>674</b>

**Tabla L.15. LSB\_B01**

2004												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>484</b>	<b>440</b>	<b>539</b>	<b>514</b>	<b>535</b>	<b>510</b>	<b>543</b>	<b>617</b>	<b>528</b>	<b>572</b>	<b>377</b>	<b>525</b>

2005												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>494</b>	<b>449</b>	<b>550</b>	<b>524</b>	<b>546</b>	<b>521</b>	<b>554</b>	<b>630</b>	<b>539</b>	<b>583</b>	<b>384</b>	<b>535</b>

2006												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>535</b>	<b>485</b>	<b>538</b>	<b>628</b>	<b>505</b>	<b>718</b>	<b>494</b>	<b>697</b>	<b>530</b>	<b>350</b>	<b>306</b>	<b>381</b>

2007												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>515</b>	<b>219</b>	<b>703</b>	<b>309</b>	<b>421</b>	<b>353</b>	<b>336</b>	<b>353</b>	<b>383</b>	<b>568</b>	<b>297</b>	<b>500</b>

2008												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>328</b>	<b>488</b>	<b>471</b>	<b>414</b>	<b>427</b>	<b>436</b>	<b>490</b>	<b>394</b>	<b>506</b>	<b>605</b>	<b>360</b>	<b>412</b>

2009												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>449</b>	<b>445</b>	<b>594</b>	<b>451</b>	<b>514</b>	<b>615</b>	<b>569</b>	<b>616</b>	<b>499</b>	<b>730</b>	<b>502</b>	<b>571</b>

**Tabla L.16. CHP\_A01**

2004												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>536</b>	<b>571</b>	<b>589</b>	<b>556</b>	<b>710</b>	<b>572</b>	<b>471</b>	<b>703</b>	<b>599</b>	<b>736</b>	<b>488</b>	<b>591</b>

2005												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>559</b>	<b>594</b>	<b>614</b>	<b>579</b>	<b>725</b>	<b>583</b>	<b>480</b>	<b>718</b>	<b>611</b>	<b>751</b>	<b>498</b>	<b>603</b>

2006												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>570</b>	<b>606</b>	<b>626</b>	<b>591</b>	<b>606</b>	<b>553</b>	<b>681</b>	<b>813</b>	<b>679</b>	<b>706</b>	<b>684</b>	<b>690</b>

2007												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>688</b>	<b>663</b>	<b>689</b>	<b>688</b>	<b>668</b>	<b>667</b>	<b>587</b>	<b>716</b>	<b>697</b>	<b>663</b>	<b>715</b>	<b>646</b>

2008												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>623</b>	<b>590</b>	<b>719</b>	<b>666</b>	<b>698</b>	<b>718</b>	<b>767</b>	<b>682</b>	<b>748</b>	<b>705</b>	<b>760</b>	<b>666</b>

2009												
mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	<b>803</b>	<b>726</b>	<b>786</b>	<b>730</b>	<b>727</b>	<b>732</b>	<b>919</b>	<b>892</b>	<b>902</b>	<b>915</b>	<b>912</b>	<b>860</b>

## ANEXO M

**Estimación de demanda eléctrica por métodos de los circuitos de las S/E's Longa España, Carayaca, La Sabana y Chuspa.**

**Tabla M.1. S/E Longa España**

Métodos de Estimación		2009			
		Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	6.651	6.708	6.764	6.821
	Holt Winter	7.014	6.617	6.503	6.740
	Arima	6.810	6.809	6.808	6.806

Métodos de Estimación		2010											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	6.878	6.935	6.992	7.048	7.105	7.162	7.219	7.275	7.332	7.389	7.446	7.503
	Holt Winter	6.263	6.342	6.563	6.668	6.860	6.963	7.468	7.607	7.536	7.140	7.025	7.263
	Arima	6.805	6.804	6.802	6.801	6.800	6.799	6.797	6.796	6.795	6.793	6.792	6.791

Métodos de Estimación		2011											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	7.559	7.616	7.673	7.730	7.787	7.843	7.900	7.957	8.014	8.070	8.127	8.184
	Holt Winter	6.785	6.865	7.085	7.190	7.382	7.485	7.990	8.130	8.058	7.662	7.547	7.785
	Arima	6.790	6.788	6.787	6.786	6.785	6.783	6.782	6.781	6.779	6.778	6.777	6.776

Métodos de Estimación		2012											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	8.241	8.298	8.354	8.411	8.468	8.525	8.582	8.638	8.695	8.752	8.809	8.865
	Holt Winter	7.308	7.387	7.607	7.712	7.904	8.007	8.512	8.652	8.581	8.184	8.070	8.307
	Arima	6.774	6.773	6.772	6.771	6.769	6.768	6.767	6.766	6.764	6.763	6.762	6.761

Métodos de Estimación		2013											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	8.922	8.979	9.036	9.093	9.149	9.206	9.263	9.320	9.377	9.433	9.490	9.547
	Holt Winter	7.830	7.909	8.129	8.235	8.426	8.530	9.034	9.174	9.103	8.706	8.592	8.829
	Arima	6.760	6.758	6.757	6.756	6.755	6.753	6.752	6.751	6.750	6.749	6.747	6.746

Métodos de Estimación		2014											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	9.604	9.660	9.717	9.774	9.831	9.888	9.944	10.001	10.058	10.115	10.172	10.228
	Holt Winter	8.352	8.431	8.652	8.757	8.948	9.052	9.556	9.696	9.625	9.229	9.114	9.352
	Arima	6.745	6.744	6.742	6.741	6.740	6.739	6.738	6.736	6.735	6.734	6.733	6.732

Tabla M.2. LOE\_A02

Métodos de Estimación		2009			
		Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	2.163	2.177	2.190	2.204
	Holt Winter	2.251	2.244	2.234	2.166
	Arima	2.126	2.126	2.125	2.125

Métodos de Estimación		2010											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	2.218	2.231	2.245	2.258	2.272	2.285	2.299	2.313	2.326	2.340	2.353	2.367
	Holt Winter	2.112	2.070	2.116	2.226	2.322	2.337	2.281	2.364	2.405	2.398	2.388	2.320
	Arima	2.125	2.125	2.125	2.125	2.124	2.124	2.124	2.124	2.124	2.124	2.124	2.124

Métodos de Estimación		2011											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	2.380	2.394	2.408	2.421	2.435	2.448	2.462	2.475	2.489	2.503	2.516	2.530
	Holt Winter	2.266	2.224	2.271	2.380	2.476	2.492	2.435	2.519	2.559	2.552	2.542	2.474
	Arima	2.123	2.123	2.123	2.123	2.123	2.122	2.122	2.122	2.122	2.122	2.122	2.122

Métodos de Estimación		2012											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	2.543	2.557	2.571	2.584	2.598	2.611	2.625	2.638	2.652	2.666	2.679	2.693
	Holt Winter	2.420	2.378	2.425	2.534	2.630	2.646	2.589	2.673	2.713	2.706	2.696	2.628
	Arima	2.121	2.121	2.121	2.121	2.121	2.121	2.120	2.120	2.120	2.120	2.120	2.120

Métodos de Estimación		2013											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	2.706	2.720	2.733	2.747	2.761	2.774	2.788	2.801	2.815	2.828	2.842	2.856
	Holt Winter	2.574	2.532	2.579	2.688	2.784	2.800	2.743	2.827	2.867	2.860	2.850	2.782
	Arima	2.120	2.119	2.119	2.119	2.119	2.119	2.119	2.118	2.118	2.118	2.118	2.118

Métodos de Estimación		2014											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	2.869	2.883	2.896	2.910	2.924	2.937	2.951	2.964	2.978	2.991	3.005	3.019
	Holt Winter	2.728	2.686	2.733	2.842	2.938	2.954	2.897	2.981	3.022	3.014	3.004	2.936
	Arima	2.118	2.118	2.117	2.117	2.117	2.117	2.117	2.117	2.117	2.117	2.116	2.116

**Tabla M.3. LOE\_A04**

		2009			
Métodos de Estimación		Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	1.565	1.574	1.583	1.591
	Holt Winter	1.693	1.535	1.466	1.511
	Arima	1.564	1.563	1.562	1.561

		2010											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	1.600	1.609	1.617	1.626	1.635	1.644	1.652	1.661	1.670	1.678	1.687	1.696
	Holt Winter	1.554	1.395	1.437	1.674	1.529	1.570	1.679	1.750	1.724	1.566	1.497	1.542
	Arima	1.560	1.559	1.558	1.557	1.556	1.555	1.554	1.553	1.552	1.551	1.550	1.549

		2011											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	1.704	1.713	1.722	1.730	1.739	1.748	1.757	1.765	1.774	1.783	1.791	1.800
	Holt Winter	1.585	1.426	1.467	1.705	1.560	1.601	1.710	1.780	1.754	1.596	1.528	1.572
	Arima	1.548	1.547	1.546	1.545	1.544	1.543	1.542	1.541	1.540	1.539	1.538	1.538

		2012											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	1.809	1.817	1.826	1.835	1.844	1.852	1.861	1.870	1.878	1.887	1.896	1.904
	Holt Winter	1.616	1.456	1.498	1.735	1.591	1.631	1.741	1.811	1.785	1.627	1.559	1.603
	Arima	1.537	1.536	1.535	1.534	1.533	1.532	1.531	1.530	1.529	1.528	1.528	1.527

		2013											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	1.913	1.922	1.930	1.939	1.948	1.957	1.965	1.974	1.983	1.991	2.000	2.009
	Holt Winter	1.646	1.487	1.529	1.766	1.621	1.662	1.772	1.842	1.816	1.658	1.589	1.634
	Arima	1.526	1.525	1.524	1.523	1.522	1.521	1.521	1.520	1.519	1.518	1.517	1.516

		2014											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	2.017	2.026	2.035	2.044	2.052	2.061	2.070	2.078	2.087	2.096	2.104	2.113
	Holt Winter	1.677	1.518	1.560	1.797	1.652	1.693	1.802	1.873	1.847	1.689	1.620	1.665
	Arima	1.516	1.515	1.514	1.513	1.512	1.511	1.511	1.510	1.509	1.508	1.507	1.507

Tabla M.4. LOE\_B03

Métodos de Estimación		2009			
		Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	1.898	1.905	1.913	1.920
	Holt Winter	2.128	1.878	1.810	1.952
	Arima	1.956	1.955	1.954	1.953

Métodos de Estimación		2010											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	1.927	1.934	1.942	1.949	1.956	1.963	1.970	1.978	1.985	1.992	1.999	2.007
	Holt Winter	1.902	1.723	1.767	2.029	1.875	1.891	2.085	2.313	2.204	1.955	1.886	2.029
	Arima	1.952	1.951	1.950	1.949	1.949	1.948	1.947	1.946	1.945	1.944	1.943	1.942

Métodos de Estimación		2011											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	2.014	2.021	2.028	2.036	2.043	2.050	2.057	2.065	2.072	2.079	2.086	2.094
	Holt Winter	1.978	1.800	1.843	2.106	1.952	1.967	2.162	2.389	2.281	2.031	1.963	2.106
	Arima	1.941	1.940	1.939	1.938	1.937	1.936	1.936	1.935	1.934	1.933	1.932	1.931

Métodos de Estimación		2012											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	2.101	2.108	2.115	2.123	2.130	2.137	2.144	2.152	2.159	2.166	2.173	2.180
	Holt Winter	2.055	1.876	1.920	2.182	2.028	2.044	2.239	2.466	2.358	2.108	2.039	2.182
	Arima	1.930	1.929	1.929	1.928	1.927	1.926	1.925	1.924	1.924	1.923	1.922	1.921

Métodos de Estimación		2013											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	2.188	2.195	2.202	2.209	2.217	2.224	2.231	2.238	2.246	2.253	2.260	2.267
	Holt Winter	2.131	1.953	1.996	2.259	2.105	2.121	2.315	2.543	2.434	2.184	2.116	2.259
	Arima	1.920	1.919	1.919	1.918	1.917	1.916	1.915	1.915	1.914	1.913	1.912	1.912

Métodos de Estimación		2014											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	2.275	2.282	2.289	2.296	2.304	2.311	2.318	2.325	2.333	2.340	2.347	2.354
	Holt Winter	2.208	2.030	2.073	2.335	2.181	2.197	2.392	2.619	2.511	2.261	2.192	2.335
	Arima	1.911	1.910	1.909	1.909	1.908	1.907	1.906	1.906	1.905	1.904	1.903	1.903

Tabla M.5. LOE\_B04

		2009			
Métodos de Estimación		Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	677	693	710	726
	Holt Winter	612	560	580	599
	Arima	629	628	627	625

		2010											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	742	758	775	791	807	824	840	856	872	889	905	921
	Holt Winter	594	652	675	755	691	709	787	826	840	758	780	784
	Arima	624	623	622	621	620	618	617	616	615	614	613	612

		2011											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	937	954	970	986	1.003	1.019	1.035	1.051	1.068	1.084	1.100	1.116
	Holt Winter	820	813	782	853	819	835	907	942	955	897	918	921
	Arima	611	610	609	607	606	605	604	603	602	601	600	599

		2012											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	1.133	1.149	1.165	1.181	1.198	1.214	1.230	1.247	1.263	1.279	1.295	1.312
	Holt Winter	956	949	969	1.040	1.006	1.022	1.093	1.129	1.141	1.084	1.104	1.108
	Arima	598	597	596	595	594	593	592	591	591	590	589	588

		2013											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	1.328	1.344	1.360	1.377	1.393	1.409	1.426	1.442	1.458	1.474	1.491	1.507
	Holt Winter	1.142	1.136	1.156	1.226	1.192	1.208	1.280	1.316	1.328	1.271	1.291	1.295
	Arima	587	586	585	584	583	582	581	581	580	579	578	577

		2014											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	1.523	1.539	1.556	1.572	1.588	1.604	1.621	1.637	1.653	1.670	1.686	1.702
	Holt Winter	1.329	1.323	1.342	1.413	1.379	1.395	1.467	1.503	1.515	1.458	1.478	1.482
	Arima	576	576	575	574	573	572	571	571	570	569	568	568

Tabla M.6. LOE\_B05

Métodos de Estimación		2009			
		Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	1.005	1.002	1.000	998
	Holt Winter	1.184	1.004	1.029	1.110
	Arima	1.094	1.094	1.094	1.093

Métodos de Estimación		2010											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	996	993	991	989	987	984	982	980	977	975	973	971
	Holt Winter	1.167	1.167	1.210	1.405	1.268	1.170	1.095	1.152	1.203	1.023	1.049	1.129
	Arima	1.093	1.093	1.092	1.092	1.092	1.092	1.091	1.091	1.091	1.091	1.090	1.090

Métodos de Estimación		2011											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	968	966	964	962	959	957	955	953	950	948	946	944
	Holt Winter	1.186	1.186	1.229	1.424	1.287	1.189	1.114	1.172	1.222	1.042	1.068	1.148
	Arima	1.090	1.089	1.089	1.089	1.088	1.088	1.088	1.088	1.087	1.087	1.087	1.087

Métodos de Estimación		2012											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	941	939	937	935	932	930	928	925	923	921	919	916
	Holt Winter	1.205	1.205	1.249	1.443	1.306	1.208	1.134	1.191	1.242	1.062	1.087	1.167
	Arima	1.086	1.086	1.086	1.086	1.085	1.085	1.085	1.085	1.084	1.084	1.084	1.084

Métodos de Estimación		2013											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	914	912	910	907	905	903	901	898	896	894	892	889
	Holt Winter	1.224	1.224	1.268	1.463	1.325	1.228	1.153	1.210	1.261	1.081	1.106	1.186
	Arima	1.083	1.083	1.083	1.083	1.082	1.082	1.082	1.082	1.081	1.081	1.081	1.081

Métodos de Estimación		2014											
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	887	885	882	880	878	876	873	871	869	867	864	862
	Holt Winter	1.244	1.243	1.287	1.482	1.344	1.247	1.172	1.229	1.280	1.100	1.125	1.206
	Arima	1.080	1.080	1.080	1.080	1.079	1.079	1.079	1.079	1.078	1.078	1.078	1.078

Tabla M.7. S/E Carayaca

		2009			
Métodos de Estimación		Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	5.181	5.221	5.262	5.303
	Holt Winter	5.197	5.152	5.213	5.289
	Arima	5.150	5.149	5.149	5.149

		2010											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	5.343	5.384	5.425	5.466	5.506	5.547	5.588	5.628	5.669	5.710	5.751	5.791
	Holt Winter	5.266	5.273	5.277	5.315	5.333	5.456	5.557	5.443	5.646	5.601	5.662	5.738
	Arima	5.149	5.149	5.149	5.148	5.148	5.148	5.148	5.148	5.147	5.147	5.147	5.147

		2011											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	5.832	5.873	5.913	5.954	5.995	6.036	6.076	6.117	6.158	6.199	6.239	6.280
	Holt Winter	5.716	5.723	5.726	5.764	5.782	5.905	6.006	5.892	6.095	6.050	6.111	6.187
	Arima	5.147	5.147	5.146	5.146	5.146	5.146	5.146	5.145	5.145	5.145	5.145	5.145

		2012											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	6.321	6.361	6.402	6.443	6.484	6.524	6.565	6.606	6.646	6.687	6.728	6.769
	Holt Winter	6.165	6.172	6.175	6.214	6.231	6.354	6.455	6.341	6.544	6.499	6.560	6.636
	Arima	5.145	5.144	5.144	5.144	5.144	5.144	5.143	5.143	5.143	5.143	5.143	5.143

		2013											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	6.809	6.850	6.891	6.931	6.972	7.013	7.054	7.094	7.135	7.176	7.216	7.257
	Holt Winter	6.614	6.621	6.624	6.663	6.680	6.803	6.904	6.790	6.994	6.949	7.009	7.085
	Arima	5.142	5.142	5.142	5.142	5.142	5.141	5.141	5.141	5.141	5.141	5.141	5.140

		2014											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	7.298	7.339	7.379	7.420	7.461	7.501	7.542	7.583	7.624	7.664	7.705	7.746
	Holt Winter	7.063	7.070	7.073	7.112	7.129	7.252	7.353	7.240	7.443	7.398	7.458	7.534
	Arima	5.140	5.140	5.140	5.140	5.139	5.139	5.139	5.139	5.139	5.139	5.138	5.138

Tabla M.8. CRY\_A01

		2009			
Métodos de Estimación		Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	1.359	1.376	1.392	1.409
	Holt Winter	1.360	1.370	1.373	1.390
	Arima	1.323	1.322	1.321	1.321

		2010											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	1.425	1.442	1.458	1.475	1.491	1.508	1.524	1.541	1.557	1.574	1.590	1.607
	Holt Winter	1.360	1.338	1.359	1.413	1.463	1.470	1.448	1.424	1.478	1.454	1.464	1.485
	Arima	1.320	1.319	1.319	1.318	1.317	1.316	1.316	1.315	1.314	1.314	1.313	1.312

		2011											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	1.623	1.640	1.656	1.673	1.689	1.706	1.722	1.738	1.755	1.771	1.788	1.804
	Holt Winter	1.466	1.445	1.465	1.519	1.569	1.576	1.554	1.530	1.584	1.561	1.570	1.592
	Arima	1.312	1.311	1.310	1.310	1.309	1.308	1.308	1.307	1.306	1.305	1.305	1.304

		2012											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	1.821	1.837	1.854	1.870	1.887	1.903	1.920	1.936	1.953	1.969	1.986	2.002
	Holt Winter	1.573	1.551	1.571	1.625	1.676	1.683	1.661	1.637	1.691	1.667	1.676	1.698
	Arima	1.303	1.303	1.302	1.301	1.301	1.300	1.300	1.299	1.298	1.298	1.297	1.296

		2013											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	2.019	2.035	2.052	2.068	2.085	2.101	2.118	2.134	2.150	2.167	2.183	2.200
	Holt Winter	1.679	1.657	1.678	1.732	1.782	1.789	1.767	1.743	1.797	1.774	1.783	1.805
	Arima	1.296	1.295	1.294	1.294	1.293	1.292	1.292	1.291	1.291	1.290	1.289	1.289

		2014											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	2.216	2.233	2.249	2.266	2.282	2.299	2.315	2.332	2.348	2.365	2.381	2.398
	Holt Winter	1.786	1.764	1.784	1.838	1.888	1.896	1.874	1.850	1.904	1.880	1.889	1.911
	Arima	1.288	1.287	1.287	1.286	1.286	1.285	1.284	1.284	1.283	1.282	1.282	1.281

Tabla M.9. CRY\_A02

		2009			
Métodos de Estimación		Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	1.561	1.580	1.598	1.616
	Holt Winter	1.544	1.563	1.593	1.636
	Arima	1.610	1.608	1.607	1.605

		2010											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	1.634	1.652	1.670	1.688	1.706	1.725	1.743	1.761	1.779	1.797	1.815	1.833
	Holt Winter	1.619	1.509	1.516	1.520	1.565	1.582	1.742	1.725	1.730	1.748	1.779	1.822
	Arima	1.604	1.602	1.601	1.599	1.598	1.596	1.595	1.593	1.592	1.591	1.589	1.588

		2011											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	1.852	1.870	1.888	1.906	1.924	1.942	1.960	1.978	1.997	2.015	2.033	2.051
	Holt Winter	1.805	1.695	1.702	1.706	1.751	1.768	1.928	1.911	1.915	1.934	1.965	2.008
	Arima	1.586	1.585	1.584	1.582	1.581	1.579	1.578	1.577	1.575	1.574	1.573	1.571

		2012											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	2.069	2.087	2.105	2.123	2.142	2.160	2.178	2.196	2.214	2.232	2.250	2.269
	Holt Winter	1.990	1.881	1.887	1.892	1.936	1.954	2.114	2.096	2.101	2.120	2.151	2.194
	Arima	1.570	1.569	1.567	1.566	1.565	1.563	1.562	1.561	1.560	1.558	1.557	1.556

		2013											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	2.287	2.305	2.323	2.341	2.359	2.377	2.395	2.414	2.432	2.450	2.468	2.486
	Holt Winter	2.176	2.067	2.073	2.078	2.122	2.140	2.299	2.282	2.287	2.306	2.337	2.380
	Arima	1.555	1.553	1.552	1.551	1.550	1.548	1.547	1.546	1.545	1.543	1.542	1.541

		2014											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	2.504	2.522	2.540	2.559	2.577	2.595	2.613	2.631	2.649	2.667	2.686	2.704
	Holt Winter	2.362	2.252	2.259	2.263	2.308	2.326	2.485	2.468	2.473	2.492	2.522	2.565
	Arima	1.540	1.539	1.537	1.536	1.535	1.534	1.533	1.532	1.530	1.529	1.528	1.527

Tabla M.10. CRY\_A03

		2009			
Métodos de Estimación		Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	1.688	1.684	1.680	1.676
	Holt Winter	1.700	1.740	1.760	1.801
	Arima	1.712	1.722	1.732	1.741

		2010											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	1.671	1.667	1.663	1.659	1.655	1.651	1.646	1.642	1.638	1.634	1.630	1.626
	Holt Winter	1.859	1.894	1.873	1.754	1.820	1.873	1.642	1.616	1.652	1.706	1.766	1.894
	Arima	1.750	1.758	1.766	1.774	1.781	1.788	1.795	1.801	1.808	1.814	1.819	1.825

		2011											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	1.621	1.617	1.613	1.609	1.605	1.601	1.596	1.592	1.588	1.584	1.580	1.576
	Holt Winter	1.964	1.999	1.978	1.859	1.925	1.978	1.747	1.721	1.757	1.811	1.871	1.999
	Arima	1.830	1.835	1.840	1.845	1.849	1.853	1.858	1.861	1.865	1.869	1.872	1.876

		2012											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	1.572	1.567	1.563	1.559	1.555	1.551	1.547	1.542	1.538	1.534	1.530	1.526
	Holt Winter	2.069	2.104	2.083	1.964	2.030	2.083	1.852	1.826	1.862	1.917	1.976	2.104
	Arima	1.879	1.882	1.885	1.888	1.890	1.893	1.895	1.898	1.900	1.902	1.904	1.906

		2013											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	1.522	1.517	1.513	1.509	1.505	1.501	1.497	1.492	1.488	1.484	1.480	1.476
	Holt Winter	2.174	2.209	2.188	2.069	2.135	2.188	1.957	1.931	1.968	2.022	2.081	2.209
	Arima	1.908	1.910	1.912	1.913	1.915	1.917	1.918	1.920	1.921	1.922	1.923	1.925

		2014											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	1.472	1.467	1.463	1.459	1.455	1.451	1.447	1.443	1.438	1.434	1.430	1.426
	Holt Winter	2.279	2.314	2.293	2.175	2.241	2.293	2.062	2.036	2.073	2.127	2.187	2.314
	Arima	1.926	1.927	1.928	1.929	1.930	1.931	1.932	1.933	1.934	1.934	1.935	1.936

Tabla M.11. CRY\_B01

		2009			
Métodos de Estimación		Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	446	447	449	451
	Holt Winter	447	455	446	415
	Arima	462	462	462	461

		2010											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	452	454	456	457	459	460	462	464	465	467	469	470
	Holt Winter	433	392	460	422	458	442	470	479	457	464	456	425
	Arima	461	461	461	461	461	461	460	460	460	460	460	460

		2011											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	472	473	475	477	478	480	482	483	485	487	488	490
	Holt Winter	442	402	469	432	467	451	480	488	466	473	465	434
	Arima	460	460	459	459	459	459	459	459	459	458	458	458

		2012											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	491	493	495	496	498	500	501	503	504	506	508	509
	Holt Winter	451	411	479	441	476	460	489	497	475	483	474	443
	Arima	458	458	458	458	458	457	457	457	457	457	457	457

		2013											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	511	513	514	516	518	519	521	522	524	526	527	529
	Holt Winter	460	420	488	450	485	470	498	506	484	492	484	452
	Arima	457	456	456	456	456	456	456	456	456	455	455	455

		2014											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	531	532	534	535	537	539	540	542	544	545	547	549
	Holt Winter	470	430	497	459	495	479	508	516	494	501	493	462
	Arima	455	455	455	455	455	455	454	454	454	454	454	454

Tabla M.12. CRY\_B02

		2009			
Métodos de Estimación		Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	1.592	1.599	1.605	1.612
	Holt Winter	1.602	1.626	1.622	1.533
	Arima	1.650	1.645	1.639	1.634

		2010											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	1.619	1.625	1.632	1.638	1.645	1.651	1.658	1.665	1.671	1.678	1.684	1.691
	Holt Winter	1.533	1.603	1.647	1.627	1.681	1.652	1.526	1.691	1.774	1.798	1.793	1.704
	Arima	1.629	1.624	1.619	1.614	1.609	1.605	1.600	1.596	1.592	1.588	1.584	1.580

		2011											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	1.698	1.704	1.711	1.717	1.724	1.731	1.737	1.744	1.750	1.757	1.764	1.770
	Holt Winter	1.705	1.775	1.819	1.799	1.853	1.824	1.698	1.863	1.946	1.969	1.965	1.876
	Arima	1.576	1.573	1.569	1.566	1.563	1.559	1.556	1.553	1.550	1.547	1.545	1.542

		2012											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	1.777	1.783	1.790	1.797	1.803	1.810	1.816	1.823	1.830	1.836	1.843	1.849
	Holt Winter	1.876	1.947	1.990	1.970	2.025	1.996	1.870	2.035	2.117	2.141	2.137	2.048
	Arima	1.539	1.537	1.534	1.532	1.529	1.527	1.525	1.523	1.520	1.518	1.516	1.514

		2013											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	1.856	1.862	1.869	1.876	1.882	1.889	1.895	1.902	1.909	1.915	1.922	1.928
	Holt Winter	2.048	2.118	2.162	2.142	2.196	2.167	2.041	2.206	2.289	2.313	2.308	2.219
	Arima	1.513	1.511	1.509	1.507	1.506	1.504	1.502	1.501	1.499	1.498	1.496	1.495

		2014											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	1.935	1.942	1.948	1.955	1.961	1.968	1.975	1.981	1.988	1.994	2.001	2.008
	Holt Winter	2.220	2.290	2.334	2.314	2.368	2.339	2.213	2.378	2.461	2.484	2.480	2.391
	Arima	1.494	1.492	1.491	1.490	1.489	1.487	1.486	1.485	1.484	1.483	1.482	1.481

**Tabla M.13. S/E La Sabana**

		2009			
Métodos de Estimación		Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	1.017	1.027	1.037	1.046
	Holt Winter	1.034	1.129	1.034	1.113
	Arima	945	941	937	933

		2010											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	1.056	1.065	1.075	1.085	1.094	1.104	1.113	1.123	1.133	1.142	1.152	1.161
	Holt Winter	1.038	960	1.054	1.099	1.096	1.139	1.129	1.205	1.176	1.271	1.176	1.255
	Arima	929	925	921	917	914	910	907	903	900	897	894	891

		2011											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	1.171	1.180	1.190	1.200	1.209	1.219	1.228	1.238	1.248	1.257	1.267	1.276
	Holt Winter	1.180	1.102	1.196	1.241	1.238	1.281	1.271	1.347	1.318	1.413	1.318	1.397
	Arima	888	885	883	880	877	875	872	870	868	865	863	861

		2012											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	1.286	1.296	1.305	1.315	1.324	1.334	1.344	1.353	1.363	1.372	1.382	1.392
	Holt Winter	1.321	1.244	1.338	1.383	1.380	1.423	1.413	1.489	1.460	1.555	1.460	1.539
	Arima	859	857	855	853	851	849	847	846	844	842	841	839

		2013											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	1.401	1.411	1.420	1.430	1.440	1.449	1.459	1.468	1.478	1.488	1.497	1.507
	Holt Winter	1.463	1.386	1.480	1.525	1.522	1.565	1.555	1.631	1.602	1.697	1.602	1.681
	Arima	838	836	835	834	832	831	830	828	827	826	825	824

		2014											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	1.516	1.526	1.535	1.545	1.555	1.564	1.574	1.583	1.593	1.603	1.612	1.622
	Holt Winter	1.605	1.528	1.622	1.667	1.664	1.707	1.697	1.773	1.744	1.839	1.744	1.823
	Arima	823	822	821	820	819	818	817	816	815	814	813	812



**Tabla M.15. LSB\_B01**

		2009			
Métodos de Estimación		Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	477	522	368	482
	Holt Winter	530	580	409	536
	Arima	564	561	558	556

		2010											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	478	454	565	503	533	556	552	606	582	626	473	586
	Holt Winter	531	504	628	559	592	618	613	674	646	696	525	652
	Arima	553	551	549	547	544	542	541	539	537	535	534	532

		2011											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	582	558	670	608	637	661	656	711	686	731	577	691
	Holt Winter	647	620	744	675	708	734	729	790	762	812	641	768
	Arima	531	529	528	526	525	524	523	522	521	520	519	518

		2012											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	687	663	774	712	742	765	761	815	791	835	682	795
	Holt Winter	763	736	860	791	824	850	845	906	878	928	757	884
	Arima	517	516	515	514	513	513	512	511	510	510	509	509

		2013											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	791	767	879	817	846	870	865	920	895	940	786	900
	Holt Winter	879	852	976	907	940	966	961	1.022	995	1.044	873	1.000
	Arima	508	507	507	506	506	505	505	505	504	504	503	503

		2014											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	896	872	983	921	951	974	970	1.024	1.000	1.044	890	1.004
	Holt Winter	995	968	1.092	1.024	1.056	1.083	1.078	1.138	1.111	1.160	989	1.116
	Arima	503	502	502	502	501	501	501	501	500	500	500	500

Tabla M.16. CHP\_A01

		2009			
Métodos de Estimación		Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	770	773	776	780
	Holt Winter	805	767	820	733
	Arima	915	913	911	909

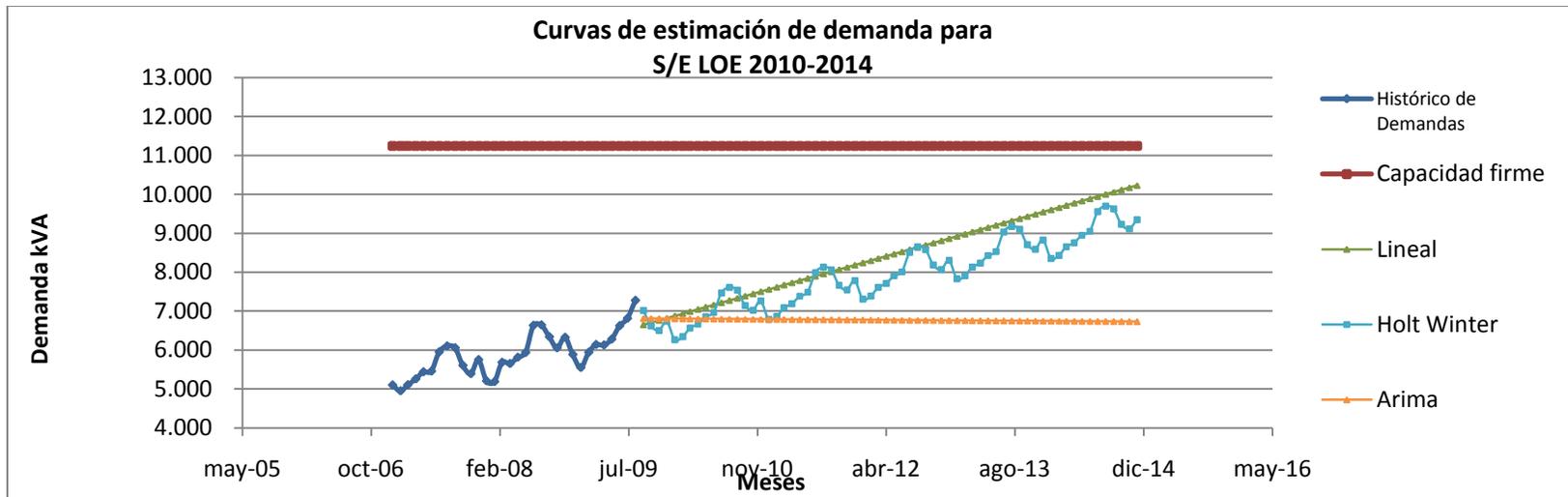
		2010											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	783	786	789	792	796	799	802	805	808	812	815	818
	Holt Winter	840	760	825	771	775	785	829	779	834	796	850	763
	Arima	906	904	903	901	899	897	895	893	891	889	887	886

		2011											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	821	825	828	831	834	837	841	844	847	850	853	857
	Holt Winter	869	789	854	801	805	814	858	808	863	826	879	792
	Arima	884	882	880	879	877	875	874	872	870	869	867	866

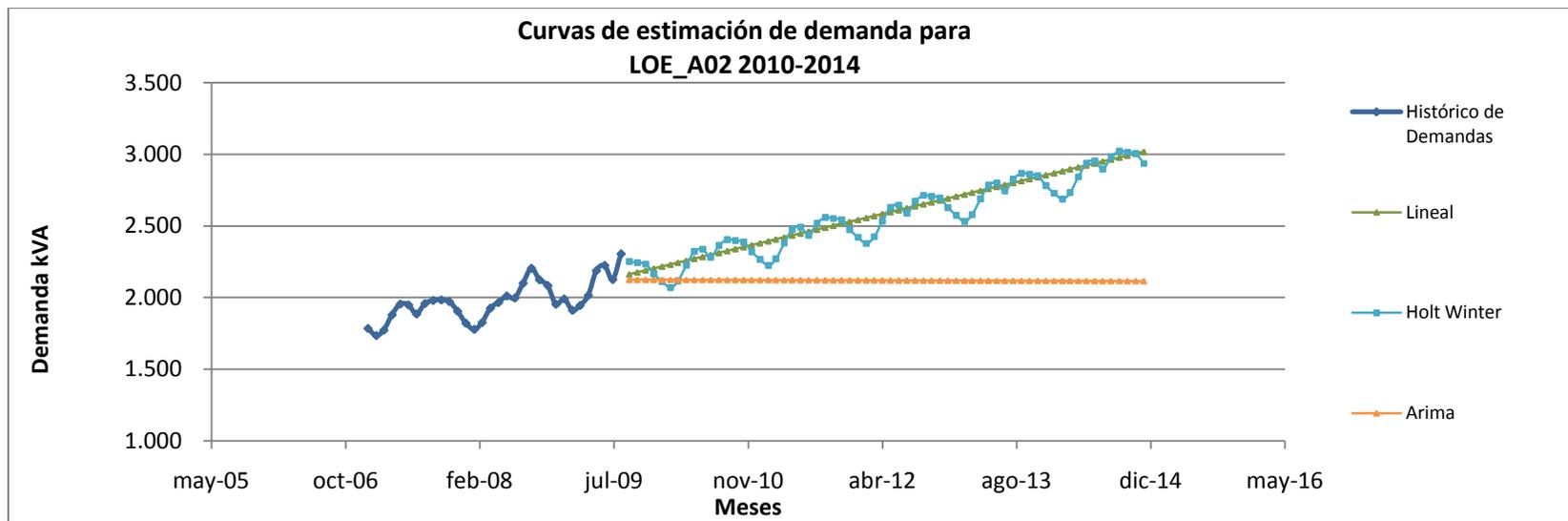
		2012											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	860	863	866	869	873	876	879	882	885	889	892	895
	Holt Winter	899	818	884	830	834	843	888	837	893	855	908	821
	Arima	864	862	861	859	858	856	855	854	852	851	849	848

		2013											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	898	902	905	908	911	914	918	921	924	927	930	934
	Holt Winter	928	848	913	859	863	873	917	866	922	884	937	850
	Arima	847	845	844	843	841	840	839	837	836	835	834	832

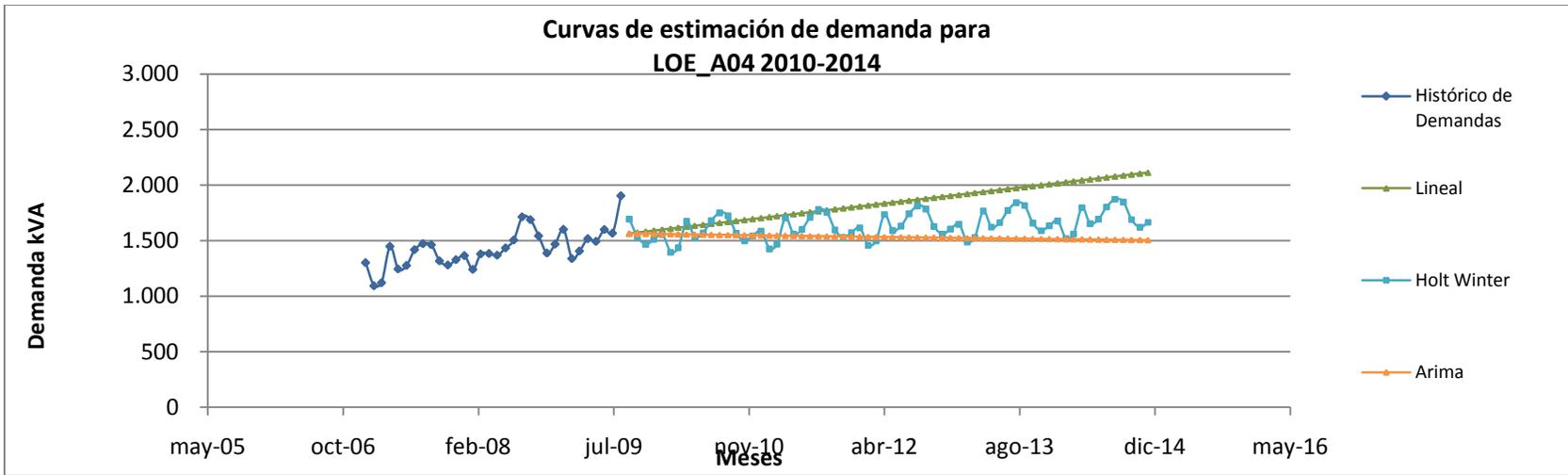
		2014											
Métodos de Estimación		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Demanda kVA	Tendencial	937	940	943	946	950	953	956	959	962	966	969	972
	Holt Winter	957	877	942	889	893	902	946	896	951	914	967	880
	Arima	831	830	829	828	827	825	824	823	822	821	820	819



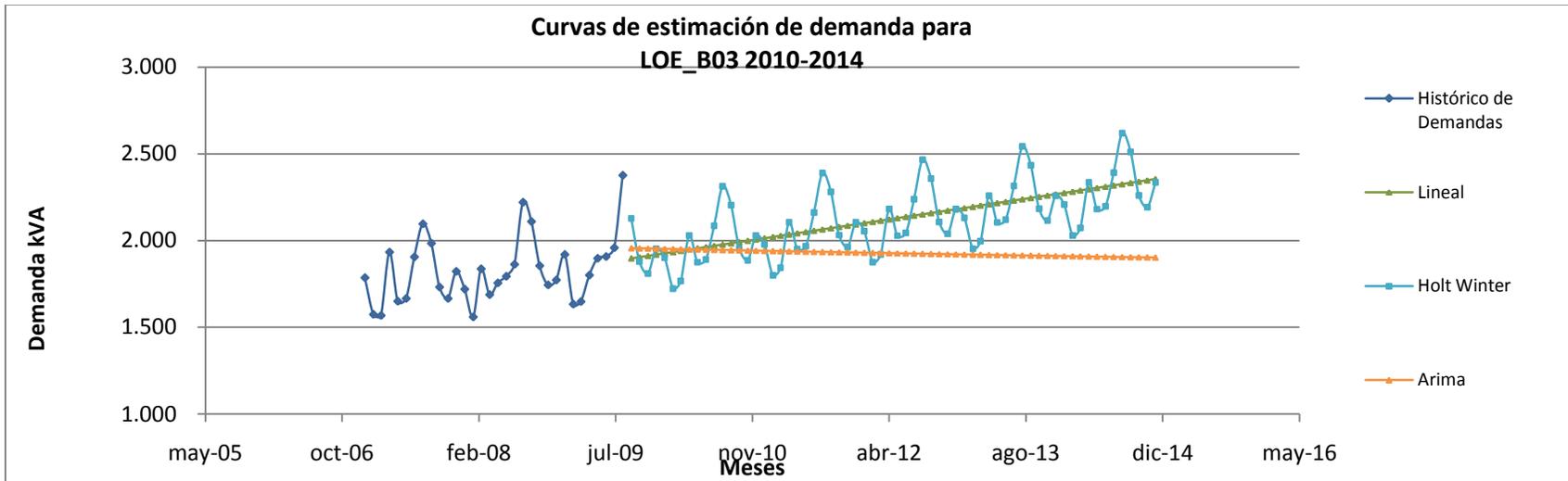
**Gráfica M.1. S/E Longa España**



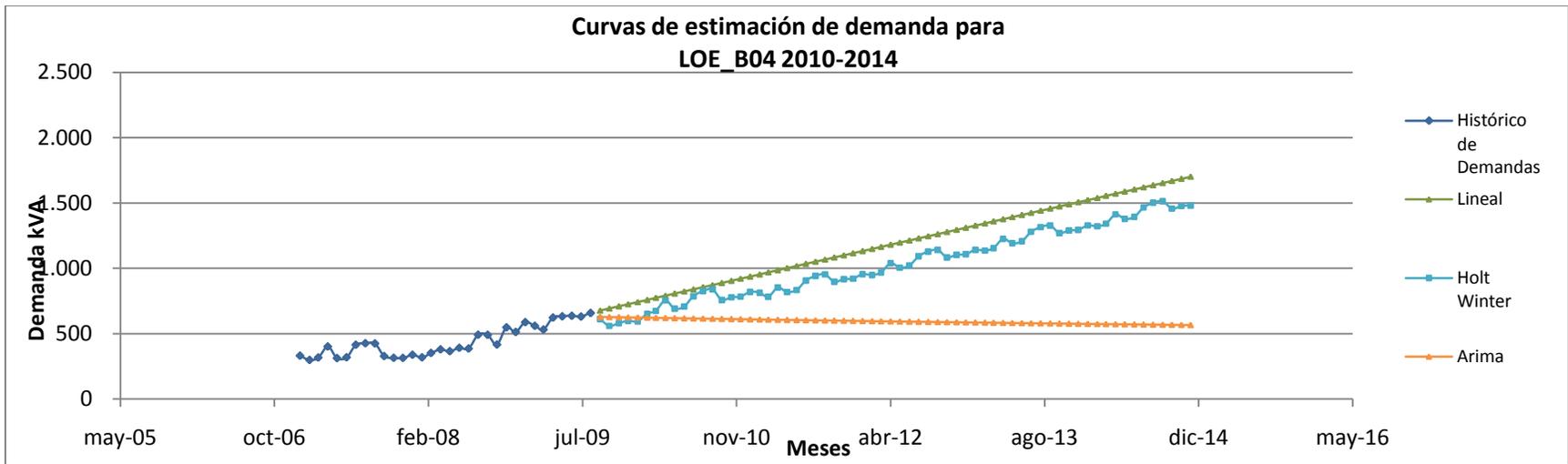
**Gráfica M.2. LOE\_A02**



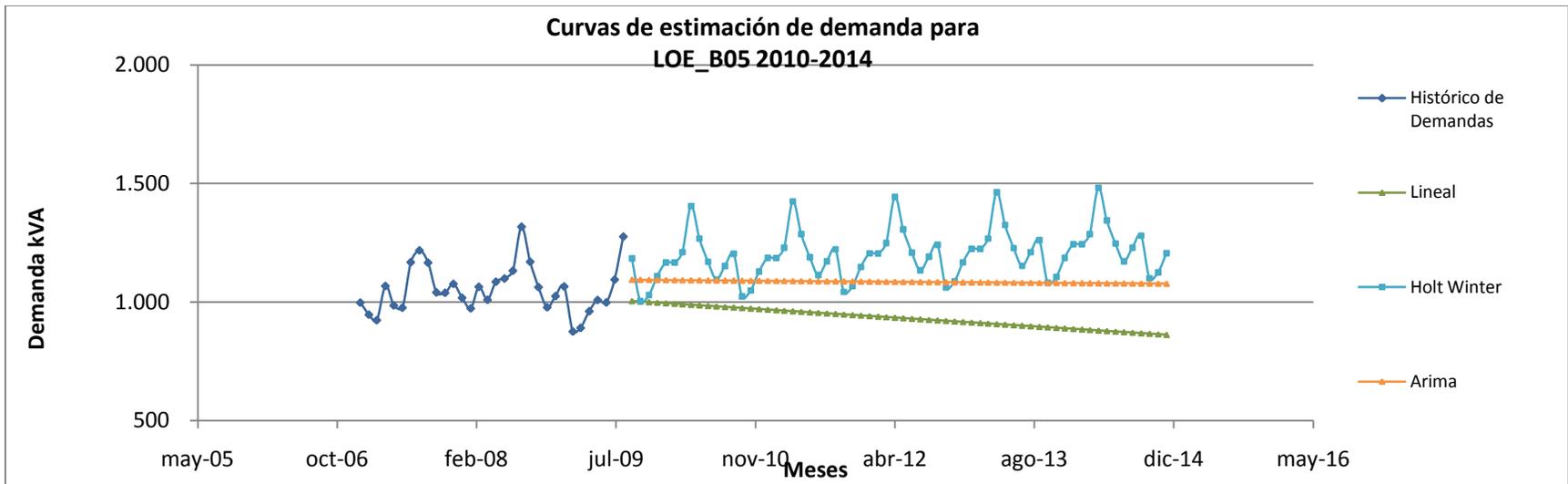
**Gráfica M.3. LOE\_A04**



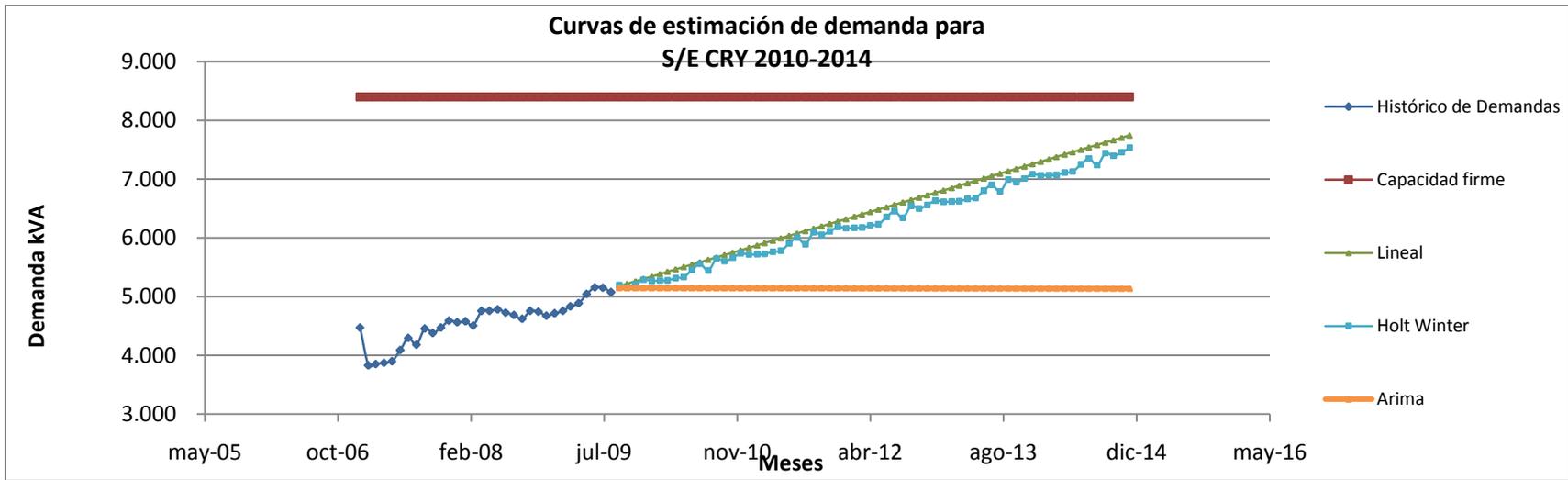
**Gráfica M.4. LOE\_B03**



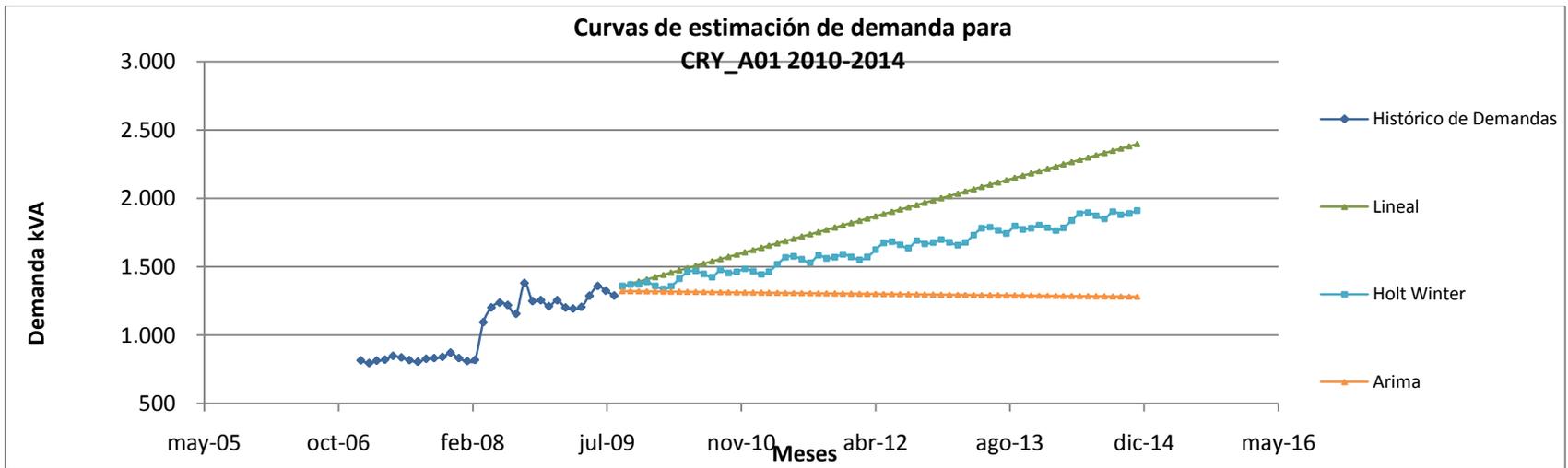
**Gráfica M.5. LOE\_B04**



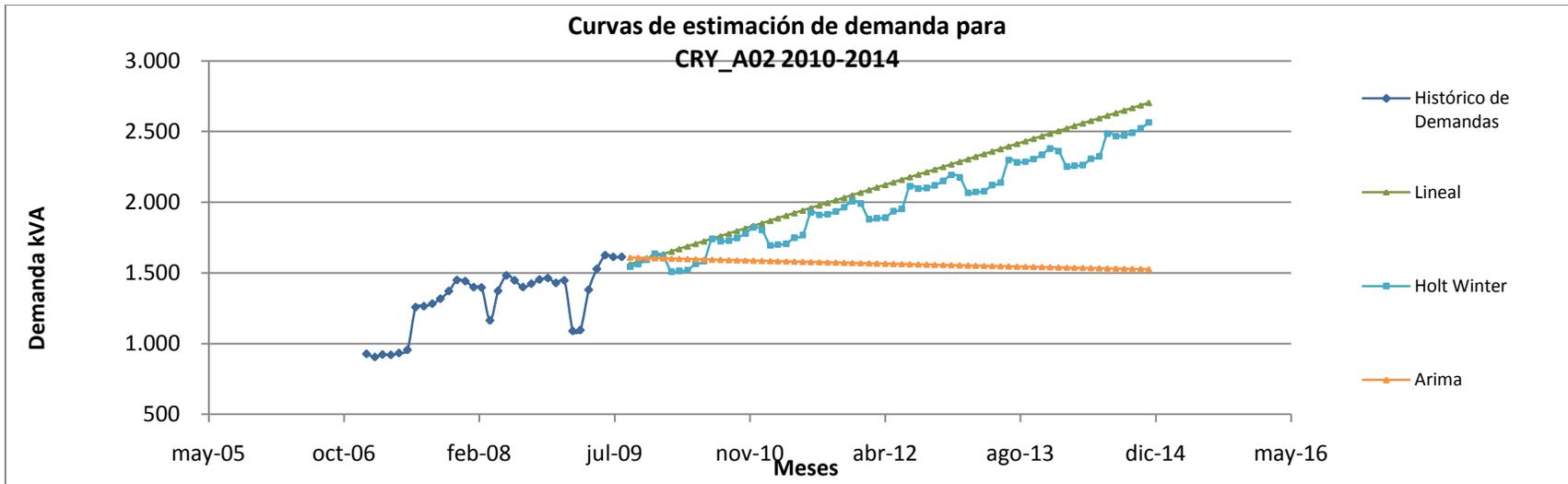
**Gráfica M.6. LOE\_B05**



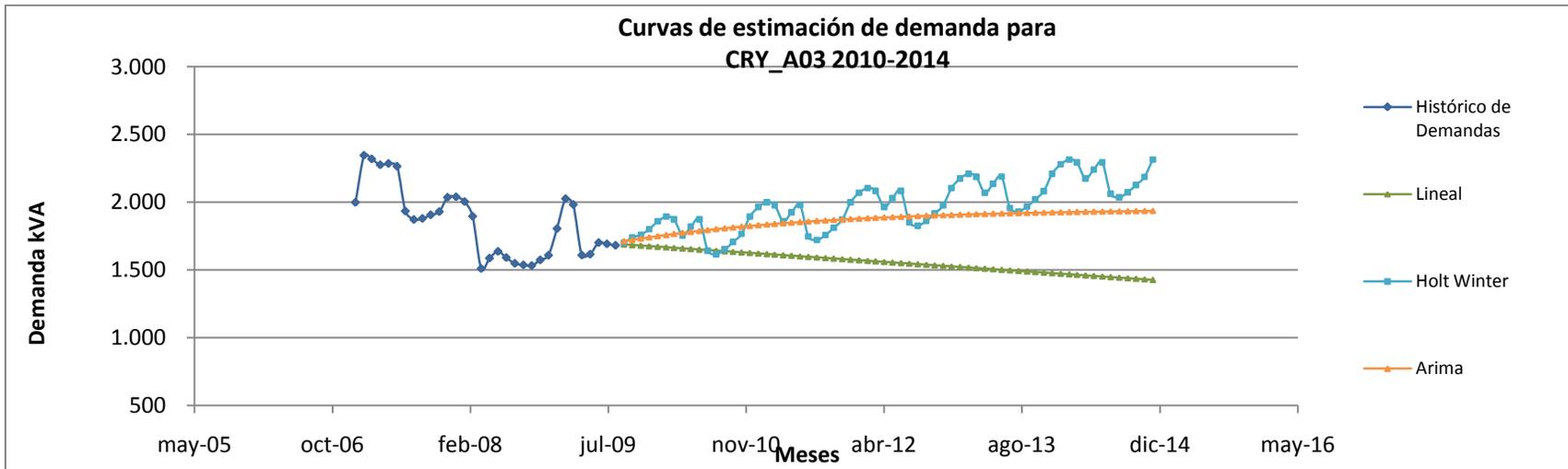
**Gráfica M.7. S/E Carayaca**



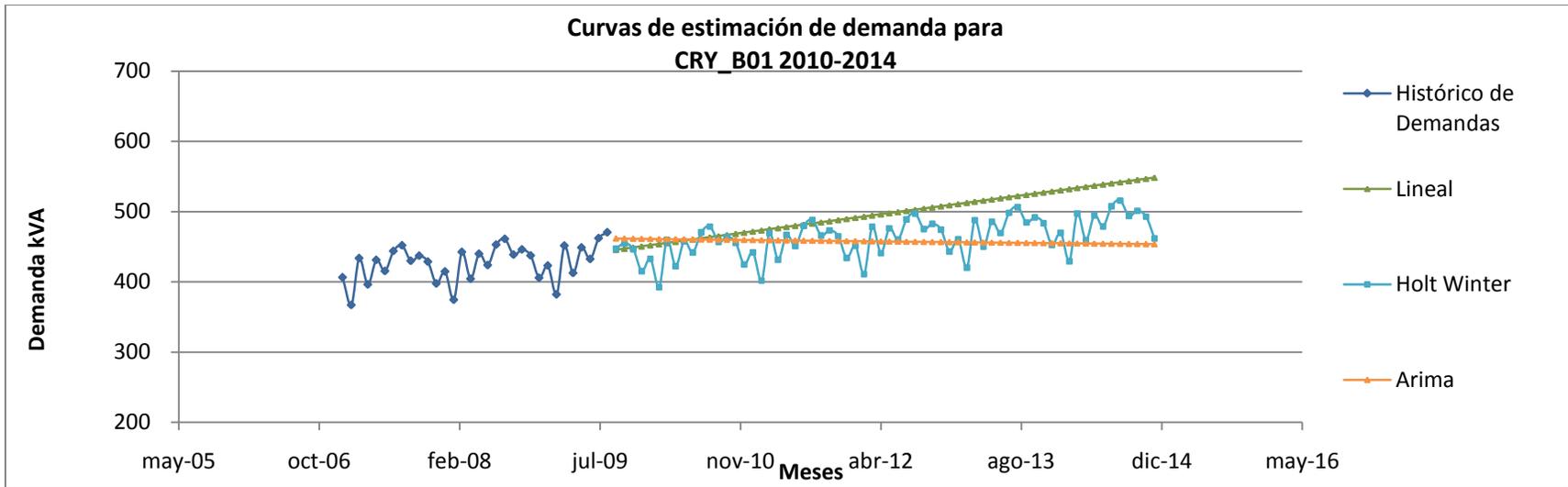
**Gráfica M.8. CRY\_A01**



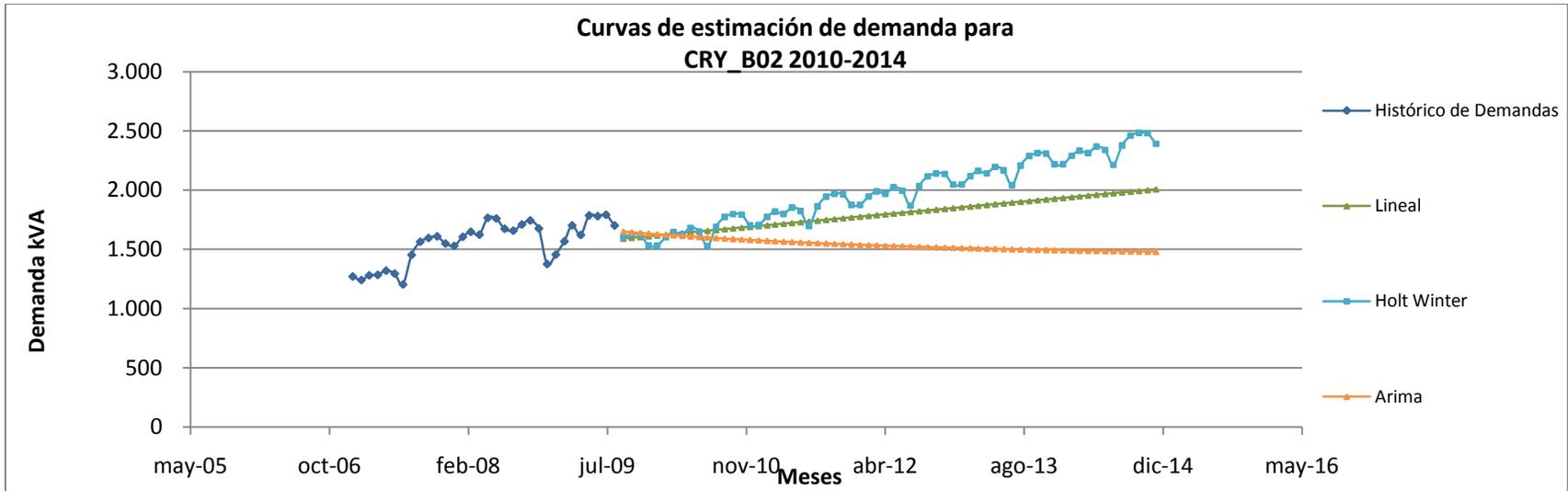
**Gráfica M.9. CRY\_A02**



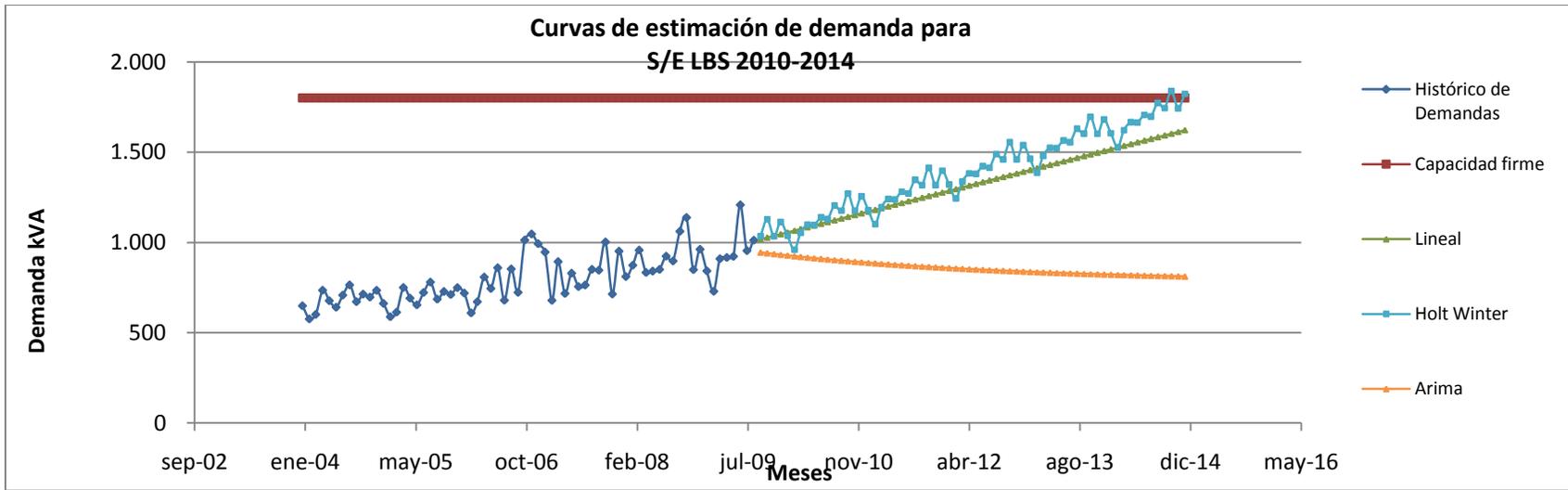
**Gráfica M.10. CRY\_A03.**



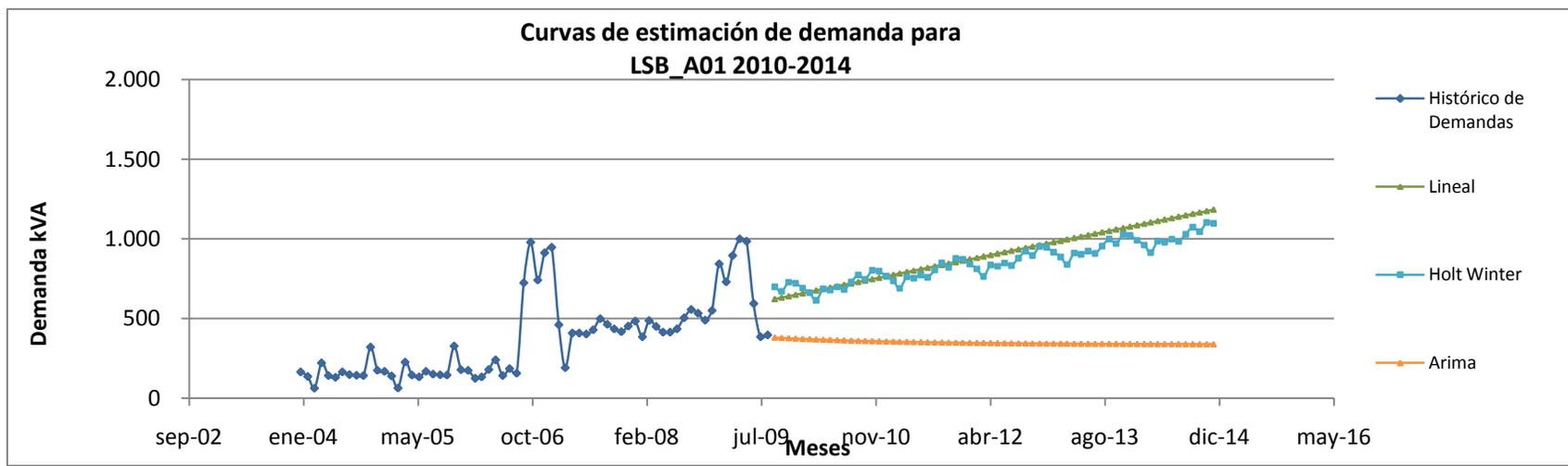
**Gráfica M.11. CRY\_B01.**



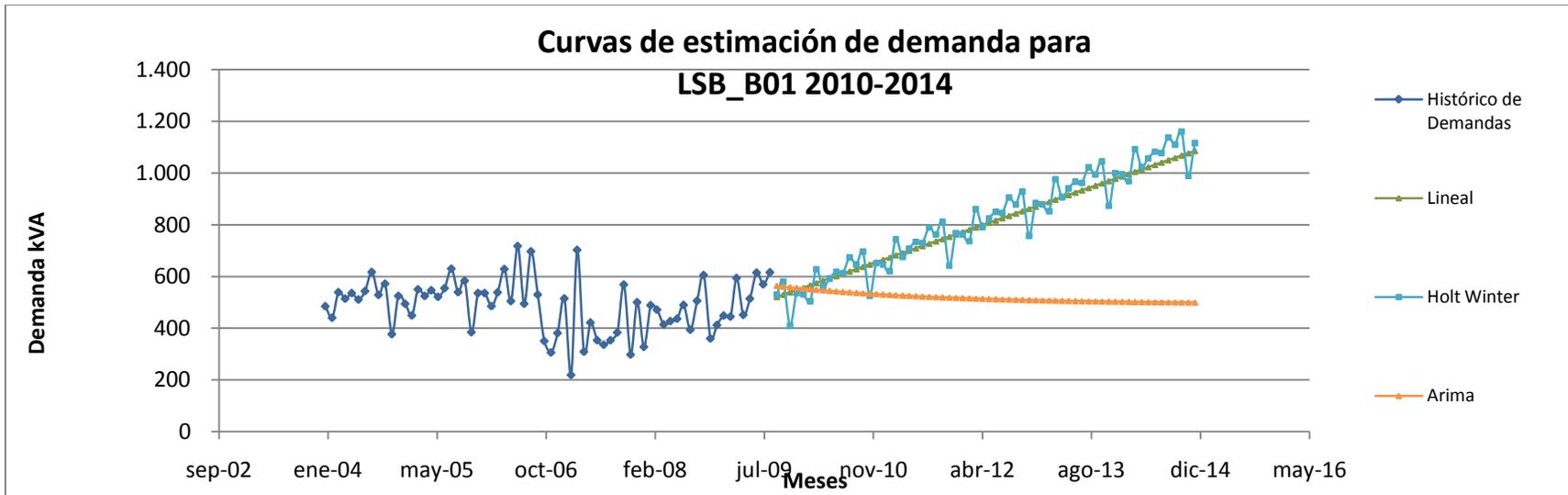
**Gráfica M.12. CRY\_B02.**



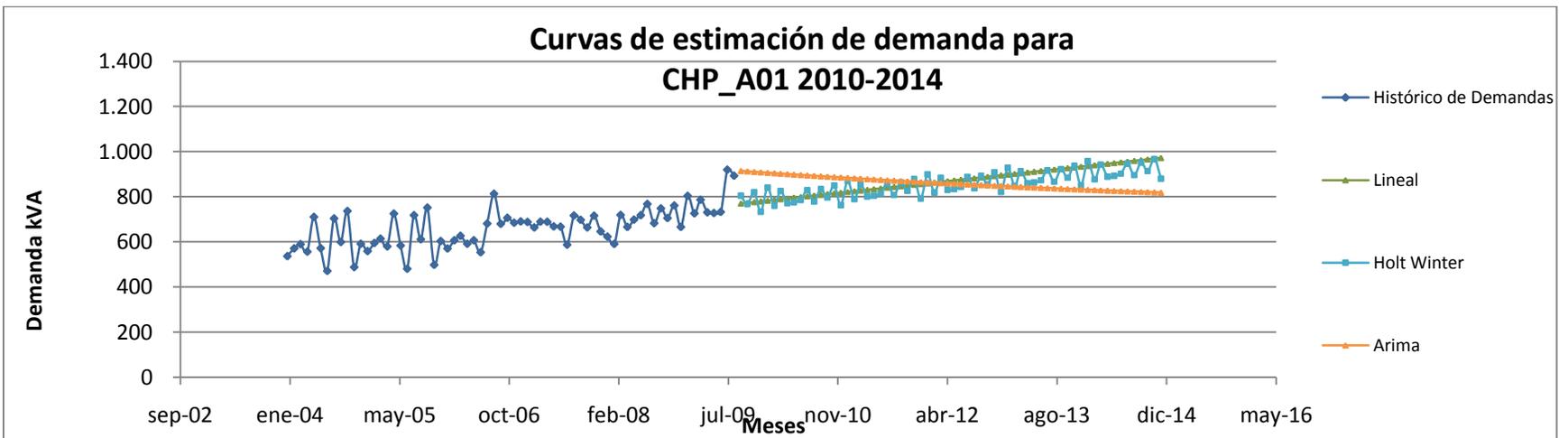
**Gráfica M.13. S/E La Sabana.**



**Gráfica M.14. LSB\_A01.**



Gráfica M.15. LSB\_B01.



Gráfica M.16. CHP\_A01.

## ANEXO N

### Análisis cualitativo y cuantitativo para la elección del método de estimación de demanda eléctrica de los circuitos de las S/E's Longa España, Carayaca, La Sabana y Chuspa.

**Tabla N.1. S/E Longa España**

S/E/LOE	DEMANDA REAL	DEMANDA ESTIMADA			ERROR CUADRÁTICO		
		Tendencial	Holt Winter	Arima	Tendencial	Holt Winter	Arima
sep-09	7.489	6.651	7.014	6.810	702.606	225.741	460.728
oct-09	6.897	6.708	6.617	6.809	35.740	77.934	7.690
nov-09	6.800	6.764	6.503	6.808	1.243	88.119	64
dic-09	6.534	6.821	6.740	6.806	82.301	42.523	74.020
<b>TOTAL</b>					<b>821.890</b>	<b>434.317</b>	<b>542.503</b>

Se escoge el método de estimación **HOLT WINTER**, porque arroja el menor error cuadrático y la curva de estimación obtenida se ajusta a la data histórica.

**Tabla N.2. LOE\_A02**

LOE A02	DEMANDA REAL	DEMANDA ESTIMADA			ERROR CUADRÁTICO		
		Tendencial	Holt Winter	Arima	Tendencial	Holt Winter	Arima
sep-09	2.597	2.163	2.251	2.126	188.382	119.744	222.323
oct-09	2.635	2.177	2.244	2.126	209.837	152.701	259.381
nov-09	2.378	2.190	2.234	2.125	35.225	20.829	63.822
dic-09	2.297	2.204	2.166	2.125	8.702	17.346	29.573
<b>TOTAL</b>					<b>442.146</b>	<b>310.620</b>	<b>575.099</b>

Se escoge el método de estimación **HOLT WINTER**, porque arroja el menor error cuadrático y la curva de estimación obtenida se ajusta a la data histórica.

**Tabla N.3. LOE\_A04**

LOE A04	DEMANDA REAL	DEMANDA ESTIMADA			ERROR CUADRÁTICO		
		Tendencial	Holt Winter	Arima	Tendencial	Hotl Winter	Arima
sep-09	1.942	1.565	1.693	1.564	141.940	62.028	142.664
oct-09	1.688	1.574	1.535	1.563	13.101	23.579	15.667
nov-09	1.627	1.583	1.466	1.562	1.927	25.697	4.140
dic-09	1.704	1.591	1.511	1.561	12.607	37.173	20.297
<b>TOTAL</b>					<b>169.575</b>	<b>148.477</b>	<b>182.767</b>

Se escoge el método de estimación **HOLT WINTER**, porque arroja el menor error cuadrático y la curva de estimación obtenida se ajusta a la data histórica.

**Tabla N.4. LOE\_B03**

LOE B03	DEMANDA REAL	DEMANDA ESTIMADA			ERROR CUADRÁTICO		
		Tendencial	Holt Winter	Arima	Tendencial	Hotl Winter	Arima
sep-09	2.129	1.898	2.128	1.956	53.507	2	29.930
oct-09	1.824	1.905	1.878	1.955	6.659	2.981	17.338
nov-09	1.954	1.913	1.810	1.954	1.722	20.850	0
dic-09	2.077	1.920	1.952	1.953	24.802	15.582	15.347
<b>TOTAL</b>					<b>86.689</b>	<b>39.415</b>	<b>62.615</b>

Se escoge el método de estimación **HOLT WINTER**, porque arroja el menor error cuadrático y la curva de estimación obtenida se ajusta a la data histórica.

**Tabla N.5. LOE\_B04**

LOE B04	DEMANDA REAL	DEMANDA ESTIMADA			ERROR CUADRÁTICO		
		Tendencial	Holt Winter	Arima	Tendencial	Hotl Winter	Arima
sep-09	664	677	612	629	172	2.704	1.219
oct-09	649	693	560	628	1.977	7.908	443
nov-09	636	710	580	627	5.392	3.162	92
dic-09	641	726	599	625	7.213	1.764	241
<b>TOTAL</b>					<b>14.754</b>	<b>15.538</b>	<b>1.996</b>

Se escoge el método de estimación **TENDENCIAL**, a pesar que el menor error cuadrático lo posee el método Arima. De acuerdo al punto de vista cualitativo este método posee un decrecimiento en la curva de estimación, a diferencia de la curva descrita por el método Tendencial el cual, en este caso posee menor error cuadrático respecto a los métodos cuyas curvas son crecientes.

**Tabla N.6. LOE\_B05**

LOE B05			DEMANDA ESTIMADA			ERROR CUADRÁTICO		
		DEMANDA REAL	Tendencial	Holt Winter	Arima	Tendencial	Holt Winter	Arima
	sep-09	1.218	1.005	1.184	1.094	45.597	1.171	15.371
oct-09	1.110	1.002	1.004	1.094	11.598	11.230	262	
nov-09	1.079	1.000	1.029	1.094	6.222	2.466	213	
dic-09	1.137	998	1.110	1.093	19.256	732	1.876	
<b>TOTAL</b>					<b>82.673</b>	<b>15.597</b>	<b>17.722</b>	

Se escoge el método de estimación **HOLT WINTER**, porque arroja el menor error cuadrático y la curva de estimación obtenida se ajusta a la data histórica.

**Tabla N.7. S/E Carayaca**

S/E CRY			DEMANDA ESTIMADA			ERROR CUADRÁTICO		
		DEMANDA REAL	Tendencial	Holt Winter	Arima	Tendencial	Holt Winter	Arima
	sep-09	5.104	5.181	5.197	5.150	5.895	8.726	2.103
oct-09	5.162	5.221	5.152	5.149	3.543	92	151	
nov-09	5.375	5.262	5.213	5.149	12.753	26.223	50.916	
dic-09	5.024	5.303	5.289	5.149	77.773	70.078	15.690	
<b>TOTAL</b>					<b>99.963</b>	<b>105.119</b>	<b>68.860</b>	

Se escoge el método de estimación **TENDENCIAL**, a pesar que el menor error cuadrático lo posee el método Arima. De acuerdo al punto de vista cualitativo este método posee un decrecimiento en la curva de estimación, a diferencia de la curva descrita por el método Tendencial el cual, en este caso posee menor error cuadrático respecto a los métodos cuyas curvas son crecientes.

**Tabla N.8. CRY\_A01**

CRY A01			DEMANDA ESTIMADA			ERROR CUADRÁTICO		
		DEMANDA REAL	Tendencial	Holt Winter	Arima	Tendencial	Holt Winter	Arima
	sep-09	1.368	1.359	1.360	1.323	66	57	1.999
oct-09	1.372	1.376	1.370	1.322	13	5	2.512	
nov-09	1.380	1.392	1.373	1.321	152	50	3.438	
dic-09	1.396	1.409	1.390	1.321	166	36	5.671	
<b>TOTAL</b>					<b>397</b>	<b>147</b>	<b>13.620</b>	

Se escoge el método de estimación **HOLT WINTER**, porque arroja el menor error cuadrático y la curva de estimación obtenida se ajusta a la data histórica.

**Tabla N.9. CRY\_A02**

CRY A02	DEMANDA REAL	DEMANDA ESTIMADA			ERROR CUADRÁTICO		
		Tendencial	Holt Winter	Arima	Tendencial	Holt Winter	Arima
sep-09	1.665	1.561	1.544	1.610	10.765	14.734	3.098
oct-09	1.689	1.580	1.563	1.608	11.879	15.861	6.485
nov-09	1.677	1.598	1.593	1.607	6.351	7.070	5.019
dic-09	1.722	1.616	1.636	1.605	11.269	7.314	13.670
<b>TOTAL</b>					<b>40.264</b>	<b>44.979</b>	<b>28.272</b>

Se escoge el método de estimación **TENDENCIAL**, a pesar que el menor error cuadrático lo posee el método Arima. De acuerdo al punto de vista cualitativo este método posee un decrecimiento en la curva de estimación, a diferencia de la curva descrita por el método Tendencial el cual, en este caso posee menor error cuadrático respecto a los métodos cuyas curvas son crecientes.

**Tabla N.10. CRY\_A03**

CRY A03	DEMANDA REAL	DEMANDA ESTIMADA			ERROR CUADRÁTICO		
		Tendencial	Holt Winter	Arima	Tendencial	Holt Winter	Arima
sep-09	1.699	1.688	1.700	1.712	124	1	172
oct-09	1.748	1.684	1.740	1.722	4.174	72	689
nov-09	1.716	1.680	1.760	1.732	1.291	1.969	259
dic-09	1.819	1.676	1.801	1.741	20.623	329	6.134
<b>TOTAL</b>					<b>26.213</b>	<b>2.370</b>	<b>7.254</b>

Se escoge el método de estimación **HOLT WINTER**, porque arroja el menor error cuadrático y la curva de estimación obtenida se ajusta a la data histórica.

**Tabla N.11. CRY\_B01**

CRY B01	DEMANDA REAL	DEMANDA ESTIMADA			ERROR CUADRÁTICO		
		Tendencial	Holt Winter	Arima	Tendencial	Holt Winter	Arima
sep-09	448	446	447	462	3	0	203
oct-09	455	447	455	462	61	0	43
nov-09	446	449	446	462	7	0	232
dic-09	485	451	415	461	1.202	4.888	569
<b>TOTAL</b>					<b>1.273</b>	<b>4.888</b>	<b>1.048</b>

Se escoge el método de estimación **TENDENCIAL**, a pesar que el menor error cuadrático lo posee el método Arima. De acuerdo al punto de vista cualitativo este método posee un decrecimiento en la curva de estimación, a diferencia de la curva descrita por el método Tendencial el cual, en este caso posee menor error cuadrático respecto a los métodos cuyas curvas son crecientes.

**Tabla N.12. CRY\_B02**

CRY B02	DEMANDA REAL	DEMANDA ESTIMADA			ERROR CUADRÁTICO		
		Tendencial	Holt Winter	Arima	Tendencial	Hotl Winter	Arima
sep-09	1.709	1.592	1.602	1.650	13.576	11.358	3.422
oct-09	1.628	1.599	1.626	1.645	849	4	278
nov-09	1.749	1.605	1.622	1.639	20.755	16.349	12.176
dic-09	1.740	1.612	1.533	1.634	16.360	42.992	11.259
<b>TOTAL</b>					<b>51.540</b>	<b>70.703</b>	<b>27.134</b>

Se escoge el método de estimación **TENDENCIAL**, a pesar que el menor error cuadrático lo posee el método Arima. De acuerdo al punto de vista cualitativo este método posee un decrecimiento en la curva de estimación, a diferencia de la curva descrita por el método Tendencial el cual, en este caso posee menor error cuadrático respecto a los métodos cuyas curvas son crecientes.

**Tabla N.13. S/E La Sabana**

S/E LSB	DEMANDA REAL	DEMANDA ESTIMADA			ERROR CUADRÁTICO		
		Tendencial	Holt Winter	Arima	Tendencial	Hotl Winter	Arima
sep-09	976	1.017	1.034	945	1.691	3.380	964
oct-09	1.399	1.027	1.129	941	138.185	72.794	209.623
nov-09	962	1.037	1.034	937	5.506	5.111	662
dic-09	1.245	1.046	1.113	933	39.446	17.324	97.505
<b>TOTAL</b>					<b>184.829</b>	<b>98.610</b>	<b>308.754</b>

Se escoge el método de estimación **HOLT WINTER**, porque arroja el menor error cuadrático y la curva de estimación obtenida se ajusta a la data histórica.

**Tabla N.14. LSB\_A01**

LSB A01	DEMANDA REAL	DEMANDA ESTIMADA			ERROR CUADRÁTICO		
		Tendencial	Holt Winter	Arima	Tendencial	Hotl Winter	Arima
sep-09	477	732	809	380	64.572	110.018	9.475
oct-09	668	742	776	378	5.423	11.676	84.396
nov-09	460	753	843	376	85.544	146.368	7.100
dic-09	674	763	836	374	7.896	26.210	90.216
<b>TOTAL</b>					<b>55.174</b>	<b>122.653</b>	<b>191.187</b>

Se escoge el método de estimación **TENDENCIAL**, porque arroja el menor error cuadrático y la curva de estimación obtenida se ajusta a la data histórica.

**Tabla N.15. LSB\_B01**

LSB_B01	DEMANDA REAL	DEMANDA ESTIMADA			ERROR CUADRÁTICO		
		Tendencial	Holt Winter	Arima	Tendencial	Holt Winter	Arima
sep-09	499	521	530	564	487	984	4.195
oct-09	730	530	580	561	40.178	22.593	28.715
nov-09	502	539	409	558	1.334	8.698	3.127
dic-09	571	548	536	556	520	1.229	222
<b>TOTAL</b>					<b>42.519</b>	<b>33.504</b>	<b>36.259</b>

Se escoge el método de estimación **HOLT WINTER**, porque arroja el menor error cuadrático y la curva de estimación obtenida se ajusta a la data histórica.

**Tabla N.16. CHP\_A01**

CHP_A01	DEMANDA REAL	DEMANDA ESTIMADA			ERROR CUADRÁTICO		
		Tendencial	Holt Winter	Arima	Tendencial	Holt Winter	Arima
sep-09	902	770	805	915	17.422	9.426	162
oct-09	923	773	767	913	20.103	21.875	6
nov-09	912	776	820	911	18.381	8.419	2
dic-09	860	780	733	909	6.452	16.039	2.359
<b>TOTAL</b>					<b>62.358</b>	<b>55.760</b>	<b>2.528</b>

Se escoge el método de estimación **HOLT WINTER**, a pesar que el menor error cuadrático lo posee el método Arima. De acuerdo al punto de vista cualitativo este método posee un decrecimiento en la curva de estimación, a diferencia de la curva descrita por el método Tendencial el cual, en este caso posee menor error cuadrático respecto a los métodos cuyas curvas son crecientes.

# ANEXO O

## ESCENARIO 1 (estado actual)

Simulaciones de condiciones de operaciones en estado actual de los circuitos de las S/E's Longa España, Carayaca y La Sabana en escenario 1

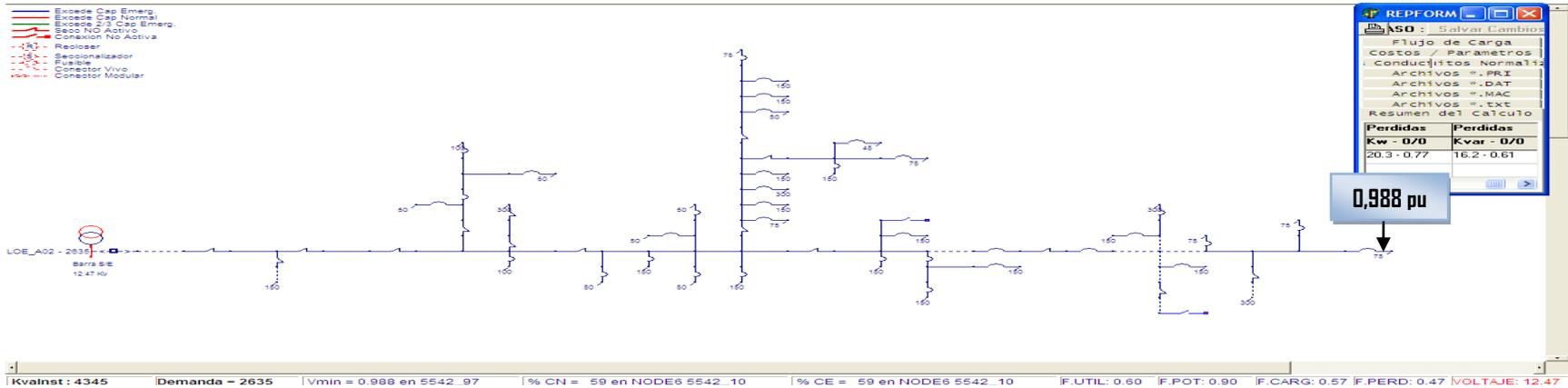


Figura O.1. Simulación en estado actual en escenario 1 para LOE\_A02

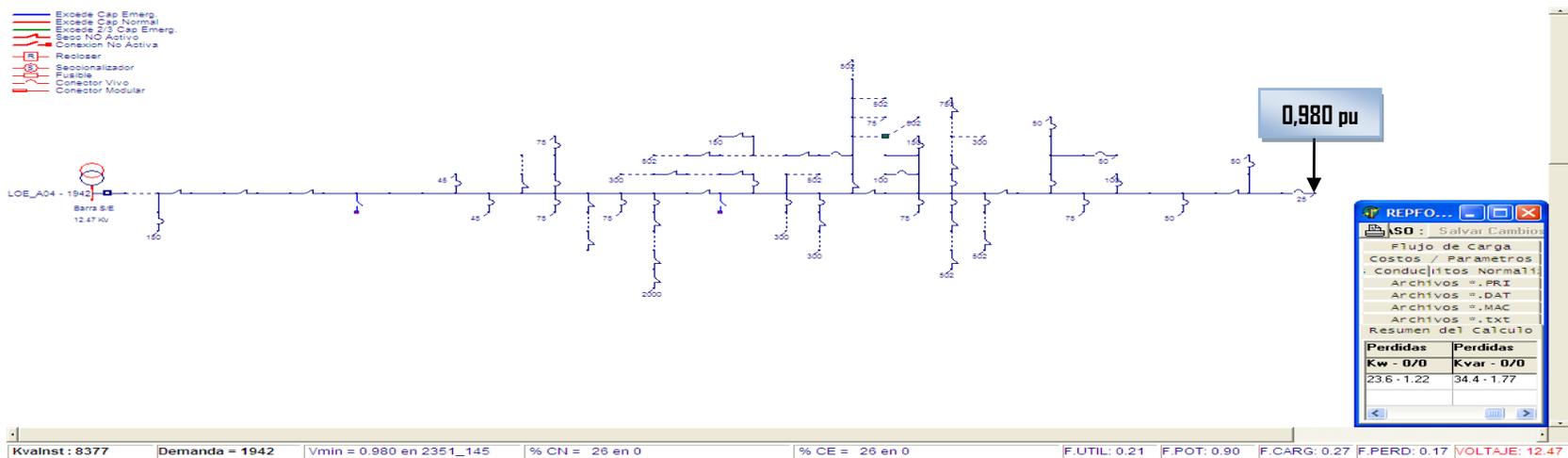


Figura O.2. Simulación en estado actual en escenario 1 para LOE\_A04

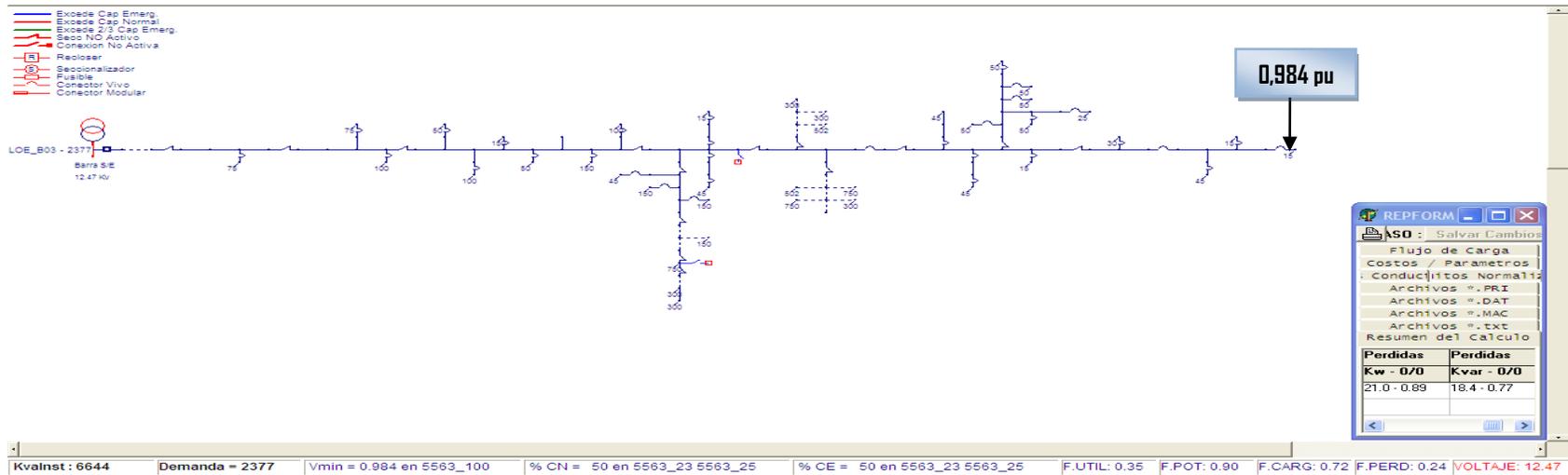


Figura O.3. Simulación en estado actual en escenario 1 para LOE\_B03

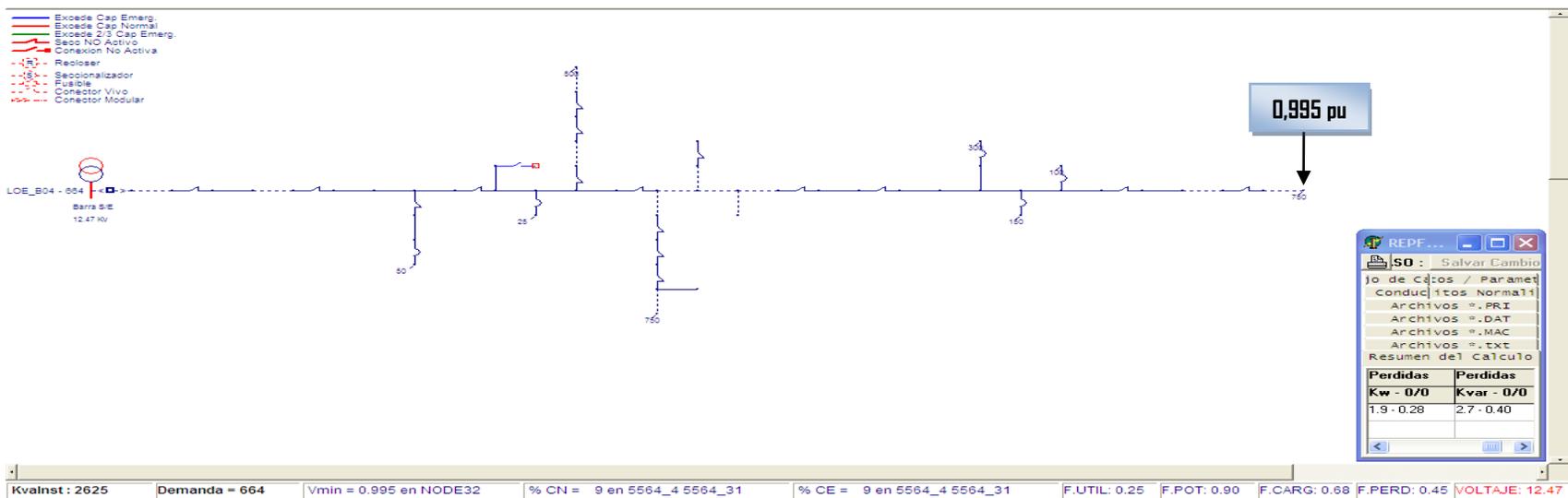


Figura O.4. Simulación en estado actual en escenario 1 para LOE\_B04

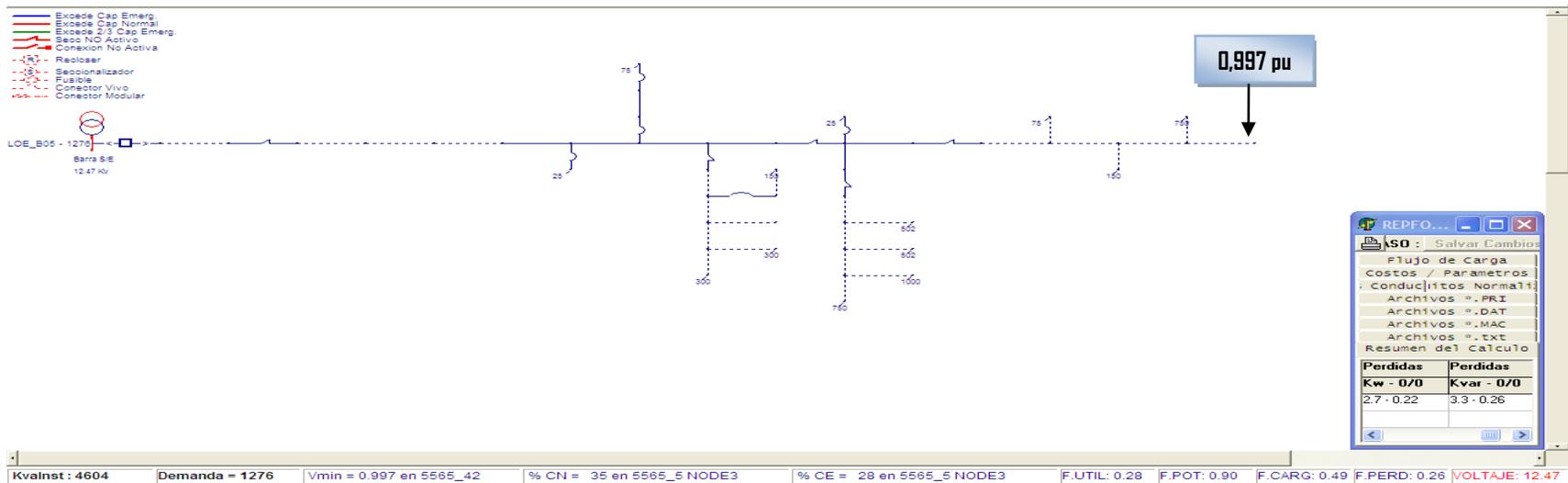
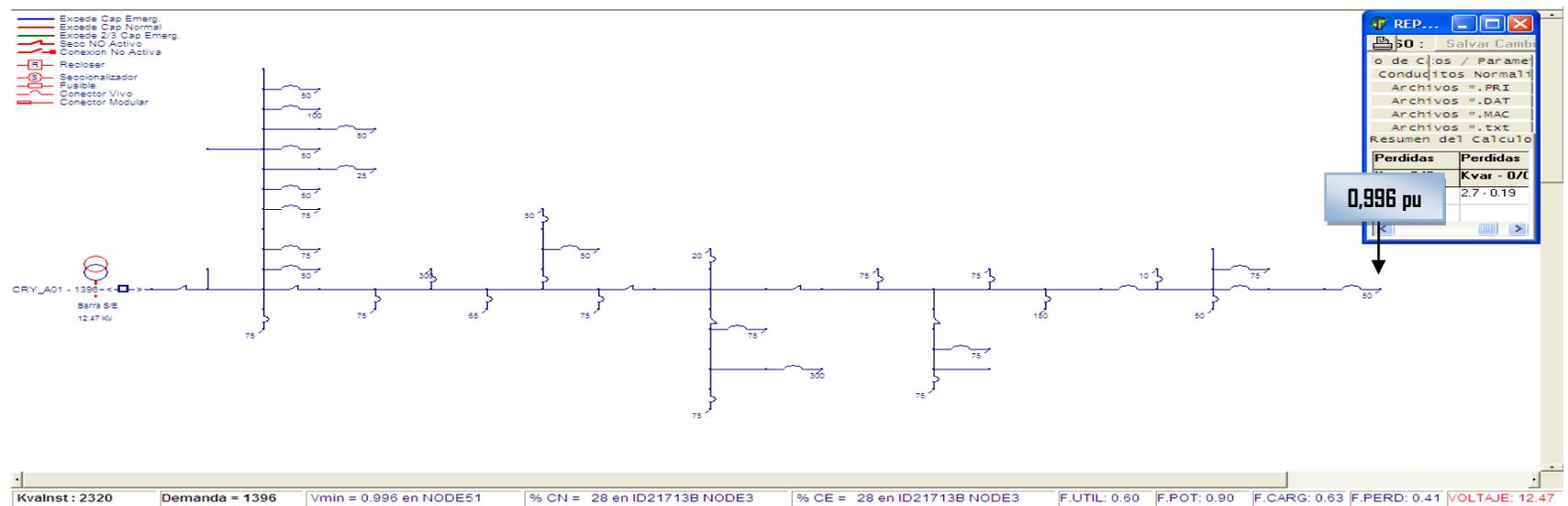


Figura O.5. Simulación en estado actual en escenario 1 para LOE\_B05



.Figura O.6. Simulación en estado actual en escenario 1 para CRY\_A01

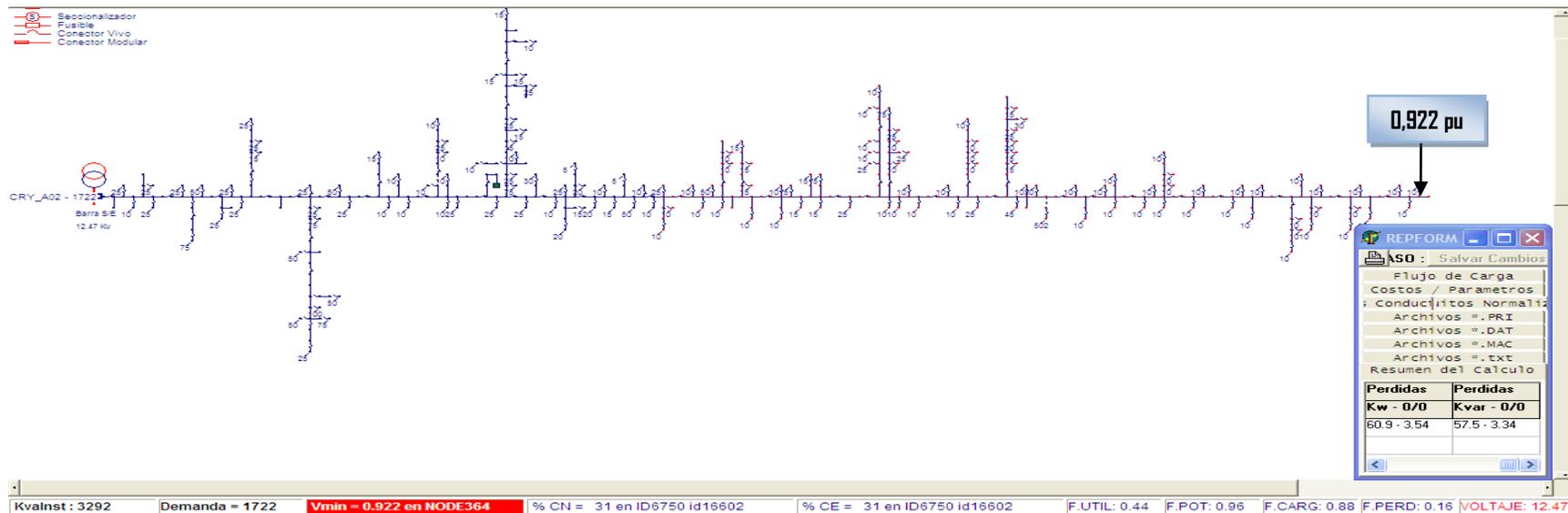


Figura O.7. Simulación en estado actual en escenario 1 para CRY\_A02

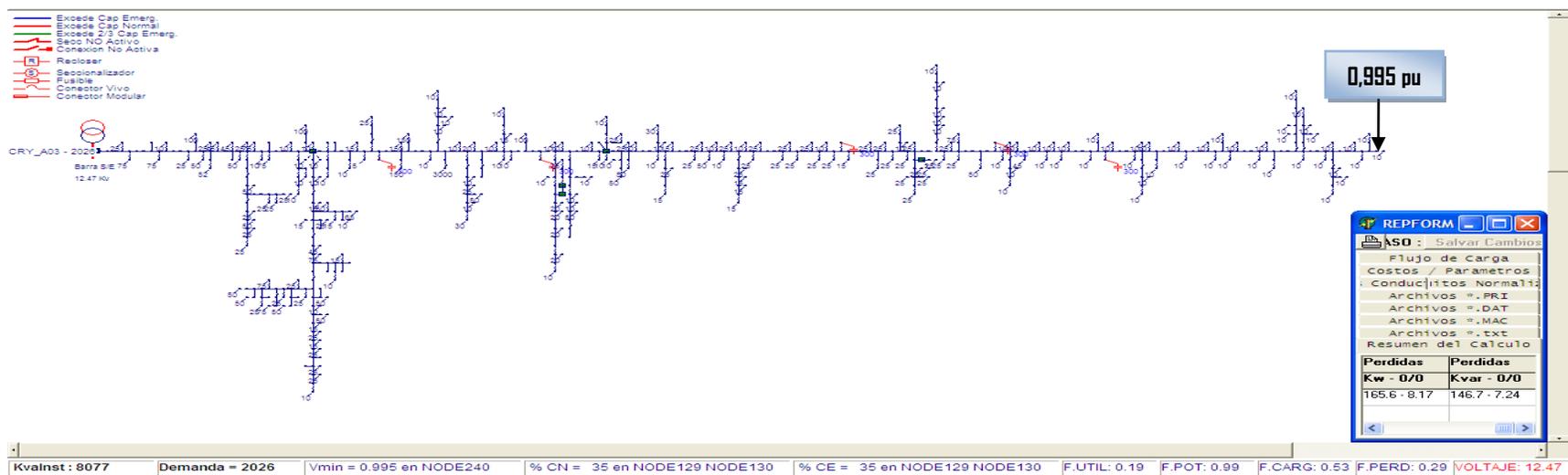


Figura O.8. Simulación en estado actual en escenario 1 para CRY\_A03

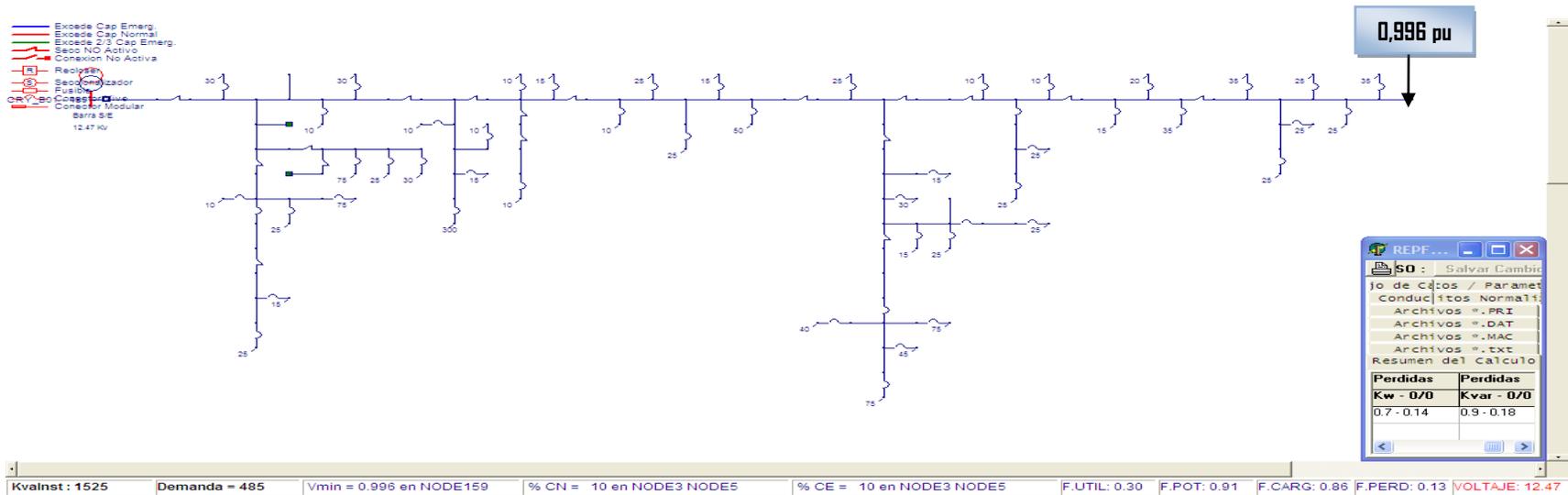


Figura O.9. Simulación en estado actual en escenario 1 para CRY\_B01

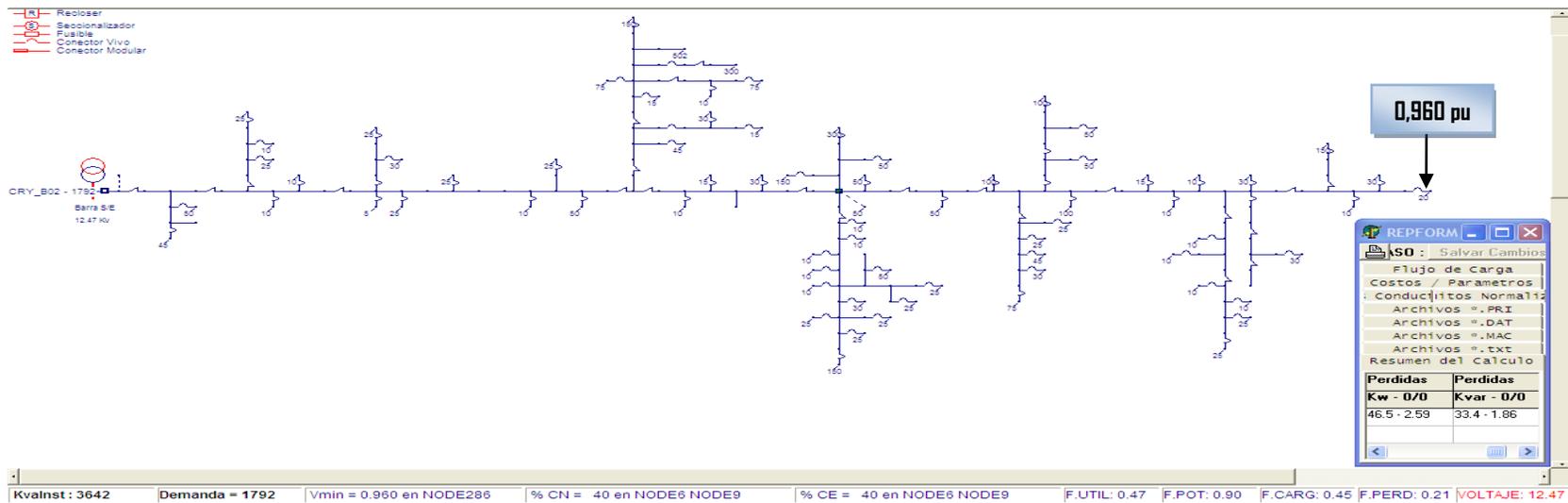


Figura O.10. Simulación en estado actual en escenario 1 para CRY\_B02

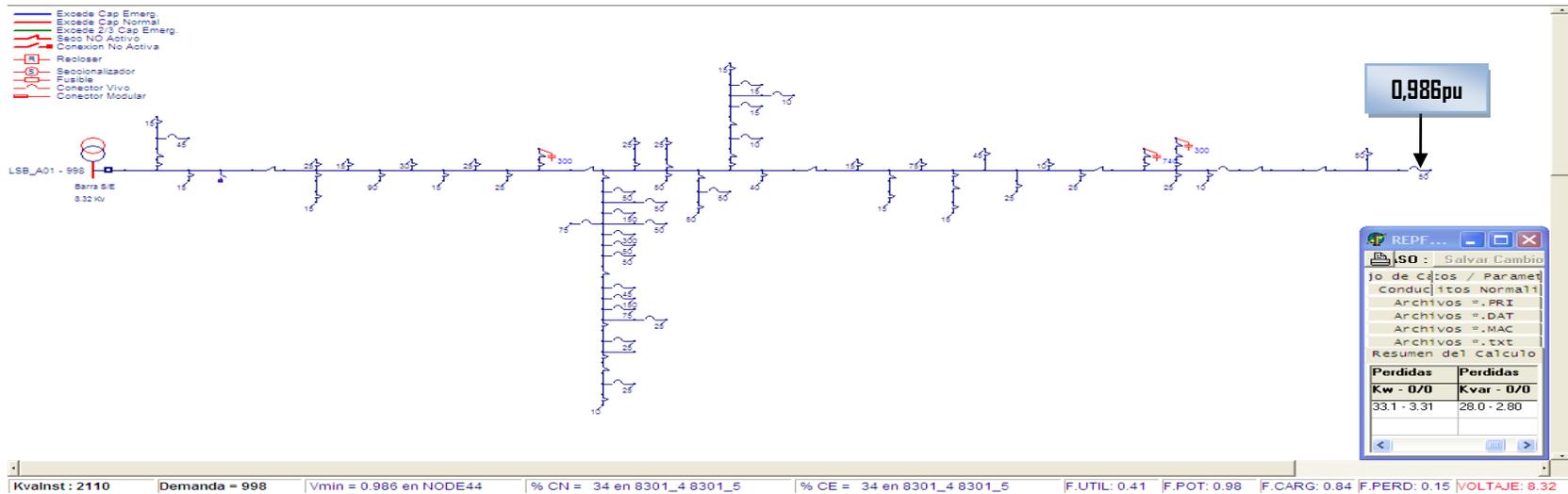


Figura O.11. Simulación en estado actual en escenario 1 para LSB\_A01

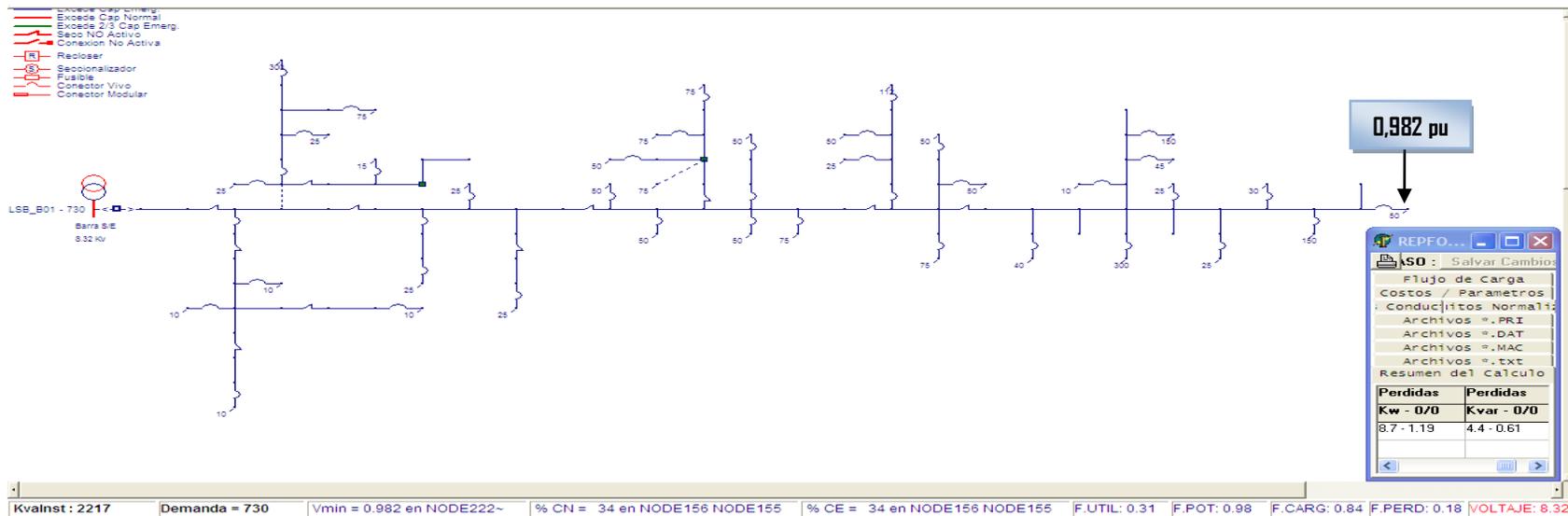


Figura O.12. Simulación en estado actual en escenario 1 para LSB\_B01

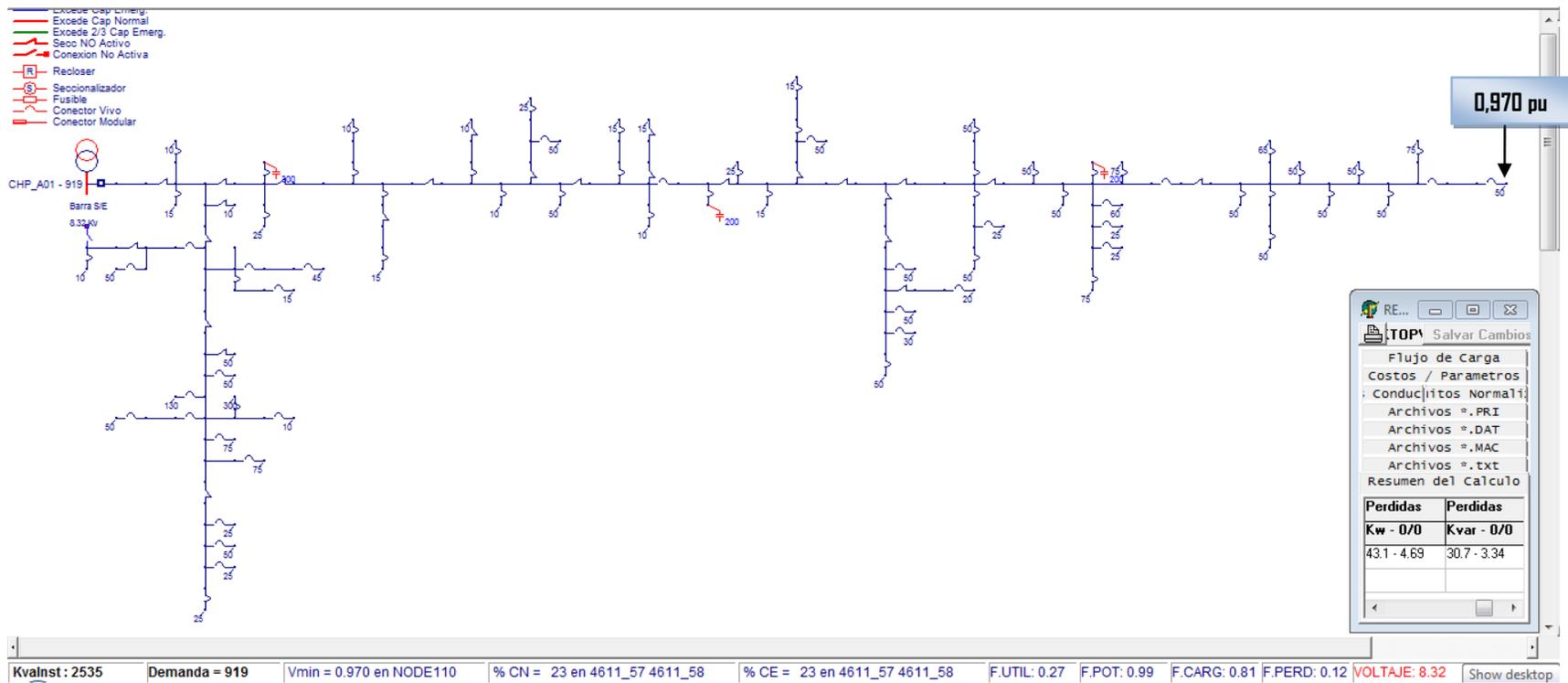


Figura O.13. Simulación en estado actual en escenario 1 para CHP\_A01

# ANEXO P

## ESCENARIO 1 (mediano plazo)

Simulaciones de condiciones de operaciones a mediano plazo de los circuitos de las S/E's Longa España, Carayaca y La Sabana en escenario 1

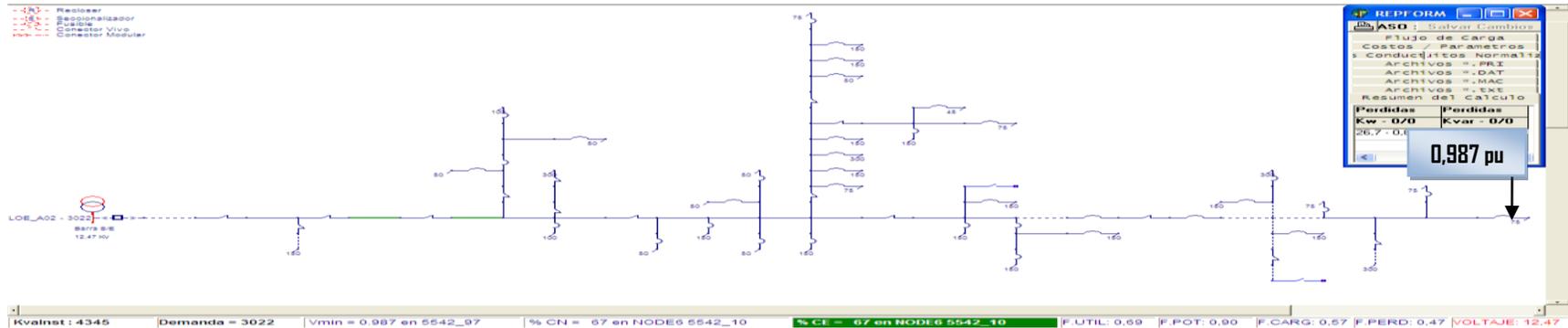


Figura P.1. Simulación a mediano plazo en escenario 1 para LOE\_A02

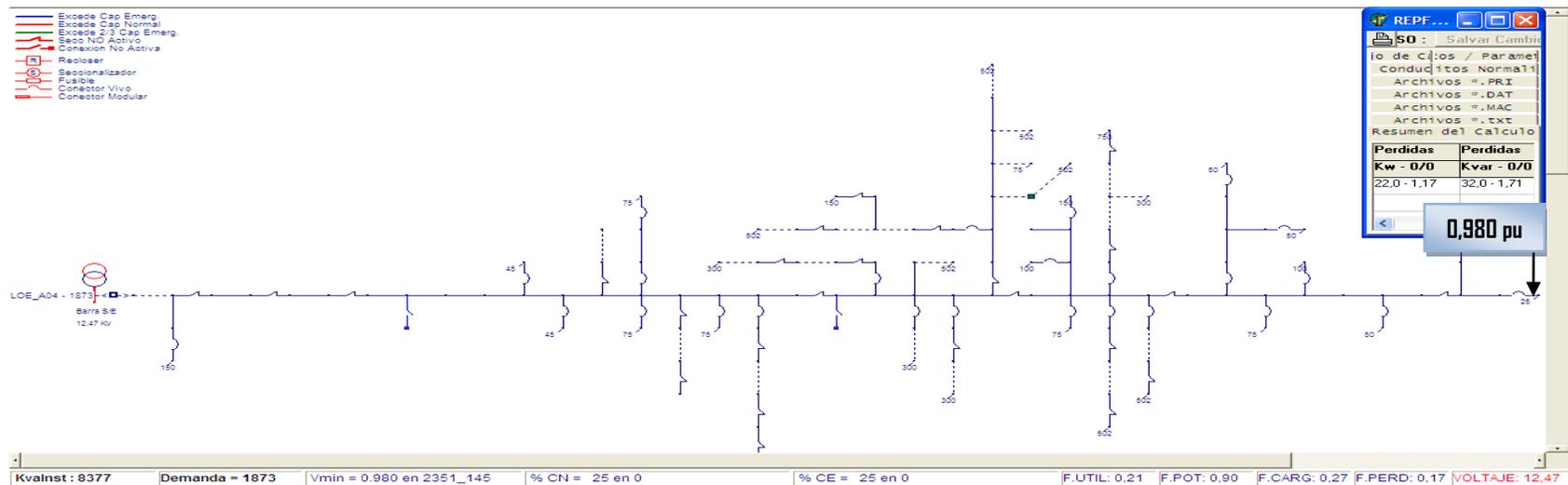


Figura P.2. Simulación a mediano plazo en escenario 1 para LOE\_A04

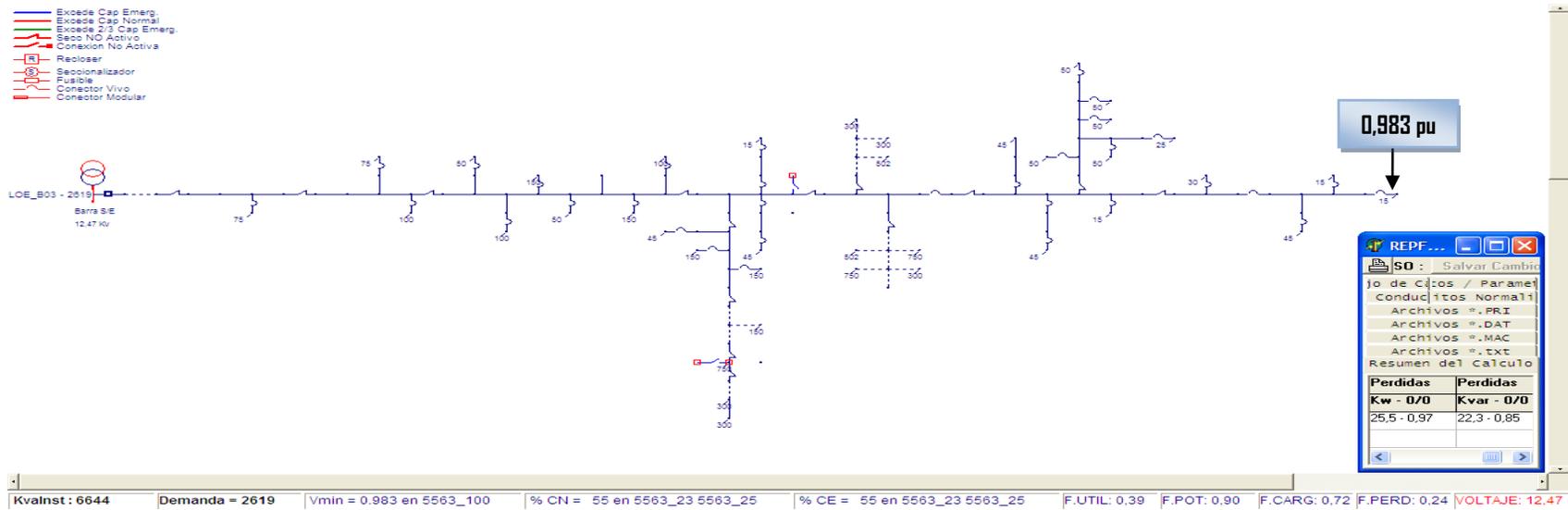


Figura P.3. Simulación a mediano plazo en escenario 1 para LOE\_B03

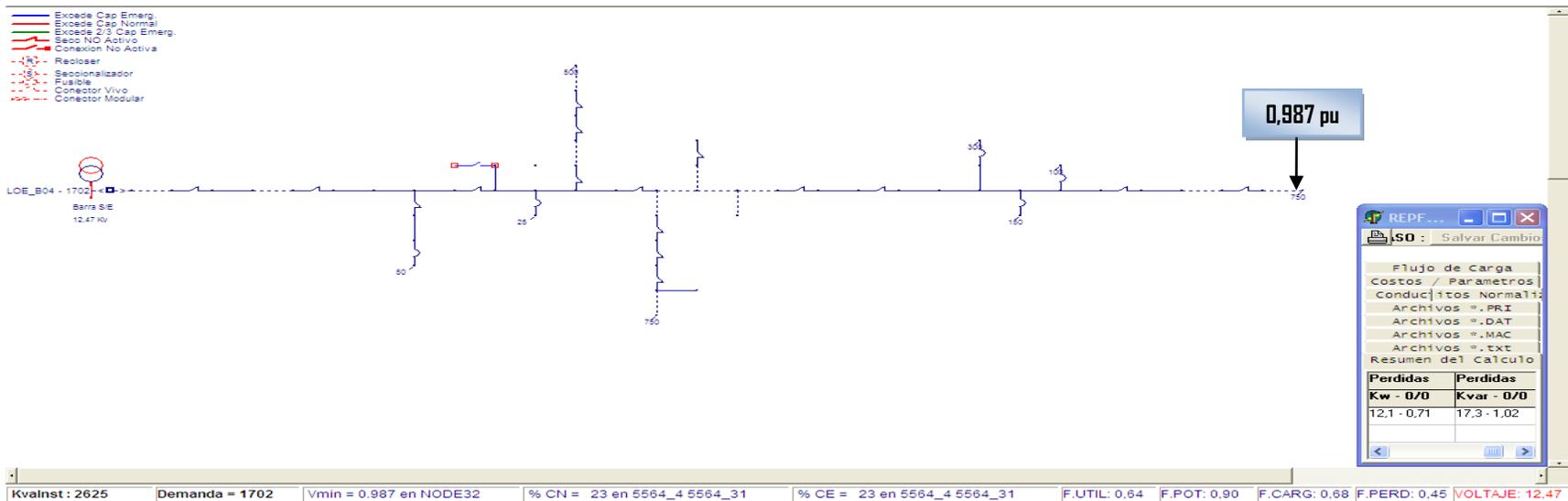


Figura P.4. Simulación a mediano plazo en escenario 1 para LOE\_B04

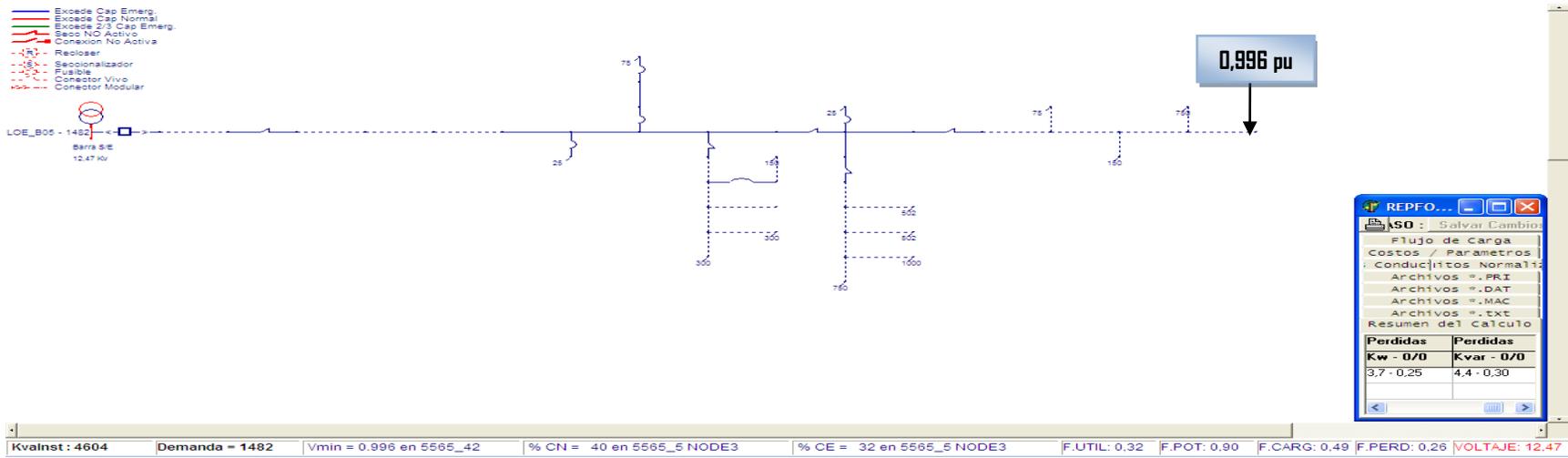


Figura P.5. Simulación a mediano plazo en escenario 1 para LOE\_B05

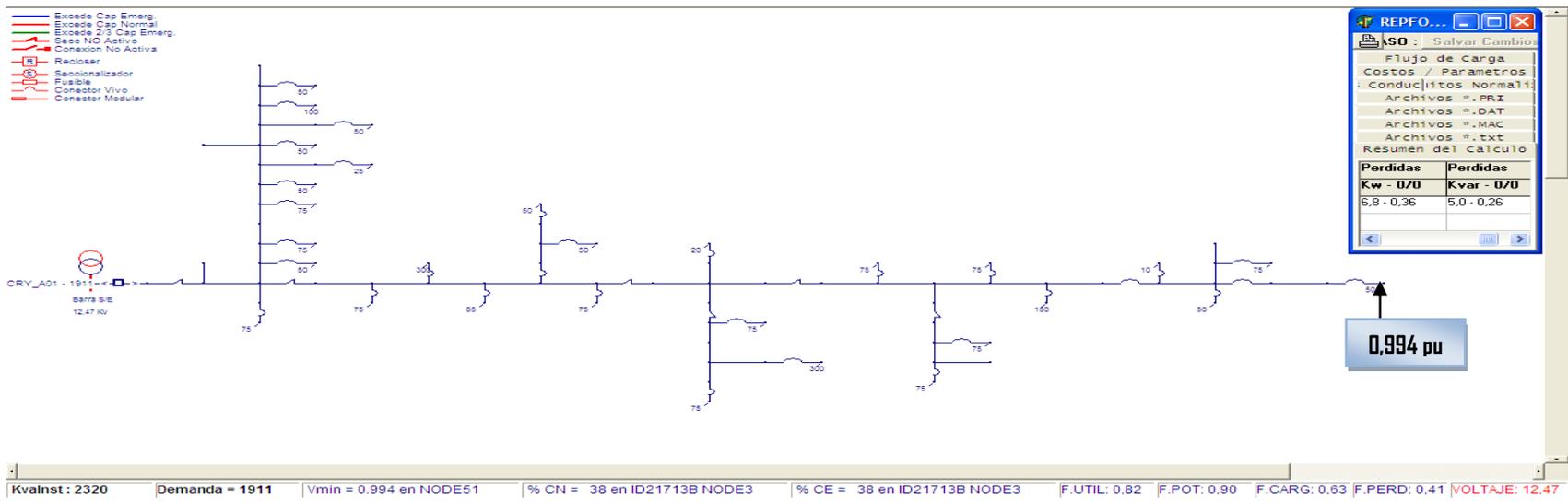


Figura P.6. Simulación a mediano plazo en escenario 1 para CRY\_A01

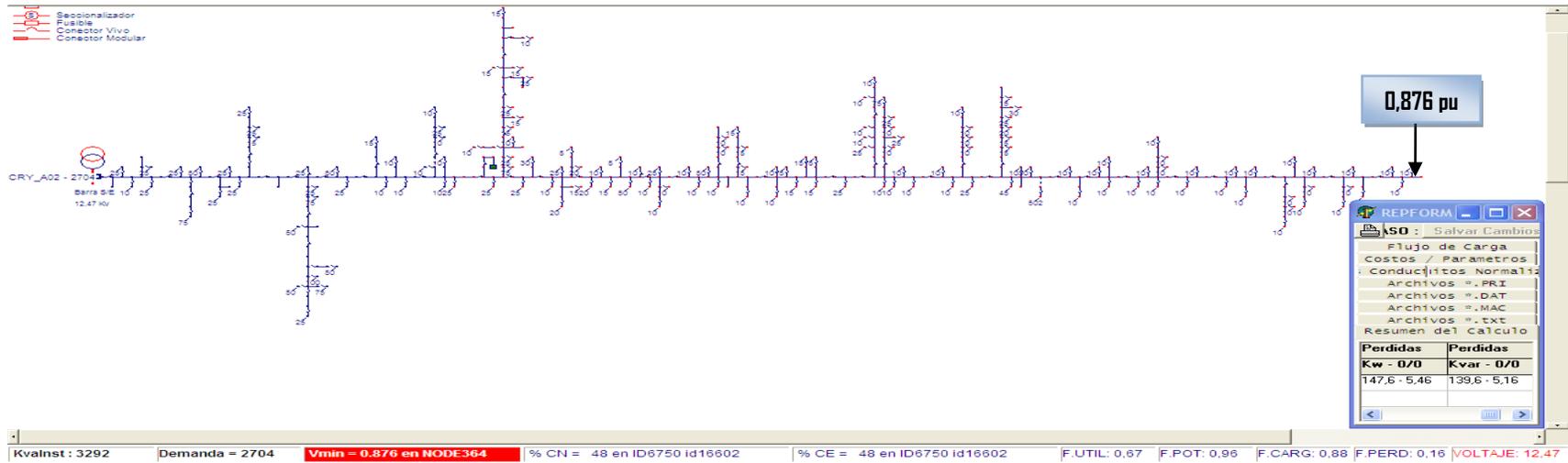


Figura P.7. Simulación a mediano plazo en escenario 1 para CRY\_A02

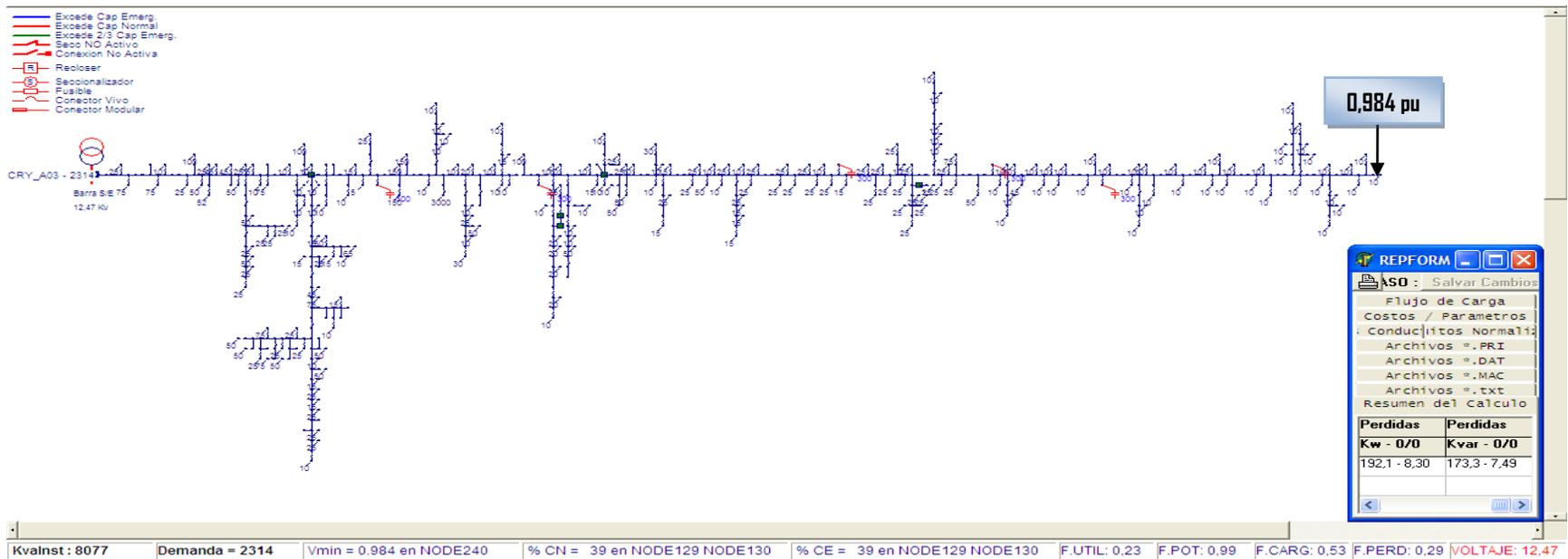


Figura P.8. Simulación a mediano plazo en escenario 1 para CRY\_A03

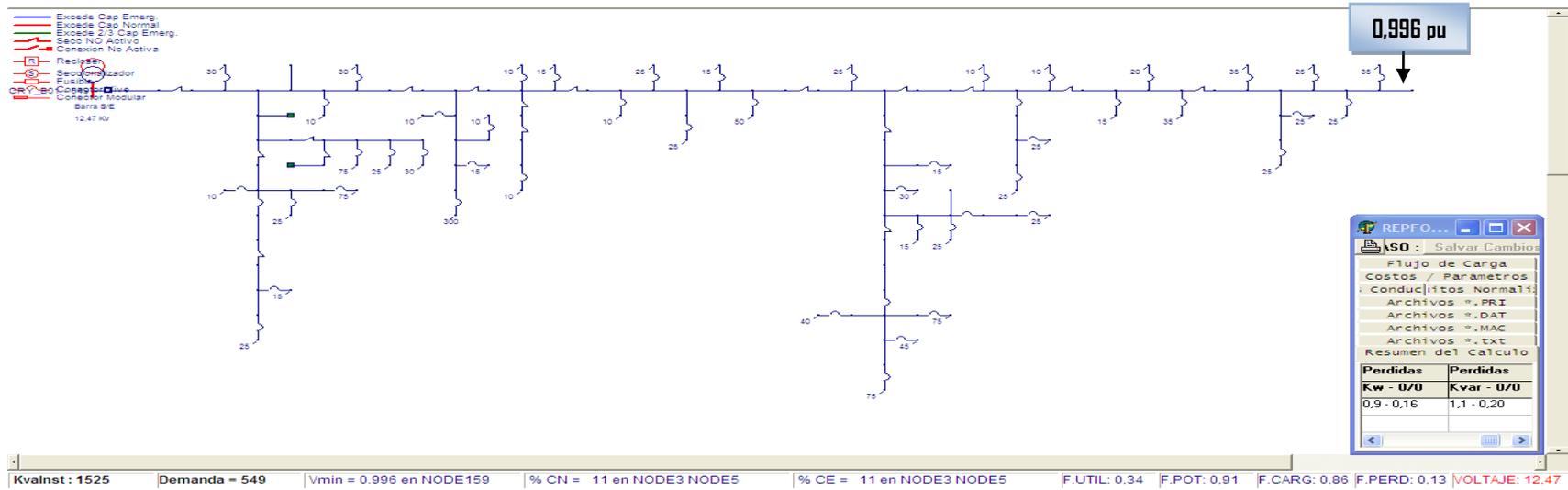


Figura P.9. Simulación a mediano plazo en escenario 1 para CRY\_B01

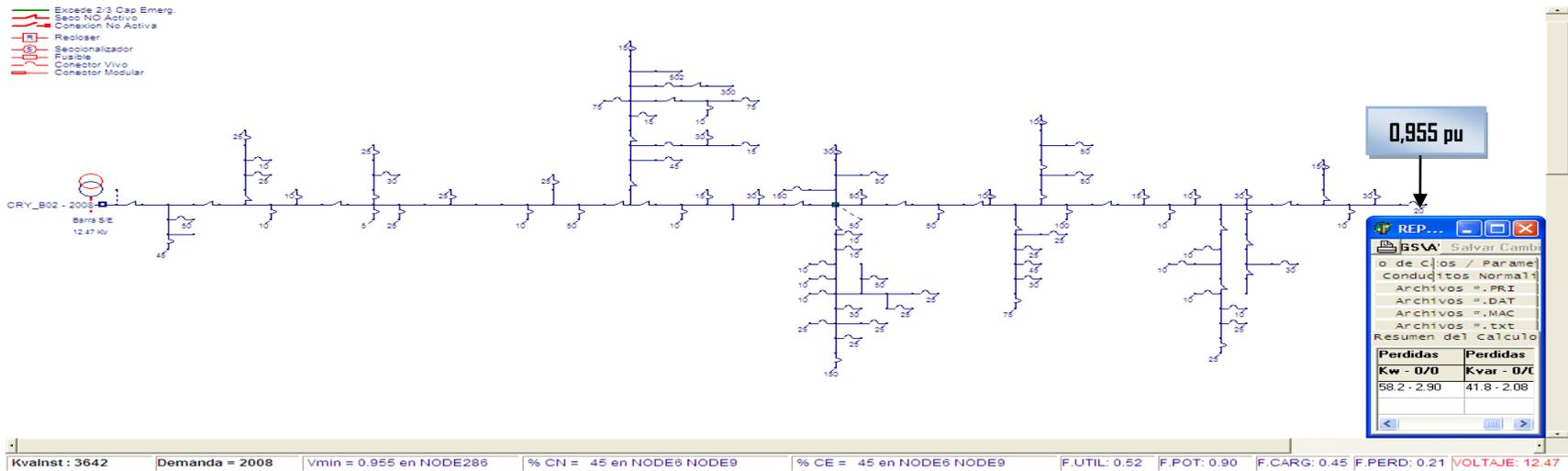


Figura P.10. Simulación a mediano plazo en escenario 1 para CRY\_B02

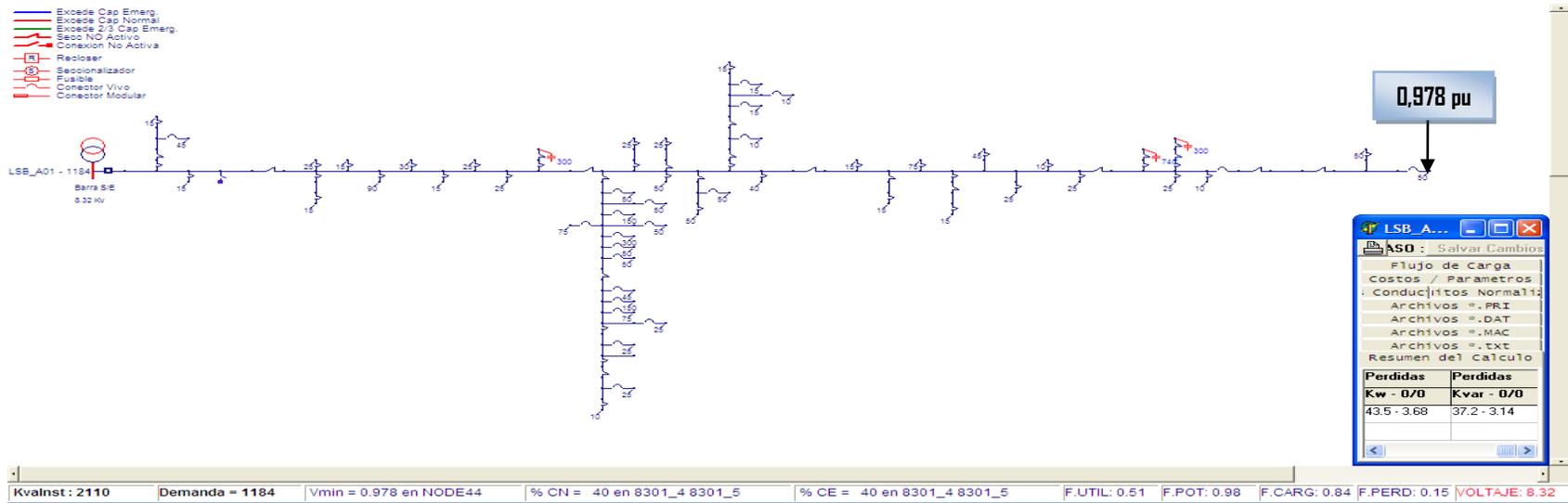


Figura P.11. Simulación a mediano plazo en escenario 1 para LSB\_A01

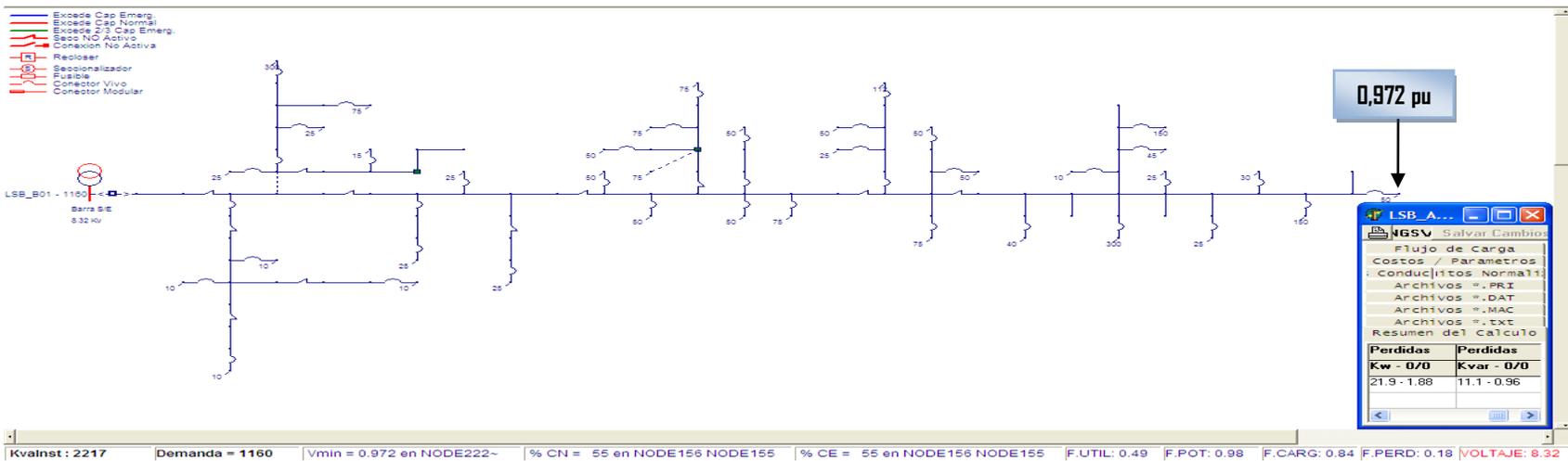


Figura P.11. Simulación a mediano plazo en escenario 1 para LSB\_B01

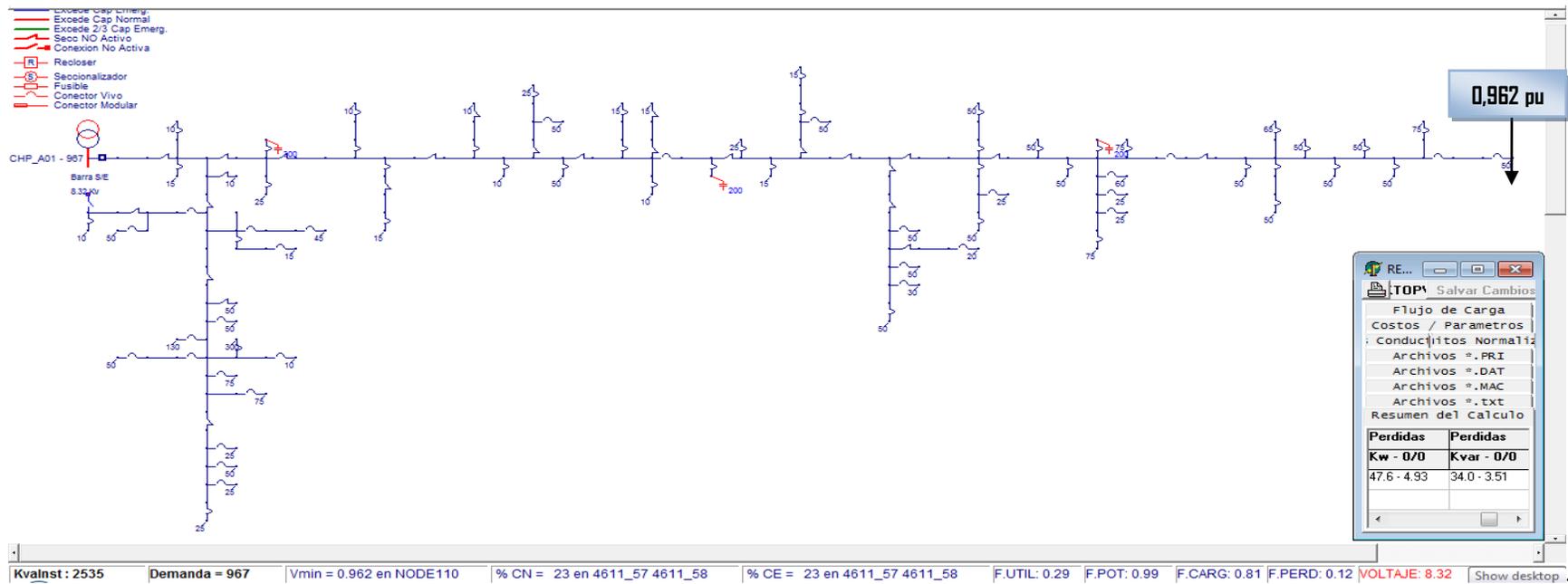


Figura P.12. Simulación a mediano plazo en escenario 1 para CHP\_A01

## ANEXO Q

### ESCENARIO 2 (estado actual)

Anteproyectos en estado actual de los circuitos de las S/E's Longa España, Carayaca y La Sabana para escenario 2.

Tabla Q.1. Anteproyectos para CRY\_A02.

N° de anteproyecto	Descripción del anteproyecto	Inversión estimada en Bs.
1	Traspaso de carga de 1.287 kVA del circuito CRY_A02 al circuito receptor CRY_A03, mediante el ID30365, posteriormente se desincorpora 1 banco de condensadores de 300kVAr, se reubican 4 bancos de 300kVAr y se instalan 2 bancos nuevos de 600kVAr en CRY_A03.	45.867
2	Traspaso de carga de 1.287 kVA del circuito CRY_A02 al circuito receptor CRY_A03 mediante el ID30365, posteriormente se desincorporan 5.277 mts de conductor aéreo Al_4/0AWG, 31.524 mts de conductor aéreo Al_1/0AWG y 114 mts de conductor subterráneo CU_500MCM para luego instalar 36.801 mts de conductor aéreo de Al_400MCM y 114 mts de conductor subterráneo CU_750MCM para CRY_A03.	8.965.270
3	Traspaso de carga de 1.017 kVA del circuito CRY_A02 al circuito receptor CRY_A03, a través del ID26802, posteriormente se desincorporan 4 bancos de condensadores de 300kVAr, se reubica 1 banco de 300kVAr y se instalan 4 bancos nuevos de 600kVAr para CRY_A03.	67.101
4	Traspaso de carga de 1.017 kVA del circuito CRY_A02 al circuito receptor CRY_A03, a través del ID26802, posteriormente se desincorporan 5.277 mts de conductor aéreo Al_4/0 AWG, 16.567 mts de conductor aéreo Al_1/0 AWG y 114 mts de conductor subterráneo CU_500MCM para luego instalar 21.844 mts de conductor aéreo de aluminio 400MCM y 114 mts de conductor subterráneo de cobre 750MCM para CRY_A03.	6.266.090
5	Se instalan 2 bancos de condensadores de 300kVAr para CRY_A02.	42.050
6	Se desincorporan 2.964 mts de conductor aéreo Al_4/0AWG, 5.733 mts de conductor aéreo Al_1/0AWG y 203 mts de conductor aéreo CU_2AWG para luego instalar 9.739 mts de conductor aéreo de aluminio 400MCM para CRY_A02.	2.591.802

**Tabla Q.2. Anteproyectos para CRY\_A03.**

<b>N° de anteproyecto</b>	<b>Descripción del anteproyecto</b>	<b>Inversión estimada en Bs.</b>
<b>7</b>	Traspaso de carga de 5.410kVA y 1200kVAr del circuito CRY_A03 al circuito receptor CRY_A02 a través del ID30365, posteriormente se desincorporan 2 bancos de condensadores de 300kVAr, se reubican 2 bancos de 300kVAr y se instalan 5 bancos nuevos de 600kVAr para el CRY_A02.	<b>82.904</b>
<b>8</b>	Traspaso de carga de 5.410kVA y 1.200kVAr del circuito CRY_A03 al circuito receptor CRY_A02, a través del ID30365, posteriormente se desincorporan 12.233 mts de conductor aéreo Al_4/0AWG, 44.234 mts de conductor aéreo Al_1/0AWG, 203 mts de conductor aéreo CU_2AWG y 64 mts de conductor subterráneo CU_500MCM para luego instalar 56.670 mts de conductor aéreo de Al_400MCM y 64 mts de conductor subterráneo de CU_750MCM para CRY_A02.	<b>15.266.201</b>
<b>9</b>	Traspaso de carga de 2.360kVA y 1.200kVAr del circuito CRY_A03 al circuito receptor CRY_A02, a través del ID26802, posteriormente se reubican 4 bancos de condensadores de 300kVAr y se instalan 2 bancos nuevos de 600kVAr para CRY_A02.	<b>44.571</b>
<b>10</b>	Traspaso de carga de 2.360kVA y 1.200kVAr del circuito CRY_A03 al circuito receptor CRY_A02, a través del ID26802, posteriormente se desincorporan 6.471 mts de conductor aéreo Al_4/0AWG, 34.009 mts de conductor aéreo Al_1/0AWG, 203 mts de conductor aéreo CU_2AWG y 64 mts de conductor subterráneo CU_500MCM para luego instalar 40.683 mts de conductor aéreo de AL_400MCM y 64 mts de conductor subterráneo de CU_750MCM para CRY_A02.	<b>11.041.511</b>
<b>11</b>	Se desincorporan 3 bancos de condensadores de 300kVAr, se reubican 2 bancos de 300kVAr y se instalan 2 bancos nuevos de 600kVAr para el CRY_A03.	<b>40.681</b>
<b>12</b>	Se desincorporan 5.277 mts de conductor aéreo Al_4/0AWG y 8.280 mts de conductor aéreo Al_1/0AWG, para luego instalar 13.671 mts de conductor aéreo de Al_400MCM y 114 mts de conductor subterráneo de CU_750MCM para CRY_A03.	<b>4.101.488</b>

**Tabla Q.3. Anteproyectos para LSB\_A01.**

<b>N° de anteproyecto</b>	<b>Descripción del anteproyecto</b>	<b>Inversión estimada en Bs.</b>
<b>13</b>	Traspaso de carga de 1.130kVA del circuito LSB_A01 al circuito receptor LSB_B01, a través del ID27487.	<b>0</b>
<b>14</b>	Traspaso de carga de 355kVA del circuito LSB_A01 al circuito receptor LSB_B01, a través del ID27487.	<b>0</b>
<b>15</b>	Traspaso de carga de 135kVA y de 525kVAr del circuito LSB_A01 al circuito receptor CHP_A01, a través del ID3329, posteriormente se desincorporan 2 bancos de condensadores de 200kVAr y 1 banco de 225kVAr respectivamente y se instala 1 banco de 300kVAr para CHP_A01.	<b>23.618</b>
<b>16</b>	Traspaso de carga de 135kVA y de 525kVAr del circuito LSB_A01 al circuito receptor CHP_A01, a través del ID3329, posteriormente se desincorporan 1.931 mts de conductor aéreo Al_1/0AWG, para luego instalar 1.931 mts de conductor aéreo de aluminio 400MCM para CHP_A01.	<b>519.523</b>
<b>17</b>	Se desincorpora 1 banco de condensadores de 225kVAr y se reubican 2 bancos de 300kVAr para LSB_A01.	<b>9.075</b>
<b>18</b>	Se desincorporan 820 mts de conductor aéreo CU_2AWG, para luego instalar 820 mts de conductor aéreo de aluminio 400MCM para LSB_A01.	<b>229.544</b>

**Tabla Q.4. Evaluación de comportamiento de los anteproyectos para CRY\_A02.**

<b>N° de anteproyecto</b>	<b>¿Es posible realizar el anteproyecto?</b>	<b>Análisis de comportamiento</b>
<b>1</b>	<b>NO</b>	El CRY_A02 después del traspaso de carga opera dentro de los criterios de planificación; pero al simular con la demanda mínima en estado actual el CRY_A03 adecuado con la desincorporación, reubicación e instalación de bancos de condensadores, nos muestra que dicho circuito posee valores de tensión de 1,050 pu, por lo que excede los perfiles de tensión permitidas por los criterios de planificación.
<b>2</b>	<b>NO</b>	El CRY_A02 después del traspaso de carga opera dentro de los criterios de planificación; pero al simular con la demanda máxima en estado actual el CRY_A03 adecuado con la instalación de conductores de mayor calibre, nos muestra que dicho circuito posee valores de tensión de 1,050 pu (y pérdidas activas y reactivas de 3,48% y 6,78 % respectivamente, por lo que excede los perfiles de tensión y pérdidas técnicas permitidas por los criterios de planificación.
<b>3</b>	<b>SI</b>	El CRY_A02 después del traspaso de carga opera dentro de los criterios de planificación y el CRY_A03 luego de la desincorporación, reubicación e instalación de bancos de condensadores opera también dentro de los criterios de planificación.

4	NO	El CRY_A02 después del traspaso de carga opera dentro de los criterios de planificación; pero al simular con la demanda máxima en estado actual el CRY_A03 adecuado con la instalación de conductores de mayor calibre, nos muestra que dicho circuito posee valores de tensión de 1,058 pu y pérdidas activas y reactivas de 4,19% y 6,94 % respectivamente, por lo que excede los perfiles de tensión y pérdidas técnicas permitidas por los criterios de planificación.
5	SI	El CRY_A02 luego de la instalación de bancos de condensadores opera dentro de los criterios de planificación.
6	SI	El CRY_A02 luego de la instalación de conductores de mayor calibre opera dentro de los criterios de planificación.

**Tabla Q.5. Evaluación de comportamiento de los anteproyectos para CRY\_A03.**

N° de anteproyecto	¿Es posible realizar el anteproyecto?	Evaluación de comportamiento
7	NO	El CRY_A03 después del traspaso de carga opera dentro de los criterios de planificación; pero al simular con la demanda mínima en estado actual el CRY_A02 adecuado con la desincorporación, reubicación e instalación de bancos de condensadores, nos muestra que dicho circuito posee valores de tensión de 1,056 pu, por lo que excede los perfiles de tensión permitidas por los criterios de planificación.
8	NO	El CRY_A03 después del traspaso de carga opera dentro de los criterios de planificación; pero al simular con la demanda máxima en estado actual el CRY_A02 adecuado con la instalación de conductores de mayor calibre, nos muestra que dicho circuito posee pérdidas activas y reactivas de 4,13% y 8,19% respectivamente, por lo que excede los perfiles de pérdidas técnicas permitidas por los criterios de planificación.
9	SI	El CRY_A03 después del traspaso de carga opera dentro de los criterios de planificación y el CRY_A02 luego de la reubicación e instalación de bancos de condensadores opera también dentro de los criterios de planificación.
10	NO	El CRY_A03 después del traspaso de carga opera dentro de los criterios de planificación; pero al simular con la demanda máxima en estado actual el CRY_A02 adecuado con la instalación de conductores de mayor calibre, nos muestra que dicho circuito posee pérdidas activas y reactivas de 4,41% y 8,83% respectivamente, por lo que excede los perfiles de pérdidas técnicas permitidas por los criterios de planificación.
11	SI	El CRY_A03 luego de la desincorporación, reubicación e instalación de bancos de condensadores opera dentro de los criterios de planificación.
12	NO	Después de simular con la demanda máxima en estado actual el CRY_A03 adecuado con la instalación de conductores de mayor calibre, nos muestra que dicho circuito posee pérdidas activas y reactivas de 4,90% y 6,74% respectivamente, por lo que excede los perfiles de pérdidas técnicas permitidas por los criterios de planificación.

**Tabla Q.6. Evaluación de comportamiento de los anteproyectos para LSB\_A01.**

<b>N° de anteproyecto</b>	<b>¿Es posible realizar el anteproyecto?</b>	<b>Evaluación de comportamiento</b>
13	SI	El LSB_A01 después del traspaso de carga opera dentro de los criterios de planificación y el LSB_B01 luego del traspaso opera también dentro de los criterios de planificación.
14	NO	El LSB_A01 después del traspaso de carga posee pérdidas activas y reactivas de 3,02% y 2,53% respectivamente, excediendo los perfiles de pérdidas técnicas permitidas por los criterios de planificación, por el contrario LSB_B01 luego del traspaso opera bajo los criterios de planificación.
15	SI	El LSB_A01 después del traspaso de carga opera dentro de los criterios de planificación y el CHP_A01 luego de la desincorporación e instalación de bancos de condensadores opera también dentro de los criterios de planificación.
16	SI	El LSB_A01 después del traspaso de carga opera dentro de los criterios de planificación y el CHP_A01 luego de la instalación de conductores de mayor calibre opera también dentro de los criterios de planificación.
17	SI	El LSB_A01 luego de la desincorporación y reubicación de bancos de condensadores opera dentro de los criterios de planificación.
18	SI	LSB_A01 luego de la instalación de conductores de mayor calibre opera bajo los criterios de planificación.

**Tabla Q.7. Evaluación técnico-económica de los anteproyectos para CRY\_A02 y CRY\_A03.**

<b>N° de anteproyecto</b>	<b>Inversión total por anteproyecto en Bs.</b>	<b>Alcance del anteproyecto</b>
3	67.101	Con la inversión generada a partir de este anteproyecto se adecúan satisfactoriamente bajo los criterios de planificación en estado actual los circuitos CRY_A02 y CRY_A03.
5	42.050	Con la inversión generada a partir de este anteproyecto se adecúa satisfactoriamente bajo los criterios de planificación en estado actual el circuito CRY_A02.
6	2.591.802	Con la inversión generada a partir de este anteproyecto se adecúa satisfactoriamente bajo los criterios de planificación en estado actual el circuito CRY_A02.
9	44.571	Con la inversión generada a partir de este anteproyecto se adecúan satisfactoriamente bajo los criterios de planificación en estado actual los circuitos CRY_A02 y CRY_A03.
11	40.681	Con la inversión generada a partir de este anteproyecto se adecúa satisfactoriamente bajo los criterios de planificación en estado actual el circuito CRY_A03.

**Tabla Q.8. Evaluación técnico-económica de los anteproyectos para LSB\_A01.**

<b>N° de anteproyecto</b>	<b>Inversión total por anteproyecto en Bs.</b>	<b>Alcance del anteproyecto</b>
13	0	Con la inversión generada a partir de este anteproyecto se adecúa satisfactoriamente bajo los criterios de planificación en estado actual el circuito LSB_A01.
15	23.618	Con la inversión generada a partir de este anteproyecto se adecúan satisfactoriamente bajo los criterios de planificación en estado actual los circuitos LSB_A01 y CHP_A01.
16	519.523	Con la inversión generada a partir de este anteproyecto se adecúan satisfactoriamente bajo los criterios de planificación en estado actual los circuitos LSB_A01 y CHP_A01.
17	9.075	Con la inversión generada a partir de este anteproyecto se adecúa satisfactoriamente bajo los criterios de planificación en estado actual el circuito LSB_A01.
18	229.544	Con la inversión generada a partir de este anteproyecto se adecúa satisfactoriamente bajo los criterios de planificación en estado actual el circuito LSB_A01.

**Tabla Q.9. Evaluación de comportamiento de anteproyectos según los nuevos montos de inversión.**

<b>N° de anteproyecto</b>	<b>Inversión total por anteproyecto en Bs.</b>	<b>Alcance del anteproyecto</b>
9	44.571	Con la inversión generada a partir de este anteproyecto se adecúan satisfactoriamente bajo los criterios de planificación en estado actual los circuitos CRY_A02 y CRY_A03.
3	67.101	
5+11	82.731	
6+11	2.632.483	

## ANEXO R

Simulaciones de flujo de carga y condiciones de operación en estado actual de los circuitos de las S/E's Longa España, Carayaca y La Sabana en escenario 2.

**Anteproyecto 1.** Traspaso de carga de 1.287 kVA del circuito CRY\_A02 al circuito receptor CRY\_A03, mediante el ID30365, posteriormente se desincorpora 1 banco de condensadores de 300kVAr, se reubican 4 bancos de 300kVAr y se instalan 2 bancos nuevos de 600kVAr en CRY\_A03.

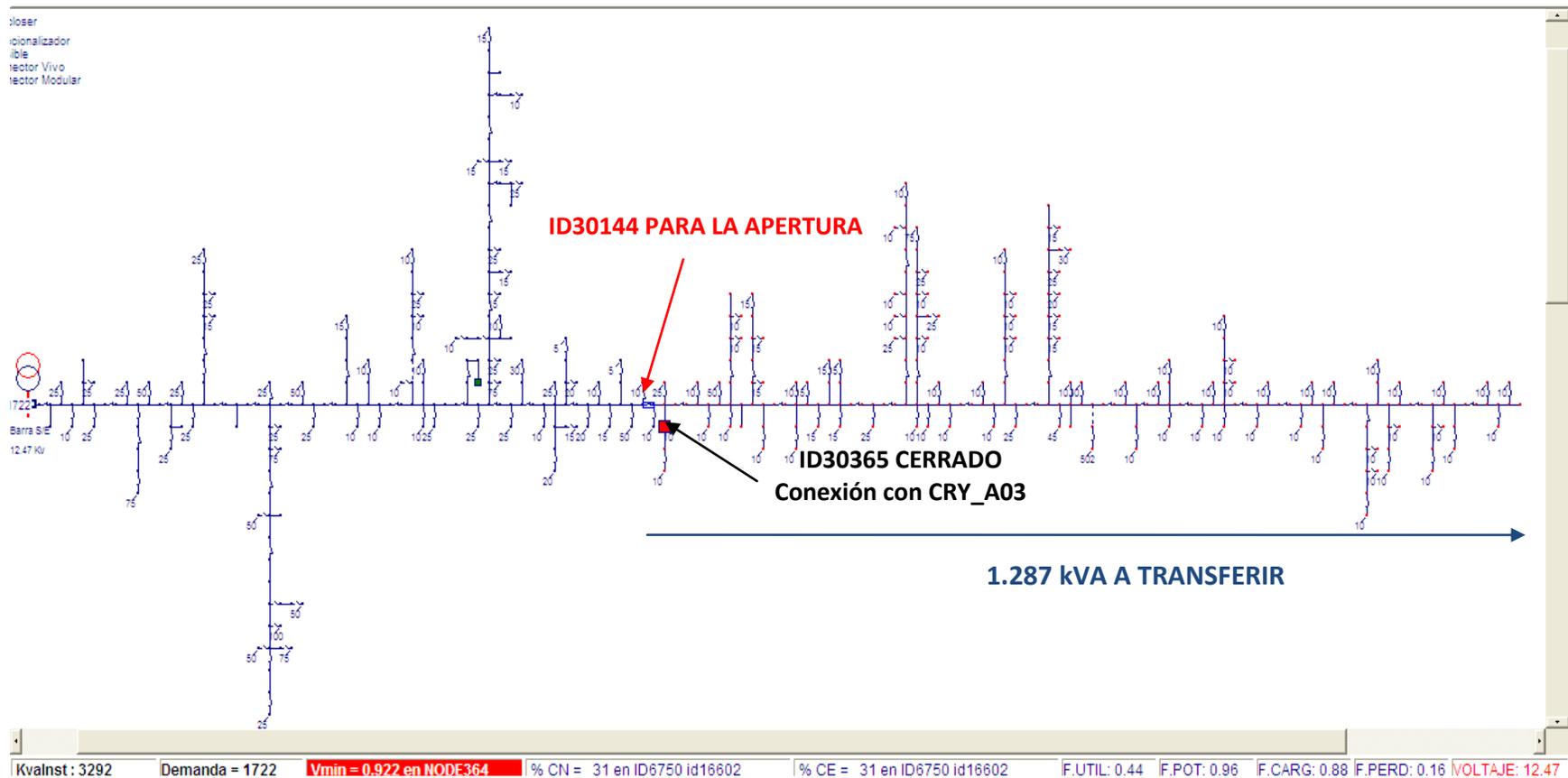


Figura R.1. CRY\_A02 antes del traspaso en estado actual.

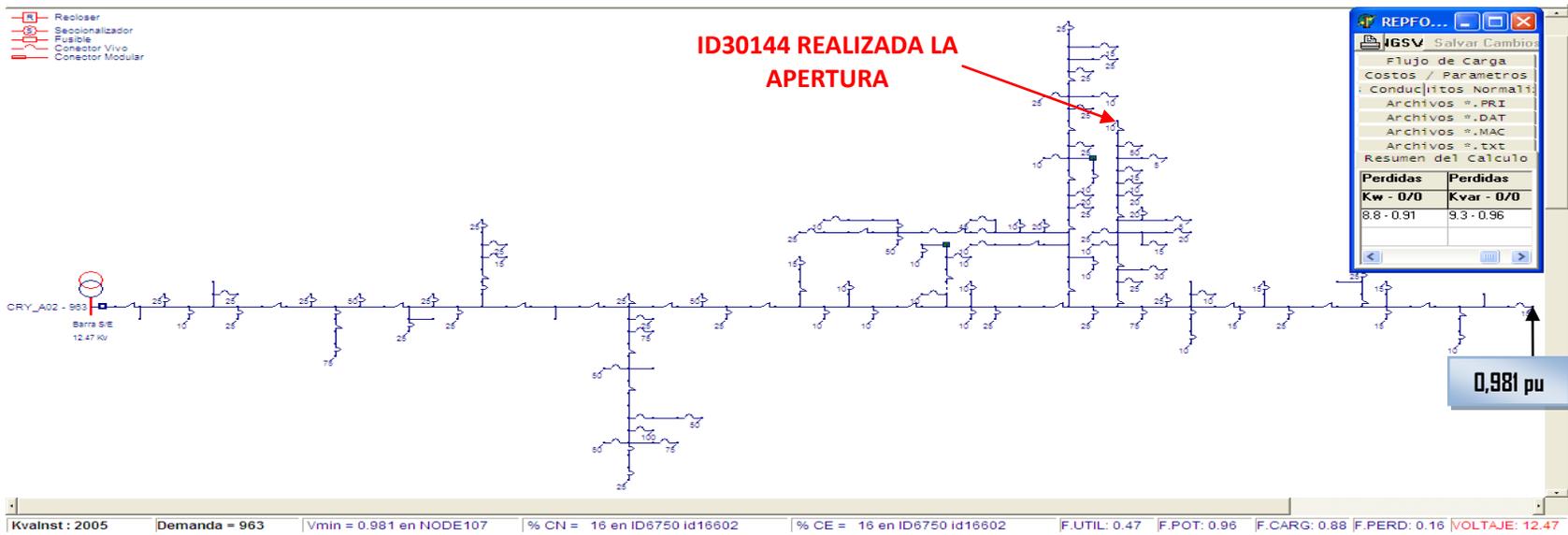


Figura R.2. CRY\_A02 después del traspaso en estado actual.

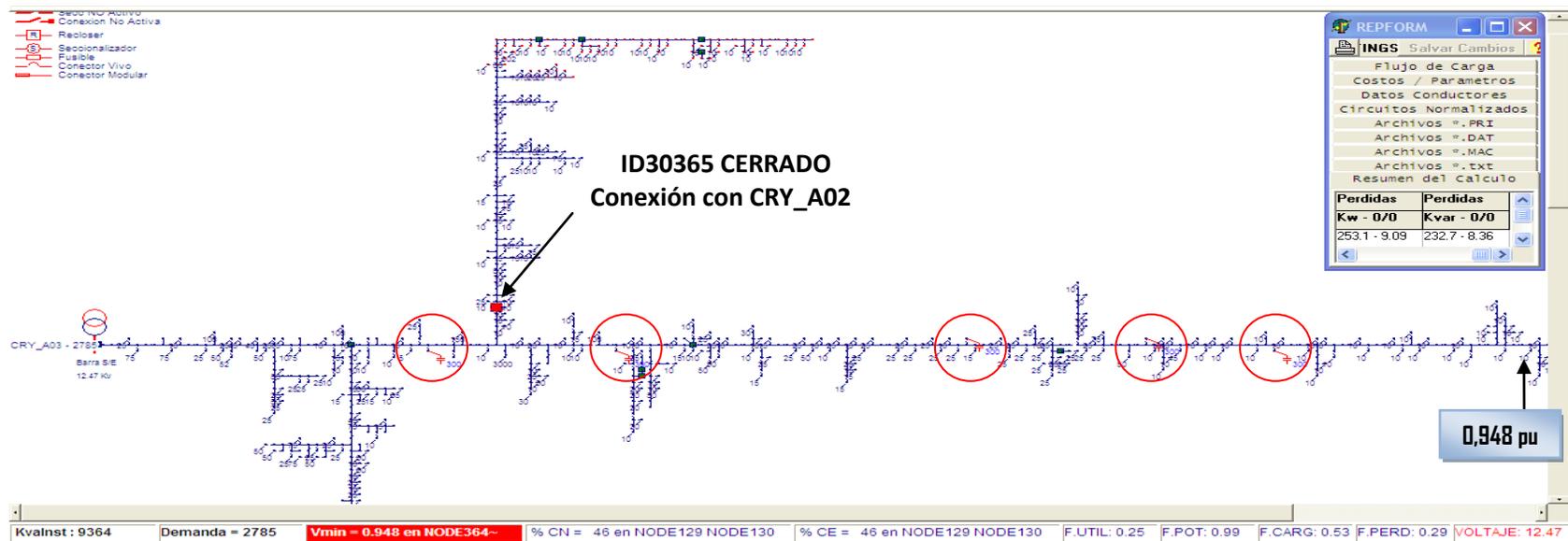


Figura R.3. CRY\_A03 después del traspaso en estado actual.

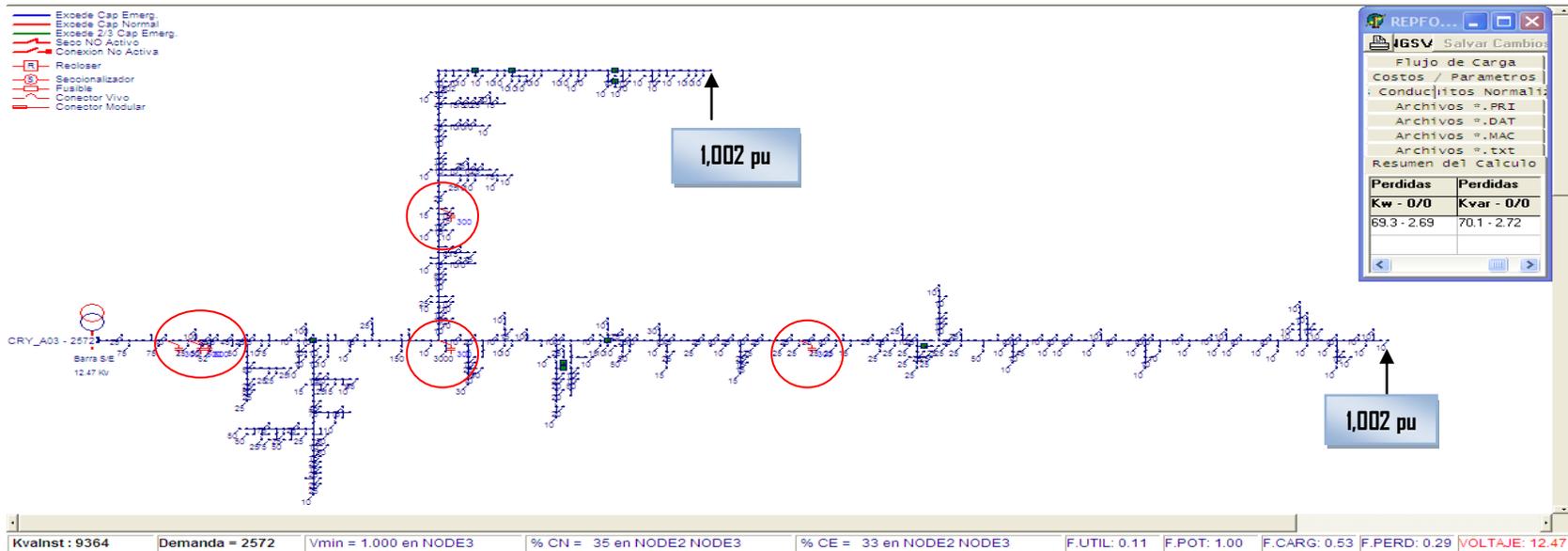


Figura R.4. CRY\_A03 con reubicación e instalación de bancos de condensadores con demanda máxima en estado actual.

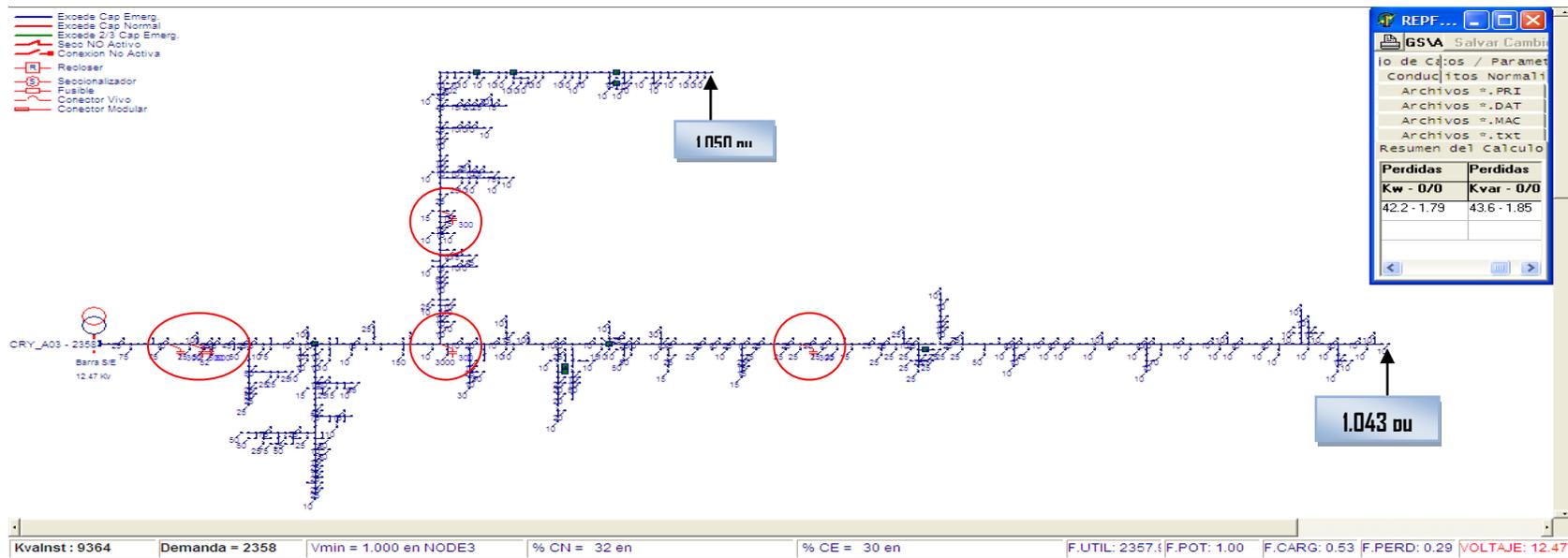
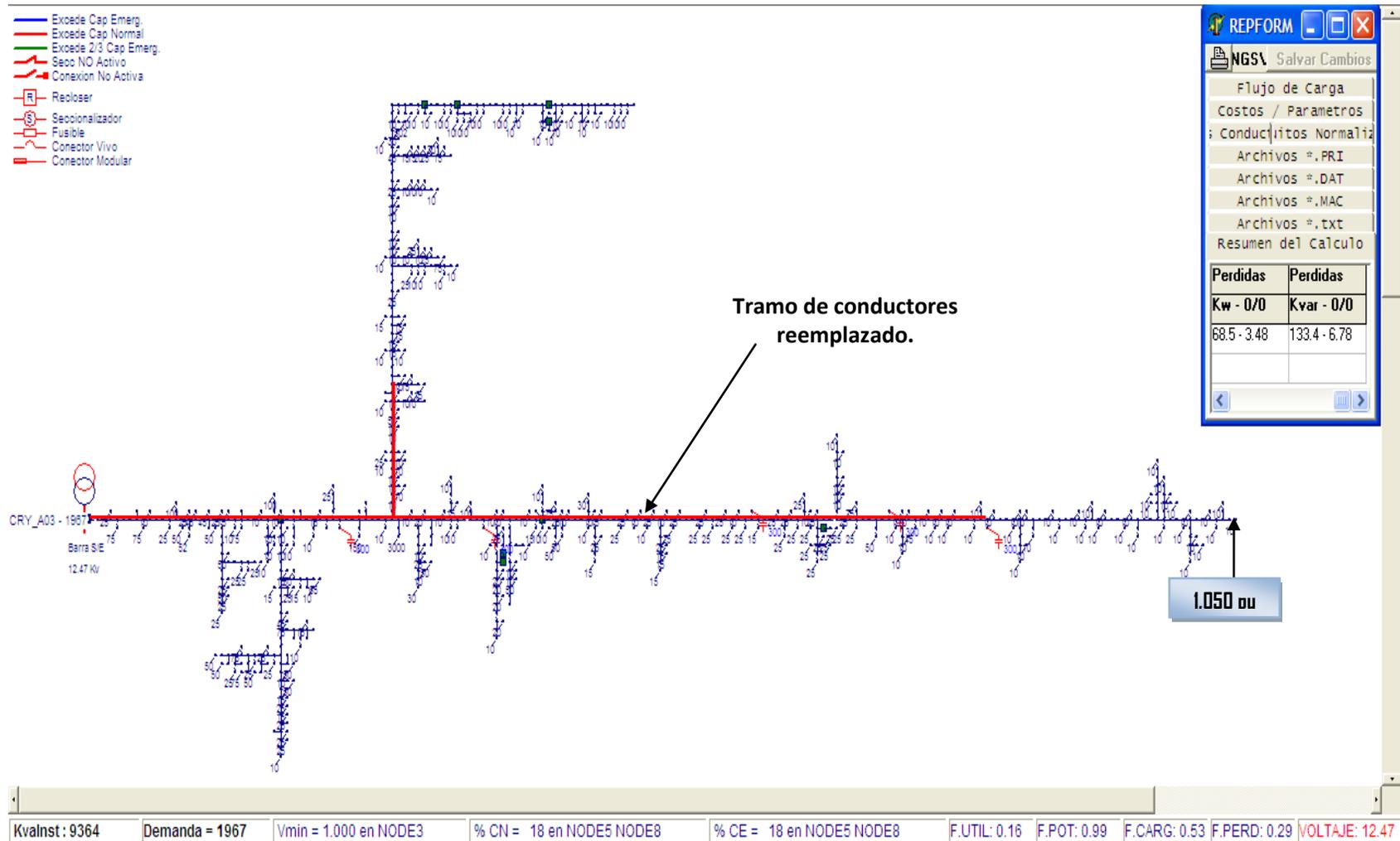


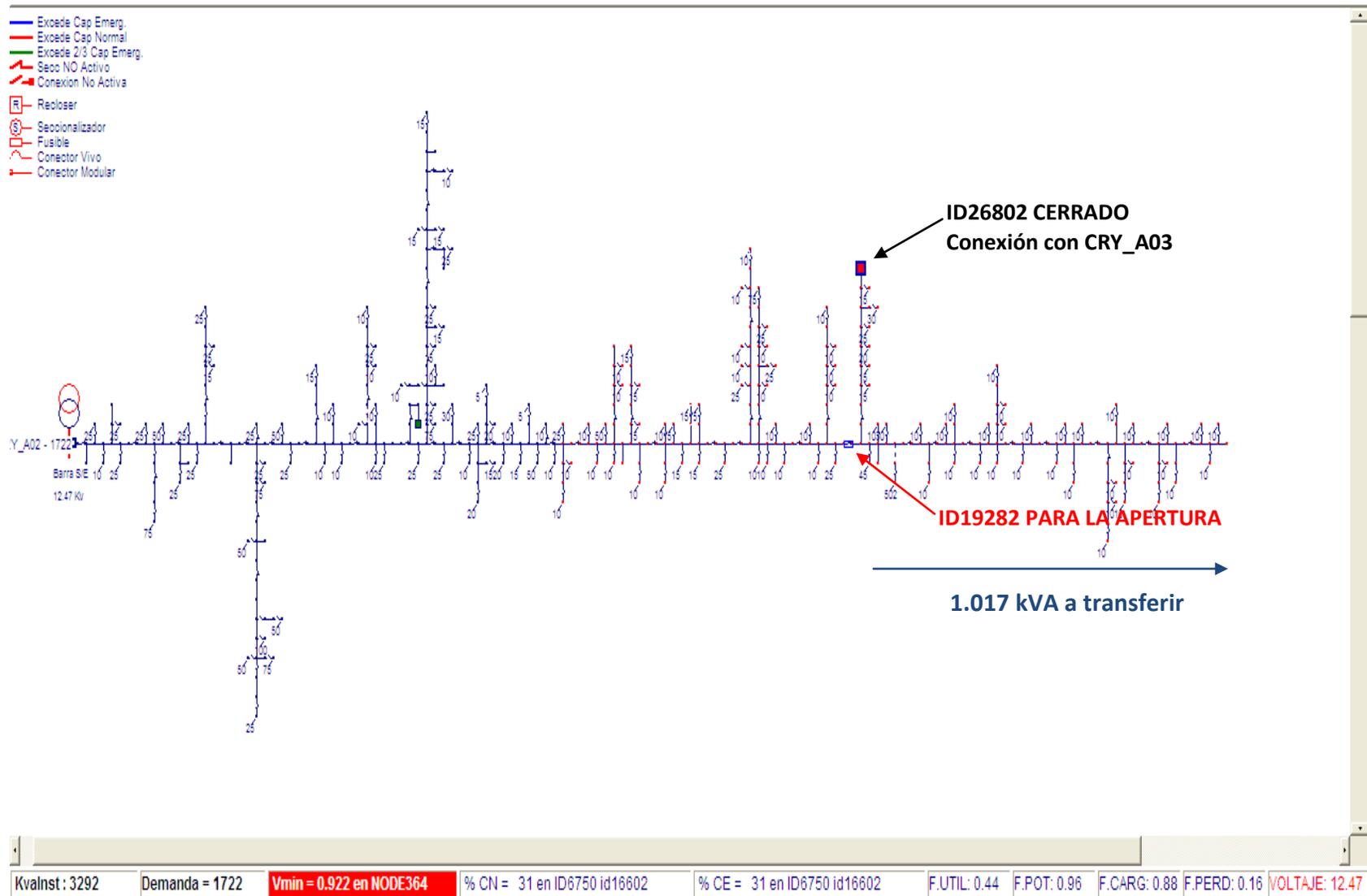
Figura R.5. CRY\_A03 con reubicación e instalación de bancos de condensadores con demanda mínima en estado actual.

**Anteproyecto 2.** Traspaso de carga de 1.287 kVA del circuito CRY\_A02 al circuito receptor CRY\_A03 mediante el ID30365, posteriormente se desincorporan 5.277 mts de conductor aéreo Al\_4/0AWG, 31.524 mts de conductor aéreo Al\_1/0AWG y 114 mts de conductor subterráneo CU\_500MCM para luego instalar 36.801 mts de conductor aéreo de Al\_400MCM y 114 mts de conductor subterráneo CU\_750MCM para CRY\_A03.



**Figura R.6.** CRY\_A03 con instalación de conductores en estado actual.

**Anteproyecto 3.** Traspaso de carga de 1.017 kVA del circuito CRY\_A02 al circuito receptor CRY\_A03, a través del ID26802, posteriormente se desincorporan 4 bancos de condensadores de 300kVAr, se reubica 1 banco de condensadores de 300kVAr y se instalan 4 bancos nuevos de 600kVAr para CRY\_A03.



**Figura R.7. CRY\_A02 antes del traspaso en estado actual.**

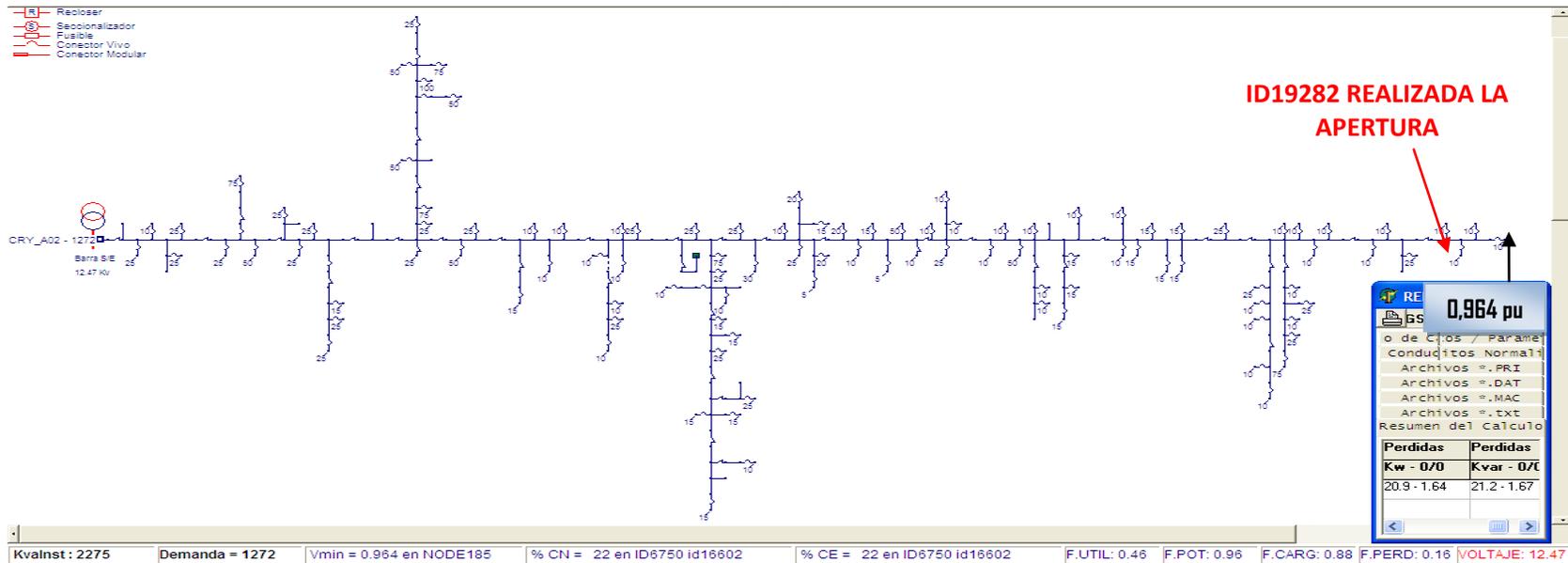
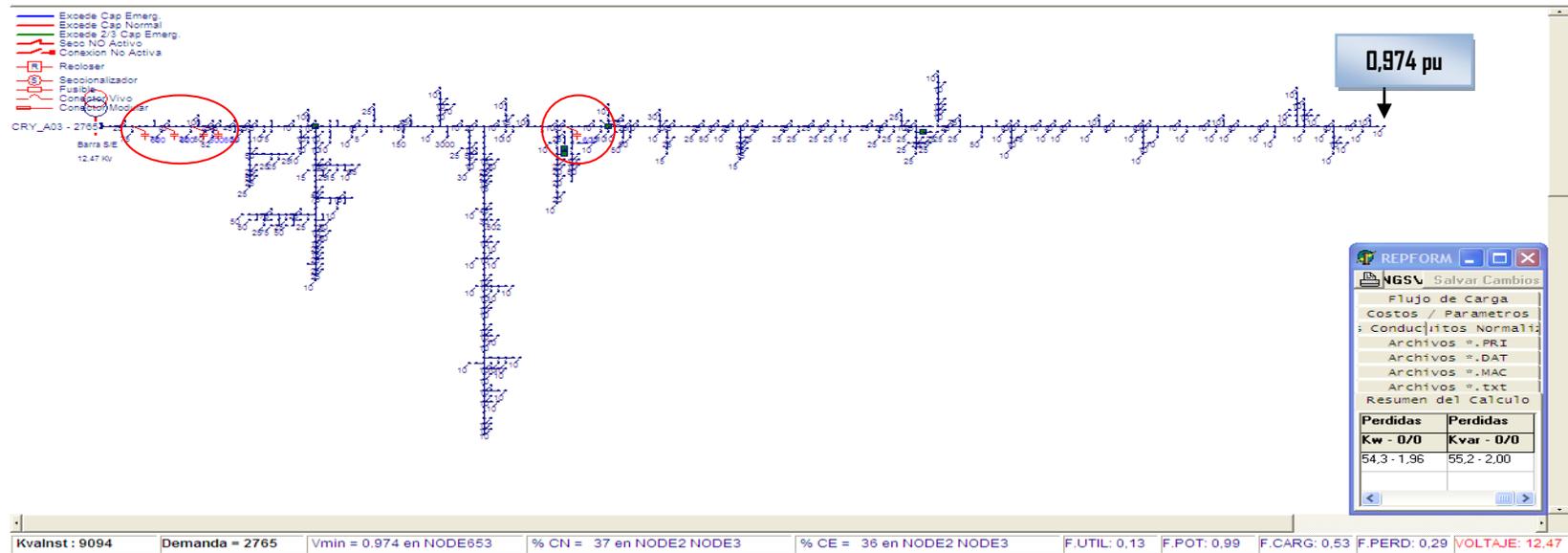


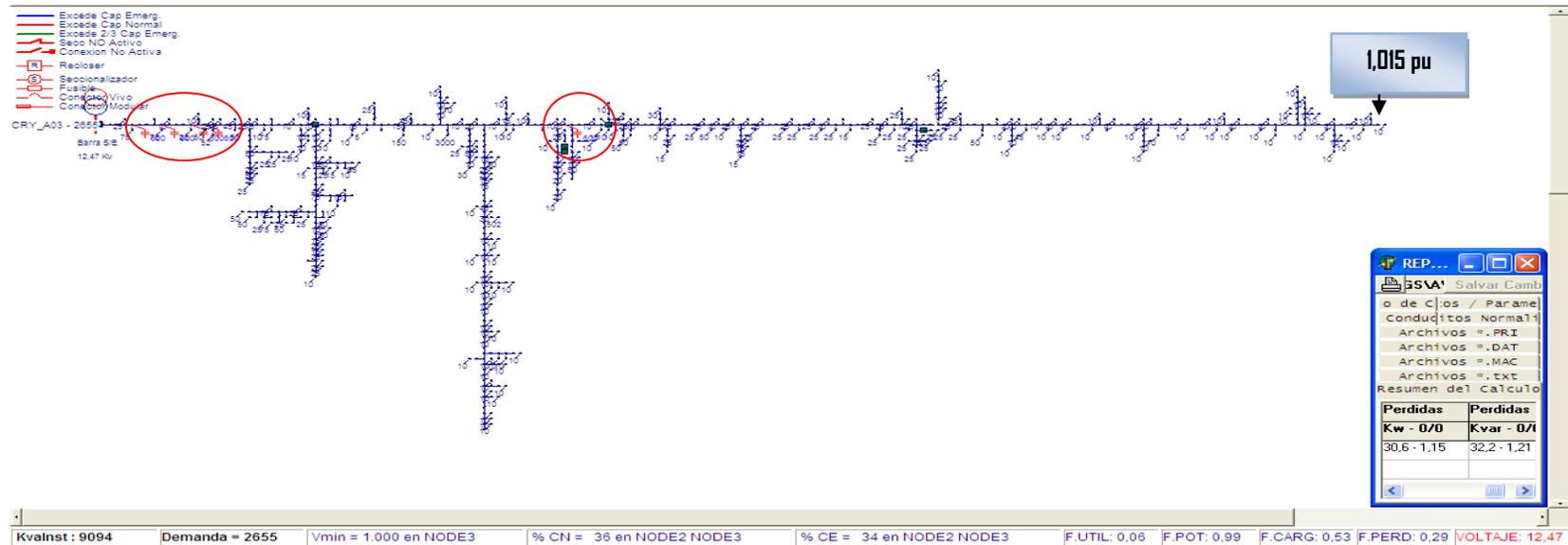
Figura R.8. CRY\_A02 después del traspaso en estado actual.



Figura R.9. CRY\_A03 después del traspaso en estado actual.

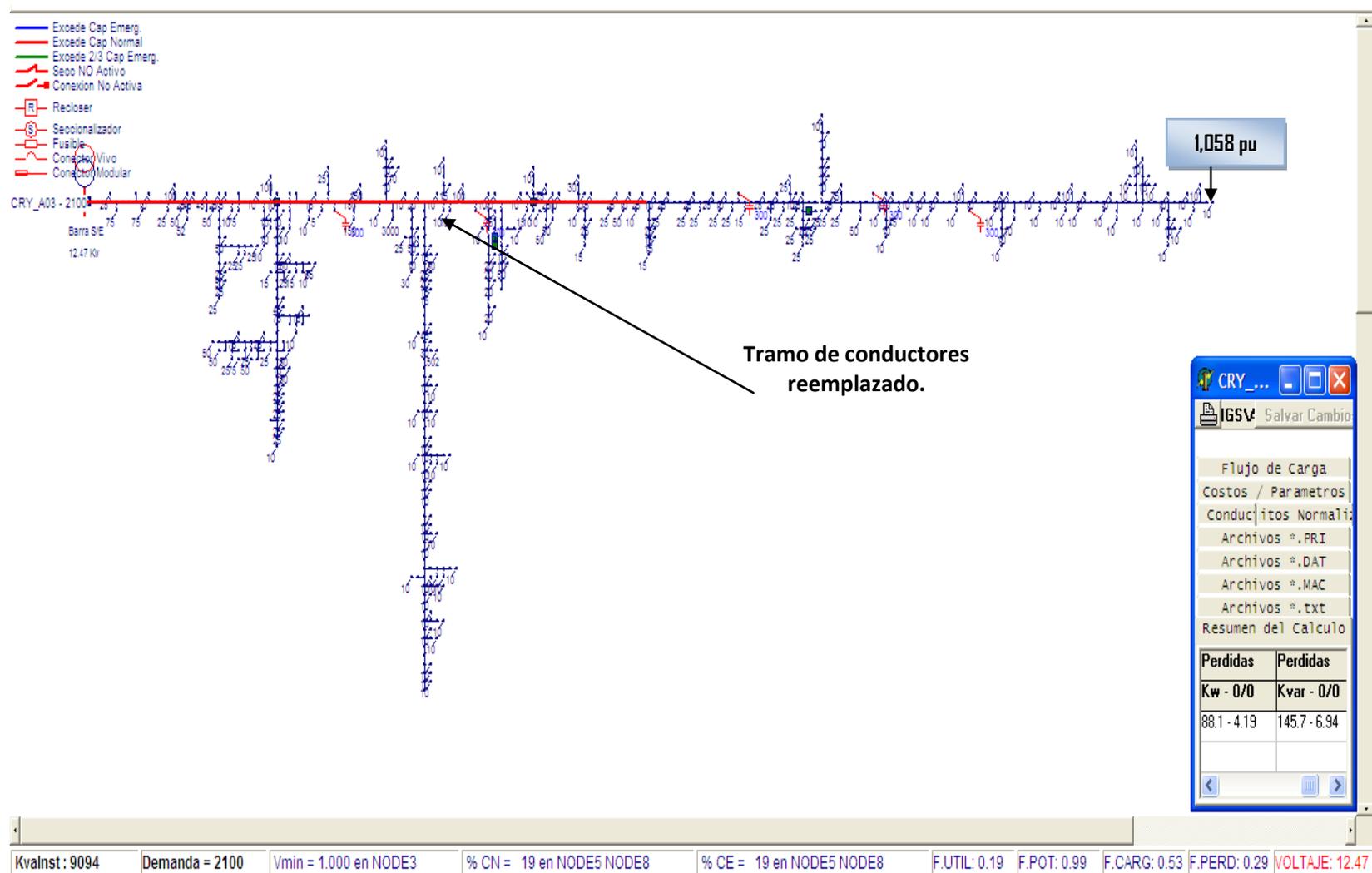


**Figura R.10. CRY\_A03 con reubicación e instalación de bancos de condensadores con demanda máxima en estado actual.**



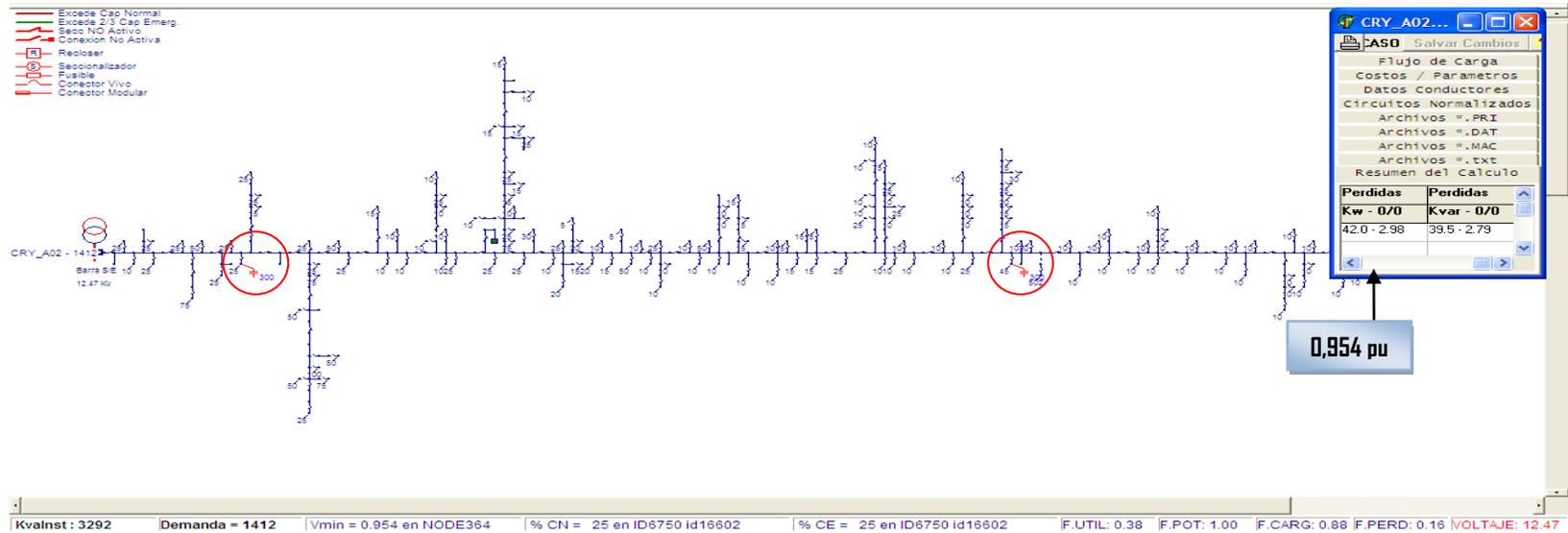
**Figura R.11. CRY\_A03 con reubicación e instalación de bancos de condensadores con demanda mínima en estado actual.**

**Anteproyecto 4.** Traspaso de carga de 1.017 kVA del circuito CRY\_A02 al circuito receptor CRY\_A03, a través del ID26802, posteriormente se desincorporan 5.277 mts de conductor aéreo Al\_4/0 AWG, 16.567 mts de conductor aéreo Al\_1/0 AWG y 114 mts de conductor subterráneo CU\_500MCM para luego instalar 21.844 mts de conductor aéreo de aluminio 400MCM y 114 mts de conductor subterráneo de cobre 750MCM para CRY\_A03.

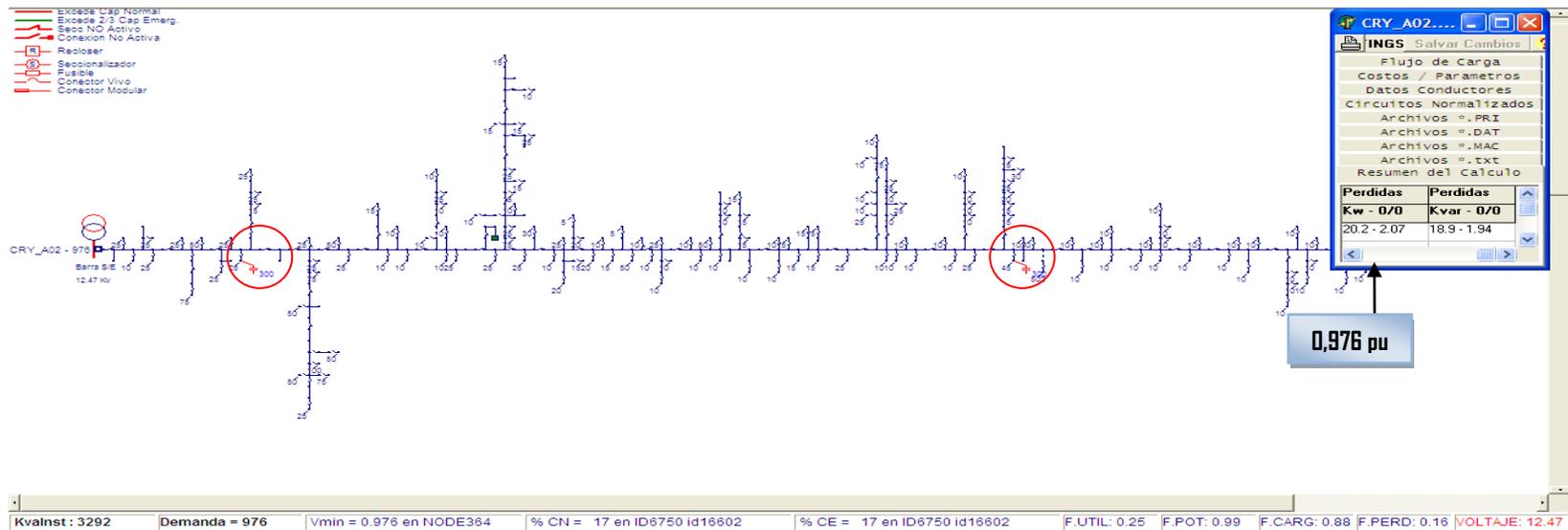


**Figura R.12.** CRY\_A03 con instalación de conductores en estado actual.

**Anteproyecto 5.** Se instalan 2 bancos de condensadores de 300kVAr para CRY\_A02.



**Figura R.13.** CRY\_A02 con instalación de bancos de condensadores con demanda máxima en estado actual.



**Figura R.14.** CRY\_A02 con instalación de bancos de condensadores con demanda mínima en estado actual.

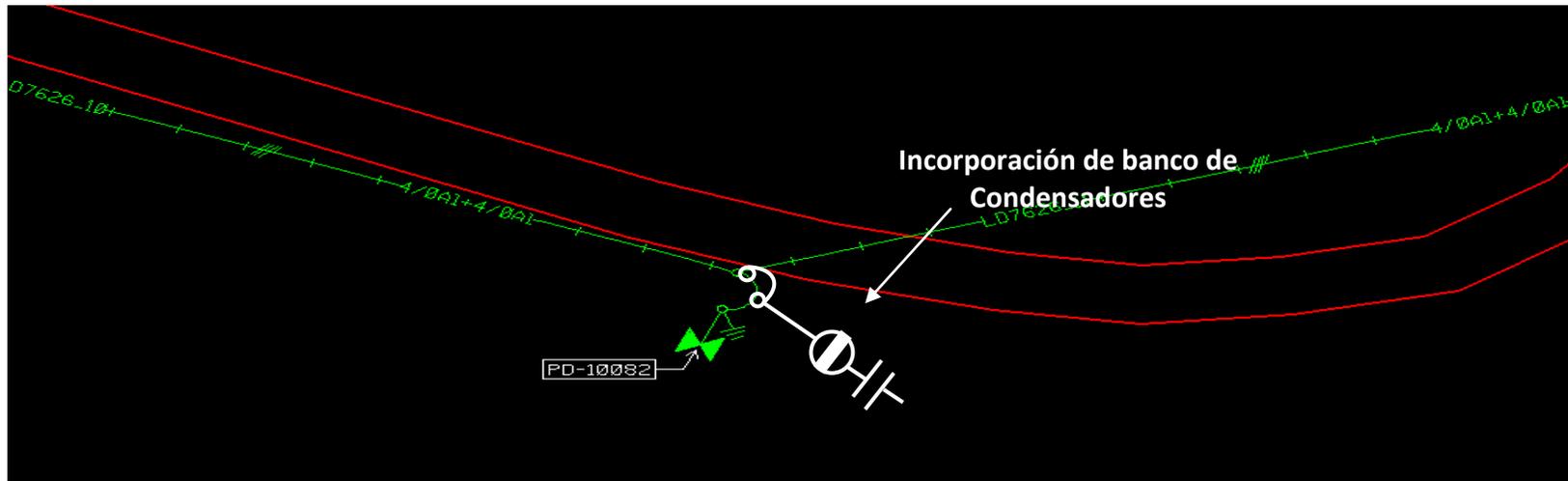


Figura R.15. Ubicación de 1 banco de condensadores de 300kVAr instalado en el anteproyecto de instalación de 2 bancos de condensadores de 300kVA para el CRY\_A02.

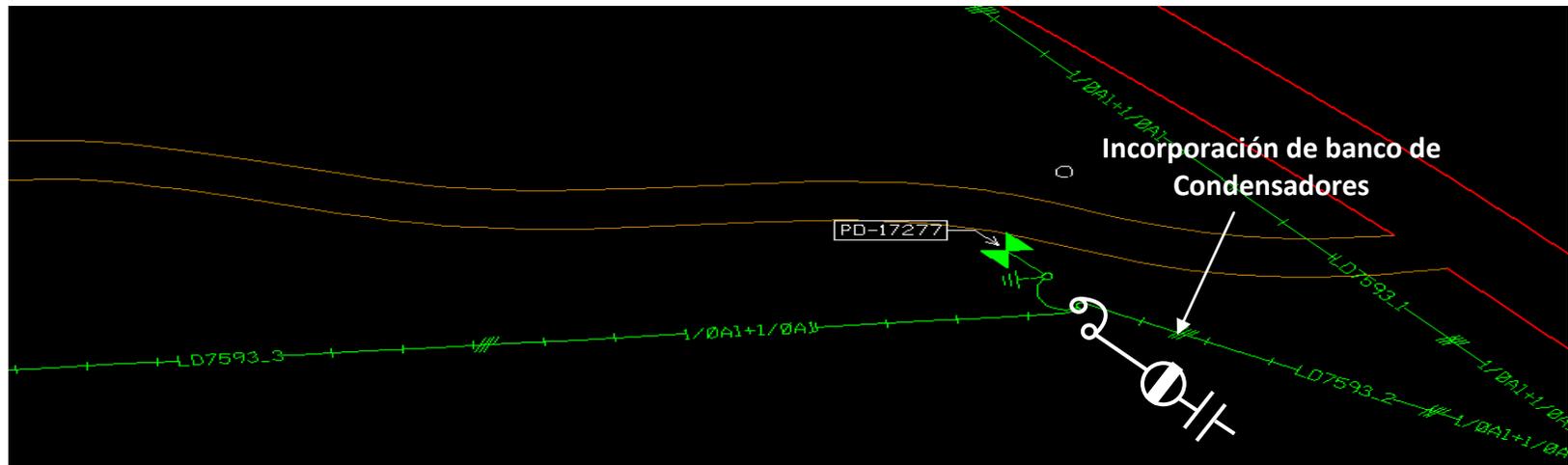
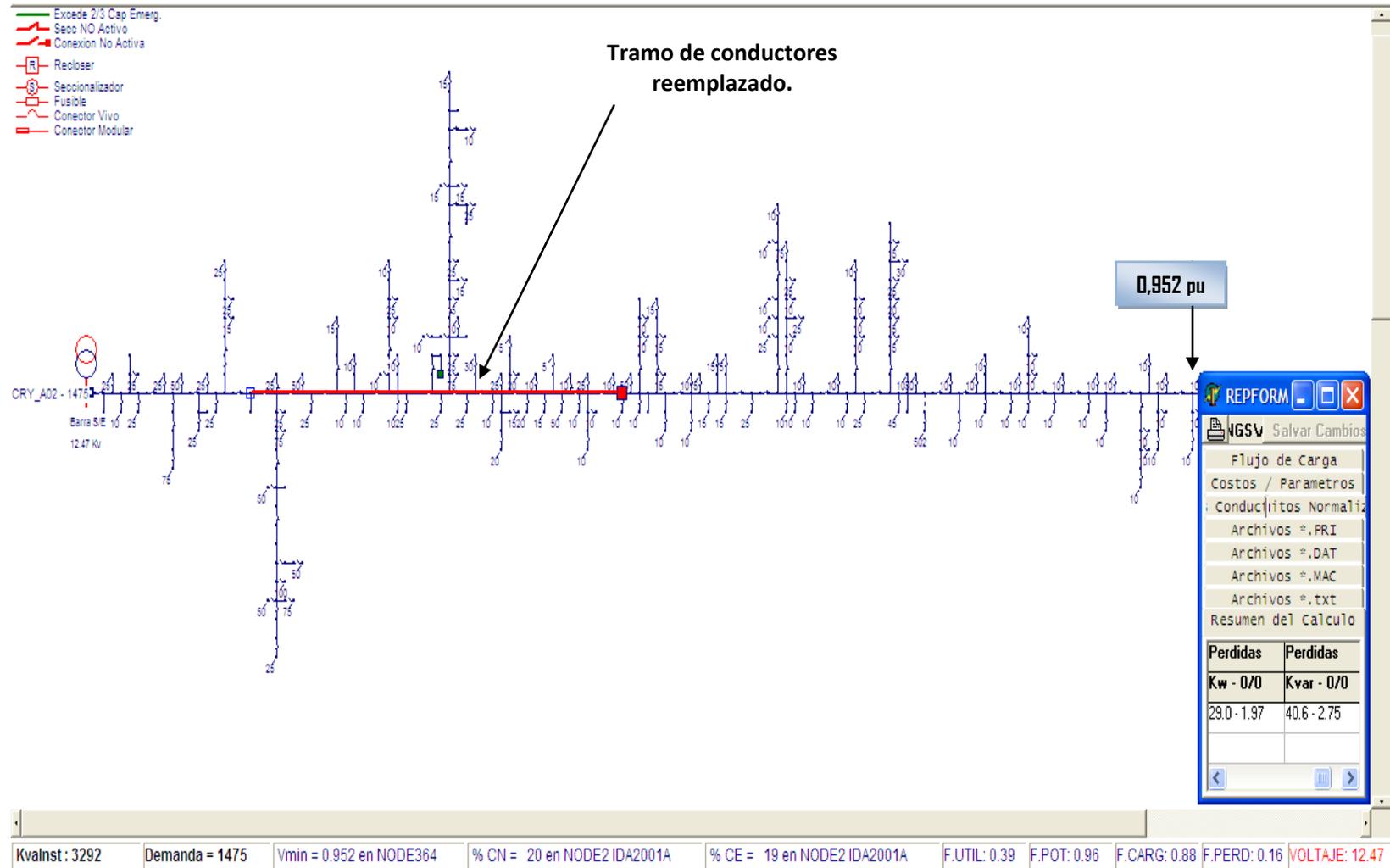


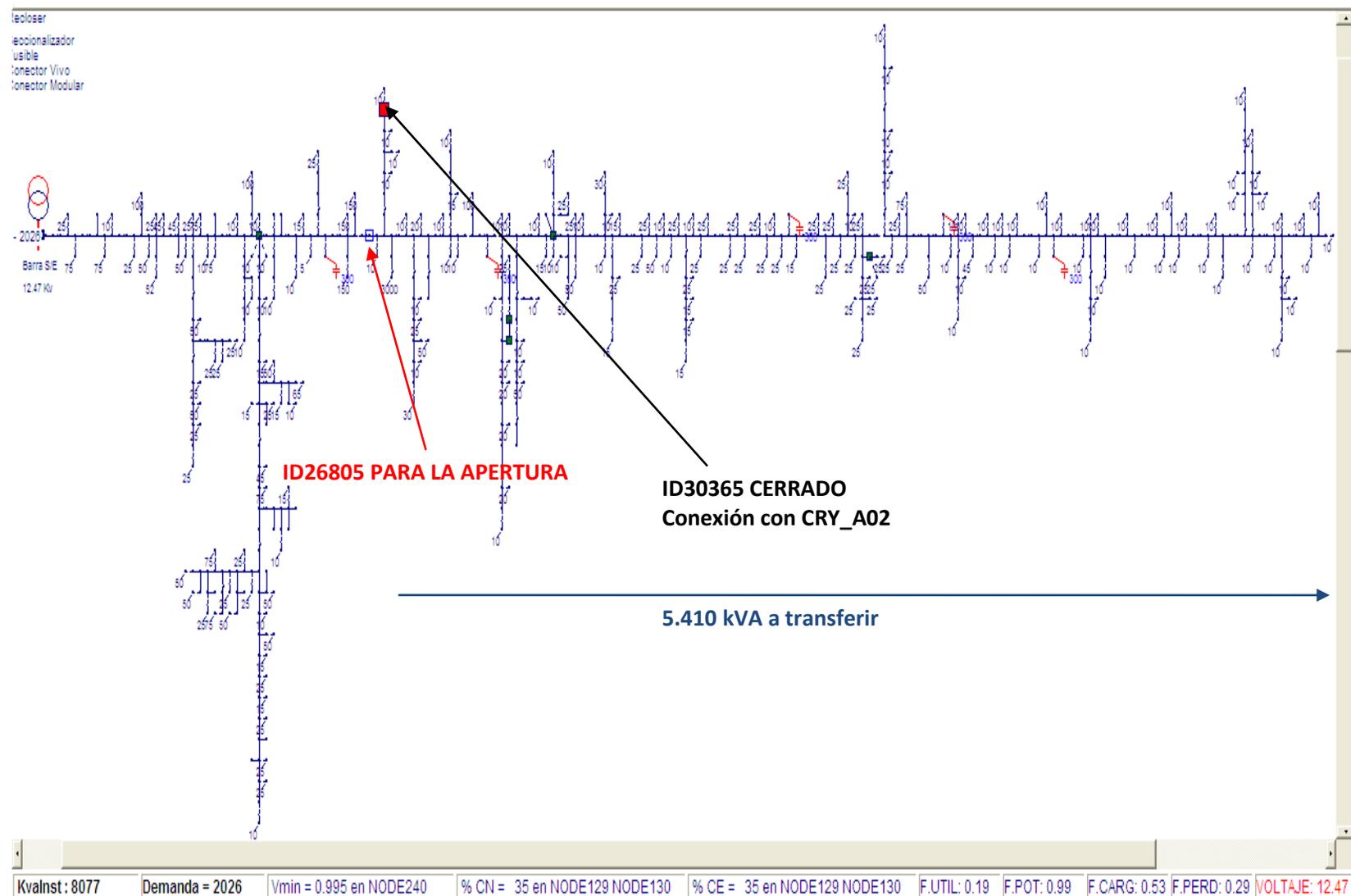
Figura R.16. Ubicación de 1 banco de condensadores de 300kVAr instalado en el anteproyecto de instalación de 2 bancos de condensadores de 300kVA para el CRY\_A02. .

**Anteproyecto 6.** Se desincorporan 2.964 mts de conductor aéreo Al\_4/0AWG, 5.733 mts de conductor aéreo Al\_1/0AWG y 203 mts de conductor aéreo CU\_2AWG para luego instalar 9.739 mts de conductor aéreo de aluminio 400MCM para CRY\_A02.



**Figura R.17.** CRY\_A02 con instalación de conductores en estado actual.

**Anteproyecto 7.** Traspaso de carga de 5.410kVA y 1200kVAR del circuito CRY\_A03 al circuito receptor CRY\_A02 a través del ID30365, posteriormente se desincorporan 2 bancos de condensadores de 300kVAr, se reubican 2 bancos de 300kVAr y se instalan 5 bancos nuevos de 600kVAr para el CRY\_A02.



**Figura R.18. CRY\_A03 antes del traspaso en estado actual.**

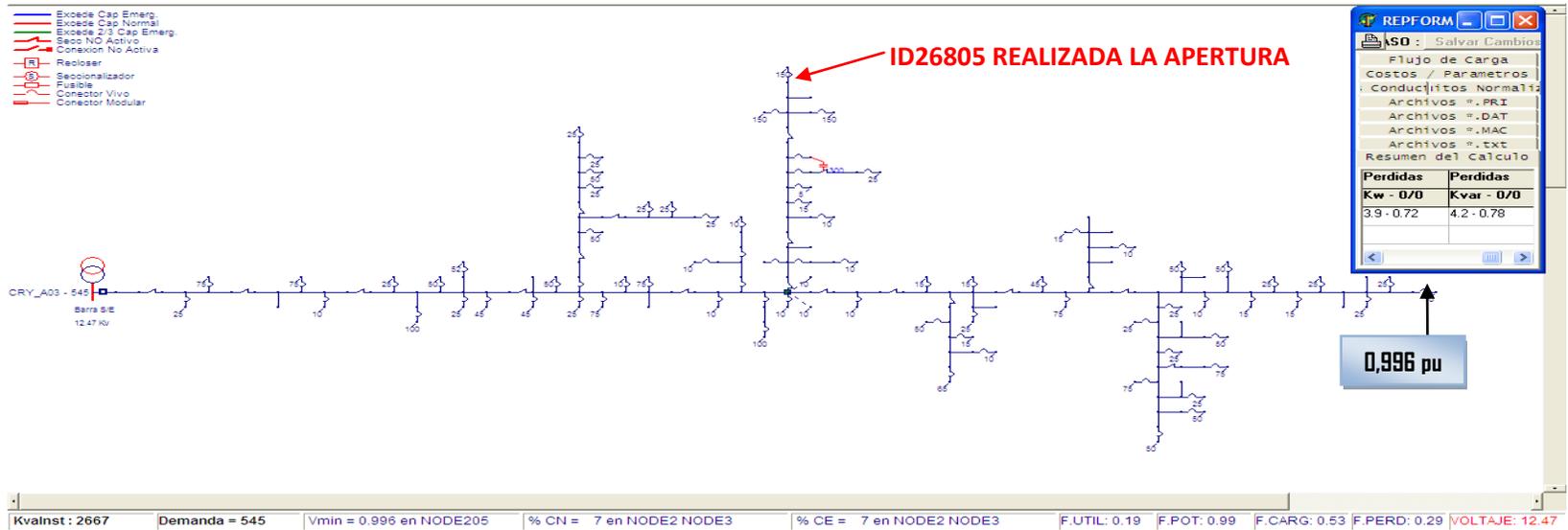


Figura R.19. CRY\_A03 después del traspaso con demanda máxima en estado actual.

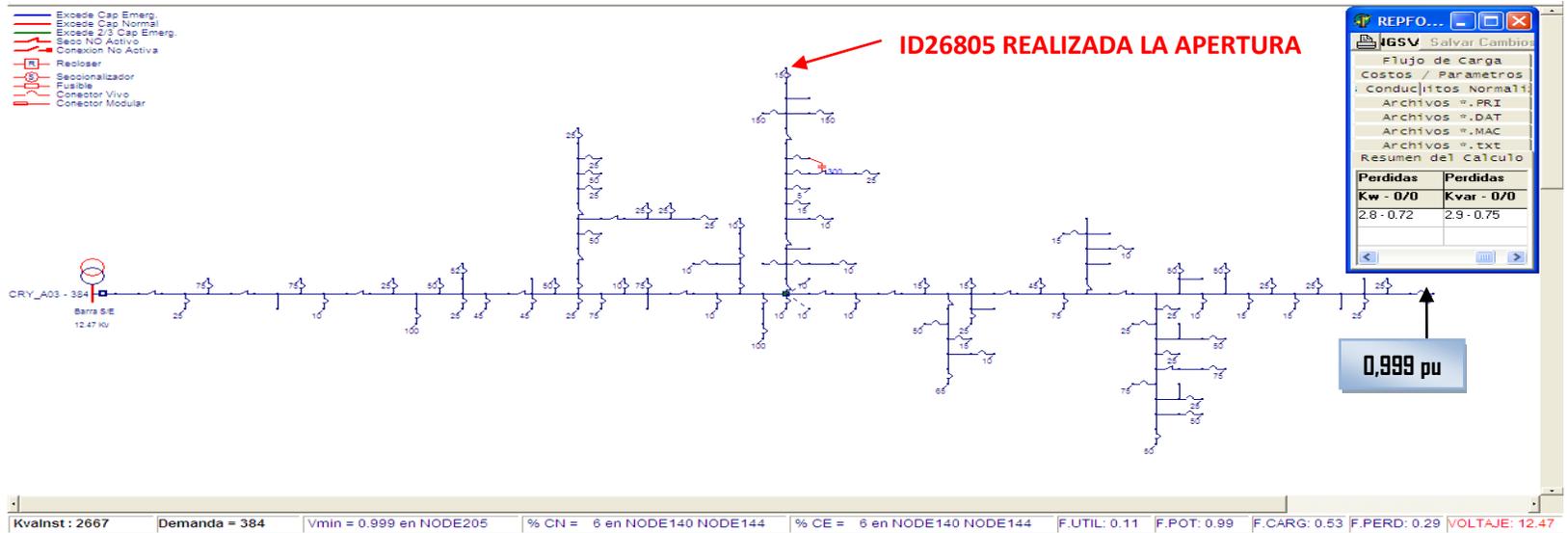


Figura R.20. CRY\_A03 después del traspaso con demanda mínima en estado actual.



Figura R.21. CRY\_A02 después del traspaso con demanda máxima en estado actual.

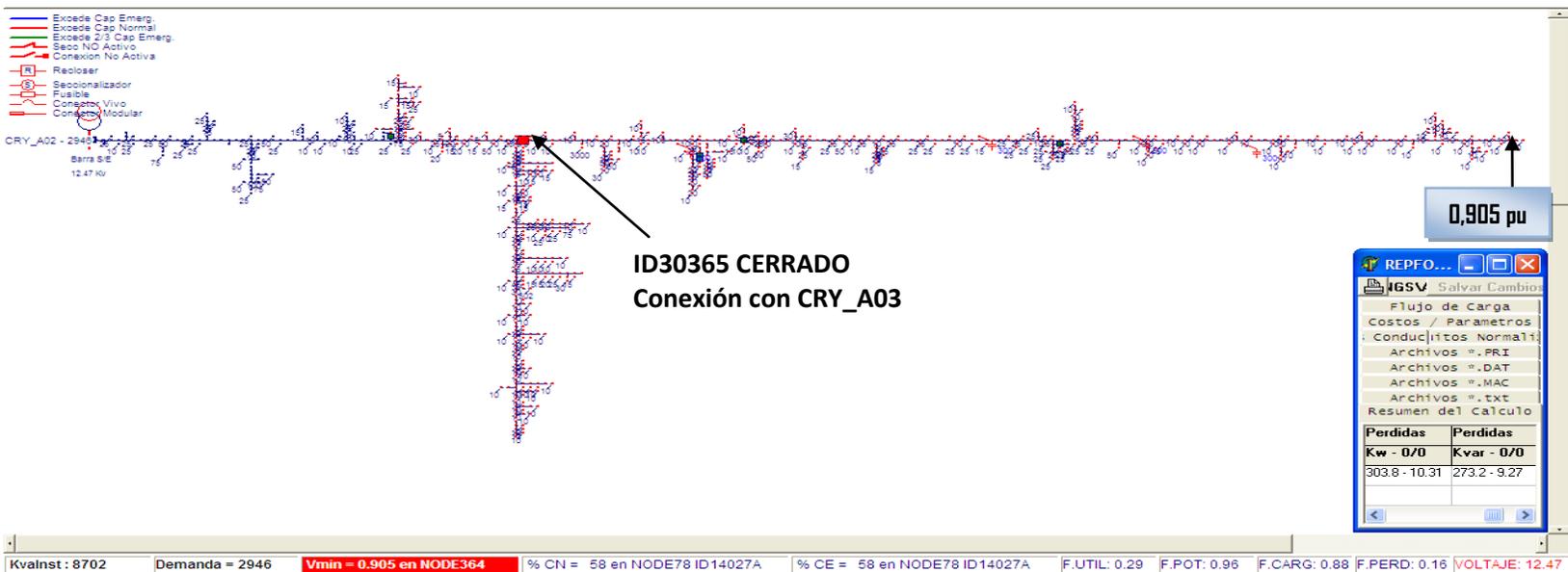


Figura R.22. CRY\_A02 después del traspaso con demanda mínima en estado actual.

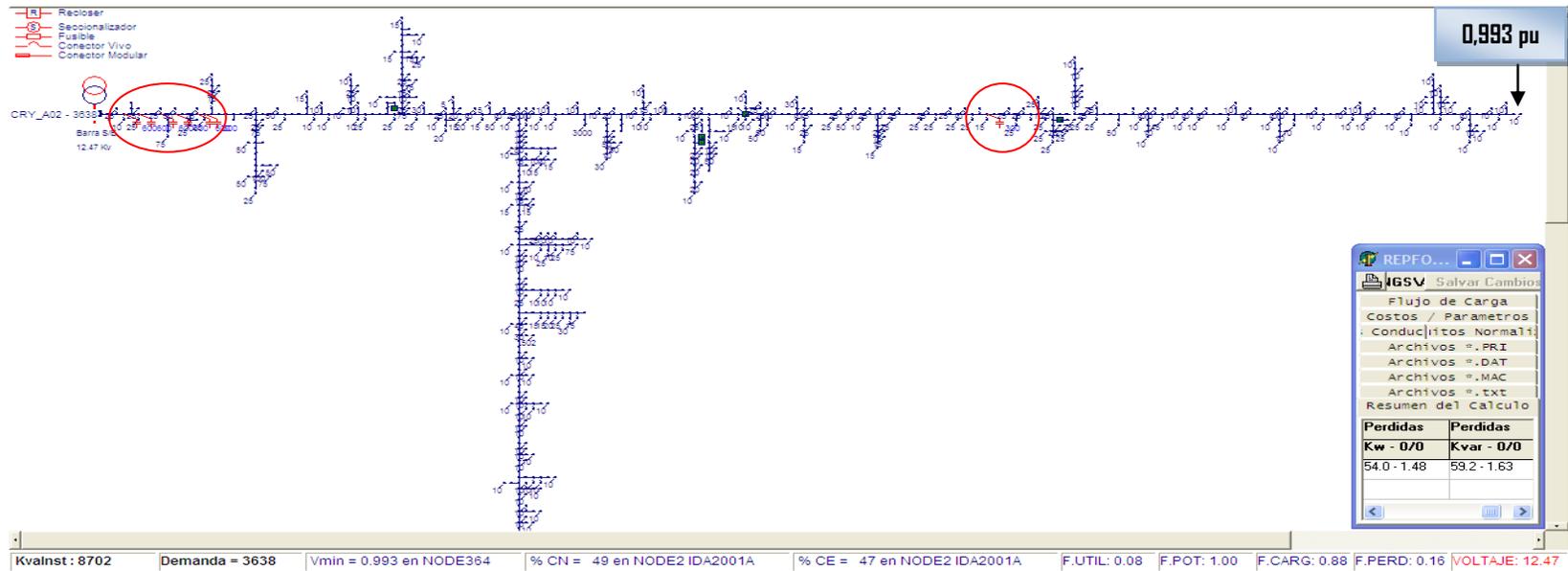


Figura R.23. CRY\_A02 con instalación de bancos de condensadores con demanda máxima en estado actual.

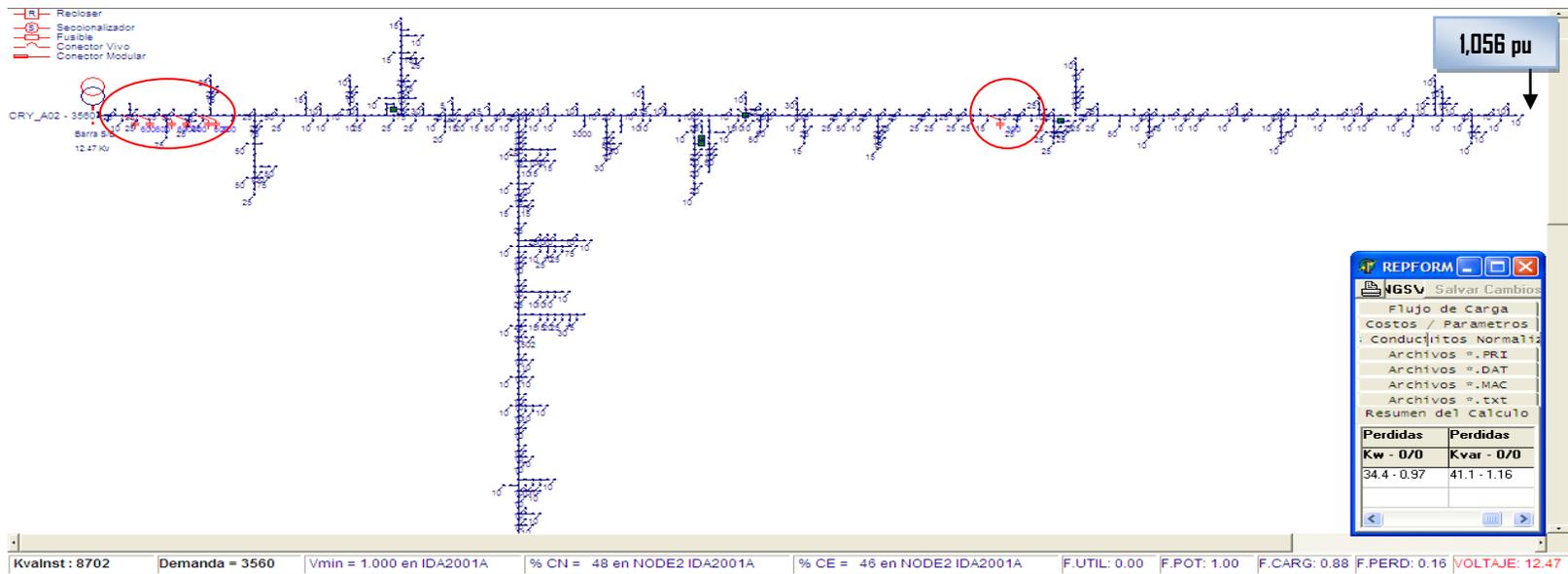
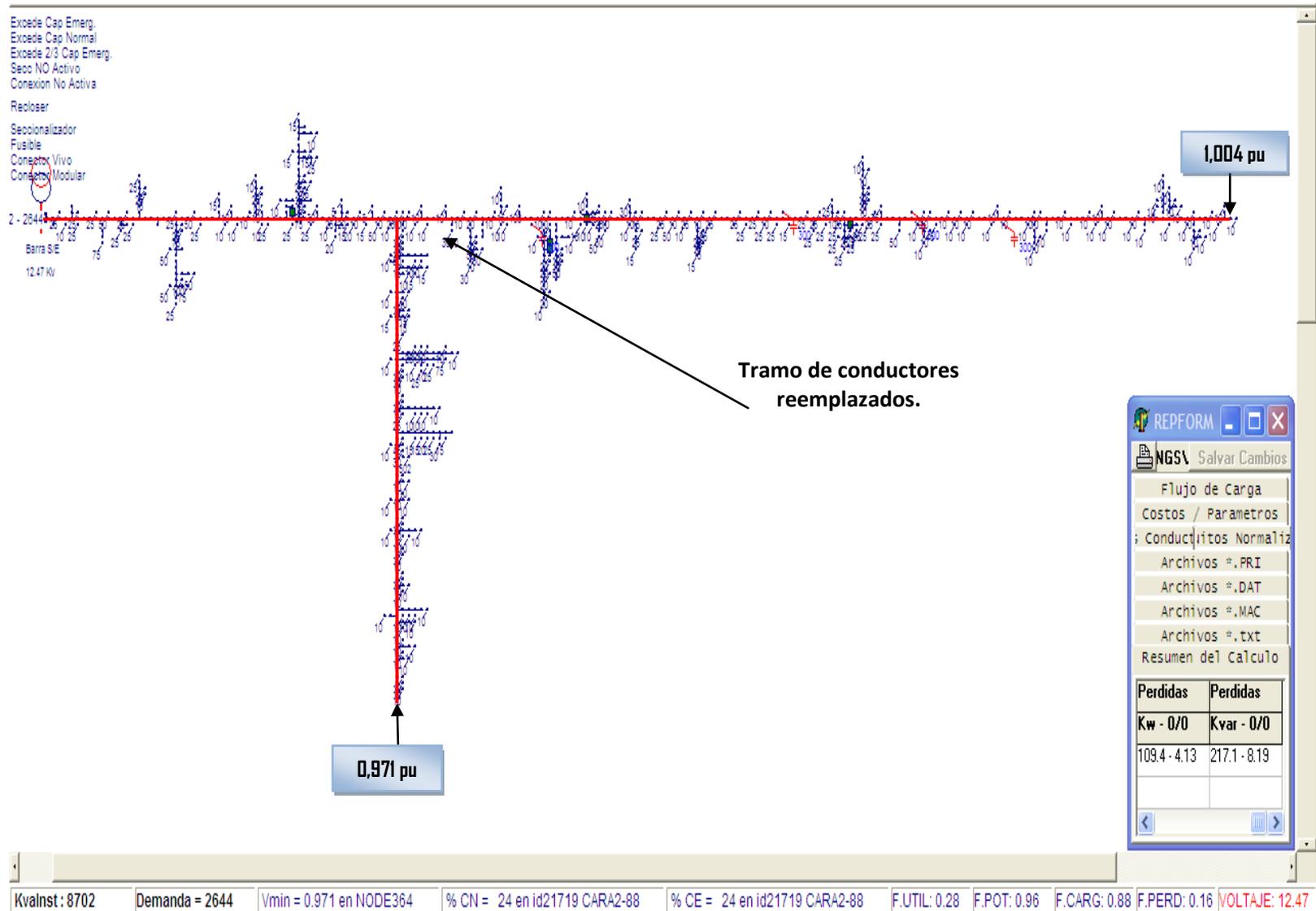


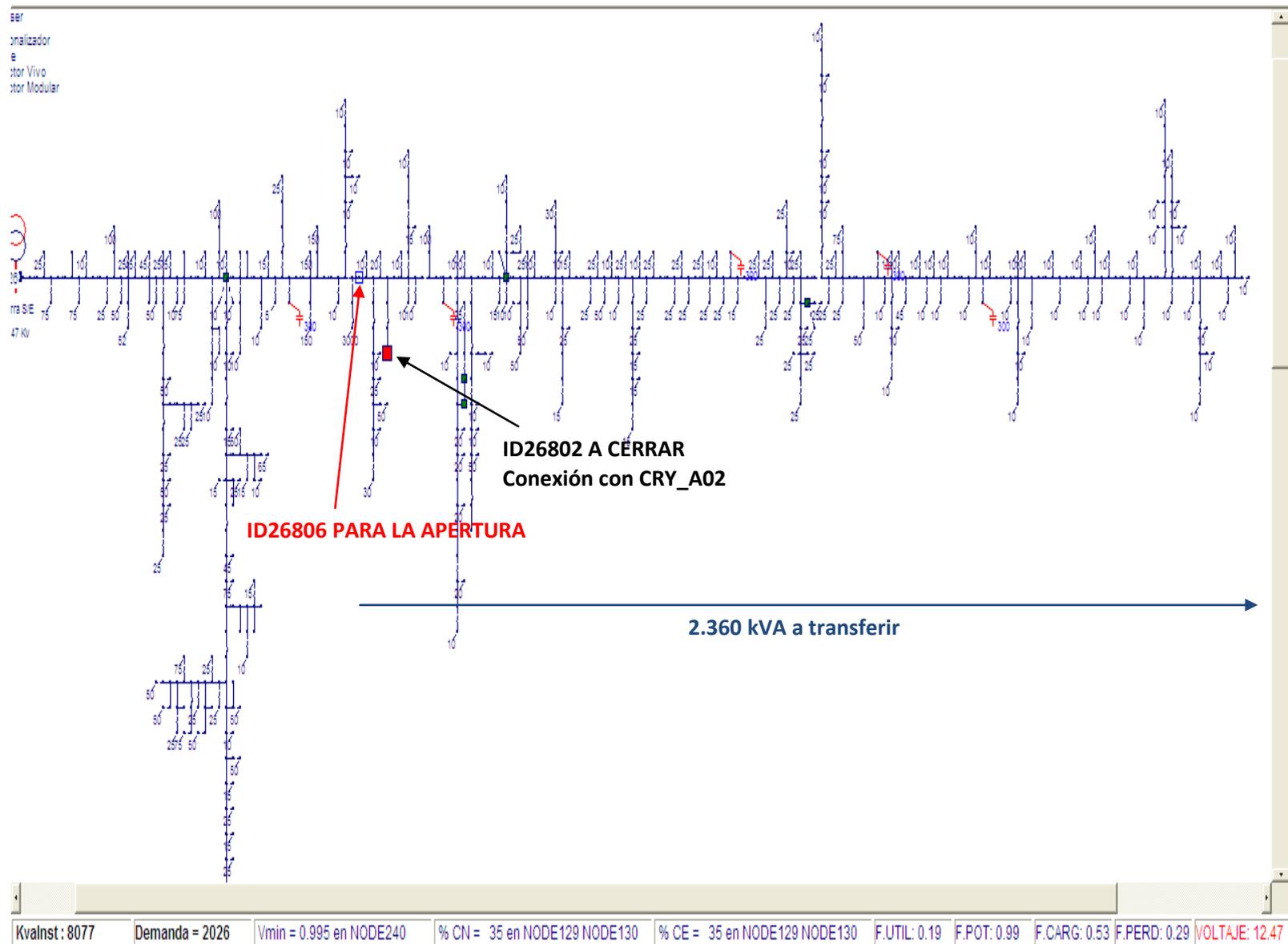
Figura R.24. CRY\_A02 con instalación de bancos de condensadores con demanda mínima en estado actual.

**Anteproyecto 8.** Traspaso de carga de 5.410kVA y 1.200kVAR del circuito CRY\_A03 al circuito receptor CRY\_A02, a través del ID30365, posteriormente se desincorporan 12.233 mts de conductor aéreo Al\_4/0AWG, 44.234 mts de conductor aéreo Al\_1/0AWG, 203 mts de conductor aéreo CU\_2AWG y 64 mts de conductor subterráneo CU\_500MCM para luego instalar 56.670 mts de conductor aéreo de Al\_400MCM y 64 mts de conductor subterráneo de CU\_750MCM para CRY\_A02.



**Figura R.25.** CRY\_A02 con instalación de conductores en estado actual.

**Anteproyecto 9.** Traspaso de carga de 2.360kVA y 1.200kVAR del circuito CRY\_A03 al circuito receptor CRY\_A02, a través del ID26802, posteriormente se reubican 4 bancos de condensadores de 300kVAR y se instalan 2 bancos nuevos de 600kVAR para CRY\_A02.



**Figura R.26.** CRY\_A03 antes del traspaso en estado actual.

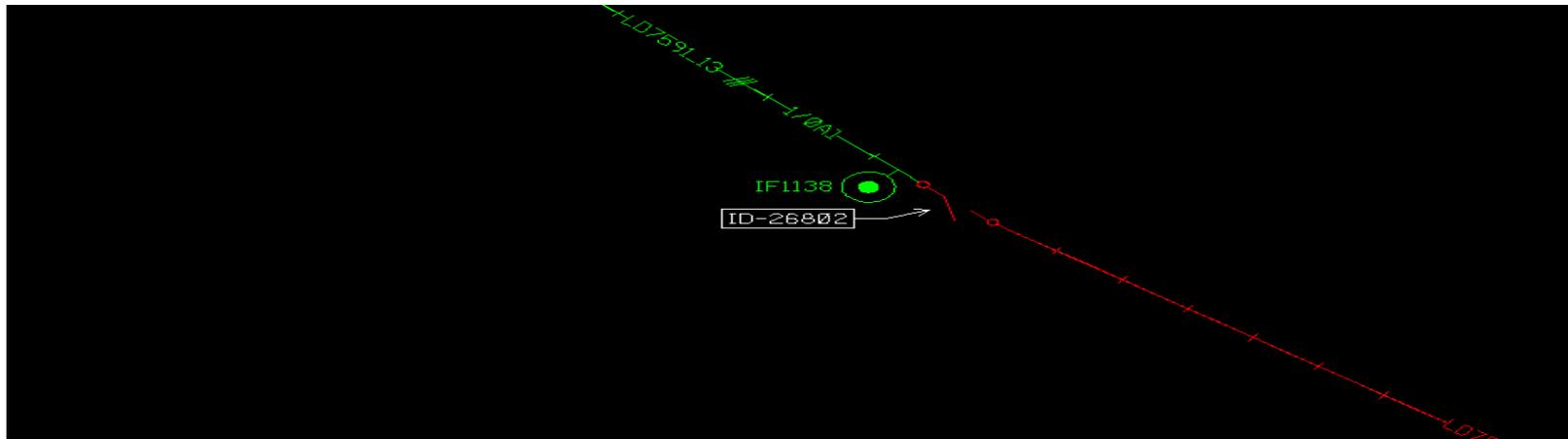


Figura R.27. ID26802 en CRY\_A03 como anteproyecto de traspaso de carga de 2.360kVA y 1.200kVAr del circuito CRY\_A03 al circuito receptor CRY\_A02.

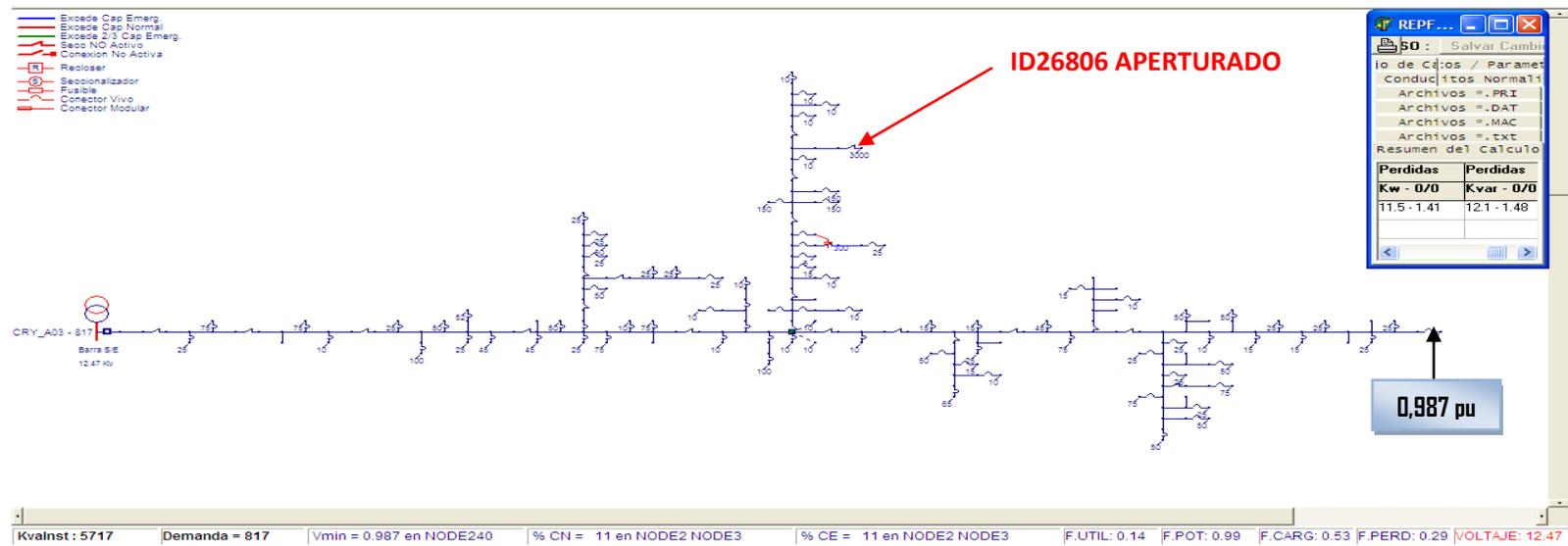


Figura R.28. CRY\_A03 después del traspaso con demanda máxima en estado actual.

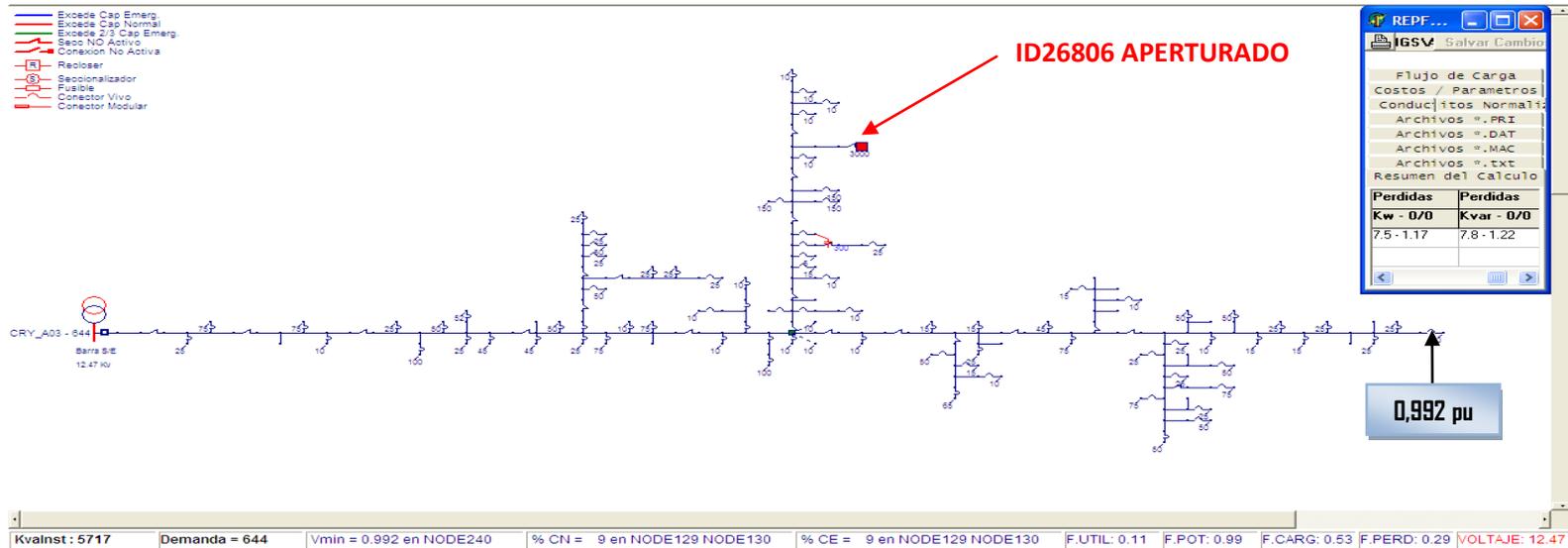


Figura R.29. CRY\_A03 después del traspaso con demanda mínima en estado actual.

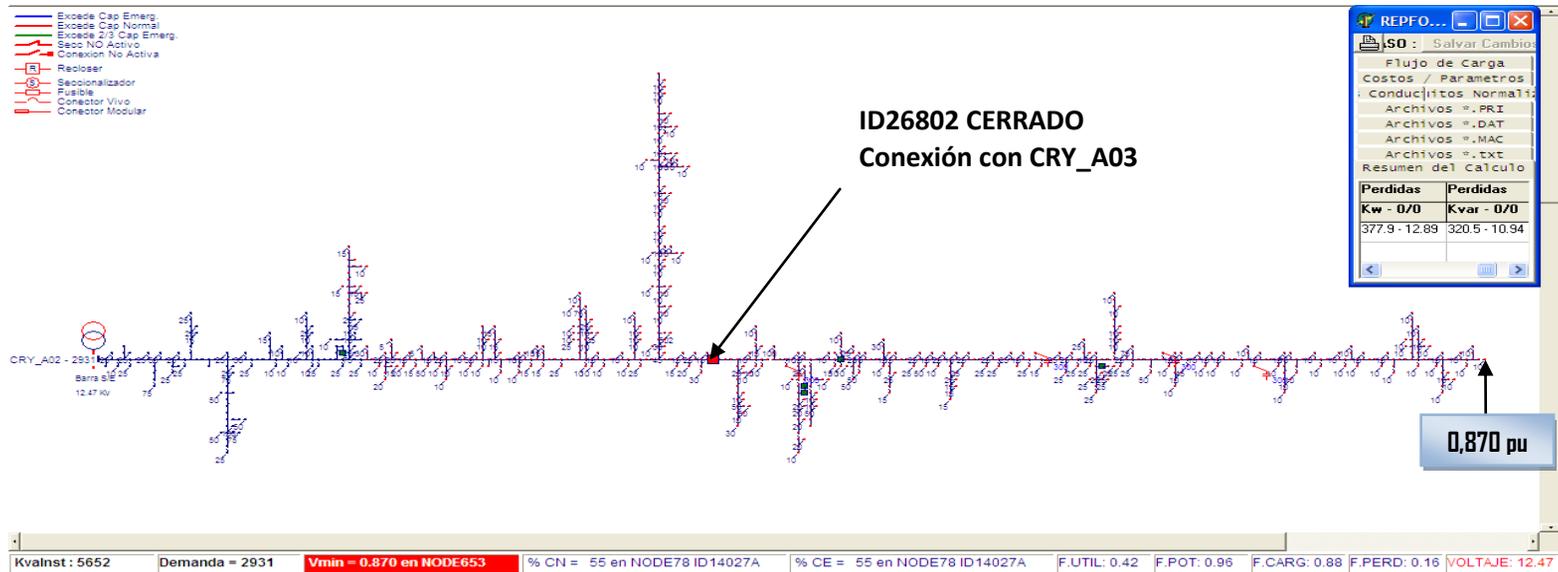


Figura R.30. CRY\_A02 después del traspaso con demanda máxima en estado actual.

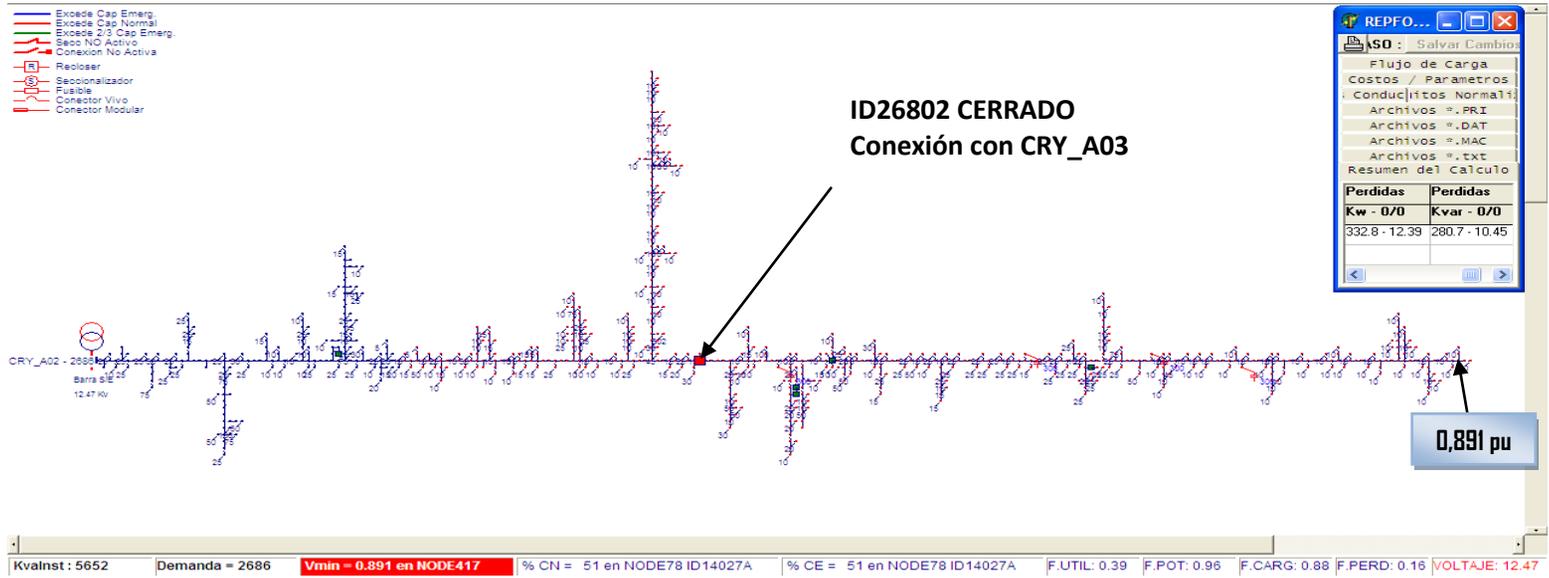


Figura R.31. CRY\_A02 después del traspaso con demanda mínima en estado actual.

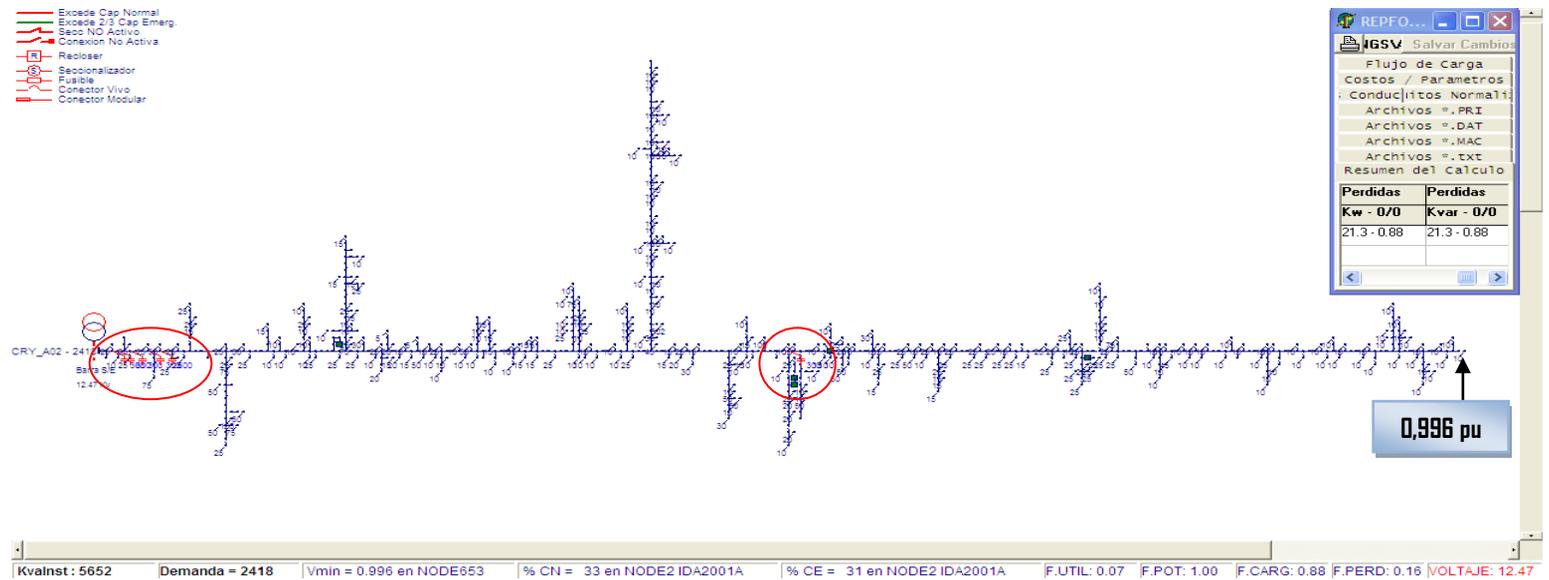


Figura R.32. CRY\_A02 con instalación de bancos de condensadores con demanda máxima en estado actual.

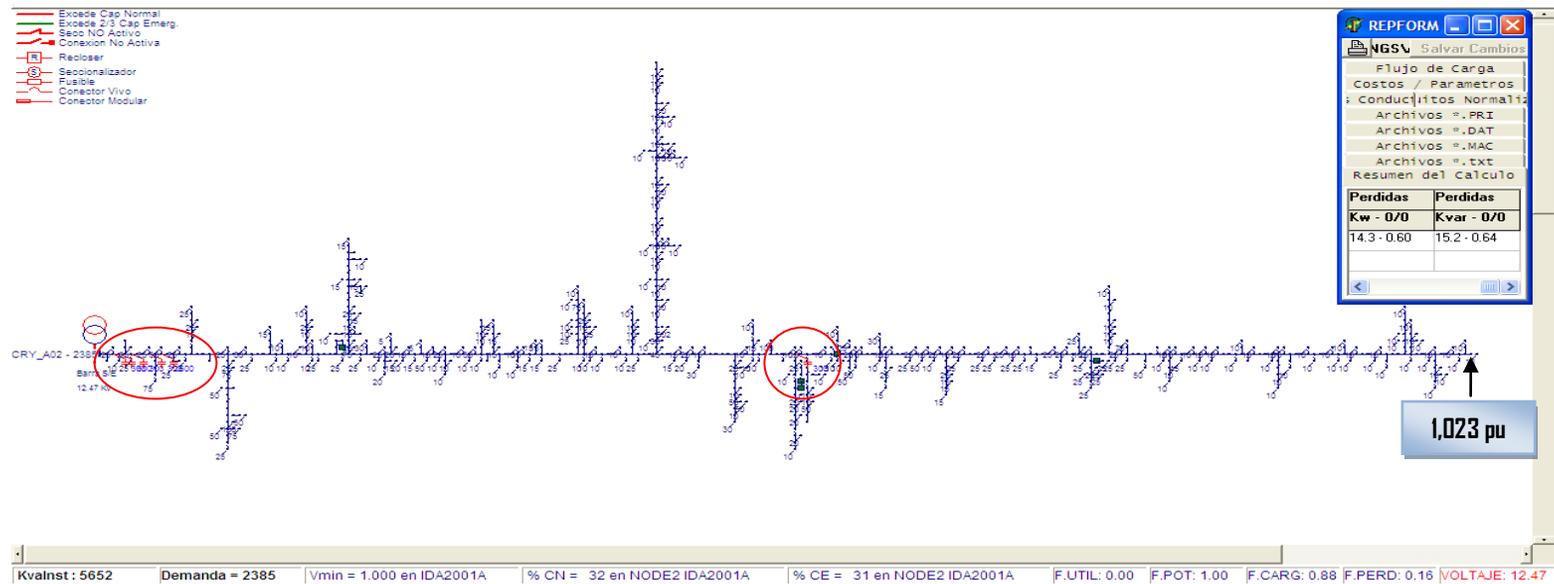


Figura R.33. CRY\_A02 con instalación de bancos de condensadores con demanda mínima en estado actual.

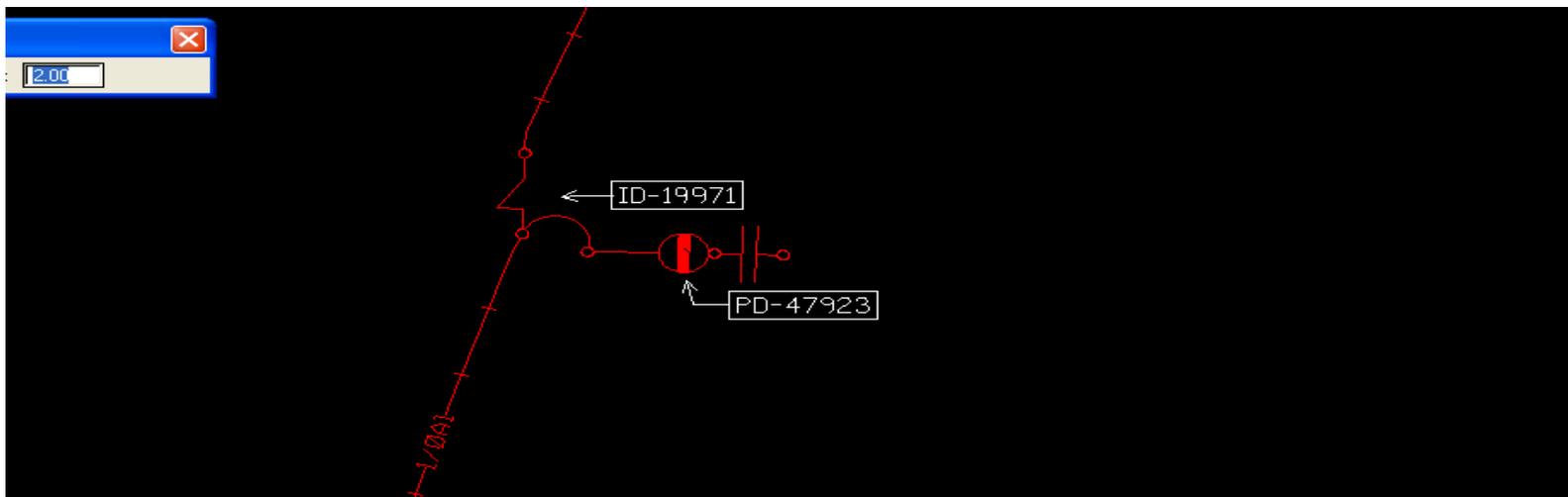


Figura R.34. Ubicación de 1 banco de condensadores de 300kVAR antes de la reubicación en el anteproyecto de reubicación de 4 bancos de condensadores de 300kVA y e instalación de 2 bancos nuevos de 600kVA para el CRY\_A02.

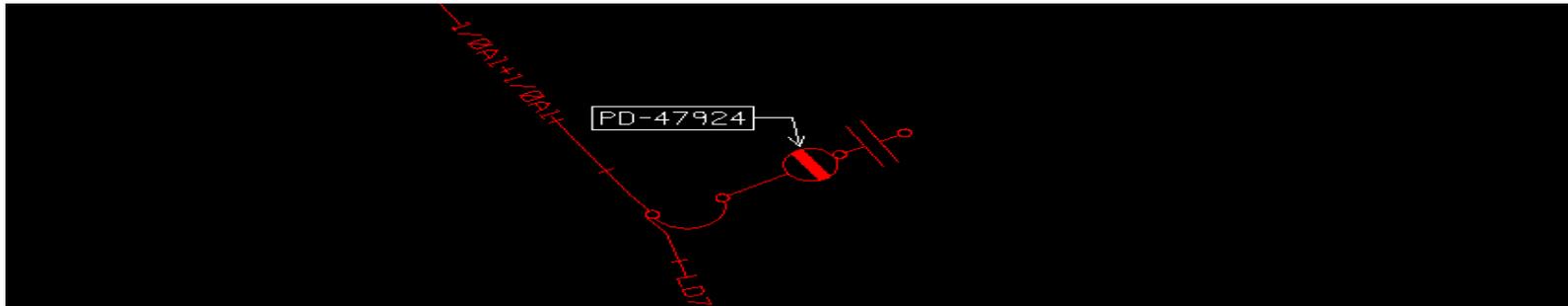


Figura R.35. Ubicación de 1 banco de condensadores de 300kVAR antes de la reubicación en el anteproyecto de reubicación de 4 bancos de condensadores de 300kVA y e instalación de 2 bancos nuevos de 600kVA para el CRY\_A02.

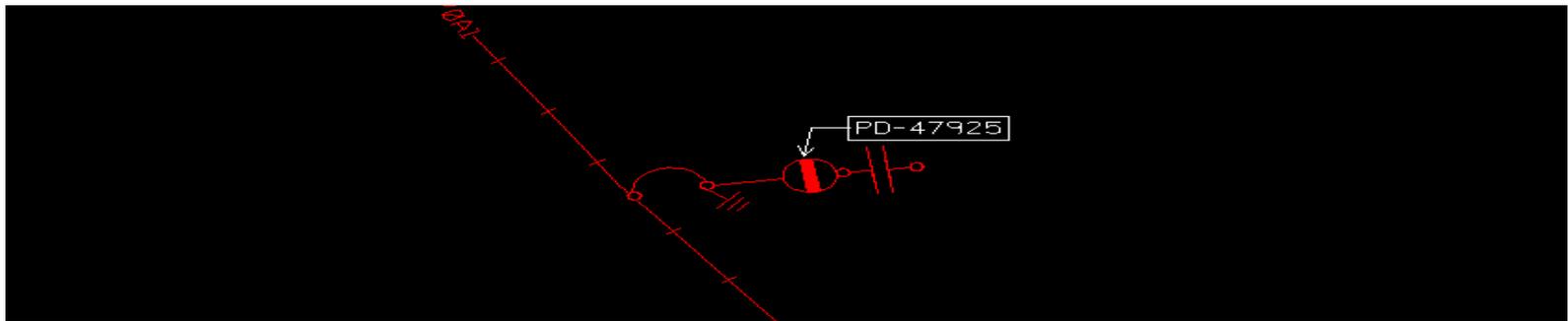


Figura R.36. Ubicación de 1 banco de condensadores de 300kVAR antes de la reubicación en el anteproyecto de reubicación de 4 bancos de condensadores de 300kVA y e instalación de 2 bancos nuevos de 600kVA para el CRY\_A02.

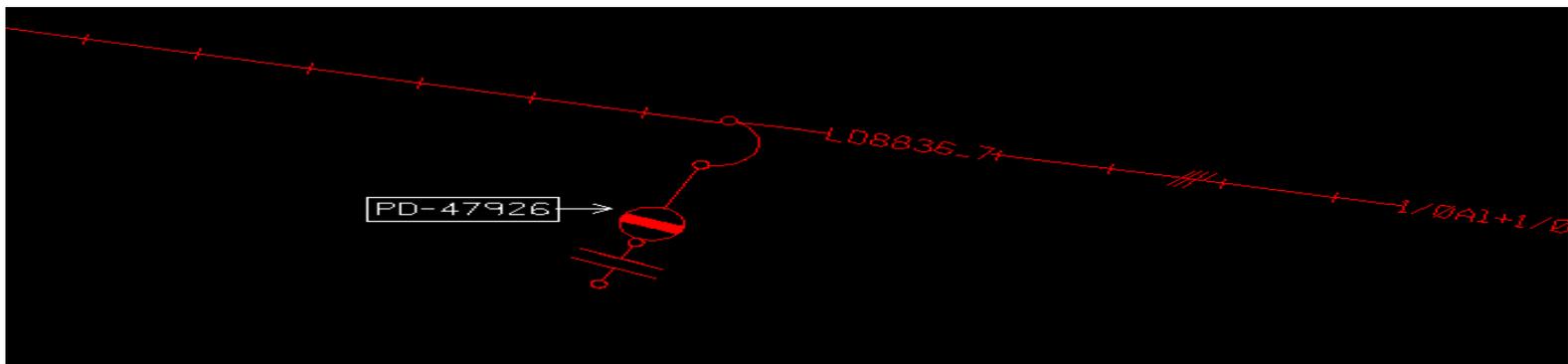


Figura R.37. Ubicación de 1 banco de condensadores de 300kVAR antes de la reubicación en el anteproyecto de reubicación de 4 bancos de condensadores de 300kVA y e instalación de 2 bancos nuevos de 600kVA para el CRY\_A02.

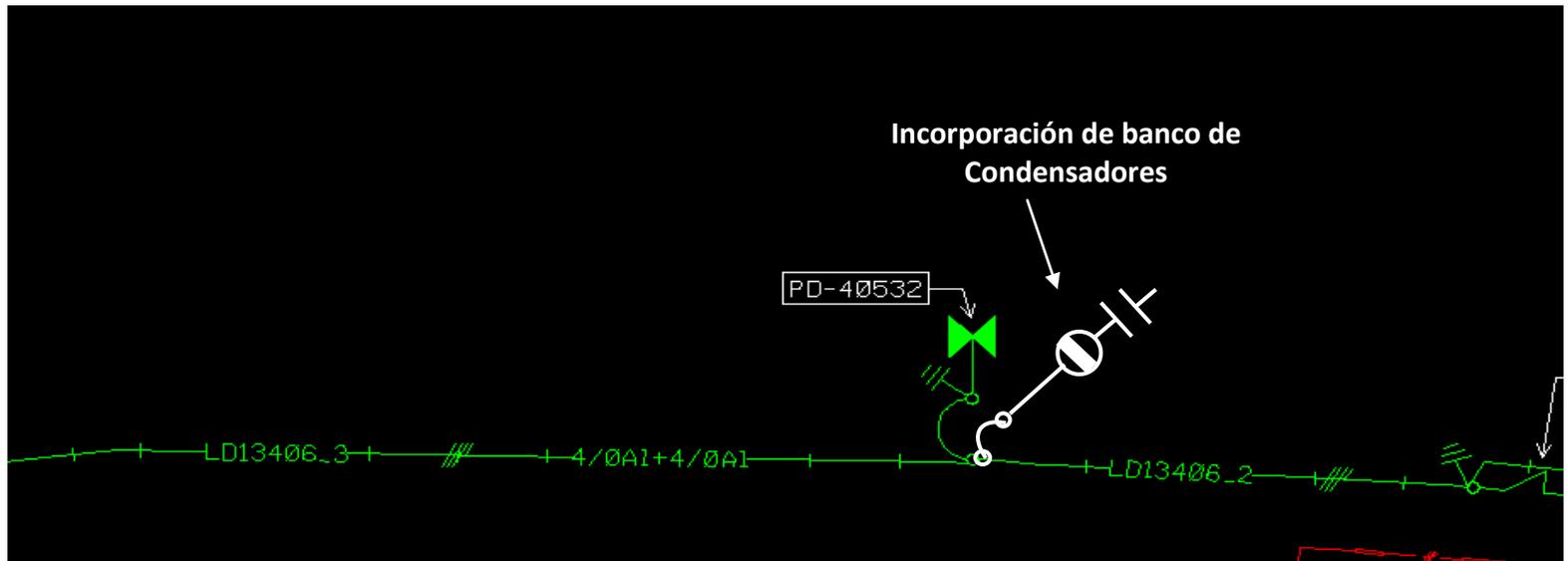


Figura R.38. Ubicación de 1 banco de condensadores de 300kVAr reubicado en el anteproyecto de reubicación de 4 bancos de condensadores de 300kVA y e instalación de 2 bancos nuevos de 600kVA para el CRY\_A02.

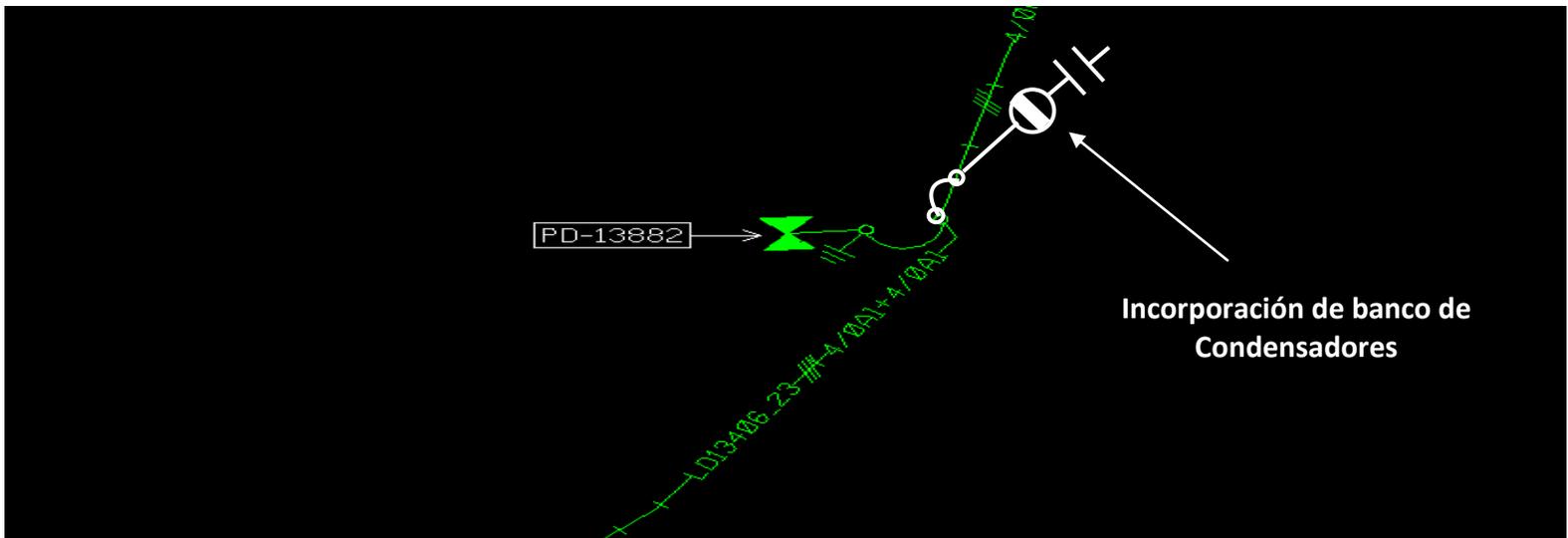


Figura R.39. Ubicación de 1 banco de condensadores de 300kVAr reubicado en el anteproyecto de reubicación de 4 bancos de condensadores de 300kVA y e instalación de 2 bancos nuevos de 600kVA para el CRY\_A02.

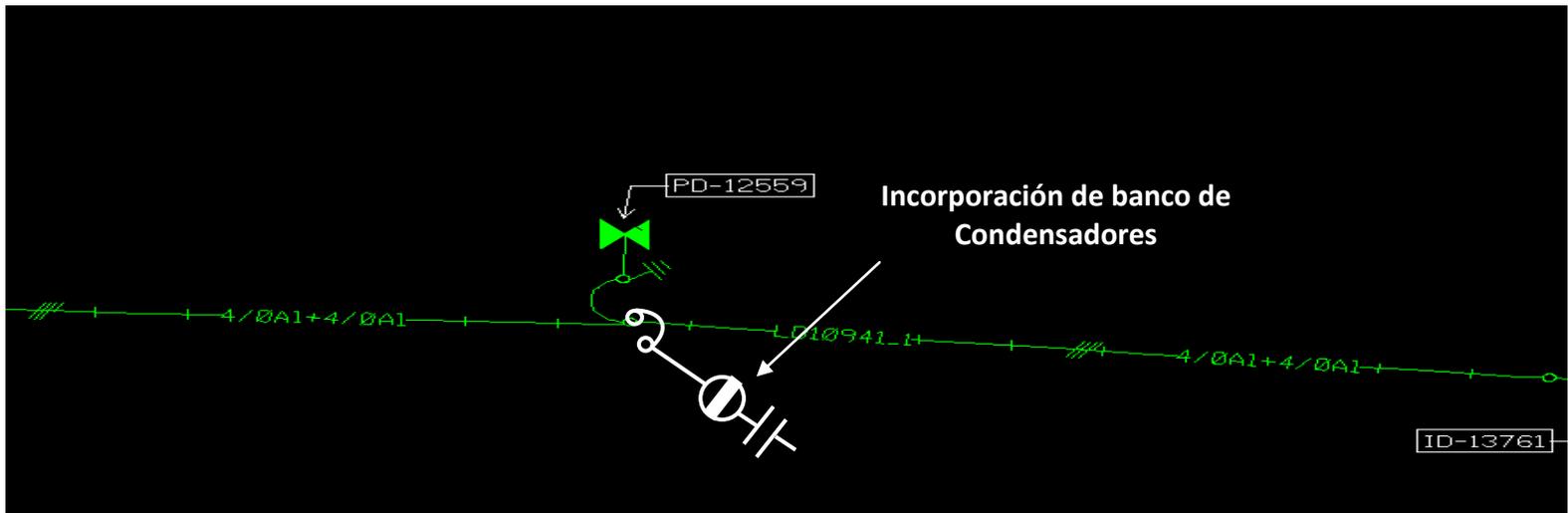


Figura R.40. Ubicación de 1 banco de condensadores de 300kVAr reubicado en el anteproyecto de reubicación de 4 bancos de condensadores de 300kVA y e instalación de 2 bancos nuevos de 600kVA para el CRY\_A02.

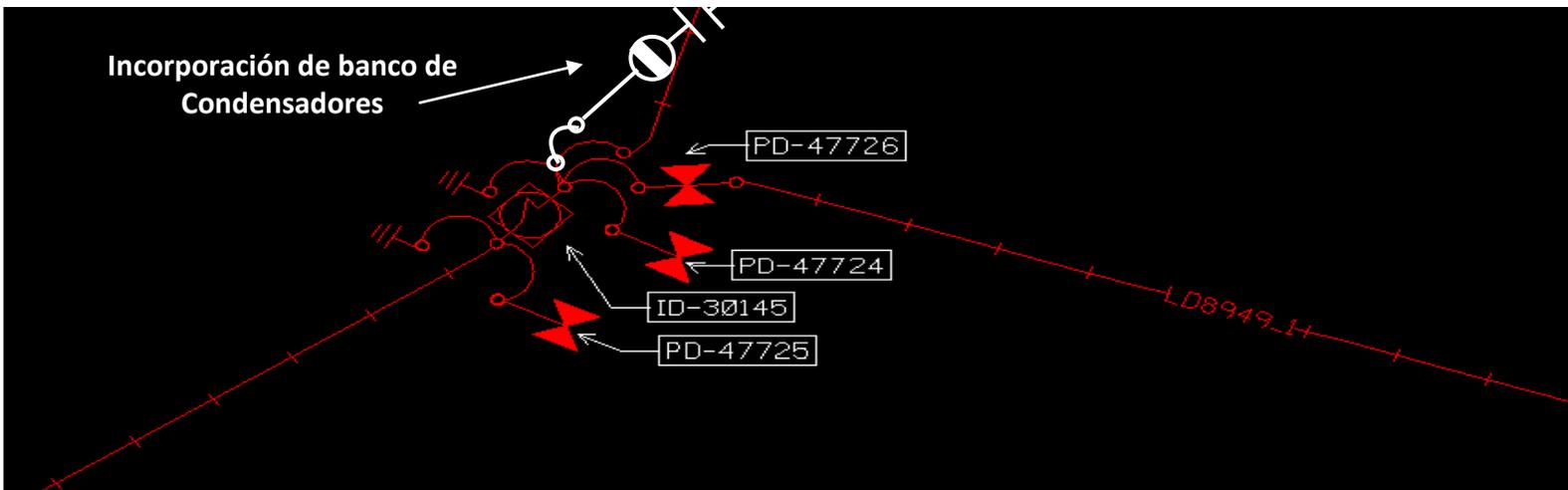


Figura R.41. Ubicación de 1 banco de condensadores de 300kVAr reubicado en el anteproyecto de reubicación de 4 bancos de condensadores de 300kVA y e instalación de 2 bancos nuevos de 600kVA para el CRY\_A02.

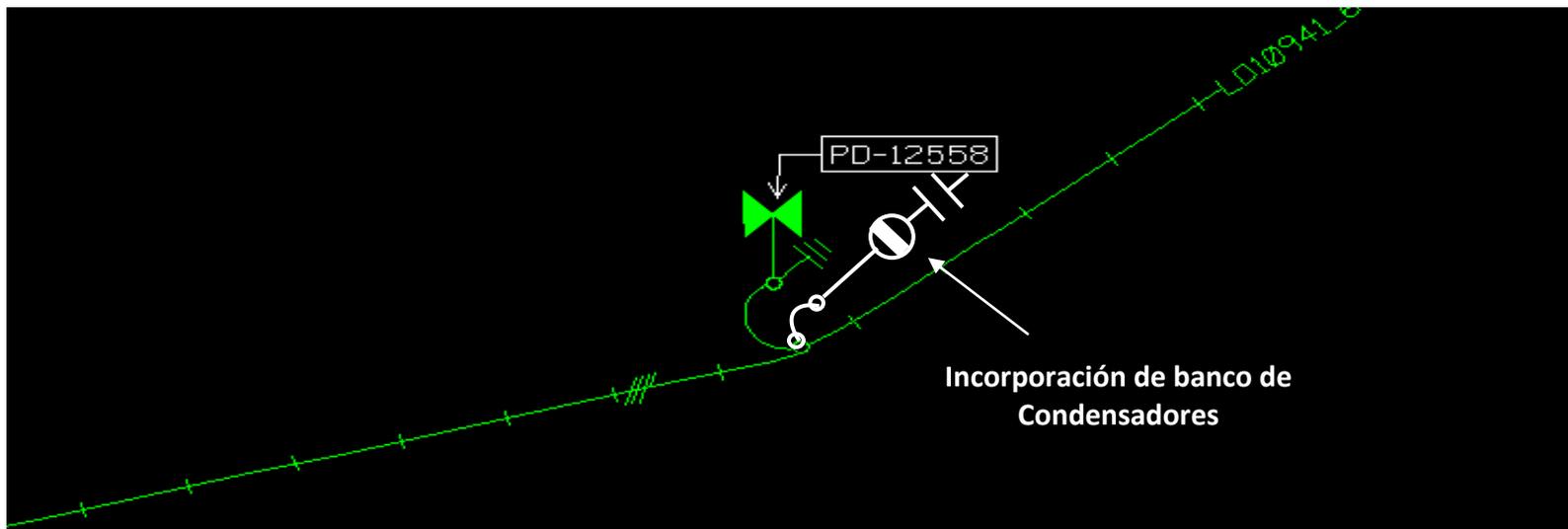


Figura R.42. Ubicación de 1 banco de condensadores de 600kVAr instalado en el anteproyecto de reubicación de 4 bancos de condensadores de 300kVA y e instalación de 2 bancos nuevos de 600kVA para el CRY\_A02.

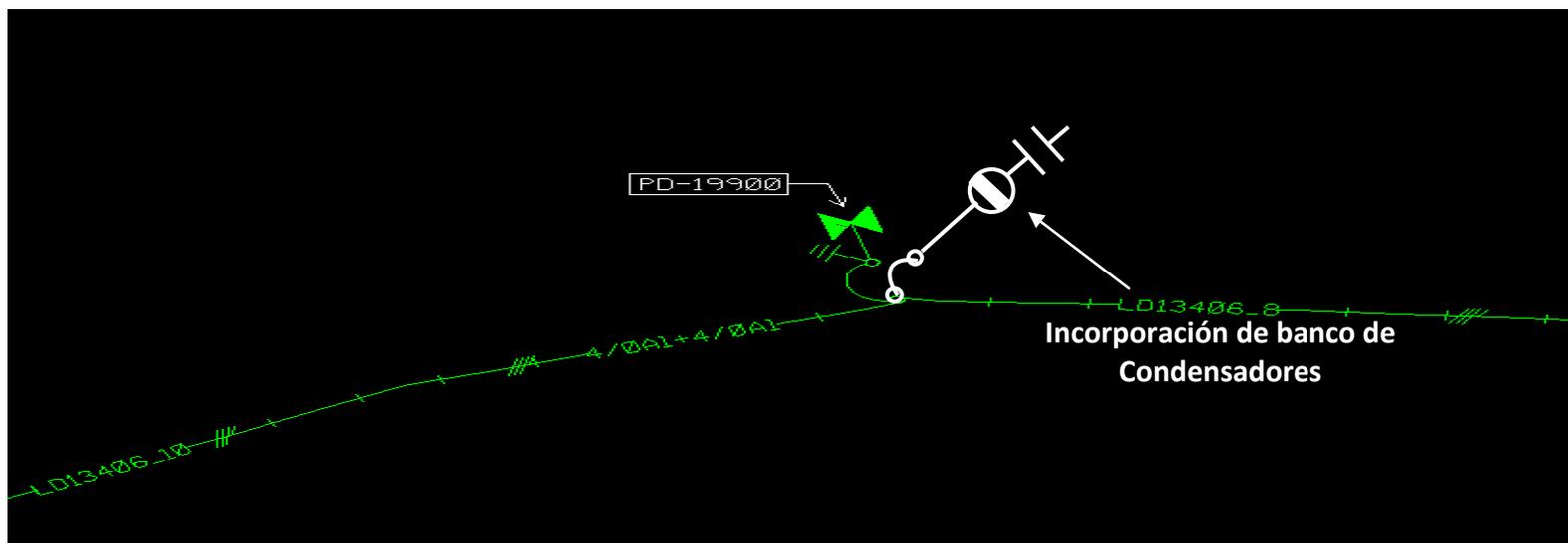
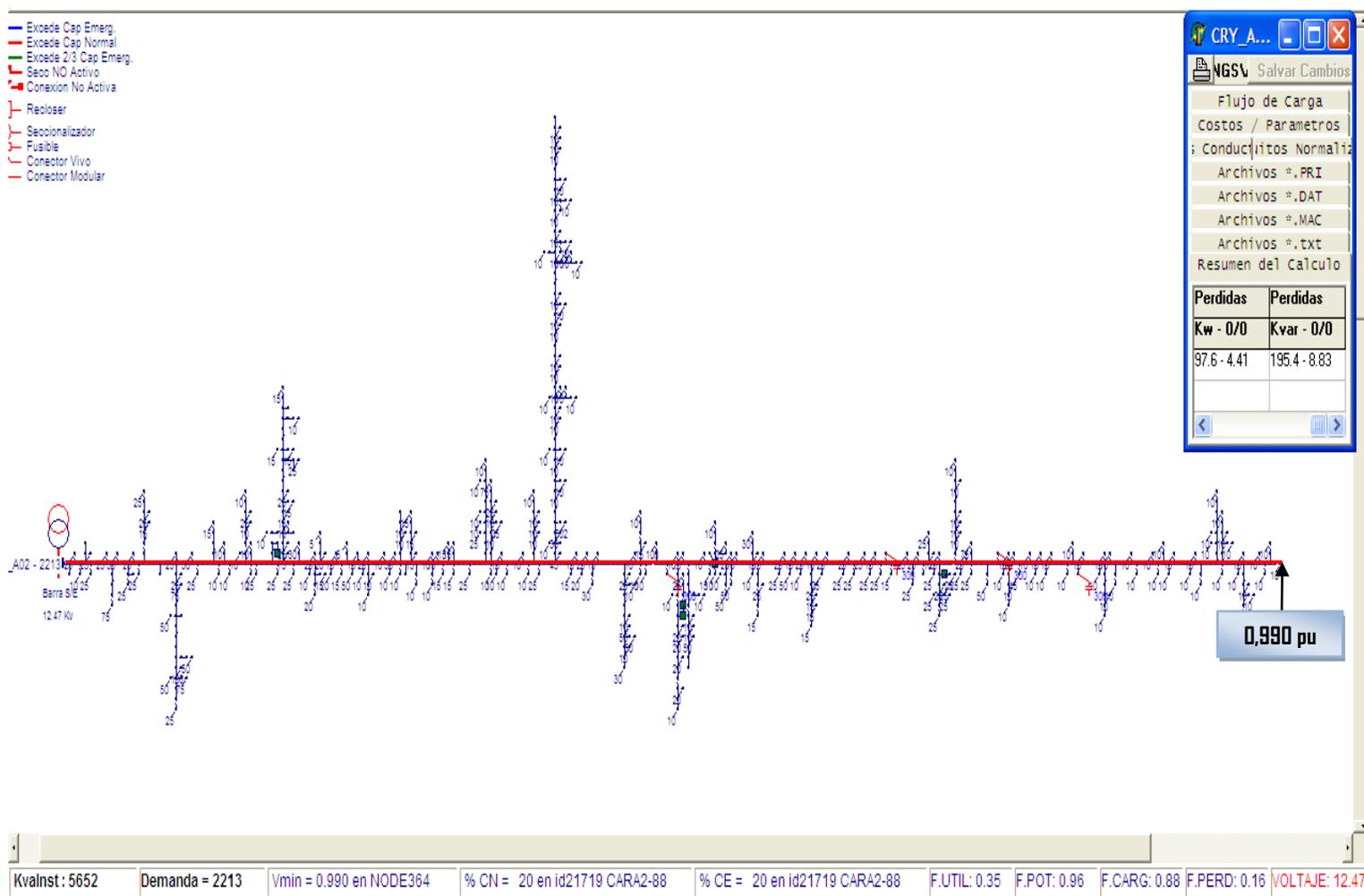


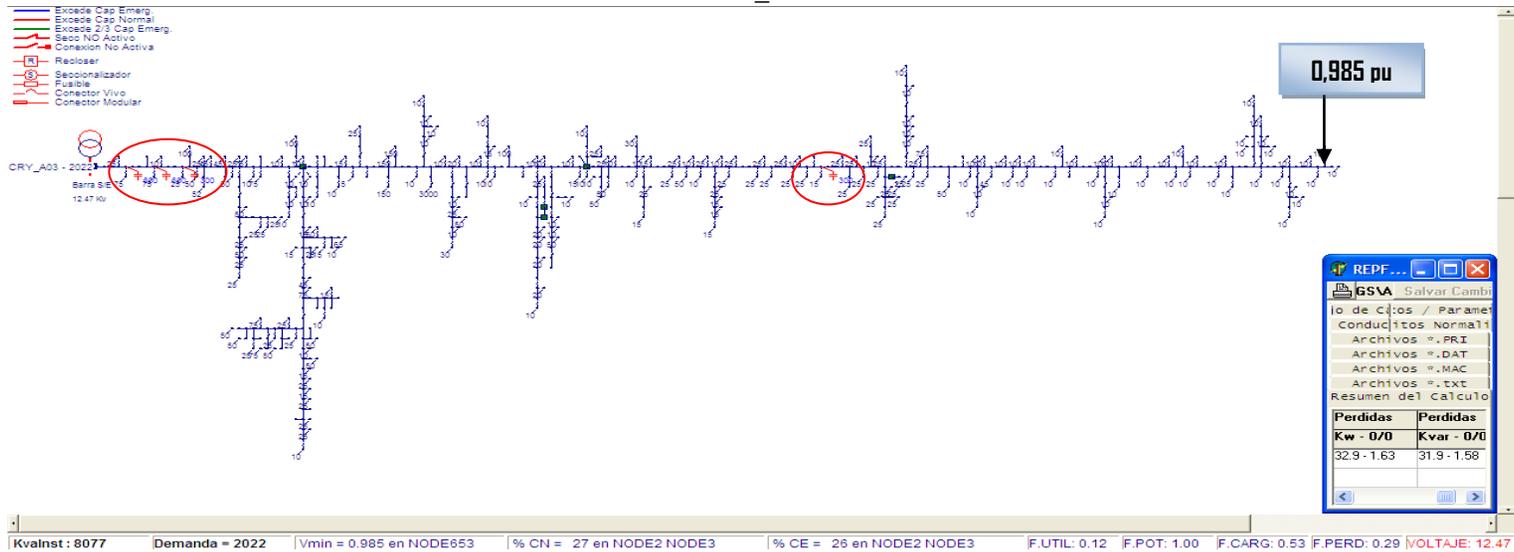
Figura R.43. Ubicación de 1 banco de condensadores de 600kVAr instalado en el anteproyecto de reubicación de 4 bancos de condensadores de 300kVA y e instalación de 2 bancos nuevos de 600kVA para el CRY\_A02.

**Anteproyecto 10.** Traspaso de carga de 2.360kVA y 1.200kVAr del circuito CRY\_A03 al circuito receptor CRY\_A02, a través del ID26802, posteriormente se desincorporan 6.471 mts de conductor aéreo Al<sub>4</sub>/0AWG, 34.009 mts de conductor aéreo Al<sub>1</sub>/0AWG, 203 mts de conductor aéreo CU<sub>2</sub>AWG y 64 mts de conductor subterráneo CU<sub>500</sub>MCM para luego instalar 40.683 mts de conductor aéreo de AL<sub>400</sub>MCM y 64 mts de conductor subterráneo de CU<sub>750</sub>MCM para CRY\_A02.

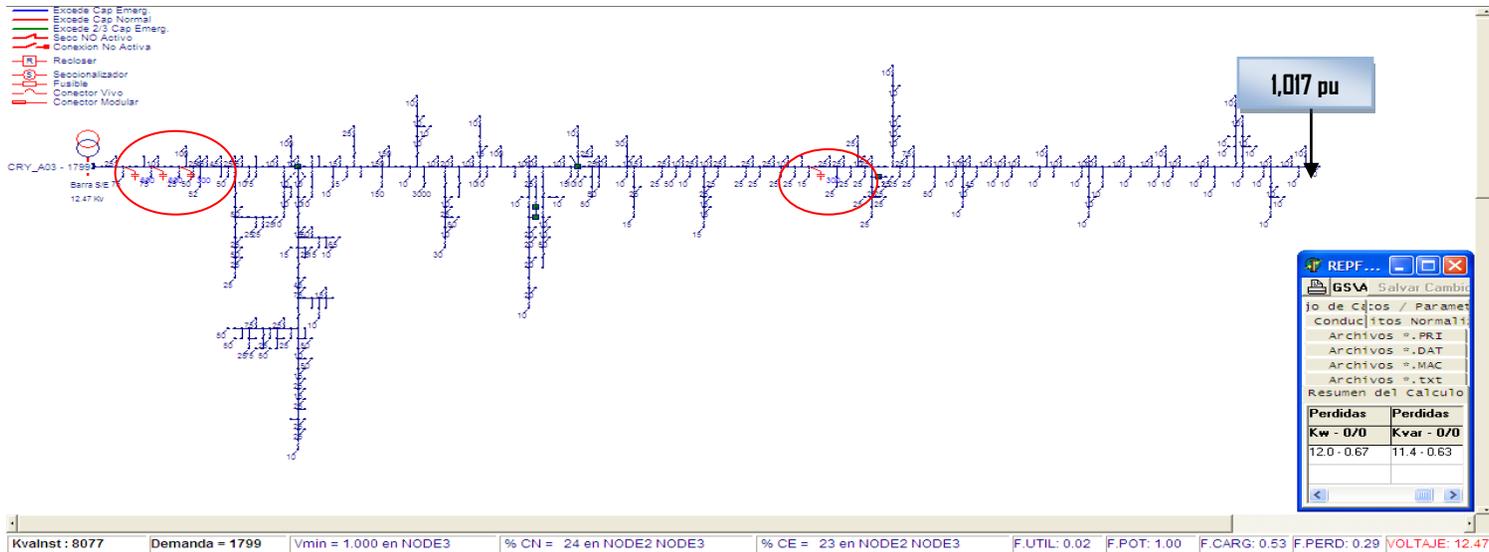


**Figura R.44. CRY\_A02 con instalación de conductores en estado actual.**

**Anteproyecto 11.** Se desincorporan 3 bancos de condensadores de 300kVAr, se reubican 2 bancos de 300kVAr y se instalan 2 bancos nuevos de 600kVAr para el CRY\_A03.



**Figura R.45.** CRY\_A03 con instalación de bancos de condensadores con demanda máxima en estado actual.



**Figura R.46.** CRY\_A03 con instalación de bancos de condensadores con demanda mínima en estado actual.

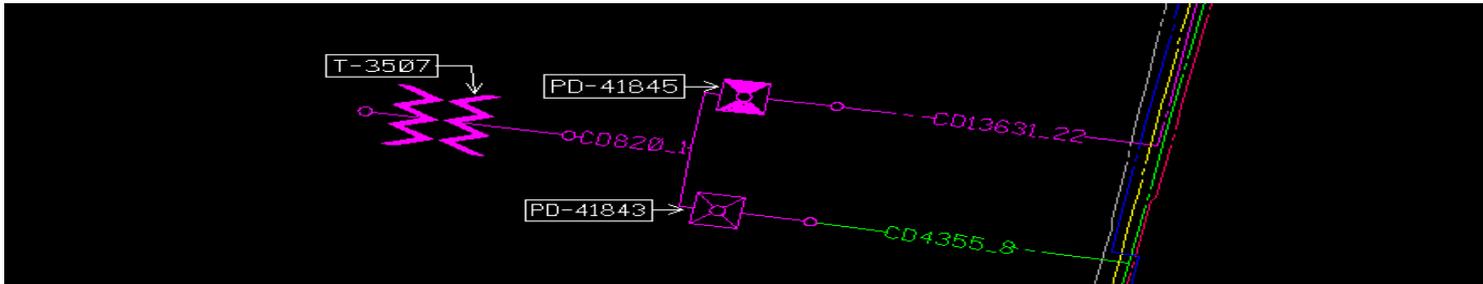


Figura R.47. Ubicación de 1 banco de condensadores de 300kVAR a desincorporar en el anteproyecto de desincorporación de 3 bancos de condensadores de 300kVA, reubicación de 2 bancos de condensadores de 300kVA e instalación de 2 bancos nuevos de 600kVA para el CRY\_A03.

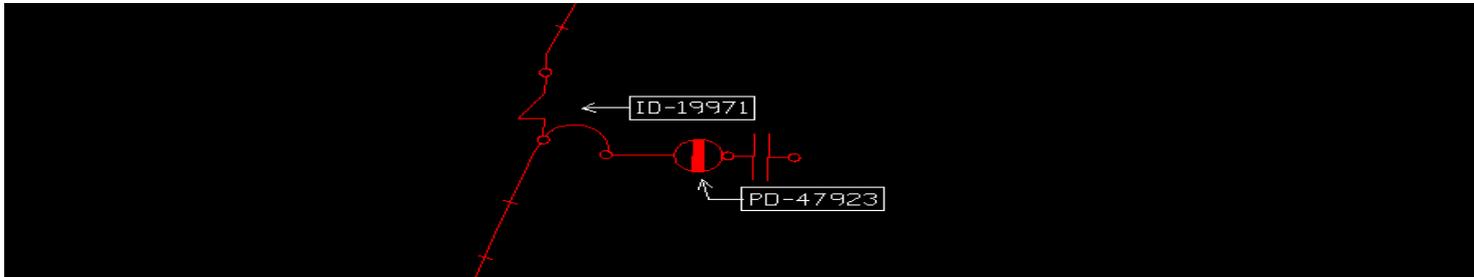


Figura R.48. Ubicación de 1 banco de condensadores de 300kVAR a desincorporar en el anteproyecto de desincorporación de 3 bancos de condensadores de 300kVA, reubicación de 2 bancos de condensadores de 300kVA e instalación de 2 bancos nuevos de 600kVA para el CRY\_A03.

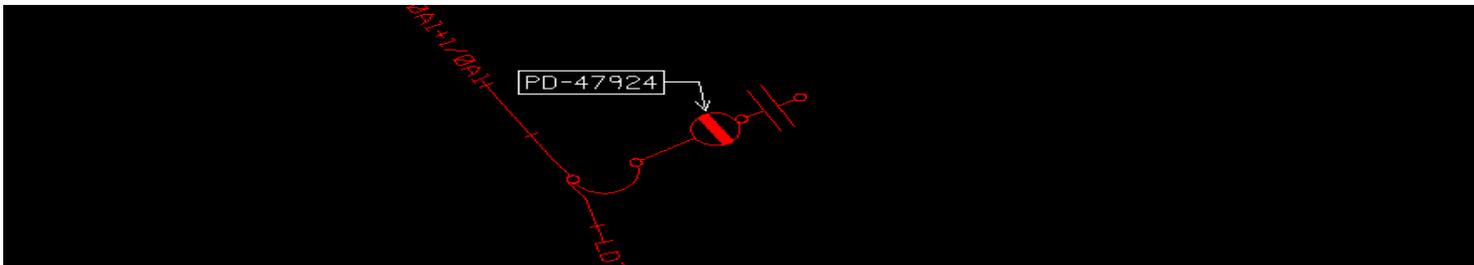


Figura R.49. Ubicación de 1 banco de condensadores de 300kVAR a desincorporar en el anteproyecto de desincorporación de 3 bancos de condensadores de 300kVA, reubicación de 2 bancos de condensadores de 300kVA e instalación de 2 bancos nuevos de 600kVA para el CRY\_A03.

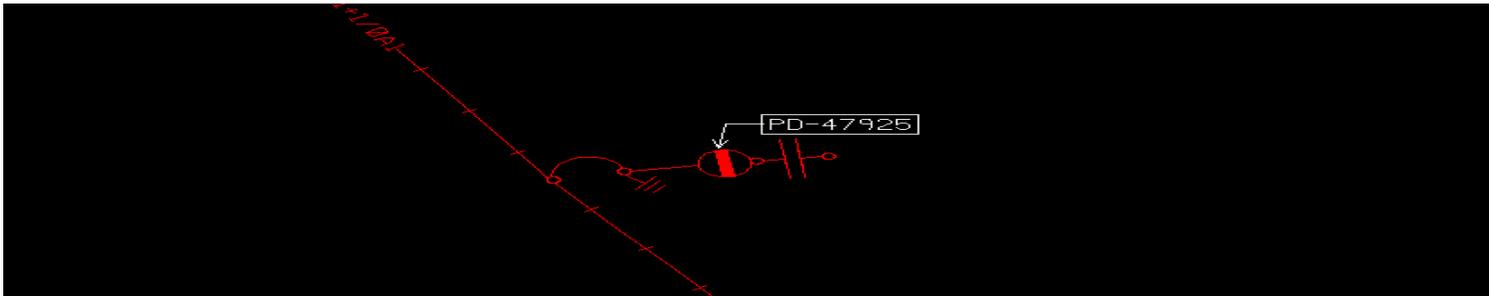


Figura R.50. Ubicación de 1 banco de condensadores de 300kVAr antes de reubicar en el anteproyecto de desincorporación de 3 bancos de condensadores de 300kVA, reubicación de 2 bancos de condensadores de 300kVA e instalación de 2 bancos nuevos de 600kVA para el CRY\_A03.

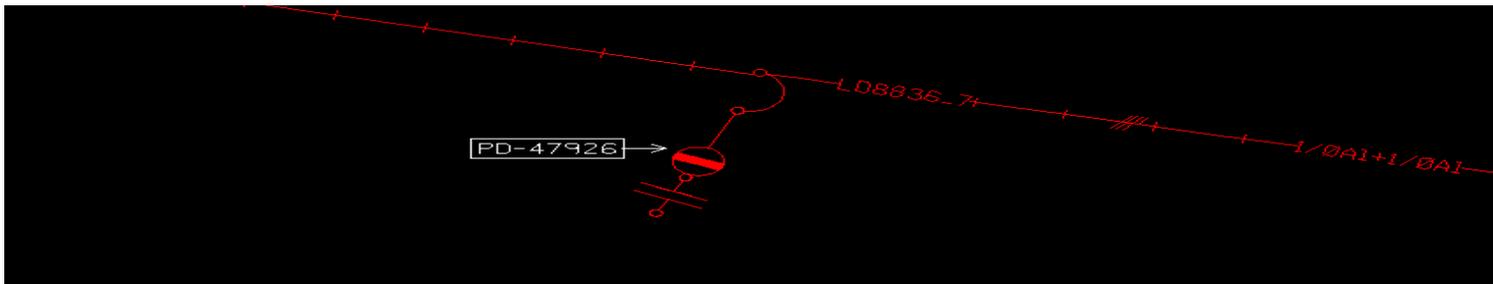


Figura R.51. Ubicación de 1 banco de condensadores de 300kVAr antes de reubicar en el anteproyecto de desincorporación de 3 bancos de condensadores de 300kVA, reubicación de 2 bancos de condensadores de 300kVA e instalación de 2 bancos nuevos de 600kVA para el CRY\_A03.



Figura R.52. Ubicación de 1 banco de condensadores de 300kVAr reubicado en el anteproyecto de desincorporación de 3 bancos de condensadores de 300kVA, reubicación de 2 bancos de condensadores de 300kVA e instalación de 2 bancos nuevos de 600kVA para el CRY\_A03.

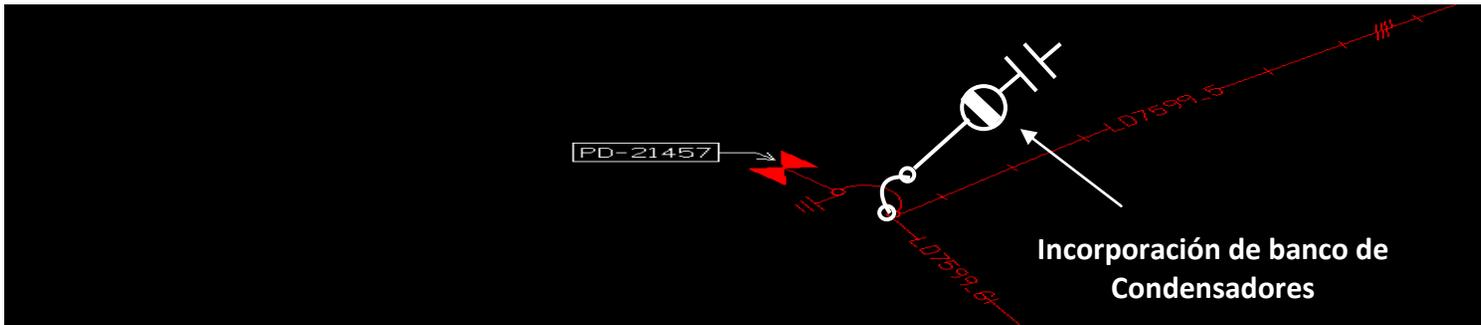


Figura R.53. Ubicación de 1 banco de condensadores de 300kVAr reubicado en el anteproyecto de desincorporación de 3 bancos de condensadores de 300kVA, reubicación de 2 bancos de condensadores de 300kVA e instalación de 2 bancos nuevos de 600kVA para el CRY\_A03.

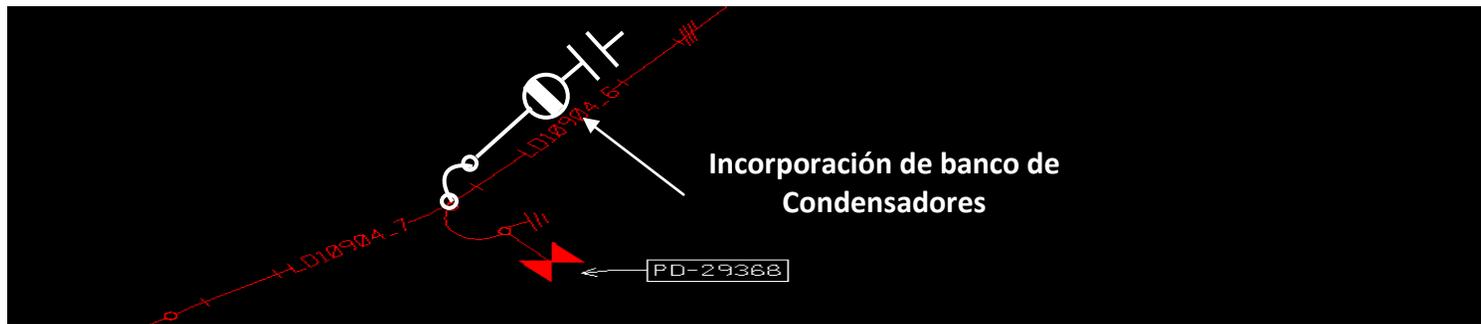


Figura R.54. Ubicación de 1 banco de condensadores de 600kVAr instalado en el anteproyecto de desincorporación de 3 bancos de condensadores de 300kVA, reubicación de 2 bancos de condensadores de 300kVA e instalación de 2 bancos nuevos de 600kVA para el CRY\_A03.

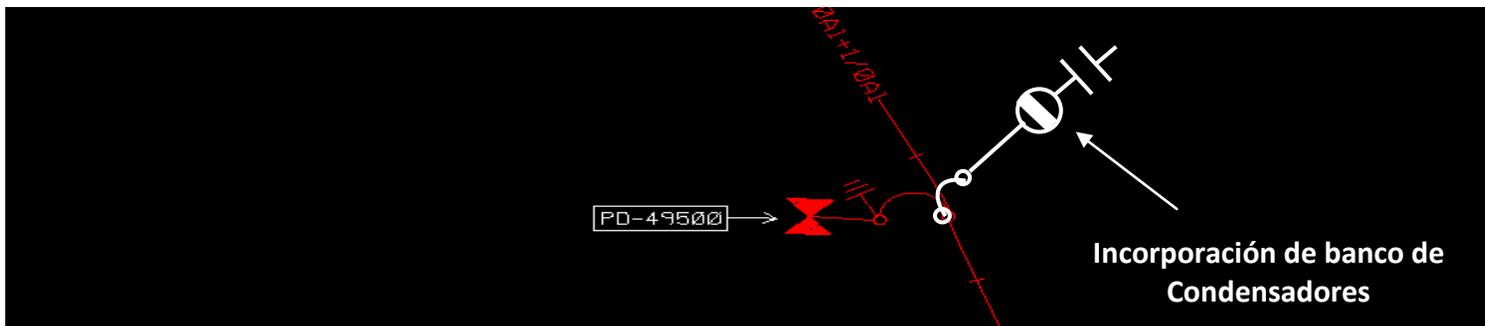


Figura R.55. Ubicación de 1 banco de condensadores de 600kVAr instalado en el anteproyecto de desincorporación de 3 bancos de condensadores de 300kVA, reubicación de 2 bancos de condensadores de 300kVA e instalación de 2 bancos nuevos de 600kVA para el CRY\_A03.

**Anteproyecto 12.** Se desincorporan 5.277 mts de conductor aéreo Al\_4/0AWG y 8.280 mts de conductor aéreo Al\_1/0AWG, para luego instalar 13.671 mts de conductor aéreo de Al\_400MCM y 114 mts de conductor subterráneo de CU\_750MCM para CRY\_A03.

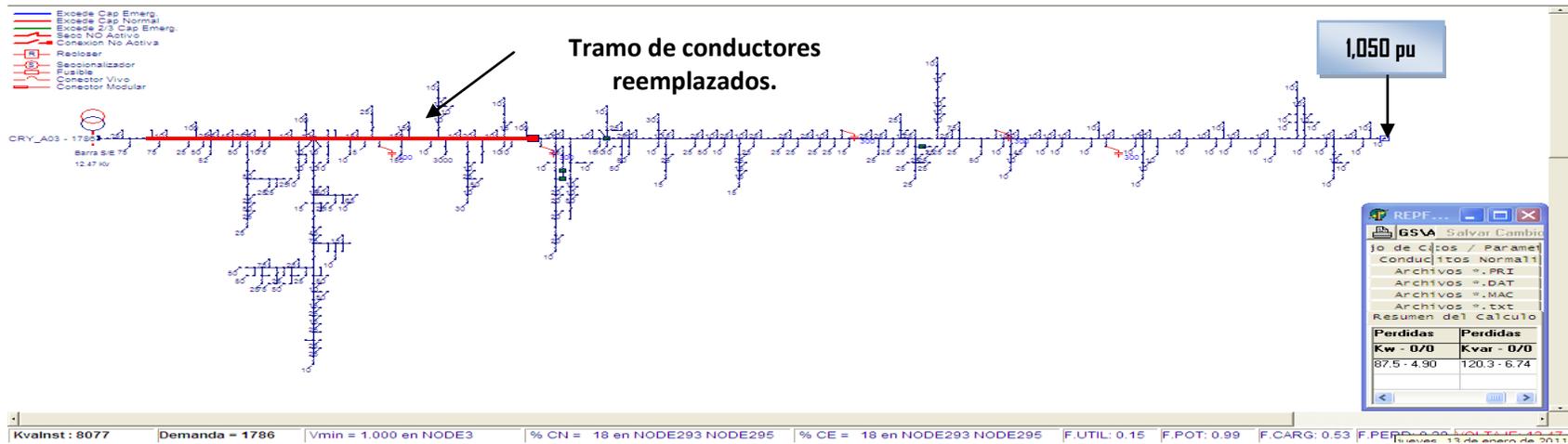


Figura R.56. CRY\_A03 con instalación de conductores en estado actual.

**Anteproyecto 13.** Traspaso de carga de 1.130kVA del circuito LSB\_A01 al circuito receptor LSB\_B01, a través del ID27487.

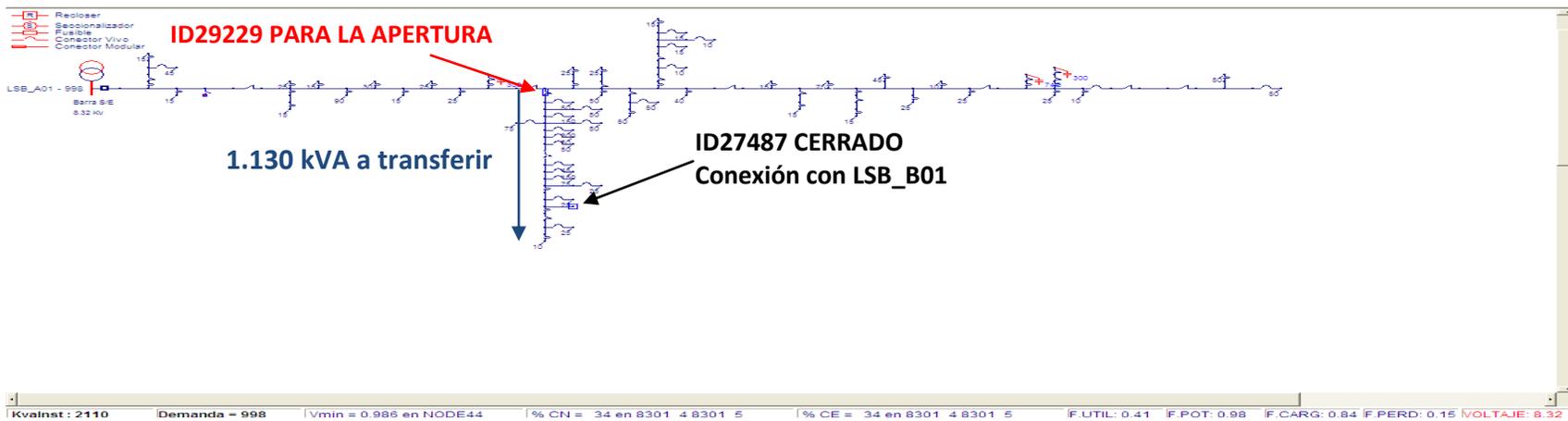


Figura R.57. LSB\_A01 antes del traspaso en estado actual.

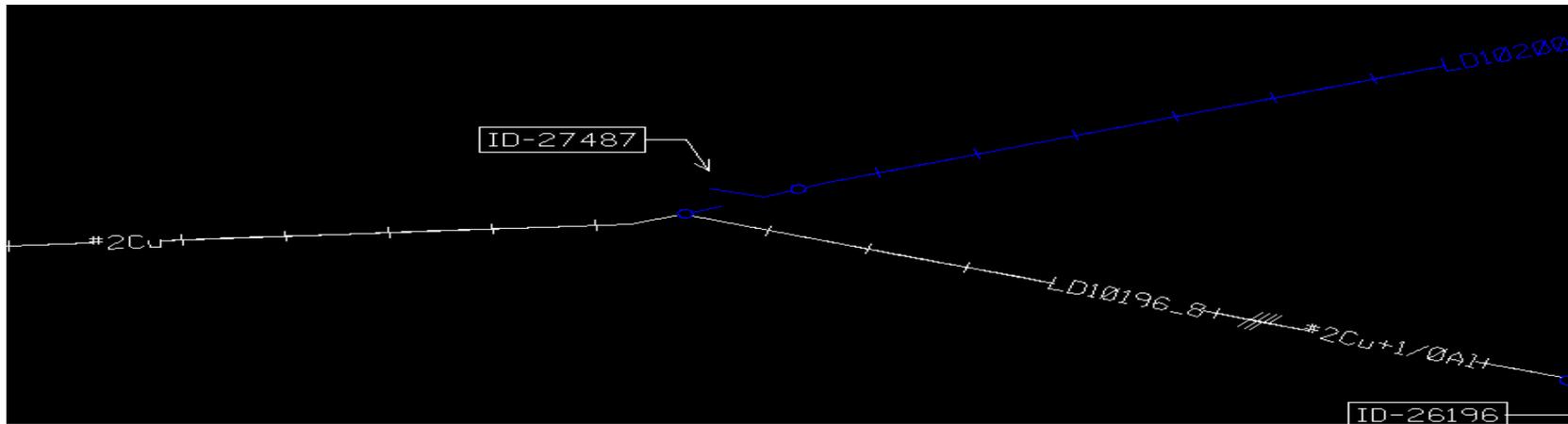


Figura R.58. ID27487 en LSB\_A01 como anteproyecto de traspaso de carga de 1.130kVA del circuito LSB\_A01 al circuito receptor LSB\_B01.

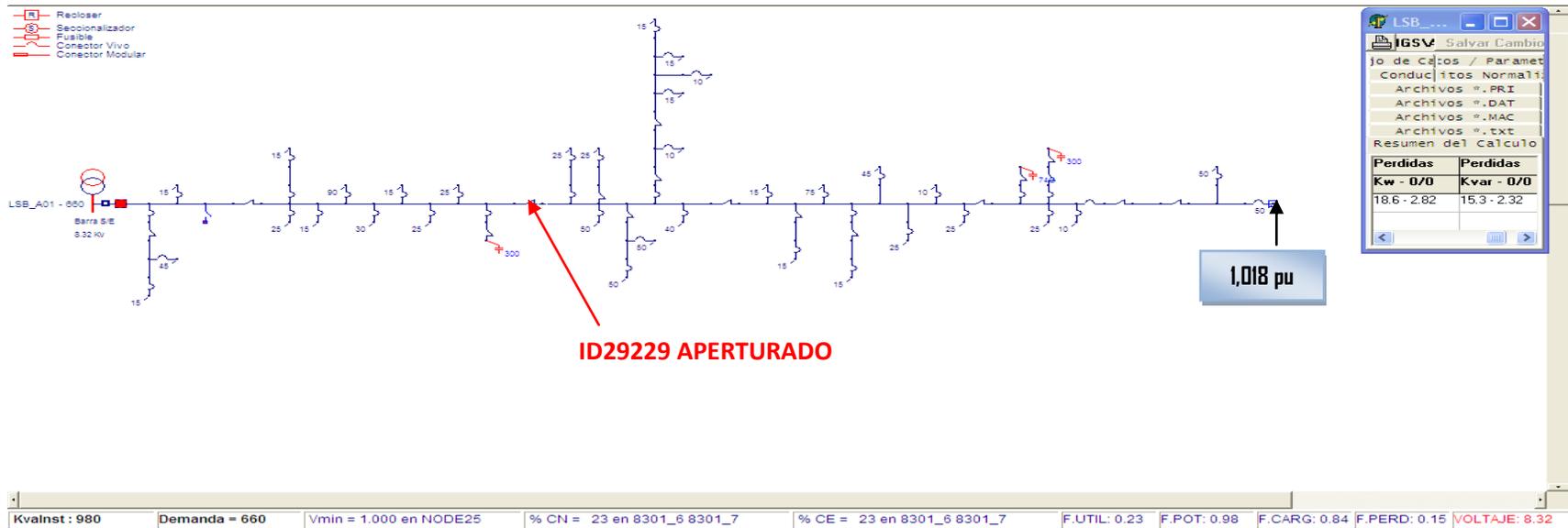


Figura R.59. LSB\_A01 después del traspaso con demanda máxima en estado actual.

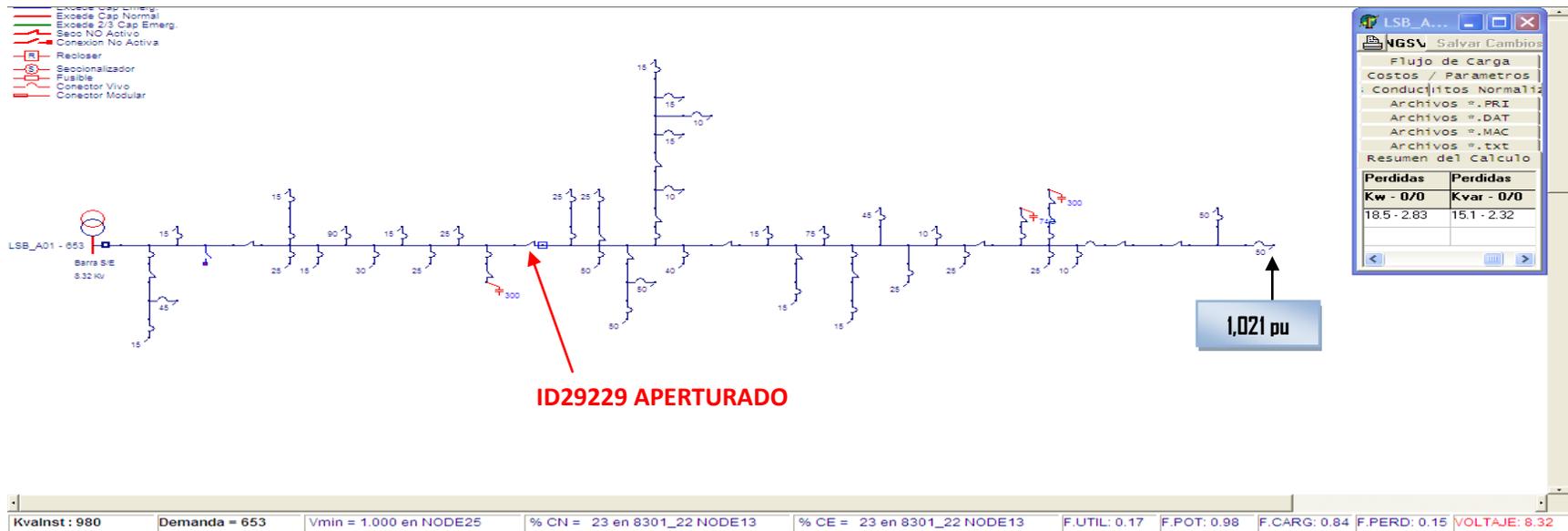


Figura R.60. LSB\_A01 después del traspaso con demanda mínima en estado actual.

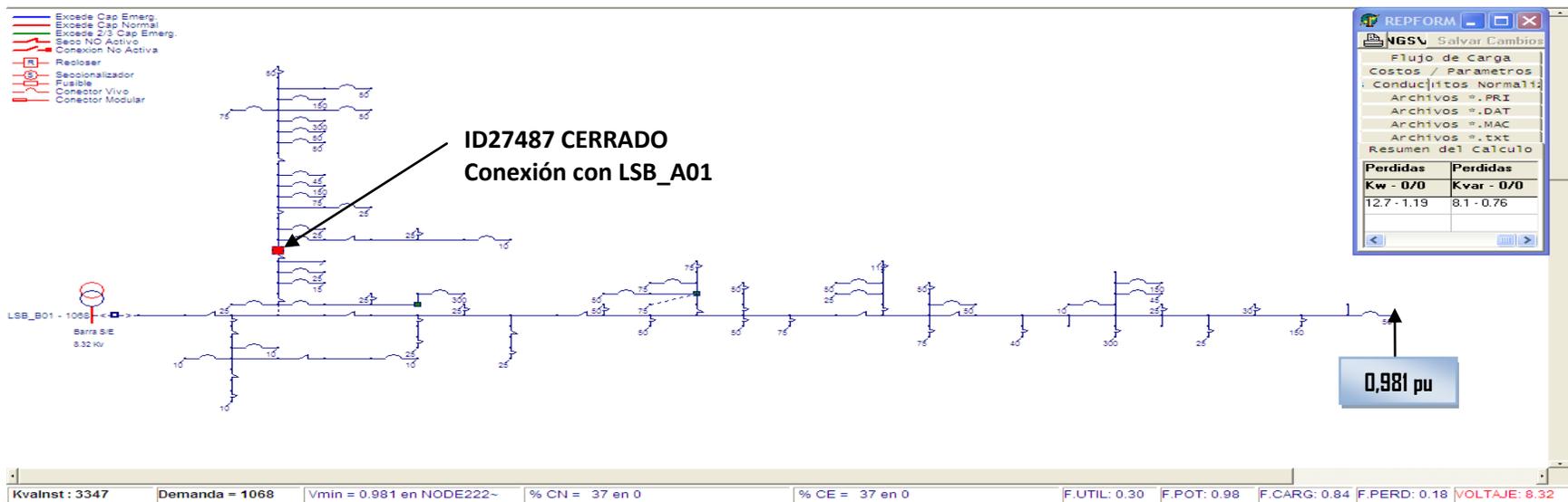


Figura R.61. LSB\_B01 después del traspaso con demanda máxima en estado actual.



Figura R.62. LSB\_B01 después del traspaso con demanda mínima en estado actual.

**Anteproyecto 14.** Traspaso de carga de 355kVA del circuito LSB\_A01 al circuito receptor LSB\_B01, a través del ID27487.

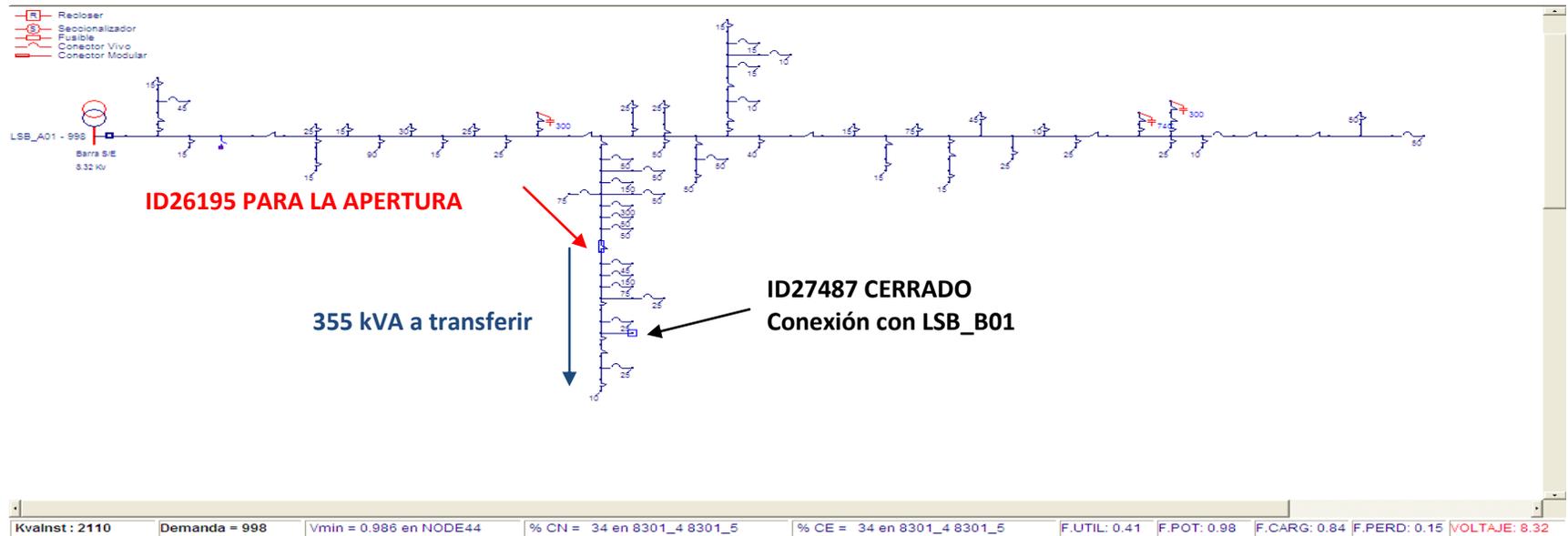


Figura R.63. LSB\_A01 antes del traspaso en estado actual.

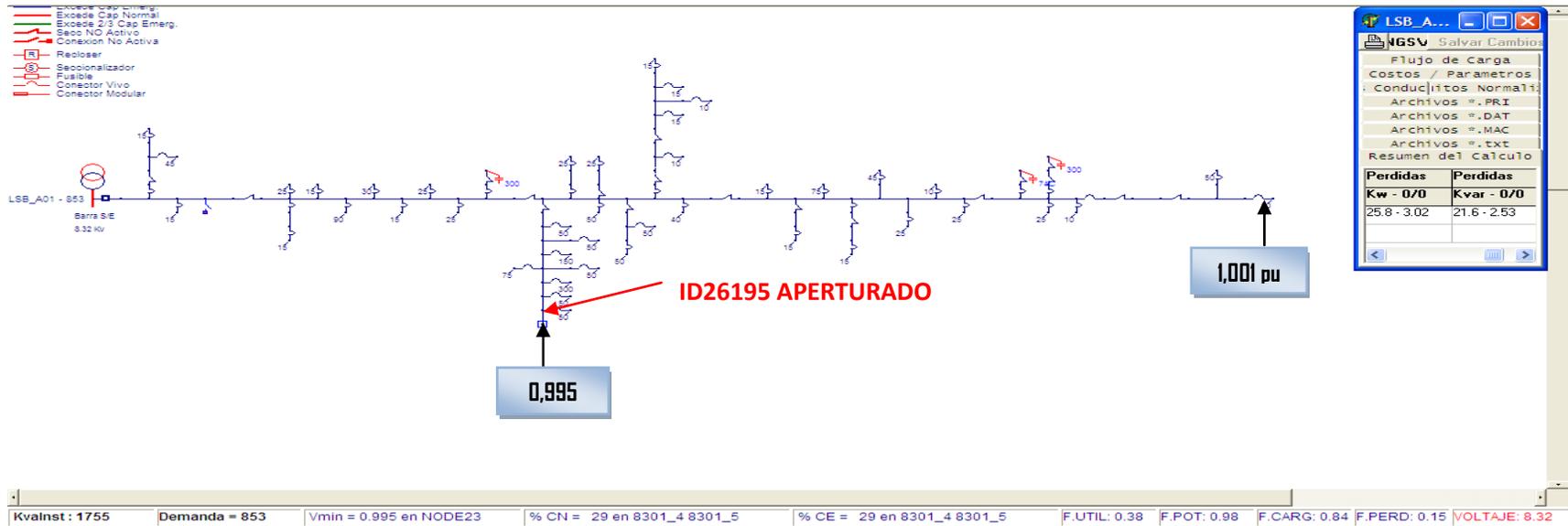


Figura R.64. LSB\_A01 después del traspaso con demanda máxima en estado actual.

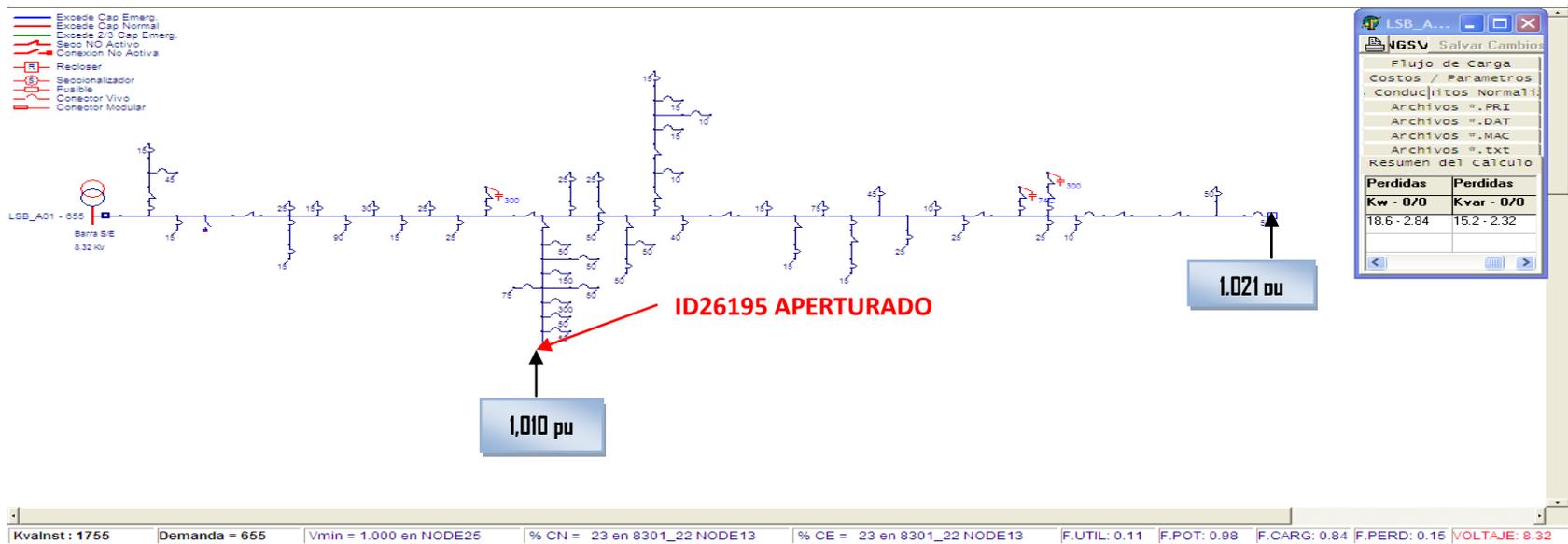


Figura R.65. LSB\_A01 después del traspaso con demanda mínima en estado actual.

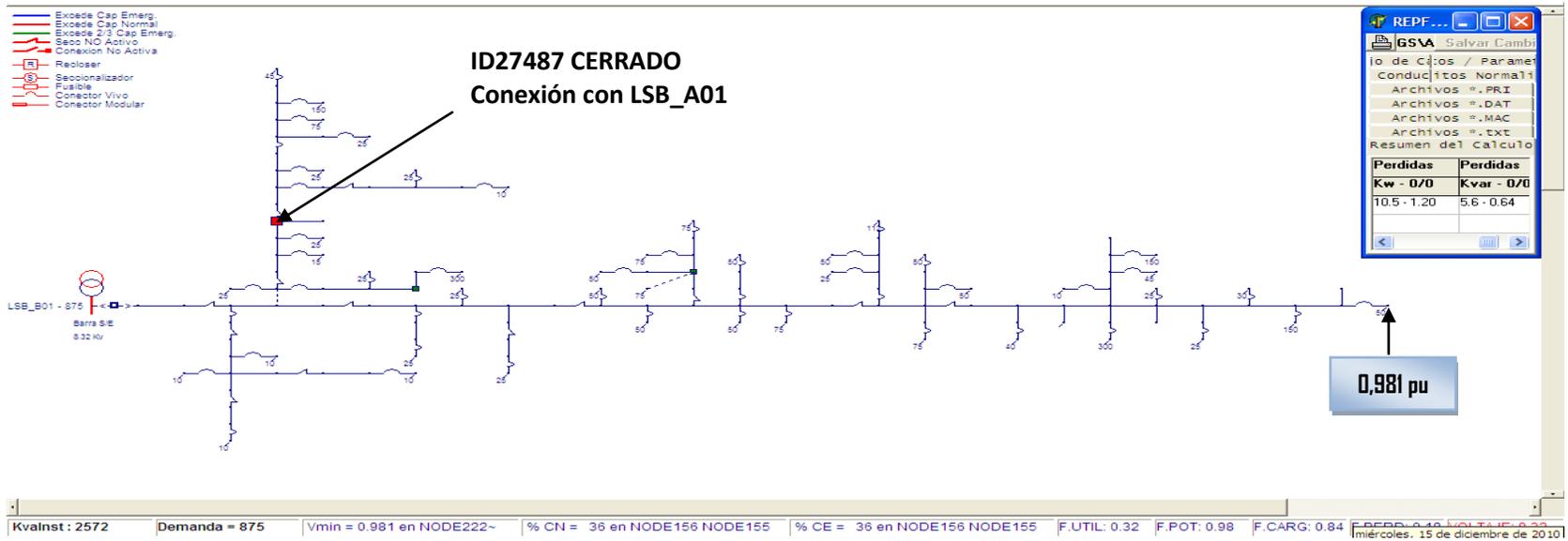


Figura R.66. LSB\_B01 después del traspaso con demanda máxima en estado actual.

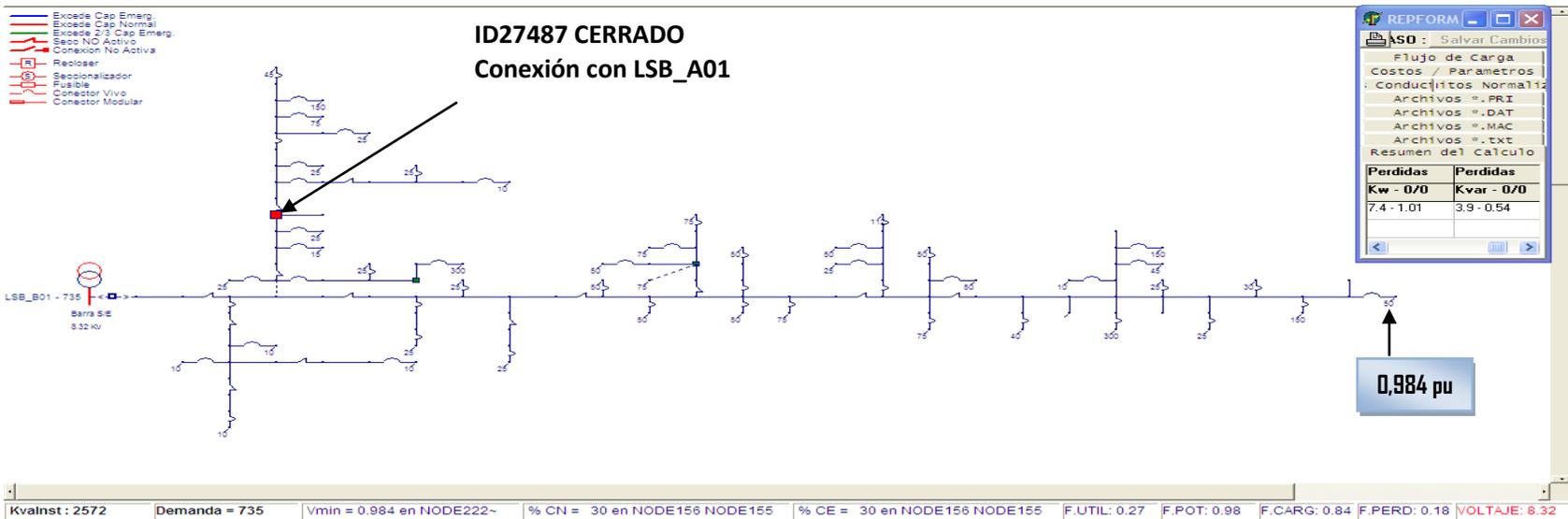
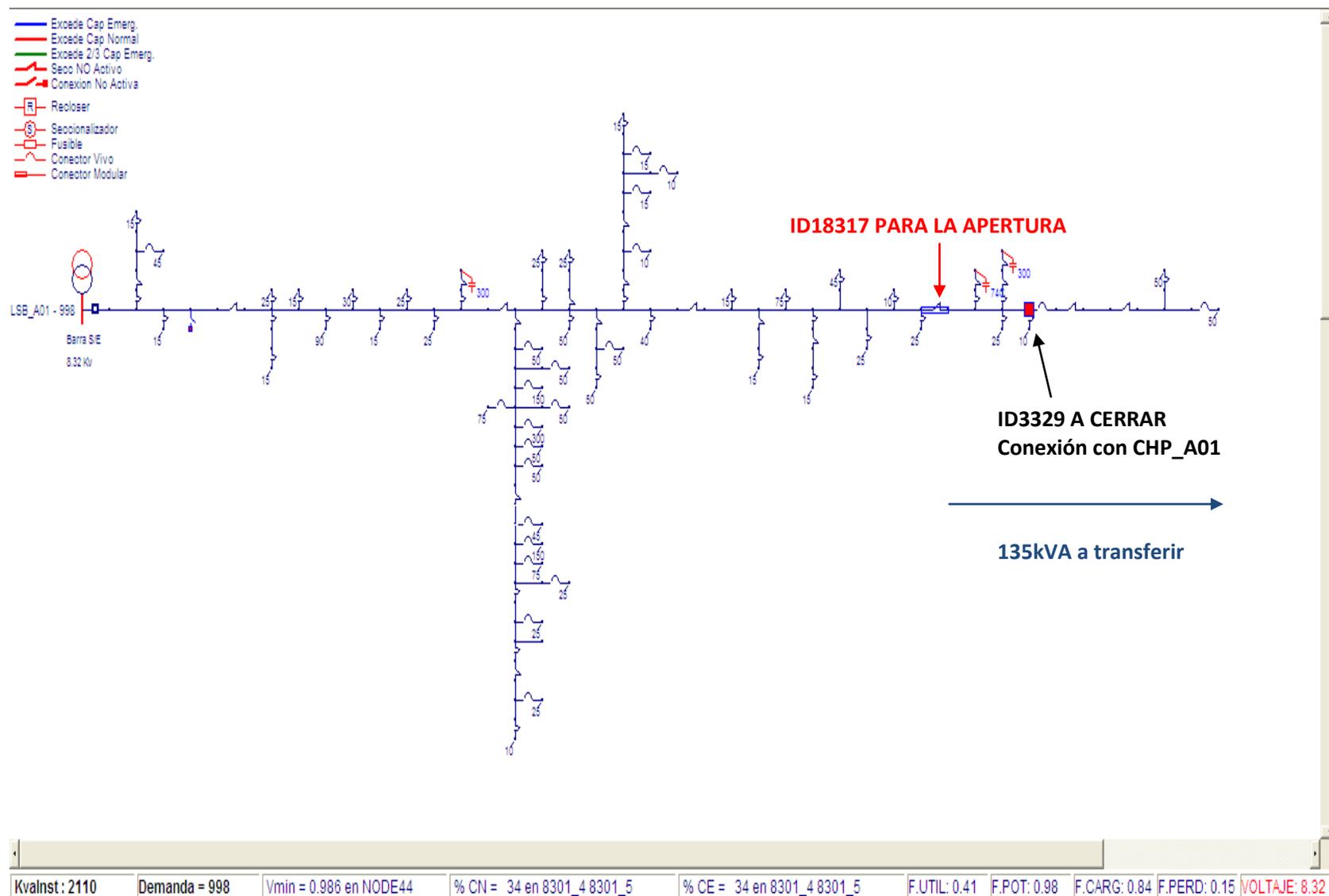


Figura R.67 LSB\_B01 después del traspaso con demanda mínima en estado actual.

**Anteproyecto 15.** Traspaso de carga de 135kVA y de 525kVAR del circuito LSB\_A01 al circuito receptor CHP\_A01, a través del ID3329, posteriormente se desincorporan 2 bancos de condensadores de 200kVAR y 225kVAR respectivamente y se instala 1 banco de 300kVAR para CHP\_A01.



**Figura R.68. LSB\_A01 antes del traspaso en estado actual.**

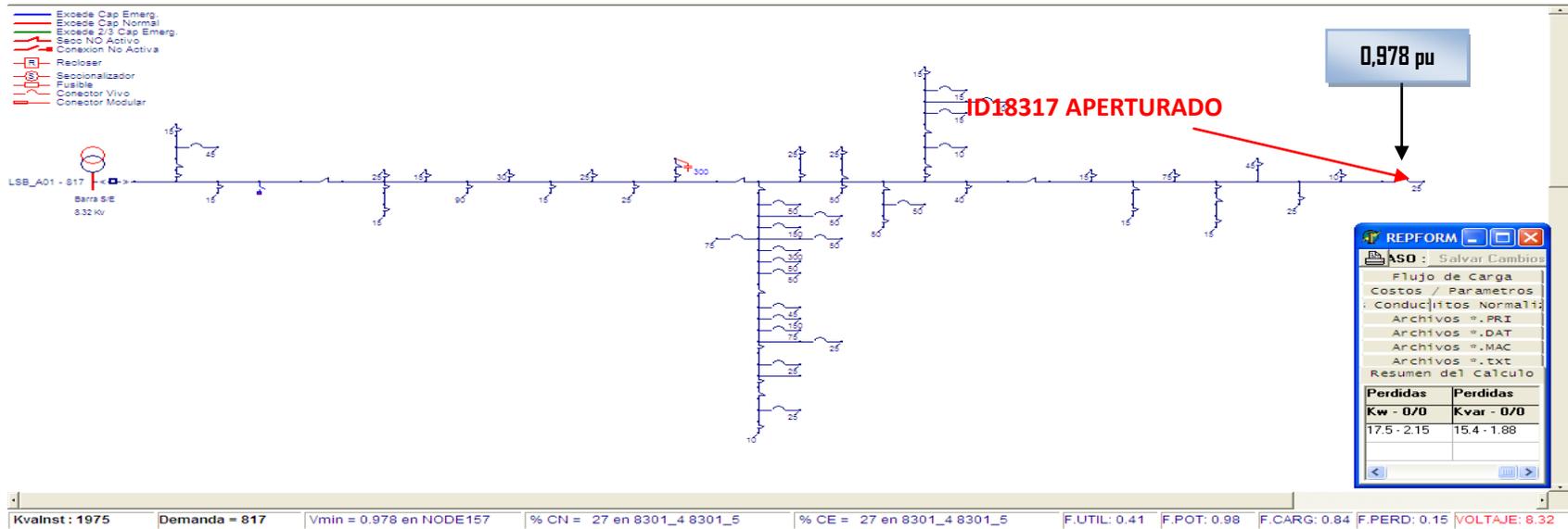


Figura R.69. LSB\_A01 después del traspaso con demanda máxima en estado actual.

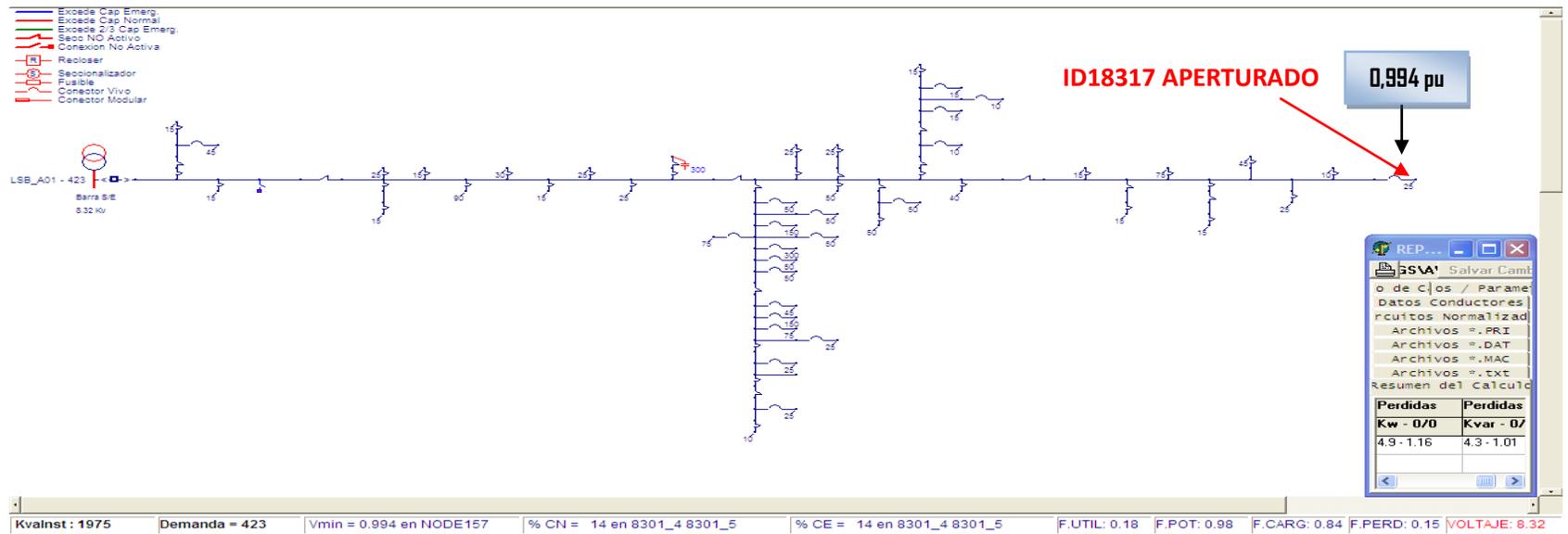


Figura R.70. LSB\_A01 después del traspaso con demanda mínima en estado actual.

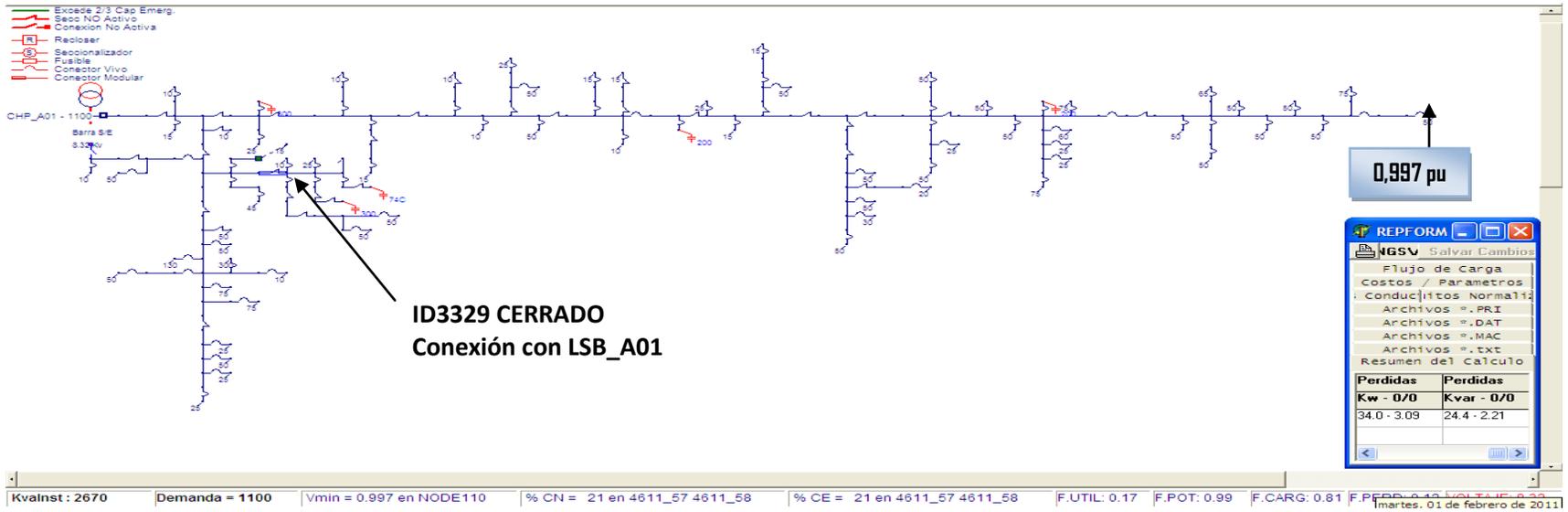


Figura R.71. CHP\_A01 después del traspaso con demanda máxima en estado actual.

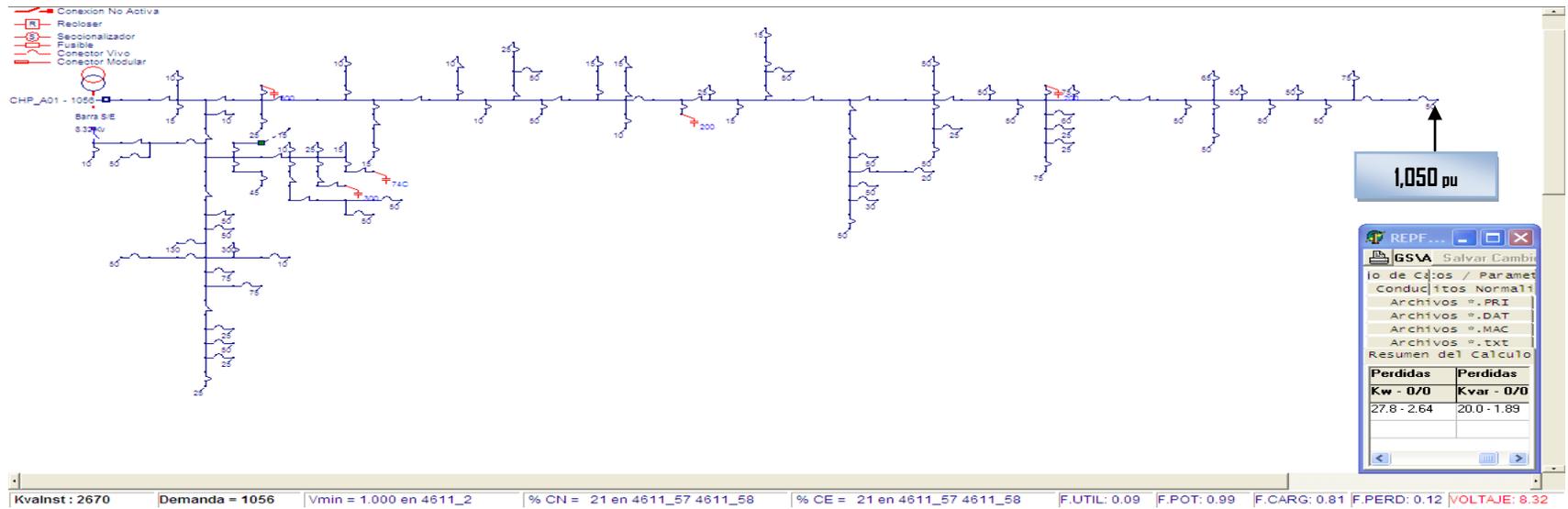


Figura R.72. LSB\_A01 después del traspaso con demanda mínima en estado actual.

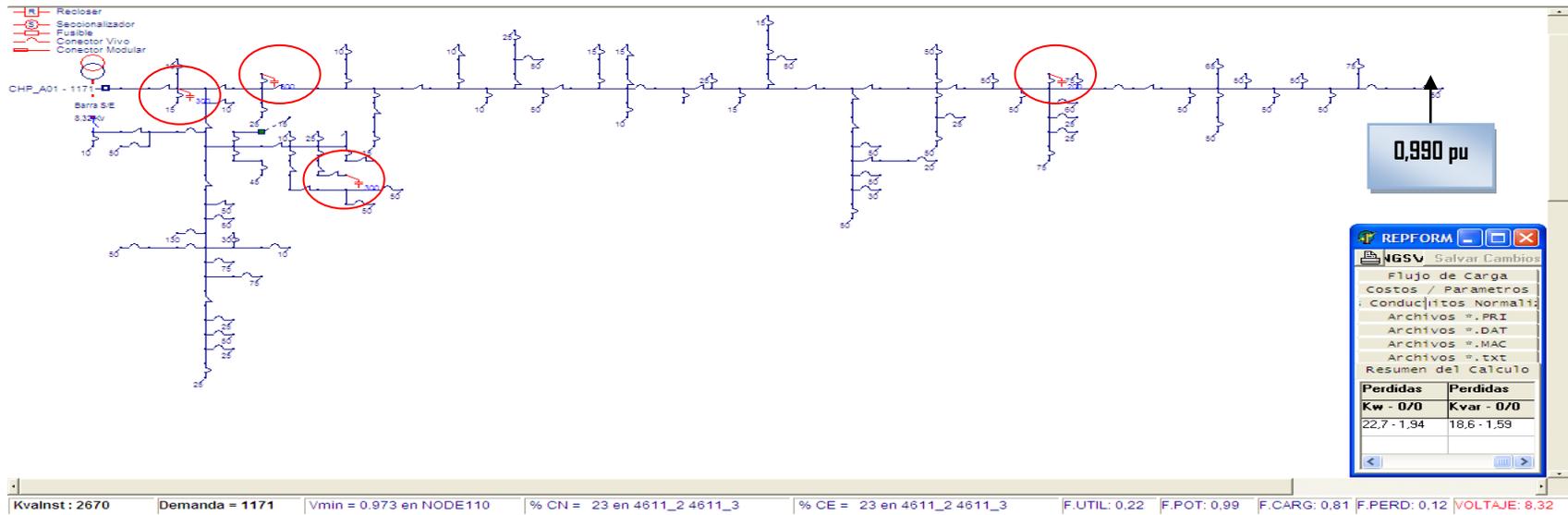


Figura R.73. CHP\_A01 con instalación de bancos de condensadores con demanda máxima en estado actual.

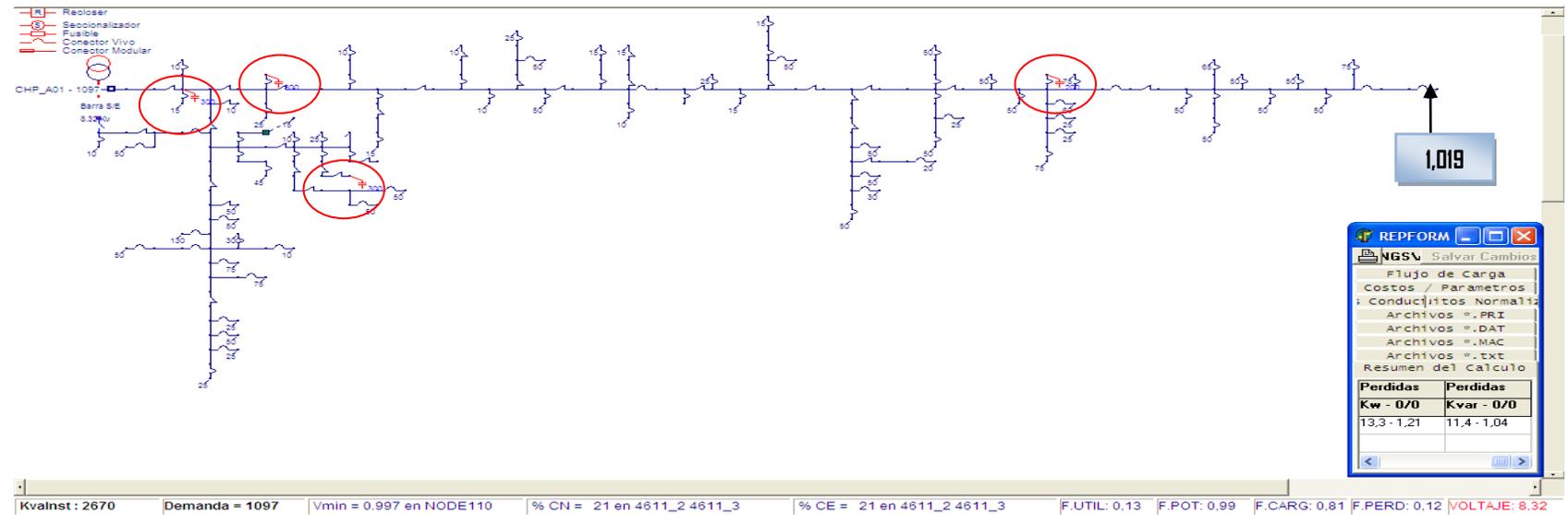
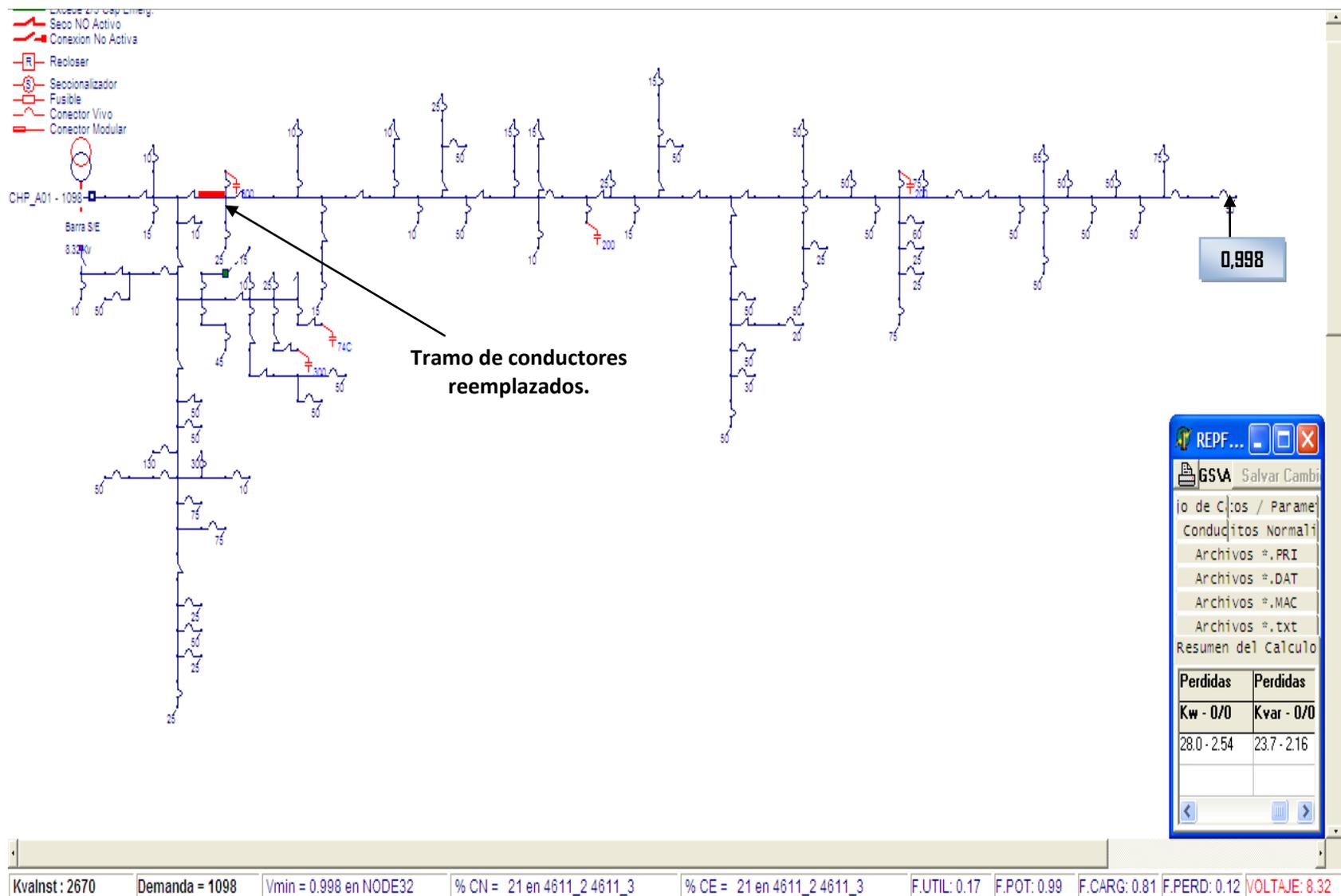


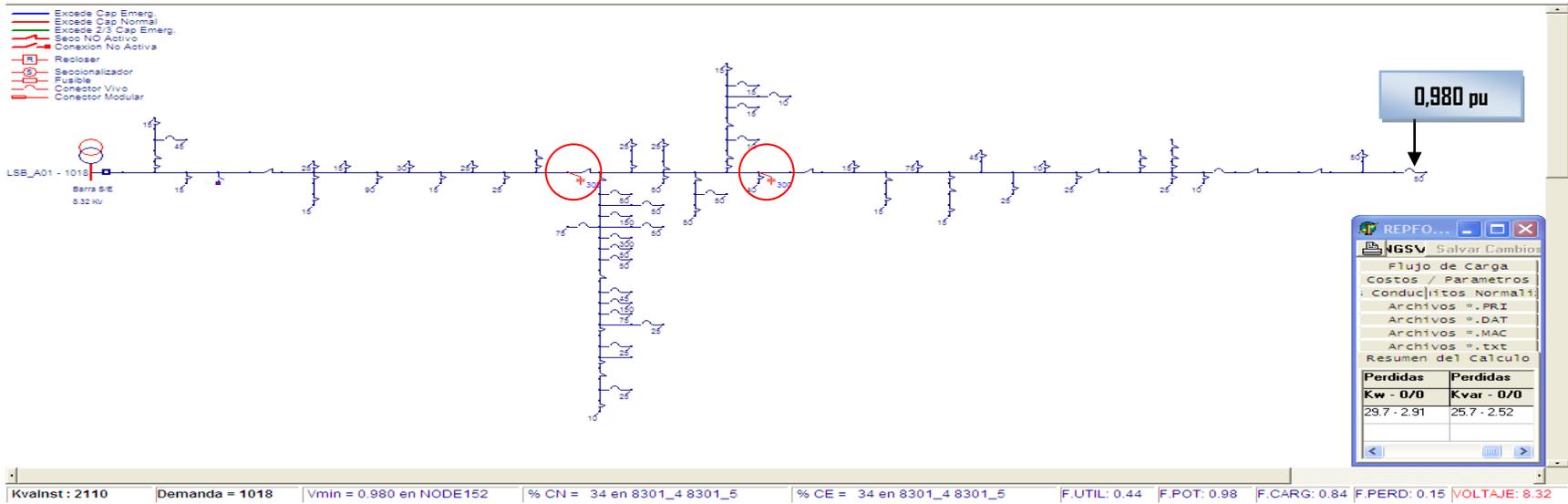
Figura R.74. CHP\_A01 con instalación de bancos de condensadores con demanda mínima en estado actual.

**Anteproyecto 16.** Traspaso de carga de 135kVA y de 525kVAr del circuito LSB\_A01 al circuito receptor CHP\_A01, a través del ID3329, posteriormente se desincorporan 1.931 mts de conductor aéreo Al\_1/0AWG, para luego instalar 1.931 mts de conductor aéreo de aluminio 400MCM para CHP\_A01.

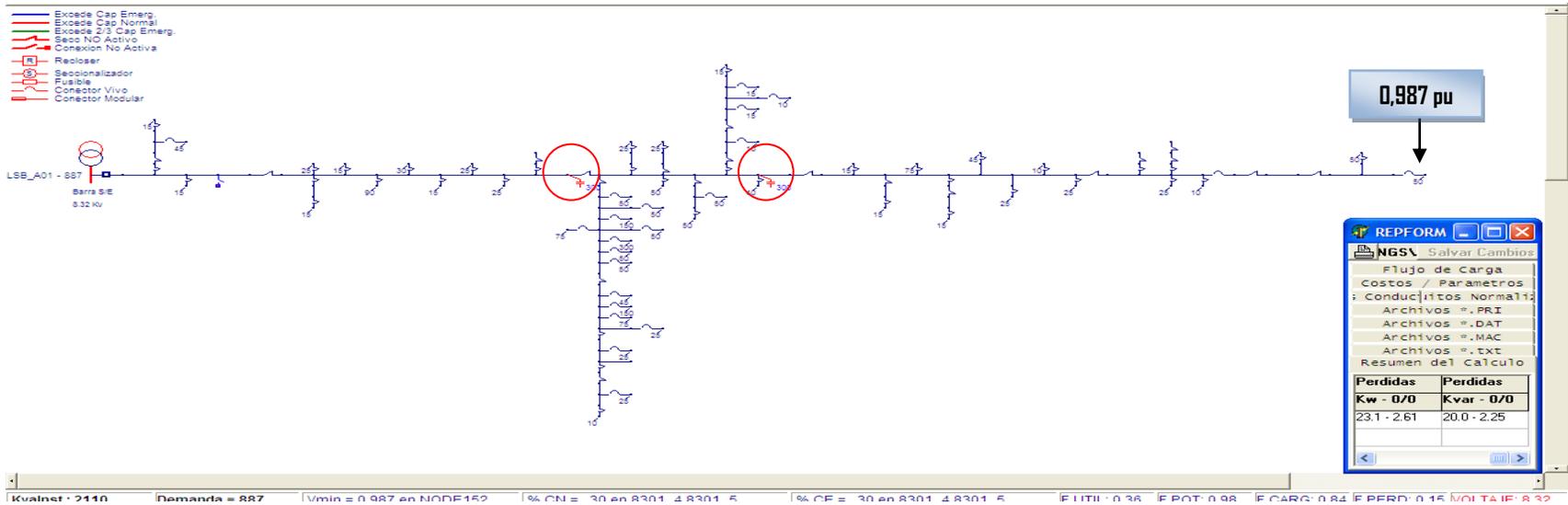


**Figura R.75.** CHP\_A01 con instalación de conductores en estado actual.

**Anteproyecto 17.** Se desincorpora 1 banco de condensadores de 225kVAr y se reubican 2 bancos de 300kVAr para LSB\_A01.

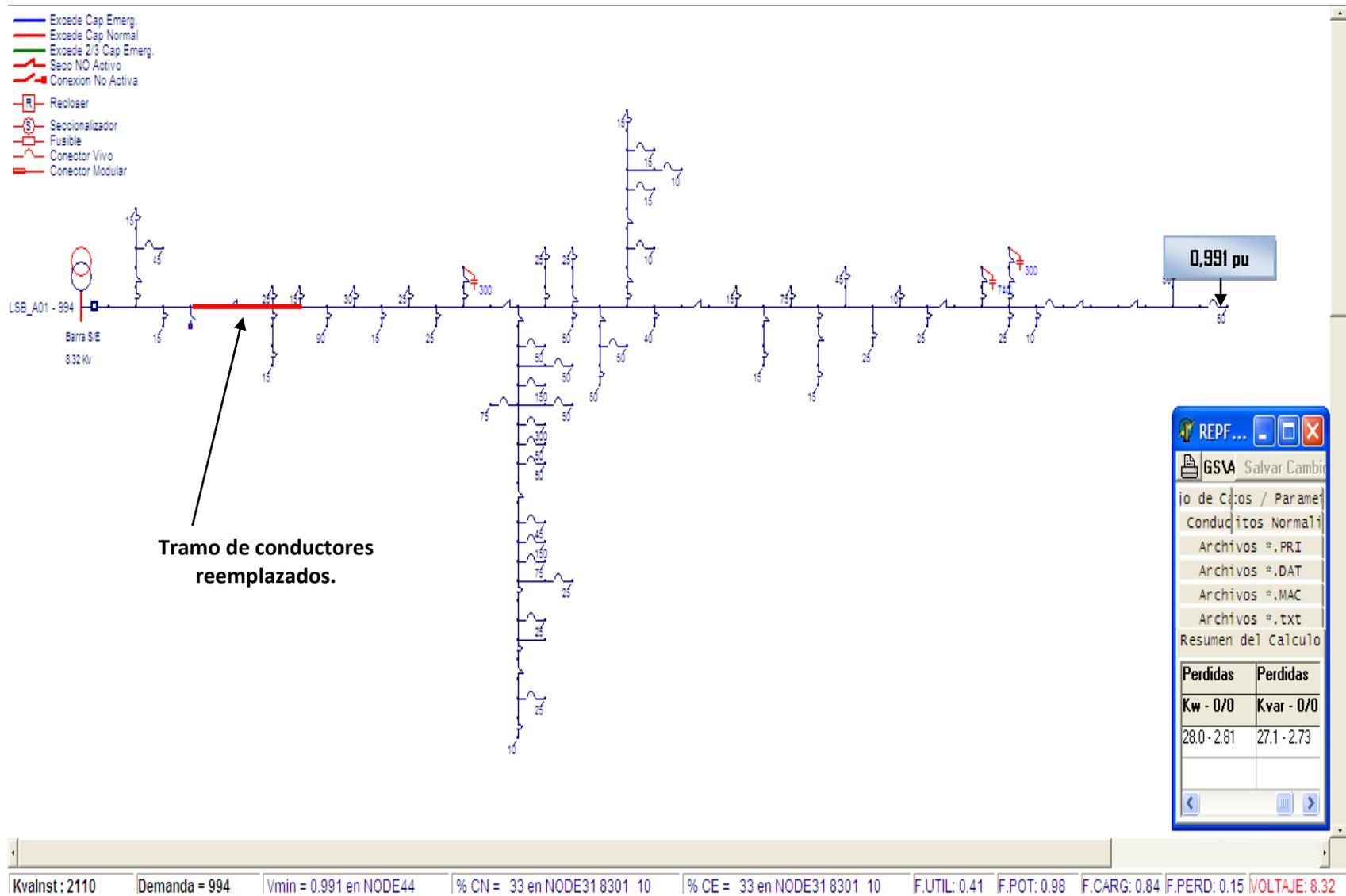


**Figura R.76.** LSB\_A01 con instalación de bancos de condensadores con demanda máxima en estado actual.



**Figura R.77.** LSB\_A01 con instalación de bancos de condensadores con demanda mínima en estado actual.

**Anteproyecto 18.** Se desincorporan 820 mts de conductor aéreo CU\_2AWG, para luego instalar 820 mts de conductor aéreo de aluminio 400MCM para LSB\_A01.



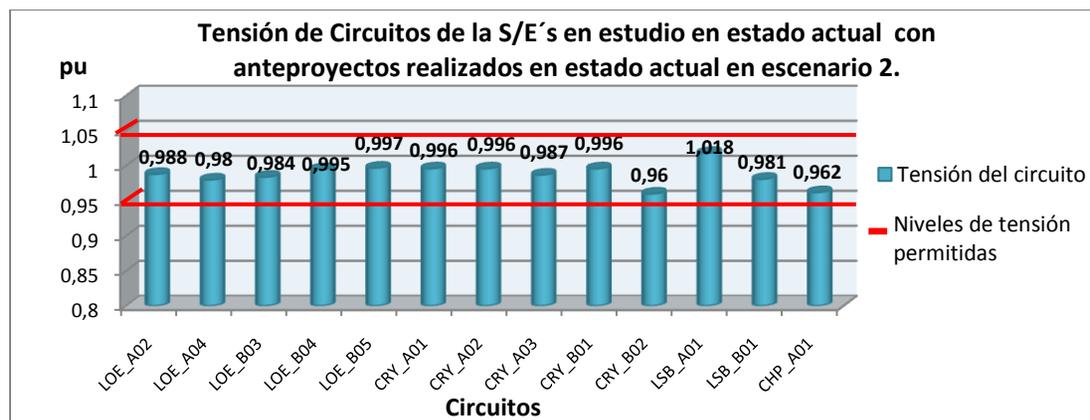
**Figura R.78.** LSB\_A01 con instalación de conductores en estado actual.

**Tabla R.1. Indicadores de condiciones de operación de los circuitos en estudio.**

Circuito	Capacidad Instalada (kVA)	Factor de Potencia	Factor de Utilización (%)	Factor de Carga (%)
CRY_A02	5.652	1	43	88
CRY_A03	5.717	0,99	14	53
LSB_A01	980	0,98	67	84
LSB_B01	3.347	0,98	32	84

**Tabla R.2. Tensión de los circuitos objeto de estudio.**

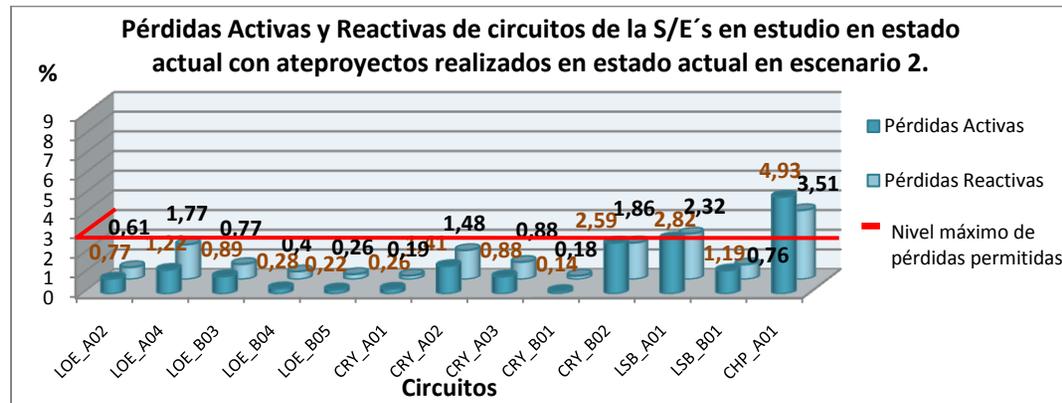
Circuito	Tensión (pu)	Circuito	Tensión (pu)
CRY_A02	0,996	LSB_A01	1,018
CRY_A03	0,987	LSB_B01	0,981



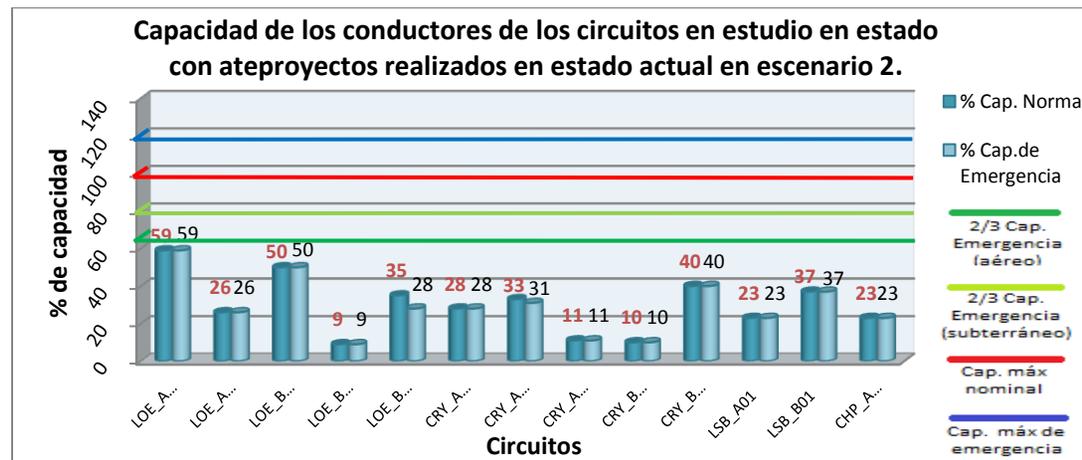
**Gráfica R.1. Tensión de los circuitos de la S/E's en estudio.**

**Tabla R.3. Pérdidas activas y reactivas de los circuitos de la S/E's en estudio.**

Circuito	kW	%	kVAr	%
CRY_A02	21,3	0,88	21,3	0,88
CRY_A03	11,5	1,41	12,1	1,40
LSB_A01	18,6	2,82	15,3	2,32
LSB_B01	12,7	1,19	8,1	0,76



**Gráfica R.2. Pérdidas activas y reactivas de los circuitos de las S/E's en estudio.**



**Gráfica R.3. Capacidad de los conductores de los circuitos de la S/E's en estudio.**

# ANEXO S

## ESCENARIO 2 (mediano plazo)

Simulaciones de condiciones de operaciones a mediano plazo de los circuitos de las S/E's Longa España, Carayaca y La Sabana en escenario 2, para cada uno de los anteproyectos propuestos.

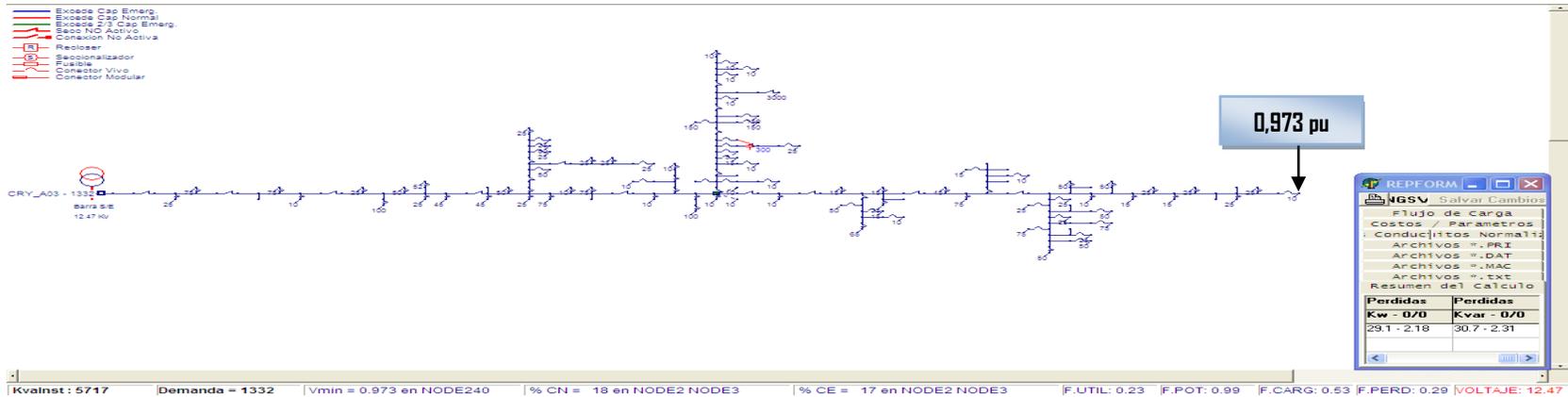


Figura S.1. Simulación a mediano plazo en escenario 2 de CRY\_A03 con anteproyecto de traspaso de carga de 2.360kVA y 1.200kVAR del circuito CRY\_A03 al circuito receptor CRY\_A02, a través del ID26802 y posteriormente se reubican 4 bancos de condensadores de 300kVA y se instalan 2 bancos nuevos de 600kVA para el CRY\_A02.

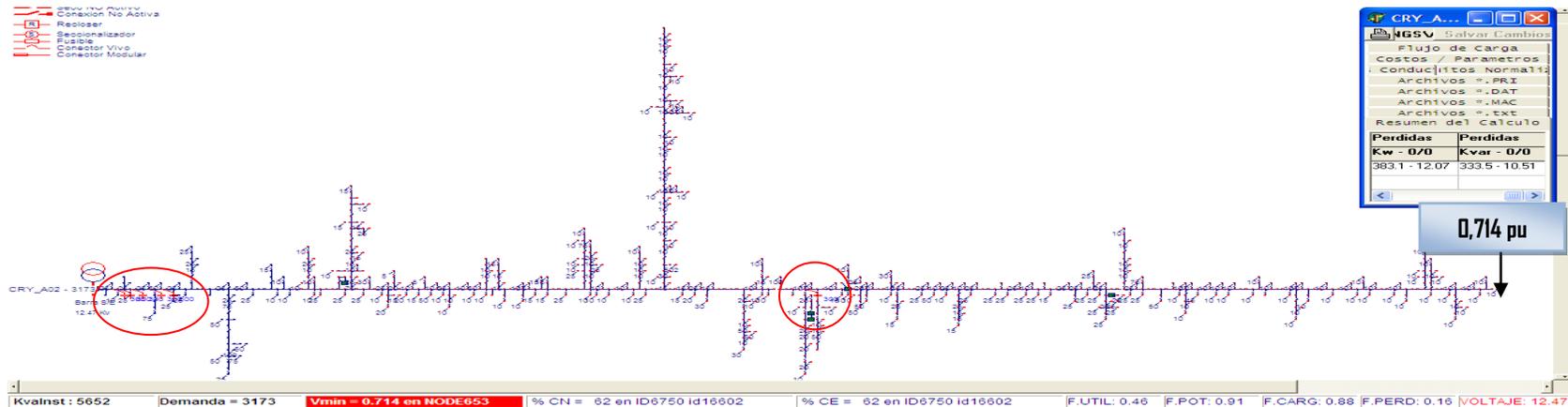


Figura S.2. Simulación a mediano plazo en escenario 2 de CRY\_A02 con anteproyecto de traspaso de carga de 2.360kVA y 1.200kVAR del circuito CRY\_A03 al circuito receptor CRY\_A02, a través del ID26802 y posteriormente se reubican 4 bancos de condensadores de 300kVA y se instalan 2 bancos nuevos de 600kVA para el CRY\_A02.

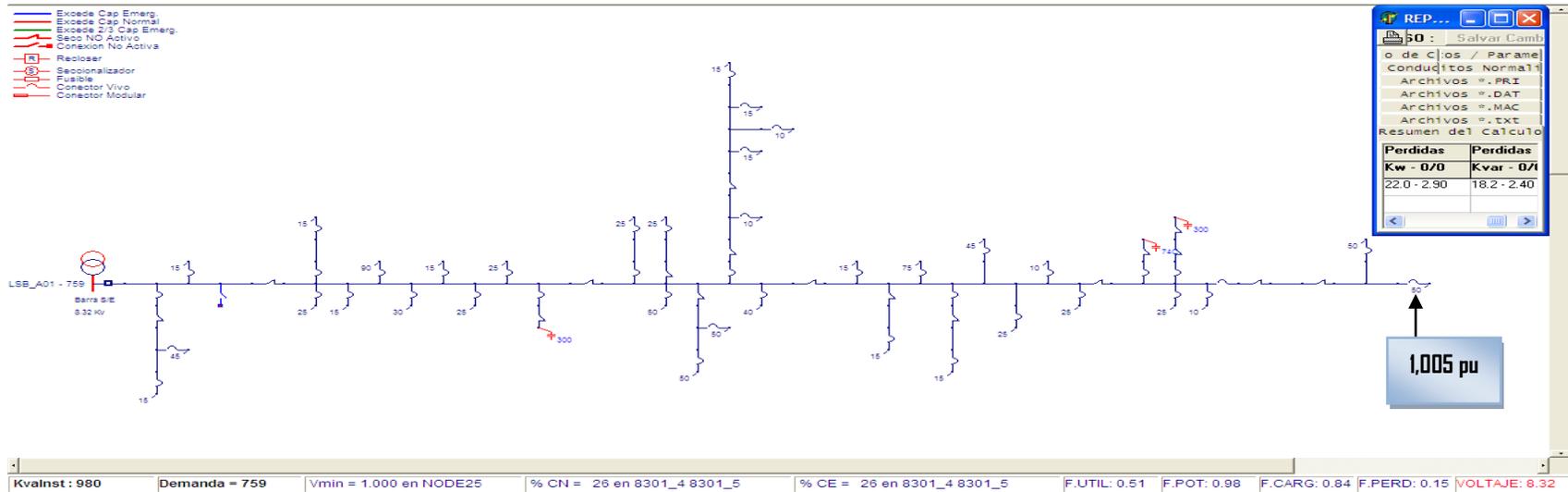


Figura S.3. Simulación a mediano plazo en escenario 2 de LSB\_A01 con anteproyecto de traspaso de carga de 1.130kVA del circuito LSB\_A01 al circuito receptor LSB\_B01, a través del ID27487.

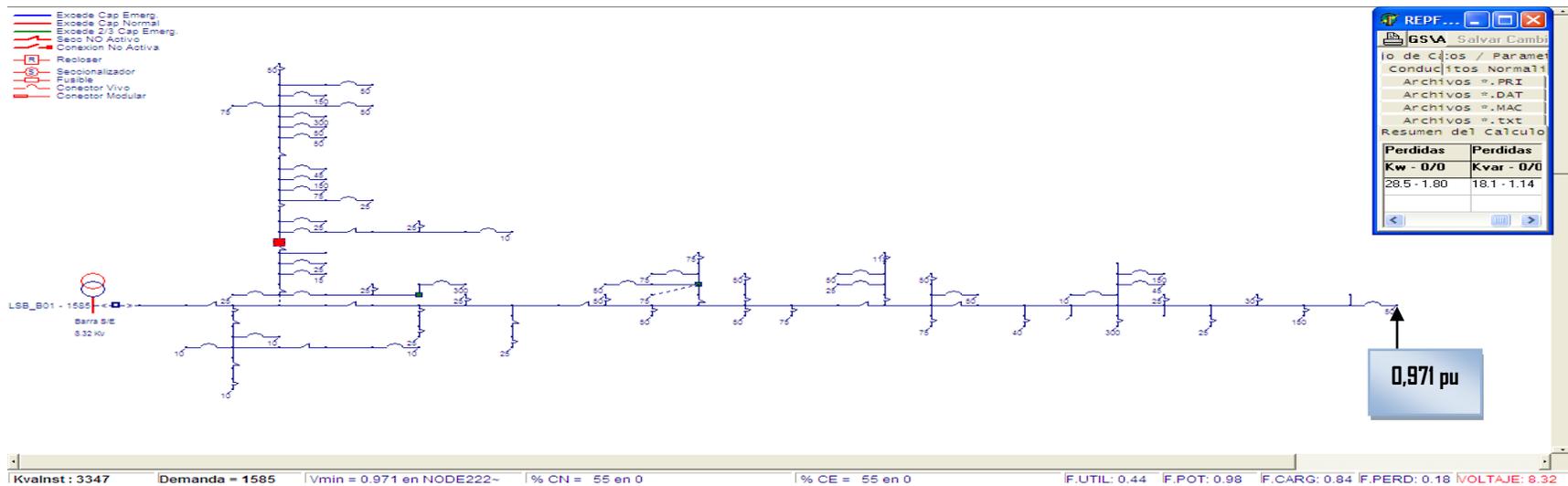


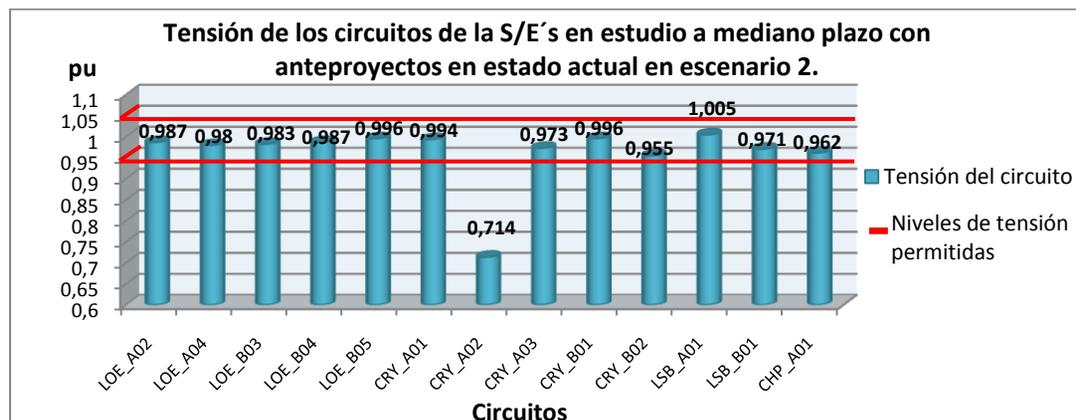
Figura S.4. Simulación a mediano plazo en escenario 2 de LSB\_B01 con anteproyecto de traspaso de carga de 1.130kVA del circuito LSB\_A01 al circuito receptor LSB\_B01, a través del ID27487.

**Tabla S.1. Indicadores de condiciones de operación de los circuitos objeto de estudio.**

Circuito	Capacidad Instalada (kVA)	Factor de Potencia	Factor de Utilización (%)	Factor de Carga (%)
CRY_A02	5.652	0,91	56	88
CRY_A03	5.717	0,99	23	53
LSB_A01	980	0,98	77	84
LSB_B01	3.347	0,98	47	84

**Tabla S.2. Tensión de los circuitos de la S/E's en estudio.**

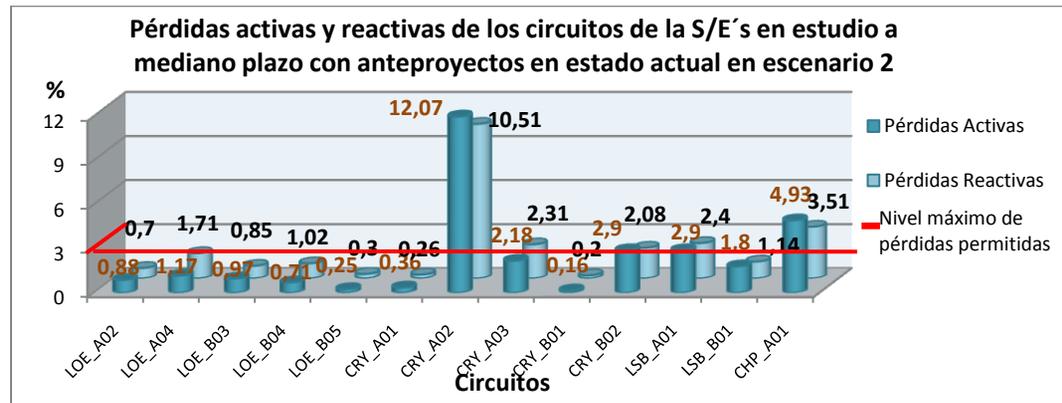
Circuito	Tensión (pu)	Circuito	Tensión (pu)
CRY_A02	<b>0,714</b>	LSB_A01	1,005
CRY_A03	0,973	LSB_B01	0,971



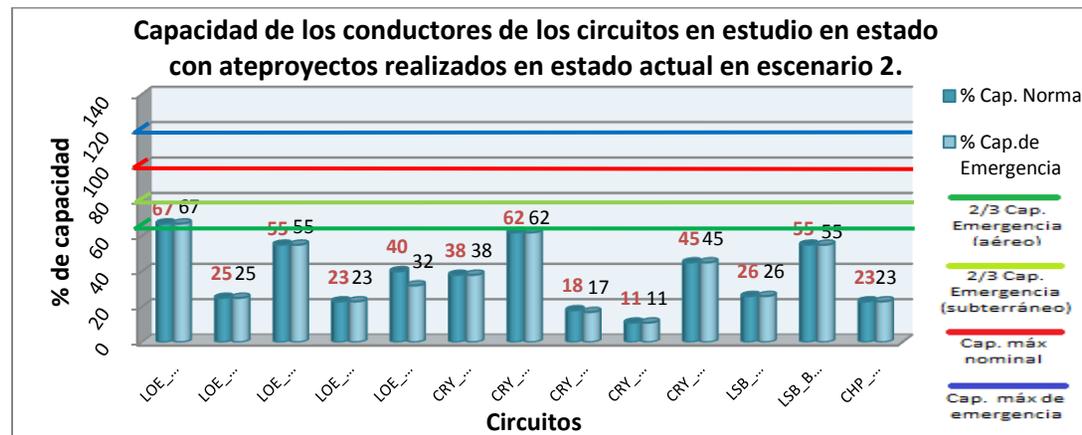
**Gráfica S.1. Tensión de los circuitos de la S/E's en estudio.**

Tabla S.3. Pérdidas activas y reactivas de los circuitos de la S/E's objeto de estudio.

Circuito	kW	%	kVAr	%
CRY_A02	383,1	12,07	333,5	10,51
CRY_A03	29,1	2,18	30,7	2,31
LSB_A01	22	2,9	18,2	2,4
LSB_B01	28,5	1,8	18,1	1,14



Gráfica S.2. Pérdidas activas y reactivas de los circuitos de las S/E's objeto de estudio.



Gráfica S.3. Capacidad de los conductores de los circuitos de la S/E's objeto de estudio.

## ANEXO T

### ESCENARIO 3 (mediano plazo)

Anteproyectos a mediano plazo para los circuitos de las S/E's Longa España, Carayaca y La Sabana para escenario 3.

Tabla T.1. Anteproyectos para LOE\_A02.

N° de anteproyecto	Descripción del anteproyecto	Inversión estimada en Bs.
19	Se desincorporan 209 mts de conductor aéreo CU_2AWG para luego instalar 209 mts de conductor aéreo de aluminio 400MCM para LOE_A02.	64.425

Tabla T.2. Anteproyectos para CRY\_A02.

N° de anteproyecto	Descripción del anteproyecto	Inversión estimada en Bs.
20	Traspaso de carga de 1.287 kVA del circuito CRY_A02 al circuito receptor CRY_A03, mediante el ID30365, posteriormente se desincorporan 2 bancos de condensadores de 300kVAr, se reubican 3 bancos de 300kVAr y se instalan 5 bancos nuevos de 600kVAr en CRY_A03.	86.764
21	Traspaso de carga de 1.287 kVA del circuito CRY_A02 al circuito receptor CRY_A03 mediante el ID30365, posteriormente se desincorporan 13.403 mts de conductor aéreo Al_4/0AWG, 44.927 mts de conductor aéreo Al_1/0AWG y 114 mts de conductor subterráneo CU_500MCM para luego instalar 58.330 mts de conductor aéreo de Al_400MCM y 114 mts de conductor subterráneo CU_750MCM para CRY_A03.	14.231.408
22	Traspaso de carga de 1.017 kVA del circuito CRY_A02 al circuito receptor CRY_A03, a través del ID26802, posteriormente se desincorporan 4 bancos de condensadores de 300kVAr, se reubica 1 banco de 300kVAr y se instalan 4 bancos nuevos de 600kVAr para CRY_A03.	67.101
23	Traspaso de carga de 1.017 kVA del circuito CRY_A02 al circuito receptor CRY_A03, a través del ID26802, posteriormente se desincorporan 12.347 mts de conductor aéreo Al_4/0 AWG, 39.418 mts de conductor aéreo Al_1/0 AWG y 114 mts de conductor subterráneo CU_500MCM para luego instalar 51.765 mts de conductor aéreo de aluminio 400MCM y 114 mts de conductor subterráneo de cobre 750MCM para CRY_A03.	51.765
24	Se instala 1 banco de condensadores de 300kVAr y 3 bancos de 600kVAr para CRY_A02.	64.545
25	Se desincorporan 21.565 mts de conductor aéreo Al_4/0AWG, 5.733 mts de conductor aéreo Al_1/0AWG, 203 mts de conductor aéreo CU_2AWG y 64 mts de conductor subterráneo CU_500MCM, para luego instalar 27.565 mts de conductor aéreo de aluminio 400MCM y 64 mts de conductor subterráneo CU_750MCM para CRY_A02.	7.905.270

**Tabla T.3. Anteproyectos para CRY\_A03.**

<b>N° de anteproyecto</b>	<b>Descripción del anteproyecto</b>	<b>Inversión estimada en Bs.</b>
26	Traspaso de carga de 5.410kVA y 1200kVAr del circuito CRY_A03 al circuito receptor CRY_A02 a través del ID30365, posteriormente se desincorporan 3 bancos de condensadores de 300kVAr, se reubica 1 banco de 300kVAr y se instalan 6 bancos nuevos de 600kVAr para el CRY_A02.	94.818
27	Traspaso de carga de 5.410kVA y 1.200kVAr del circuito CRY_A03 al circuito receptor CRY_A02, a través del ID30365, posteriormente se desincorporan 3 bancos de condensadores de 300kVAr, se reubica 1 banco de 300kVAr y se instalan 6 bancos nuevos de 600kVAr, también se desincorporan 2.897 mts de conductor aéreo Al_1/0AWG y 203 mts de conductor aéreo CU_2AWG, para luego instalar 3.100 mts de conductor aéreo de Al_400MCM para CRY_A02.	786.000
28	Traspaso de carga de 5.410kVA y 1.200kVAr del circuito CRY_A03 al circuito receptor CRY_A02, a través del ID30365, posteriormente se desincorporan 12.233 mts de conductor aéreo Al_4/0AWG, 44.234 mts de conductor aéreo Al_1/0AWG, 203 mts de conductor aéreo CU_2AWG y 64 mts de conductor subterráneo CU_500MCM para luego instalar 56.670 mts de conductor aéreo de Al_400MCM y 64 mts de conductor subterráneo de CU_750MCM para CRY_A02.	15.266.201
29	Traspaso de carga de 2.360kVA y 1.200kVAr del circuito CRY_A03 al circuito receptor CRY_A02, a través del ID26802, posteriormente se desincorporan 4 bancos de condensadores de 300kVAr y se instalan 6 bancos nuevos de 600kVAr para CRY_A02.	92.225
30	Traspaso de carga de 2.360kVA y 1.200kVAr del circuito CRY_A03 al circuito receptor CRY_A02, a través del ID26802, posteriormente se desincorporan 4 bancos de condensadores de 300kVAr y se instalan 6 bancos nuevos de 600kVAr, también se desincorporan 15 mts de conductor aéreo Al_1/0AWG y 203 mts de conductor aéreo CU_2AWG, para luego instalar 218 mts de conductor aéreo de Al_400MCM para CRY_A02.	158.085
31	Traspaso de carga de 2.360kVA y 1.200kVAr del circuito CRY_A03 al circuito receptor CRY_A02, a través del ID26802, posteriormente se desincorporan 14.586 mts de conductor aéreo Al_4/0AWG, 34.948 mts de conductor aéreo Al_1/0AWG, 203 mts de conductor aéreo CU_2AWG y 64 mts de conductor subterráneo CU_500MCM para luego instalar 49.737 mts de conductor aéreo de AL_400MCM y 64 mts de conductor subterráneo CU_750MCM para CRY_A02.	13.443.056
32	Se desincorporan 3 bancos de condensadores de 300kVAr, se reubican 2 bancos de 300kVAr y se instalan 2 bancos nuevos de 600kVAr para el CRY_A03.	40.681
33	Se desincorporan 5.277 mts de conductor aéreo Al_4/0AWG, 19.854 mts de conductor aéreo Al_1/0AWG y 114 mts de conductor subterráneo de CU_500MCM para luego instalar 20.131 mts de conductor aéreo de AL_400MCM y 114 mts de conductor subterráneo CU_750MCM para CRY_A03.	5.847.831

**Tabla T.4. Anteproyectos para LSB\_A01.**

<b>N° de anteproyecto</b>	<b>Descripción del anteproyecto</b>	<b>Inversión estimada en Bs.</b>
34	Traspaso de carga de 1.130kVA del circuito LSB_A01 al circuito receptor LSB_B01, a través del ID27487.	0
35	Traspaso de carga de 355kVA del circuito LSB_A01 al circuito receptor LSB_B01, a través del ID27487.	0
36	Traspaso de carga de 135kVA y de 525kVAr del circuito LSB_A01 al circuito receptor CHP_A01, a través del ID3329, posteriormente se desincorporan 1 bancos de condensadores de 200kVAr y 1 banco de 225kVAr respectivamente y se instala 1 banco de 300kVAr para CHP_A01.	23.618
37	Traspaso de carga de 135kVA y de 525kVAr del circuito LSB_A01 al circuito receptor CHP_A01, a través del ID3329, posteriormente se desincorporan 1.931 mts de conductor aéreo Al_1/0AWG, para luego instalar 1.931 mts de conductor aéreo de aluminio 400MCM para CHP_A01.	519.523
38	Se desincorpora 1 banco de condensadores de 225kVAr, se reubica 1 banco de 300kVAr y se instala 1 banco de 600kVAr para LSB_A01.	19.692
39	Se desincorporan 1.756 mts de conductor aéreo CU_2AWG, para luego instalar 1.756 mts de conductor aéreo de aluminio 400MCM para LSB_A01.	492.559

**Tabla T.5. Evaluación del comportamiento de los anteproyectos para LOE\_A02.**

<b>N° de anteproyecto</b>	<b>¿Es posible realizar el anteproyecto?</b>	<b>Evaluación de comportamiento</b>
19	SI	El LOE_A02 luego de la instalación de conductores de mayor calibre opera dentro de los criterios de planificación.

**Tabla T.6. Evaluación del comportamiento de los anteproyectos para CRY\_A02.**

<b>N° de anteproyecto</b>	<b>¿Es posible realizar el anteproyecto?</b>	<b>Evaluación de comportamiento</b>
20	NO	El CRY_A02 después del traspaso de carga opera dentro de los criterios de planificación, pero al simular con la demanda mínima a mediano plazo el CRY_A03 adecuado con la desincorporación, reubicación e instalación de bancos de condensadores, nos muestra que dicho circuito posee valores de tensión de 1,067 pu, por lo que excede los perfiles de tensión permitidas por los criterios de planificación.
21	NO	El CRY_A02 después del traspaso de carga opera dentro de los criterios de planificación, pero al simular con la demanda máxima a mediano plazo el CRY_A03 adecuado con la instalación de conductores de mayor calibre, nos muestra que dicho circuito posee valores de tensión de 1,050 pu y pérdidas activas y reactivas de 4,48% y 8,93 % respectivamente, por lo que excede los perfiles de tensión y pérdidas técnicas permitidas por los criterios de planificación.

22	NO	El CRY_A02 después del traspaso de carga posee una caída de tensión de 0,947 pu, sin alcanzar los perfiles permitidos de tensión propuestos por los criterios de planificación, por el contrario el CRY_A03 luego de la desincorporación, reubicación e instalación de bancos de condensadores opera dentro de los criterios de planificación.
23	NO	El CRY_A02 después del traspaso de carga posee una caída de tensión de 0,947 pu, sin alcanzar los perfiles permitidos de tensión por los criterios de planificación; pero al simular con la demanda máxima a mediano plazo el CRY_A03 adecuado con la instalación de conductores de mayor calibre, nos muestra que dicho circuito también excede los perfiles de pérdidas activas y reactivas con valores de 4.20% y 8.38 % respectivamente, lo que no se encuentra dentro de los criterios de planificación.
24	SI	El CRY_A02 luego de la instalación de bancos de condensadores opera dentro de los criterios de planificación.
25	NO	El CRY_A02 luego de la instalación de conductores de mayor calibre posee una caída de tensión de 0,934 pu y pérdidas reactivas de 4,65%, no alcanzando los perfiles permitidos de tensión y excediendo los perfiles de pérdidas técnicas permitidas por los criterios de planificación.

**Tabla T.7. Evaluación del comportamiento de los anteproyectos para CRY\_A03.**

N° de anteproyecto	¿Es posible realizar el anteproyecto?	Evaluación de comportamiento
26	NO	El CRY_A03 después del traspaso de carga opera dentro de los criterios de planificación; pero al simular con la demanda mínima a mediano plazo el CRY_A02 adecuado con la desincorporación, reubicación e instalación de bancos de condensadores, nos muestra que dicho circuito posee valores de tensión de 1,060 pu, por lo que excede los perfiles de tensión permitidos por los criterios de planificación.
27	NO	El CRY_A03 después del traspaso de carga opera dentro de los criterios de planificación; pero al simular con la demanda mínima a mediano plazo el CRY_A02 adecuado con la desincorporación, reubicación e instalación de bancos de condensadores y conductores de mayor calibre nos muestra que dicho circuito posee valores de tensión de 1,069 pu, excediendo los límites de tensión establecidos por los criterios de planificación.
28	NO	El CRY_A03 después del traspaso de carga opera dentro de los criterios de planificación; pero al simular con la demanda máxima a mediano plazo el CRY_A02 adecuado con la instalación de conductores de mayor calibre, nos muestra que dicho circuito posee pérdidas activas y reactivas de 5,31% y 10,58% respectivamente, por lo que excede los perfiles de pérdidas técnicas permitidas por los criterios de planificación.
29	NO	El CRY_A03 después del traspaso de carga opera dentro de los criterios de planificación; pero al simular con la demanda mínima a mediano plazo el CRY_A02 adecuado con la desincorporación, reubicación e instalación de bancos de condensadores nos muestra que dicho circuito posee valores de tensión de 1,078 pu, excediendo los límites de tensión establecidos por los criterios de planificación.

30	NO	El CRY_A03 después del traspaso de carga opera dentro de los criterios de planificación; pero al simular con la demanda mínima a mediano plazo el CRY_A02 adecuado con la desincorporación e instalación de bancos de condensadores y conductores de mayor calibre nos muestra que dicho circuito posee valores de tensión de 1,066 pu, excediendo los límites de tensión establecidos por los criterios de planificación.
31	NO	El CRY_A03 después del traspaso de carga opera dentro de los criterios de planificación; pero al simular con la demanda máxima a mediano plazo el CRY_A02 adecuado con la instalación de conductores de mayor calibre, nos muestra que dicho circuito posee pérdidas activas y reactivas de 5,50% y 10,71% respectivamente, por lo que excede los perfiles de pérdidas técnicas permitidas por los criterios de planificación.
32	SI	El CRY_A03 luego de la desincorporación, reubicación e instalación de bancos de condensadores opera dentro de los criterios de planificación.
33	NO	El CRY_A03 luego de la instalación de conductores de mayor calibre posee una caída de tensión de 1,050 pu y pérdidas activas y reactivas de 3,59% y 6,77% respectivamente, no alcanzando los perfiles permitidos de tensión y excediendo los perfiles de pérdidas técnicas permitidas por los criterios de planificación.

**Tabla T.8. Evaluación del comportamiento de los anteproyectos para LSB\_A01.**

N° de anteproyecto	¿Es posible realizar el anteproyecto?	Evaluación de comportamiento
34	SI	El LSB_A01 después del traspaso de carga, opera dentro de los criterios de planificación y el LSB_B01 luego de dicho traspaso opera también dentro de los criterios de planificación.
35	NO	El LSB_A01 después del traspaso de carga posee pérdidas activas y reactivas de 3,32% y 2,81% respectivamente, excediendo los perfiles de pérdidas técnicas permitidas por los criterios de planificación, por el contrario LSB_B01 luego del traspaso opera bajo los criterios de planificación.
36	SI	El LSB_A01 después del traspaso de carga opera dentro de los criterios de planificación y el CHP_A01 luego de la desincorporación e instalación de bancos de condensadores opera también dentro de los criterios de planificación.
37	SI	El LSB_A01 después del traspaso de carga opera dentro de los criterios de planificación y el CHP_A01 luego de la instalación de conductores de mayor calibre opera también dentro de los criterios de planificación.
38	SI	El LSB_A01 luego de la desincorporación, reubicación e instalación de bancos de condensadores opera dentro de los criterios de planificación.
39	SI	LSB_A01 luego de la instalación de conductores de mayor calibre opera bajo los criterios de planificación.

# ANEXO U

## ESCENARIO 3 (mediano plazo)

Simulaciones de flujo de carga y condiciones de operación a mediano plazo para los circuitos de las S/E's Longa España, Carayaca y La Sabana para escenario 3.

**Anteproyecto 19.** Se desincorporan 209 mts de conductor aéreo CU\_2AWG para luego instalar 209 mts de conductor aéreo de aluminio 400MCM para LOE\_A02.

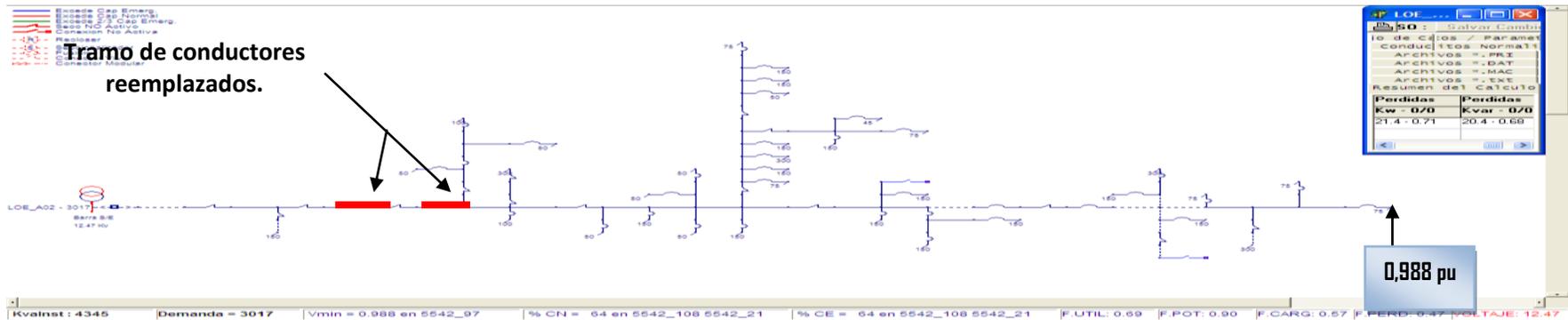


Figura U.1. LOE\_A02 con instalación de conductores a mediano plazo.

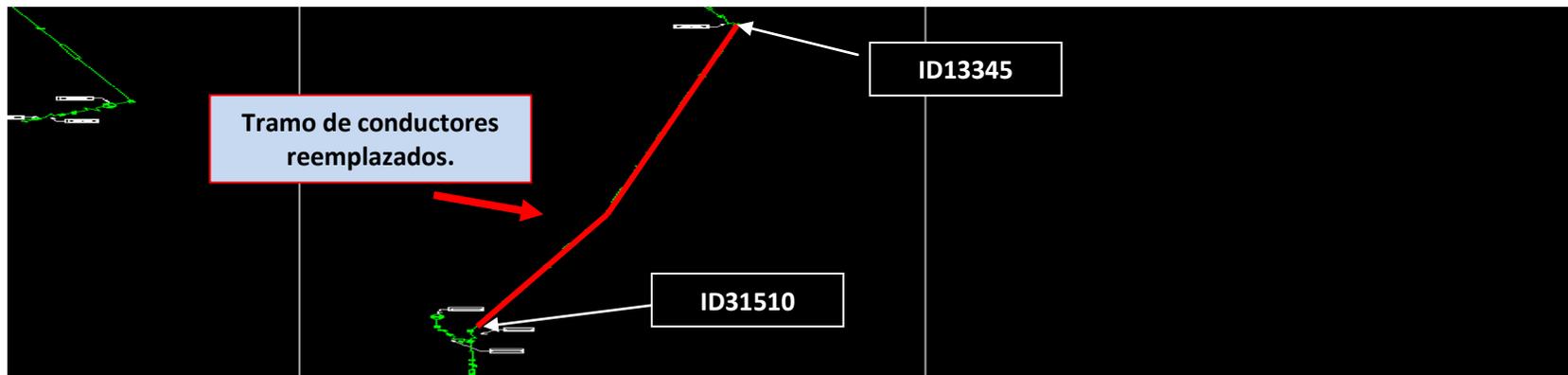


Figura U.2. Ubicación de conductores instalados en el anteprojecto de instalación de 209mts de conductor aéreo de aluminio 400MCM para LOE\_A02.

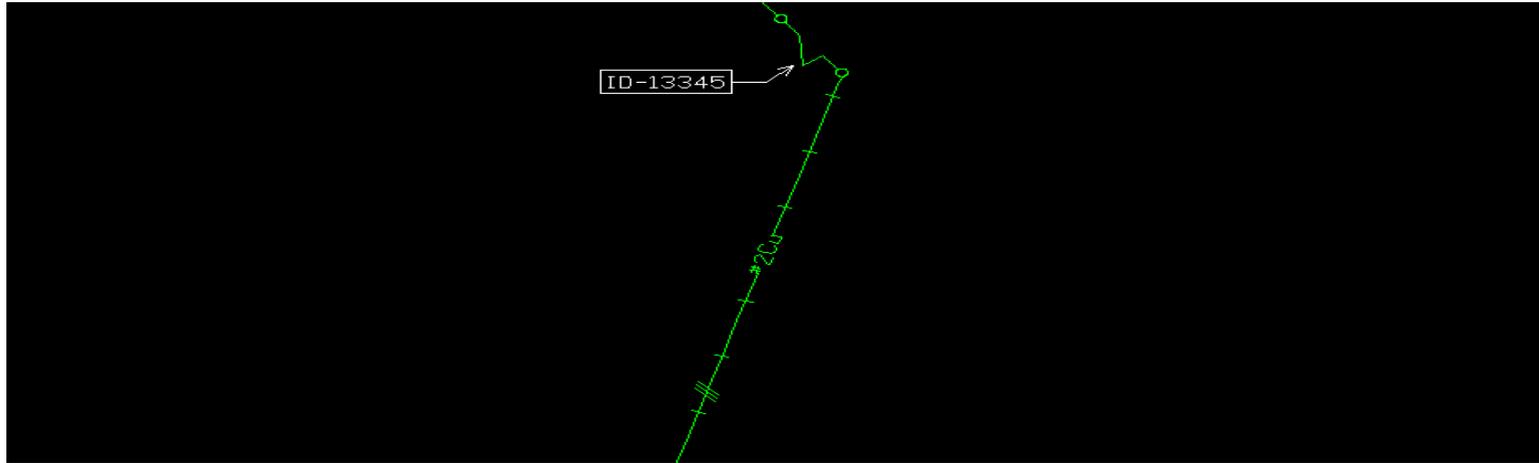


Figura U.3. Zoom de la ubicación de conductores instalados en el anteproyecto de instalación de 209mts de conductor aéreo de aluminio 400MCM para LOE\_A02.

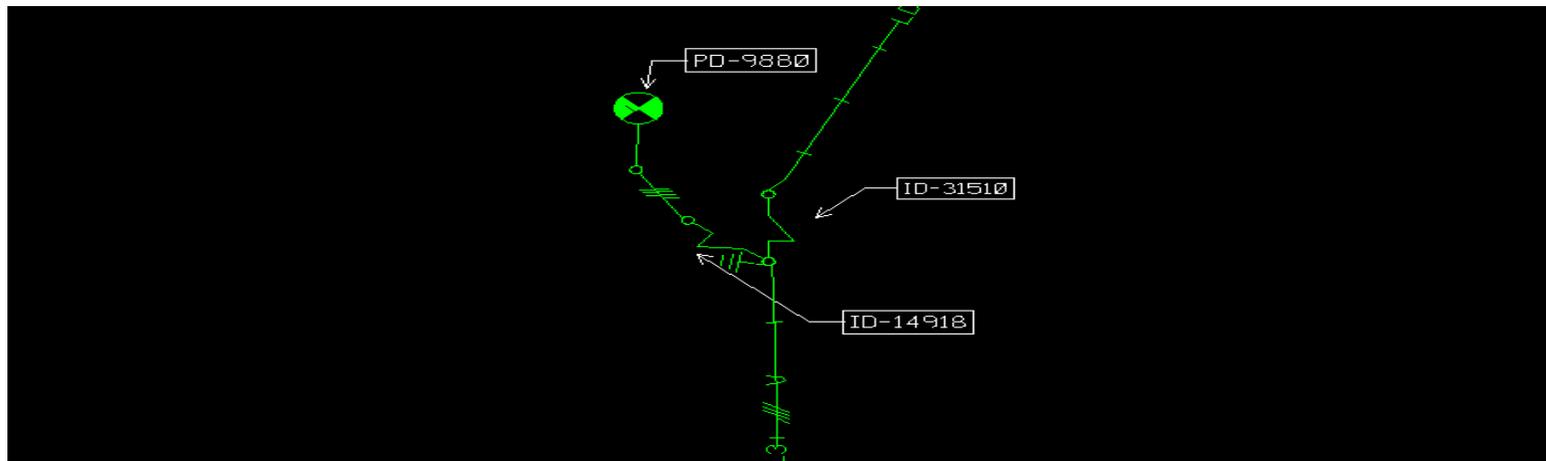


Figura U.4. Zoom de la ubicación de conductores instalados en el anteproyecto de instalación de 209mts de conductor aéreo de aluminio 400MCM para LOE\_A02.

**Anteproyecto 20.** Traspaso de carga de 1.287 kVA del circuito CRY\_A02 al circuito receptor CRY\_A03, mediante el ID30365, posteriormente se desincorporan 2 bancos de condensadores de 300kVAr, se reubican 3 bancos de 300kVAr y se instalan 5 bancos nuevos de 600kVAr en CRY\_A03.

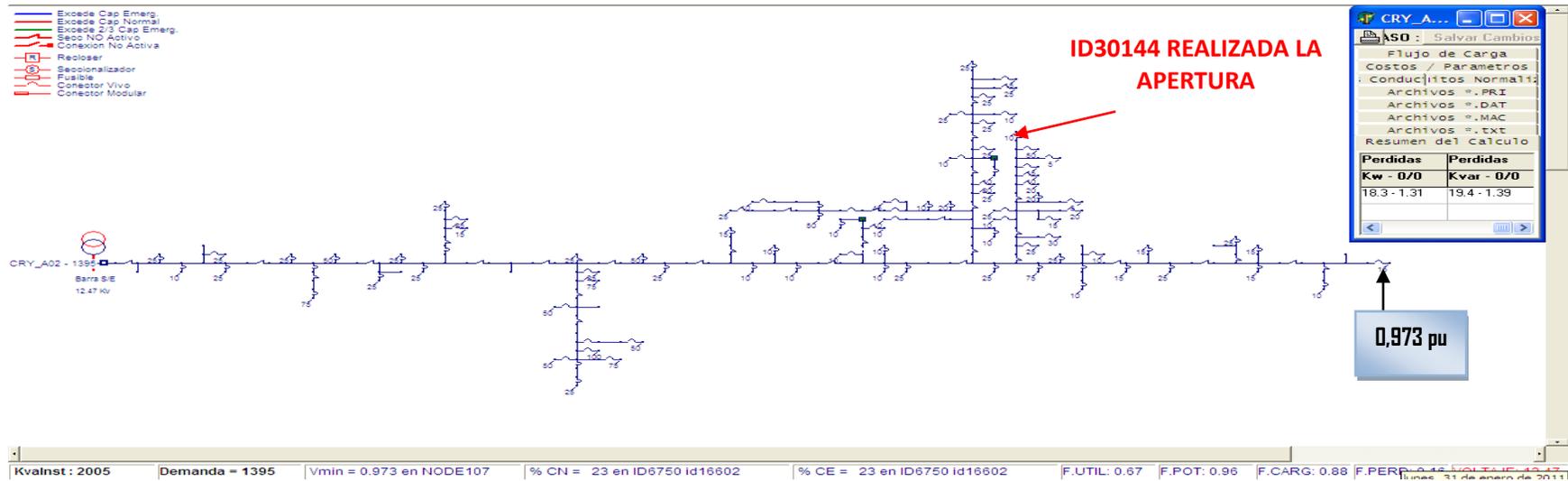


Figura U.5. CRY\_A02 después del traspaso a mediano plazo.

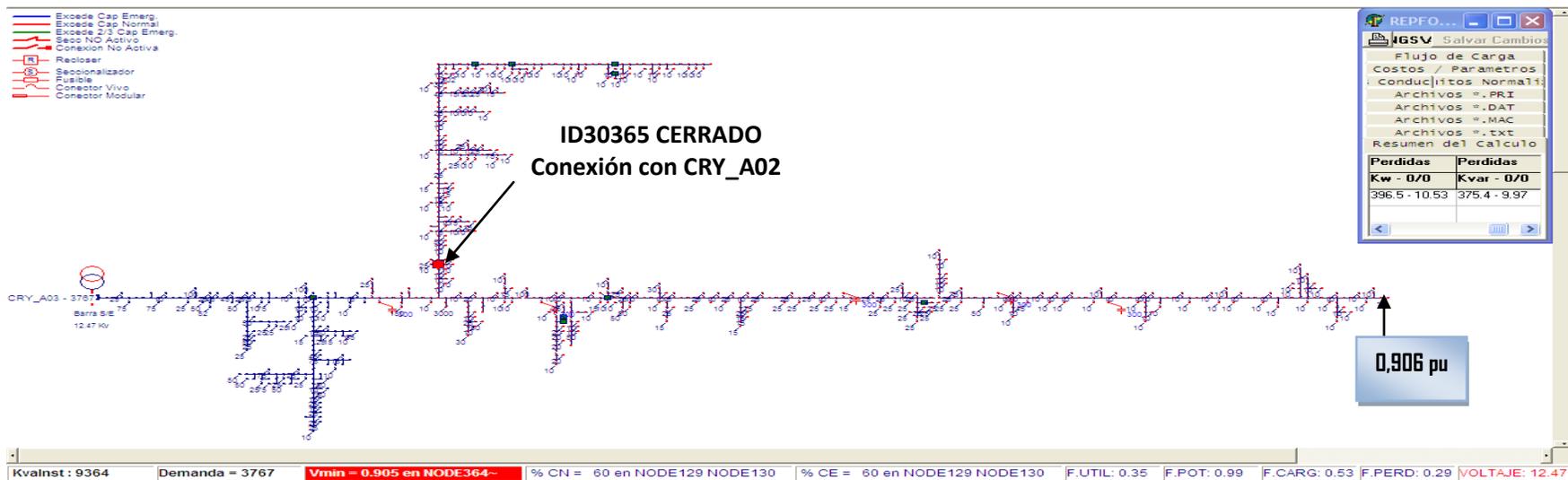


Figura U.6. CRY\_A03 después del traspaso a mediano plazo.

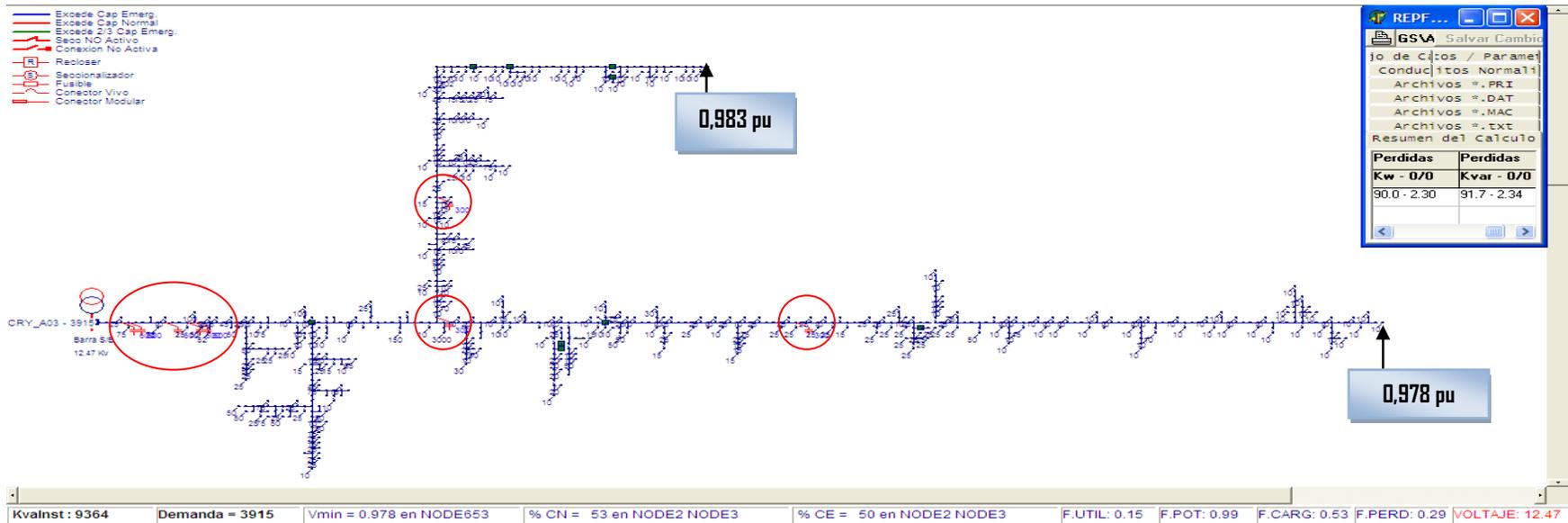


Figura U.7. CRY\_A03 con reubicación e instalación de bancos de condensadores con demanda máxima a mediano plazo.

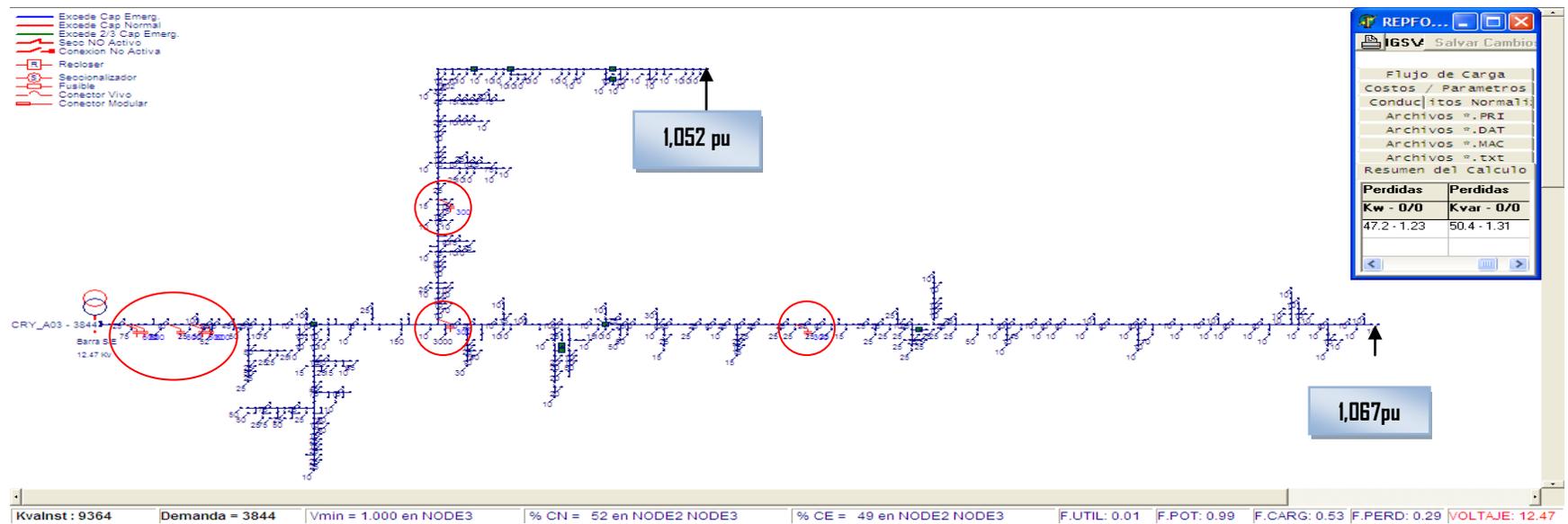
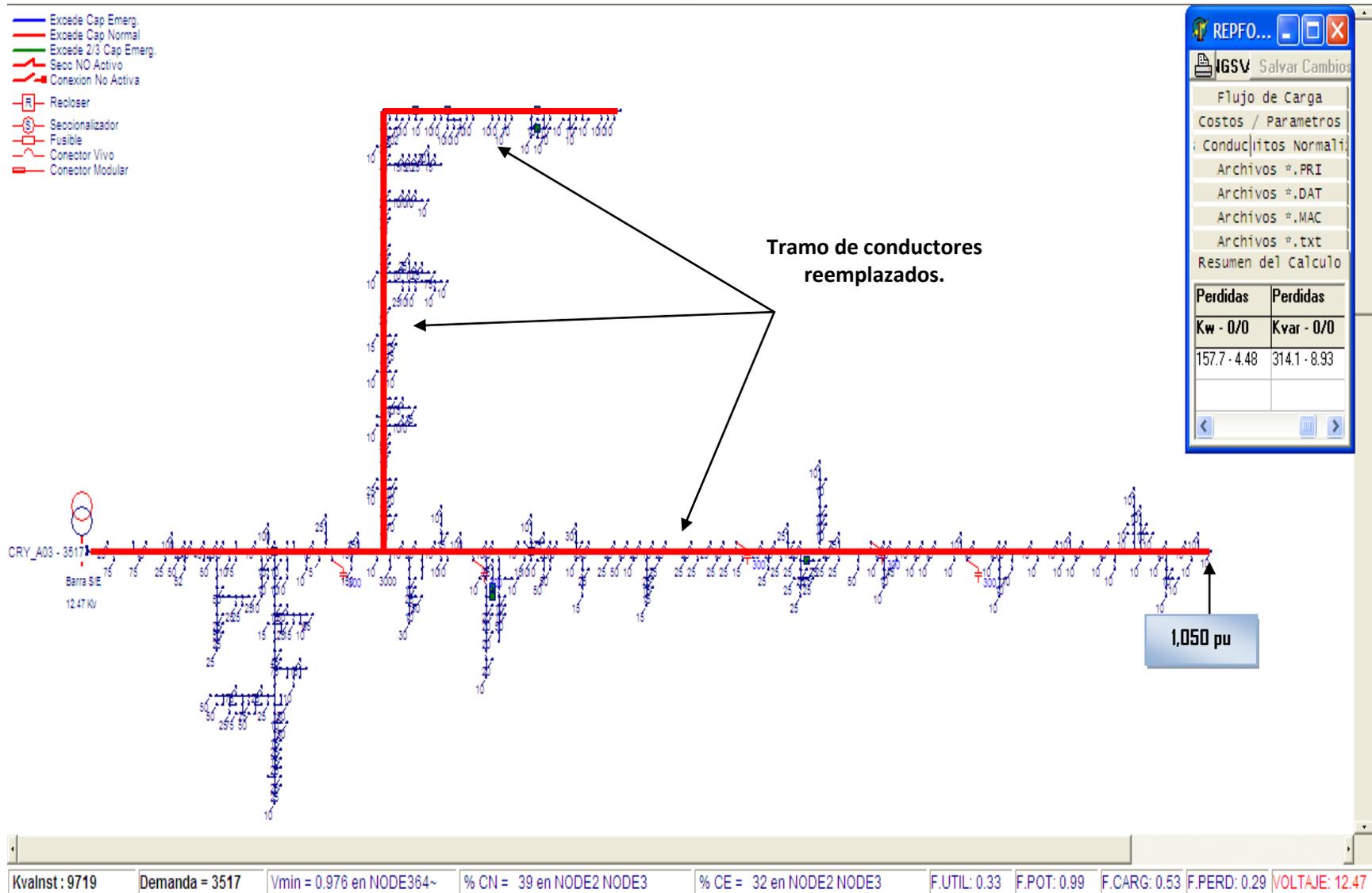


Figura U.8. CRY\_A03 con reubicación e instalación de bancos de condensadores con demanda mínima a mediano plazo.

**Anteproyecto 21.** Traspaso de carga de 1.287 kVA del circuito CRY\_A02 al circuito receptor CRY\_A03 mediante el ID30365, posteriormente se desincorporan 13.403 mts de conductor aéreo Al\_4/0AWG, 44.927 mts de conductor aéreo Al\_1/0AWG y 114 mts de conductor subterráneo CU\_500MCM para luego instalar 58.330 mts de conductor aéreo de Al\_400MCM y 114 mts de conductor subterráneo CU\_750MCM para CRY\_A03.



**Figura U.9.** CRY\_A03 con instalación de conductores a mediano plazo.

**Anteproyecto 22.** Traspaso de carga de 1.017 kVA del circuito CRY\_A02 al circuito receptor CRY\_A03, a través del ID26802, posteriormente se desincorporan 4 bancos de condensadores de 300kVAr, se reubica 1 banco de 300kVAr y se instalan 4 bancos nuevos de 600kVAr para CRY\_A03.

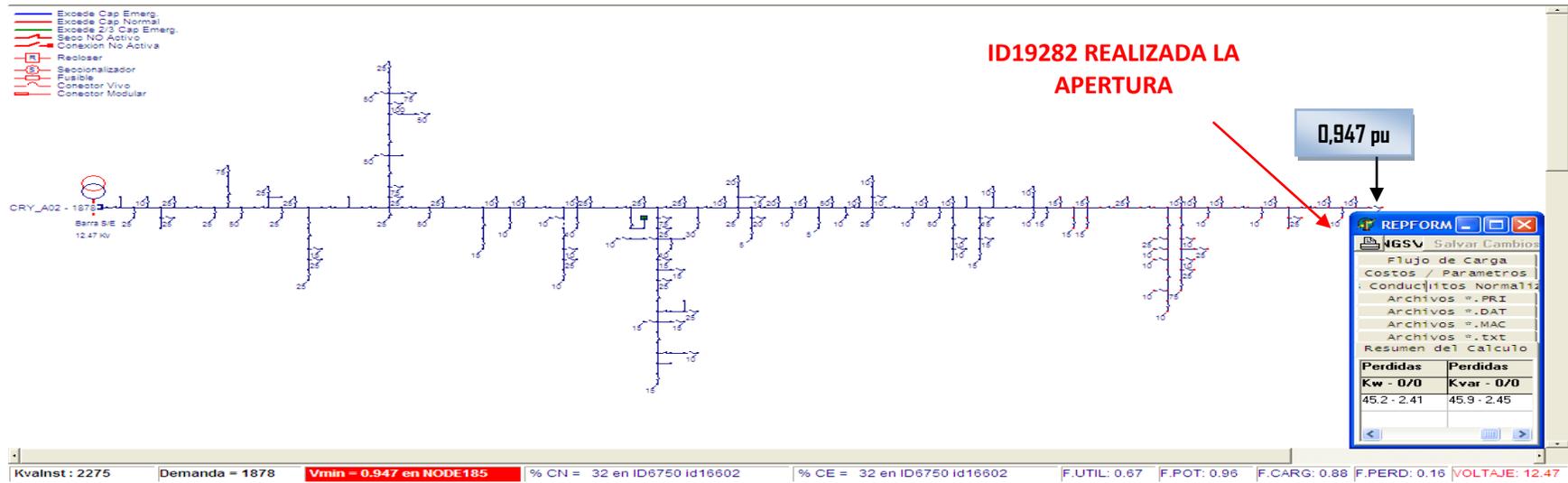


Figura U.10. CRY\_A02 después del traspaso a mediano plazo.

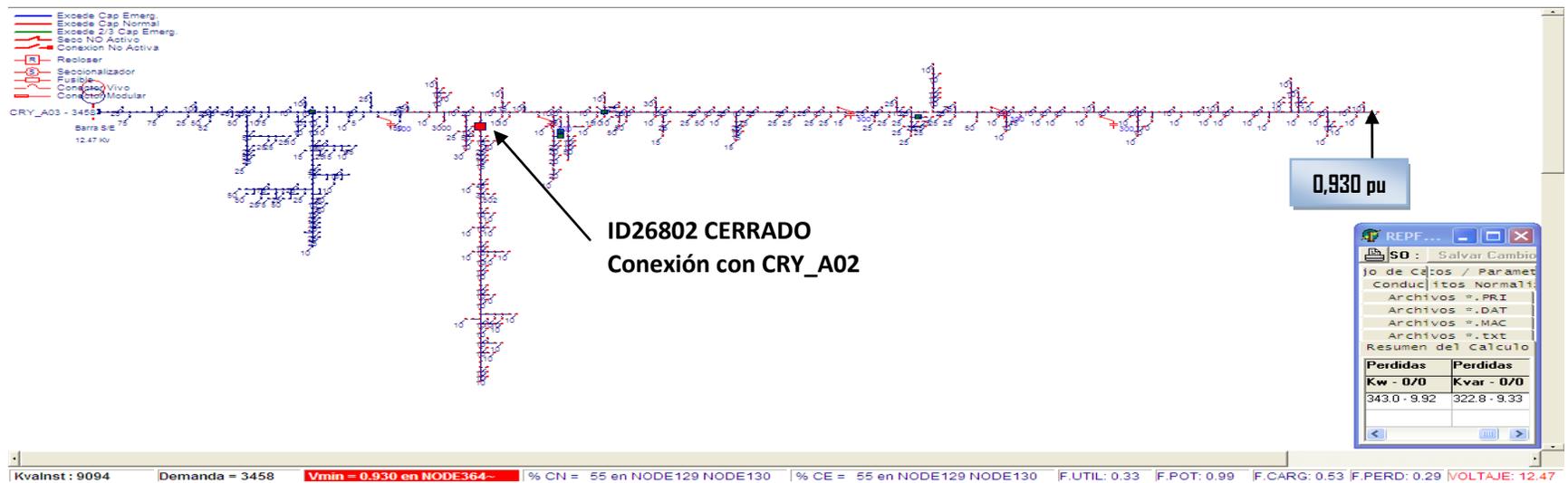


Figura U.11. CRY\_A03 después del traspaso a mediano plazo.

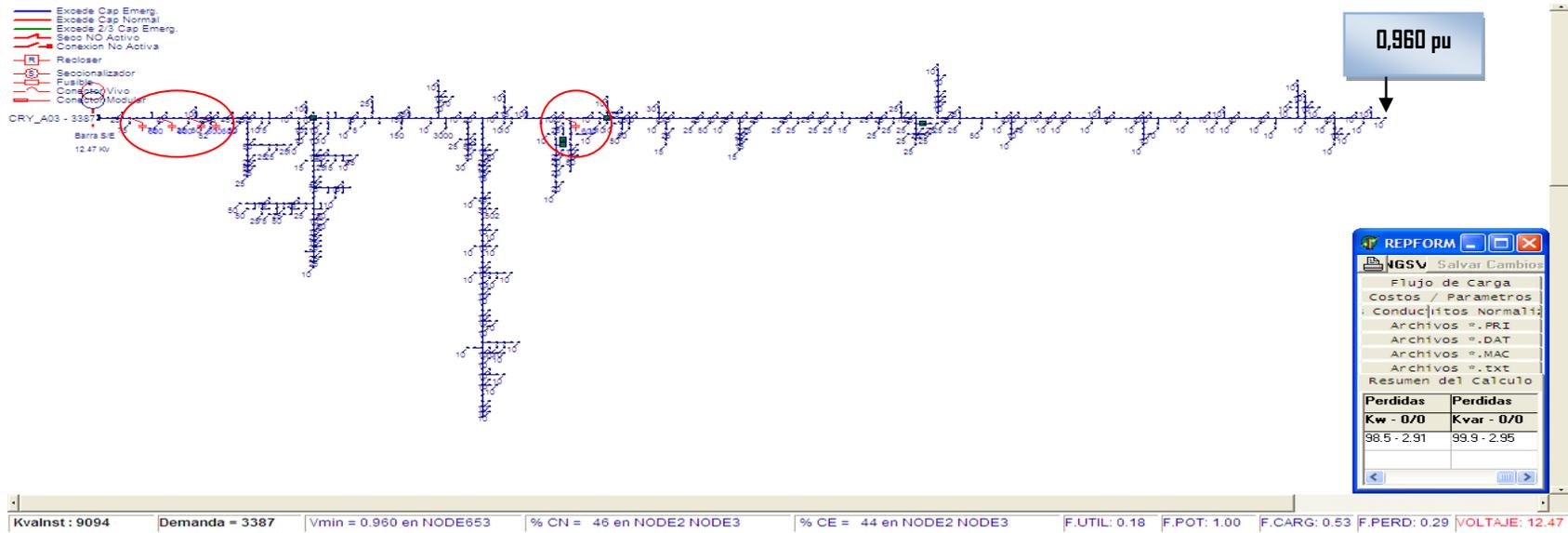


Figura U.12. CRY\_A03 con reubicación e instalación de bancos de condensadores con demanda máxima a mediano plazo.

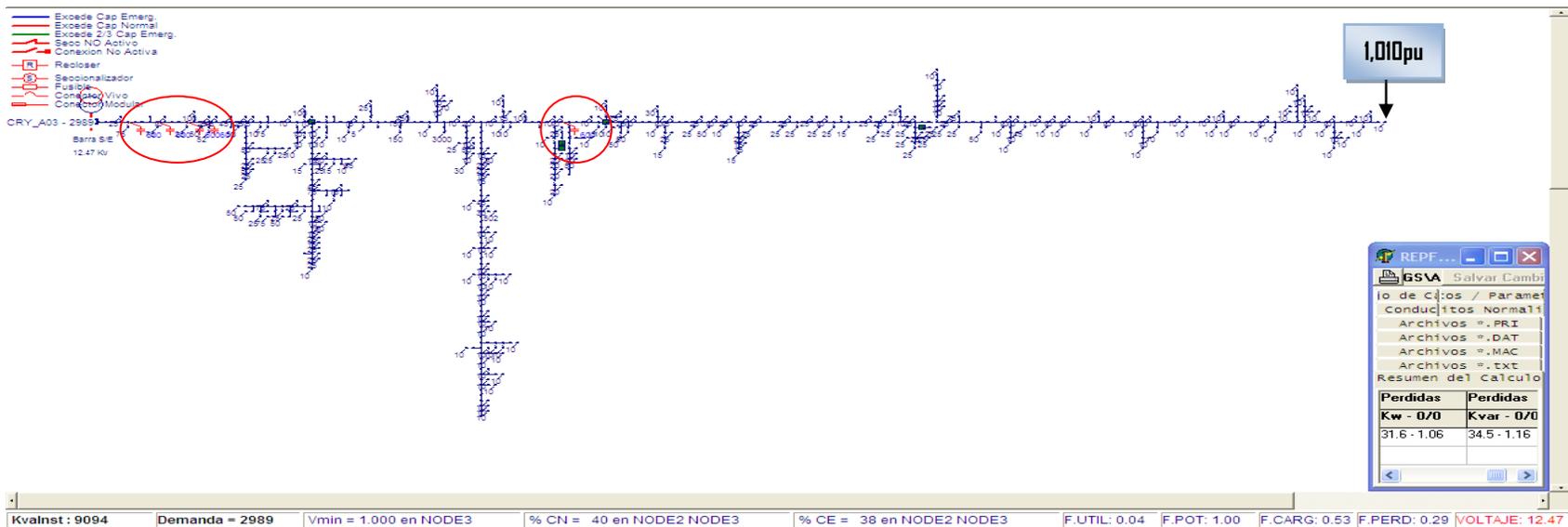
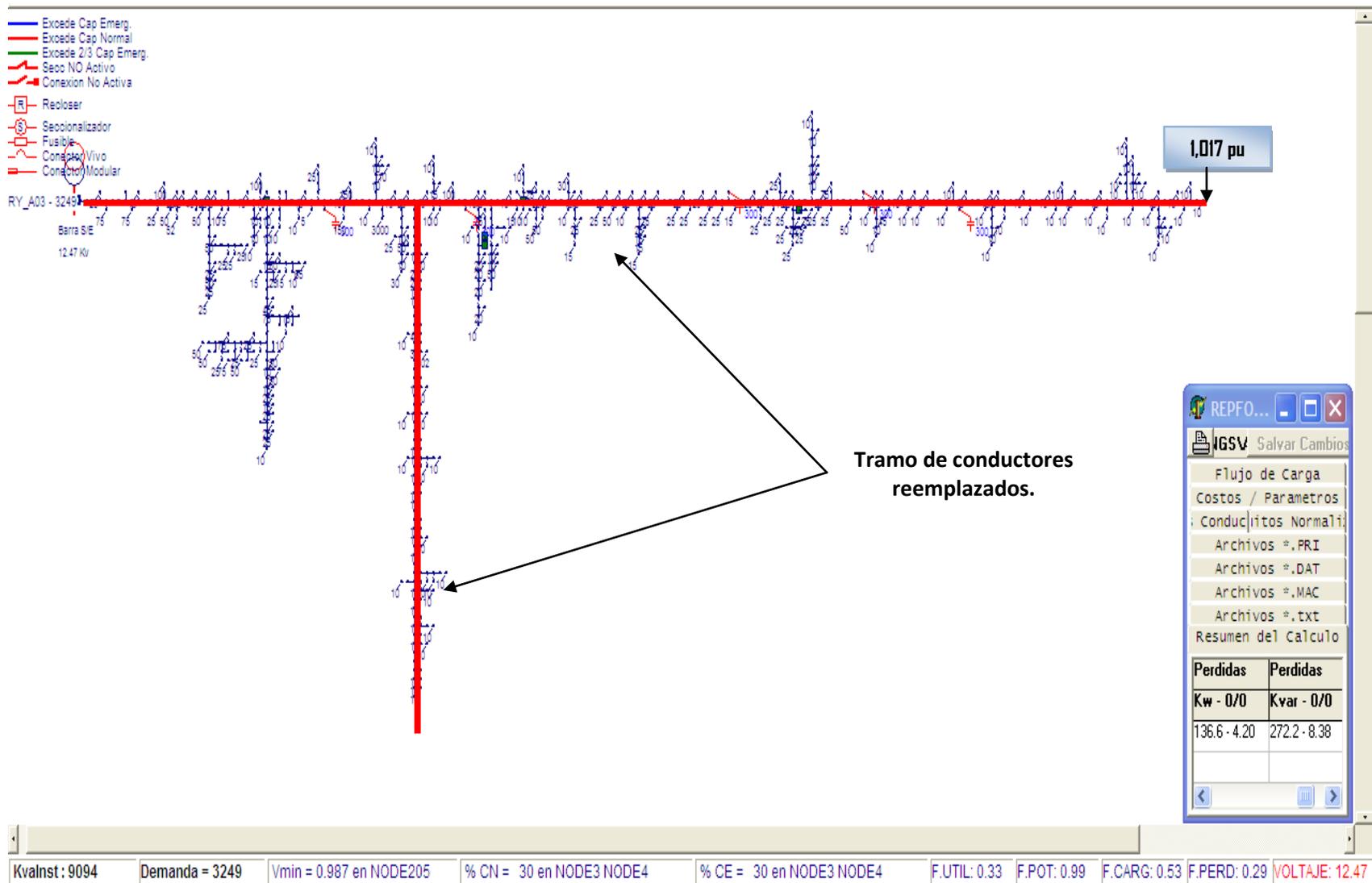


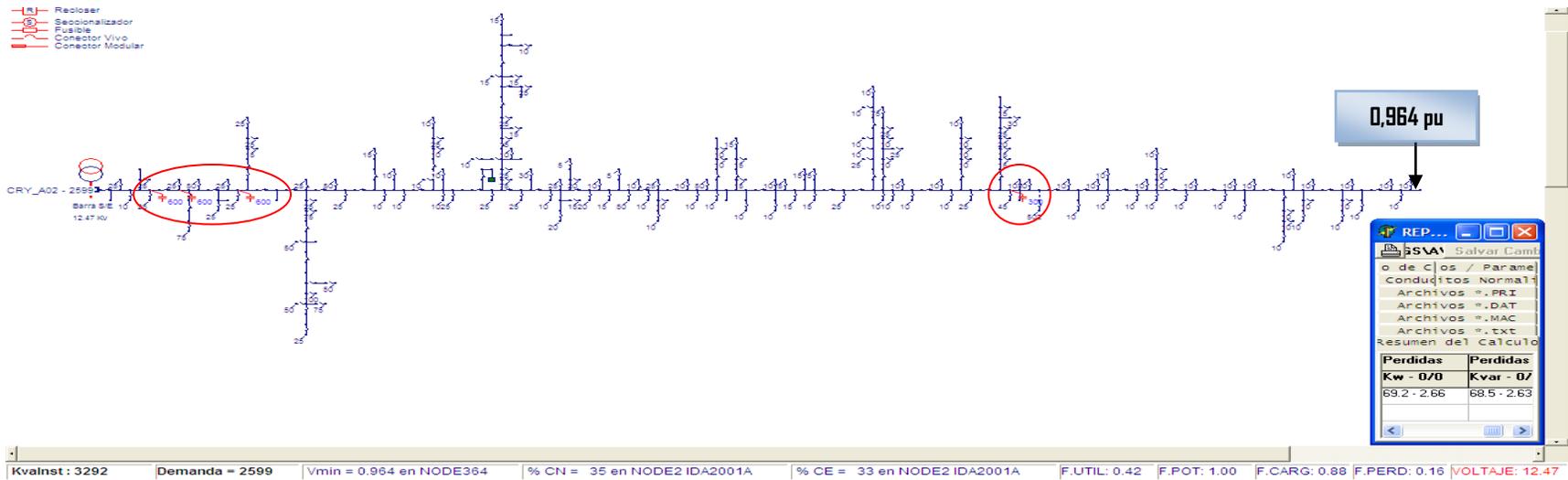
Figura U.13. CRY\_A03 con reubicación e instalación de bancos de condensadores con demanda mínima a mediano plazo.

**Anteproyecto 23.** Traspaso de carga de 1.017 kVA del circuito CRY\_A02 al circuito receptor CRY\_A03, a través del ID26802, posteriormente se desincorporan 12.347 mts de conductor aéreo Al\_4/0 AWG, 39.418 mts de conductor aéreo Al\_1/0 AWG y 114 mts de conductor subterráneo CU\_500MCM para luego instalar 51.765 mts de conductor aéreo de aluminio 400MCM y 114 mts de conductor subterráneo de cobre 750MCM para CRY\_A03.

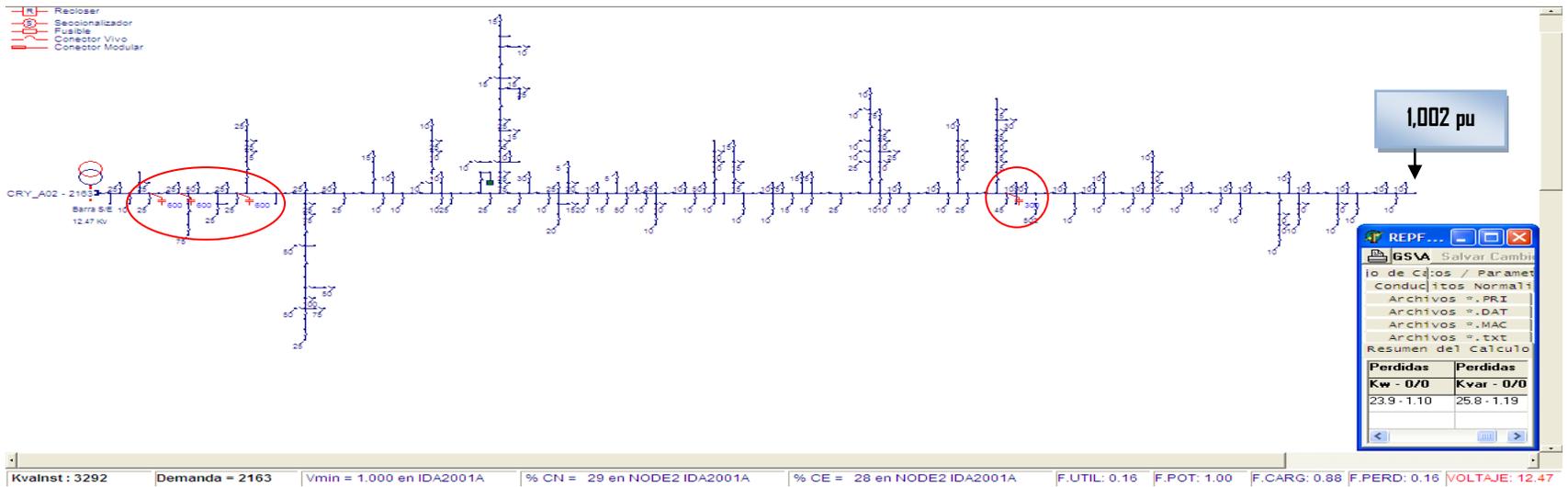


**Figura U.14.** CRY\_A03 con instalación de conductores a mediano plazo.

**Anteproyecto 24.** Se instala 1 banco de condensadores de 300kVAr y 3 bancos de 600kVAr para CRY\_A02.



**Figura U.15.** CRY\_A02 con instalación de bancos de condensadores con demanda máxima a mediano plazo.



**Figura U.16.** CRY\_A02 con instalación de bancos de condensadores con demanda mínima en estado actual.

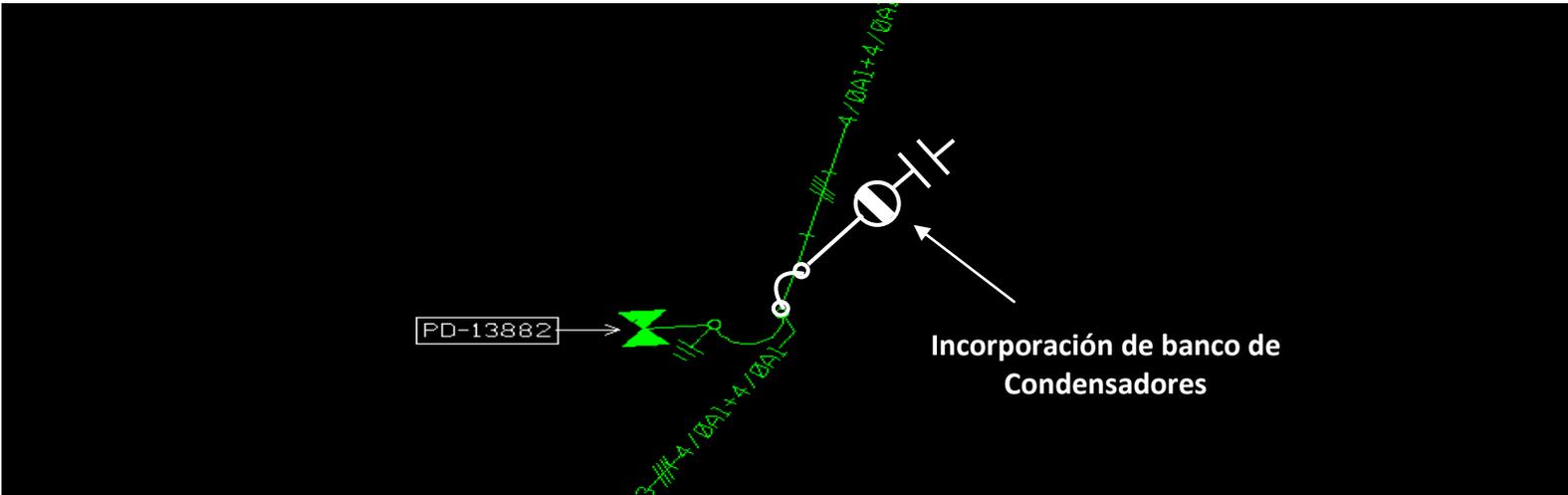


Figura U.17. Ubicación de 1 banco de condensadores de 300kVAr instalado en el anteproyecto de instalación de 1 banco de condensadores de 300kVA y 3 bancos de condensadores de 600kVA para el CRY\_A02.

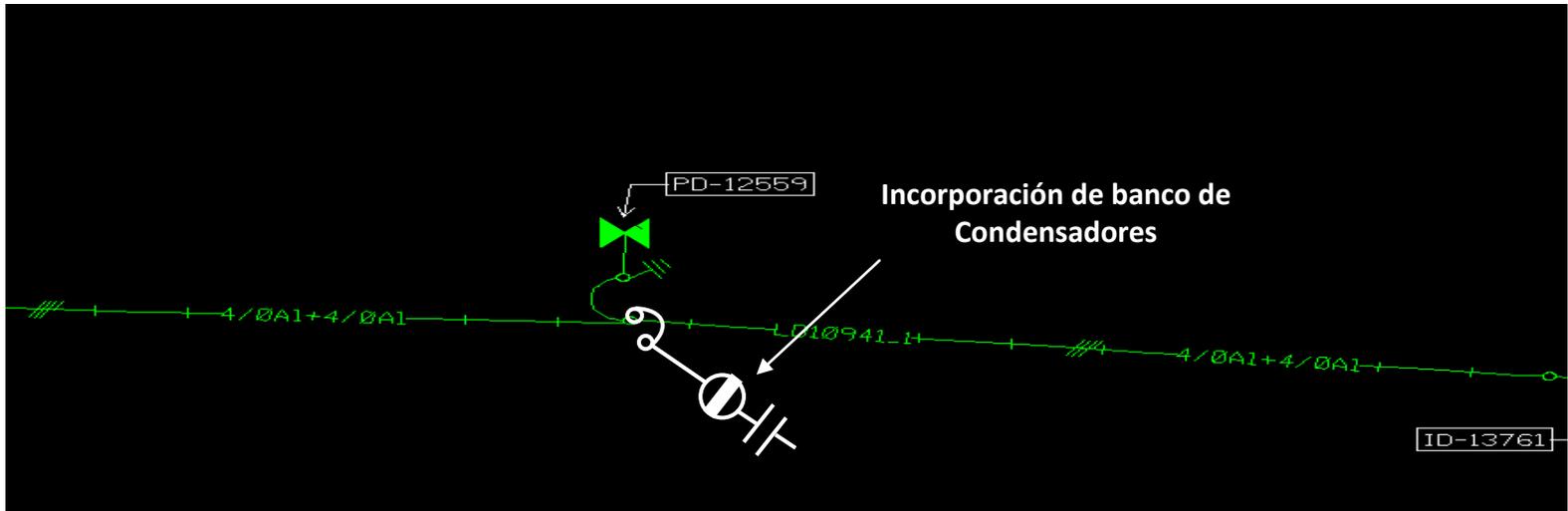


Figura U.18. Ubicación de 1 banco de condensadores de 600kVAr instalado en el anteproyecto de instalación de 1 banco de condensadores de 300kVA y 3 bancos de condensadores de 600kVA para el CRY\_A02.

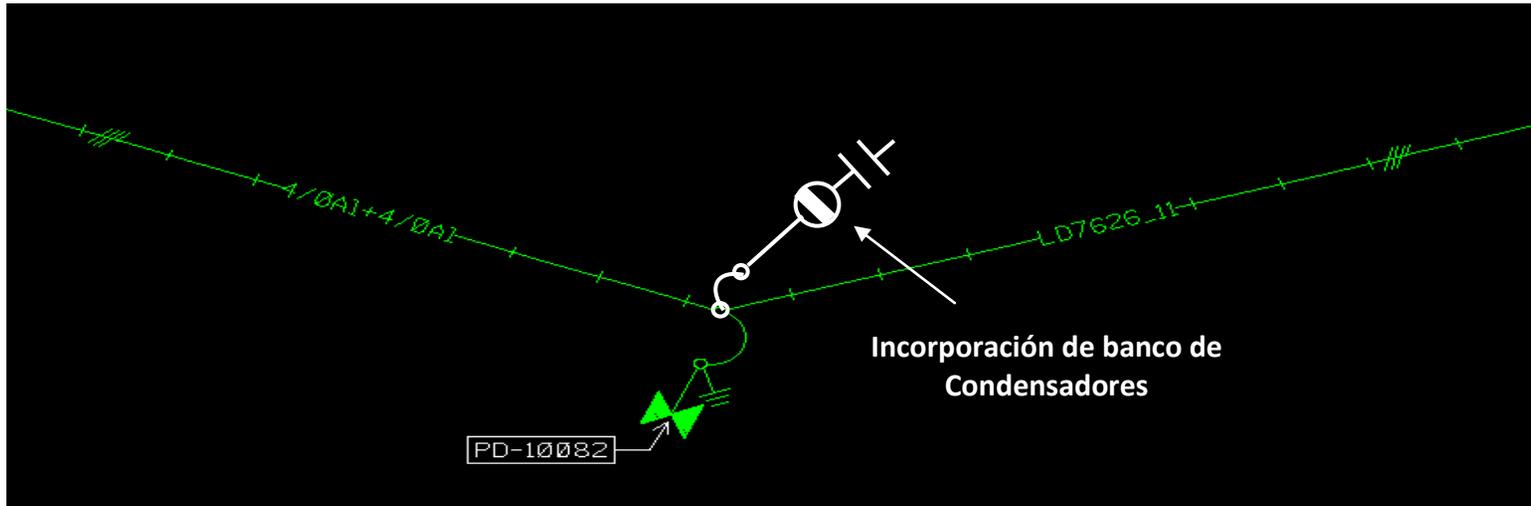


Figura U.19. Ubicación de 1 banco de condensadores de 600kVAr instalado en el anteproyecto de instalación de 1 banco de condensadores de 300kVA y 3 bancos de condensadores de 600kVA para el CRY\_A02.

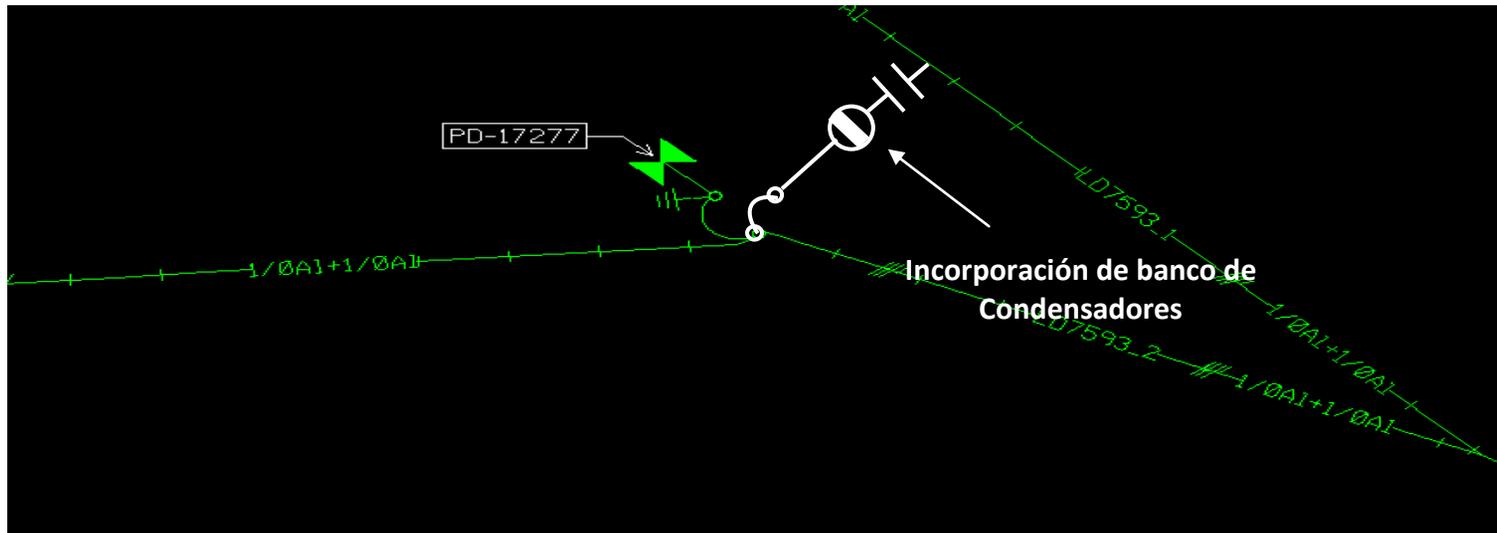
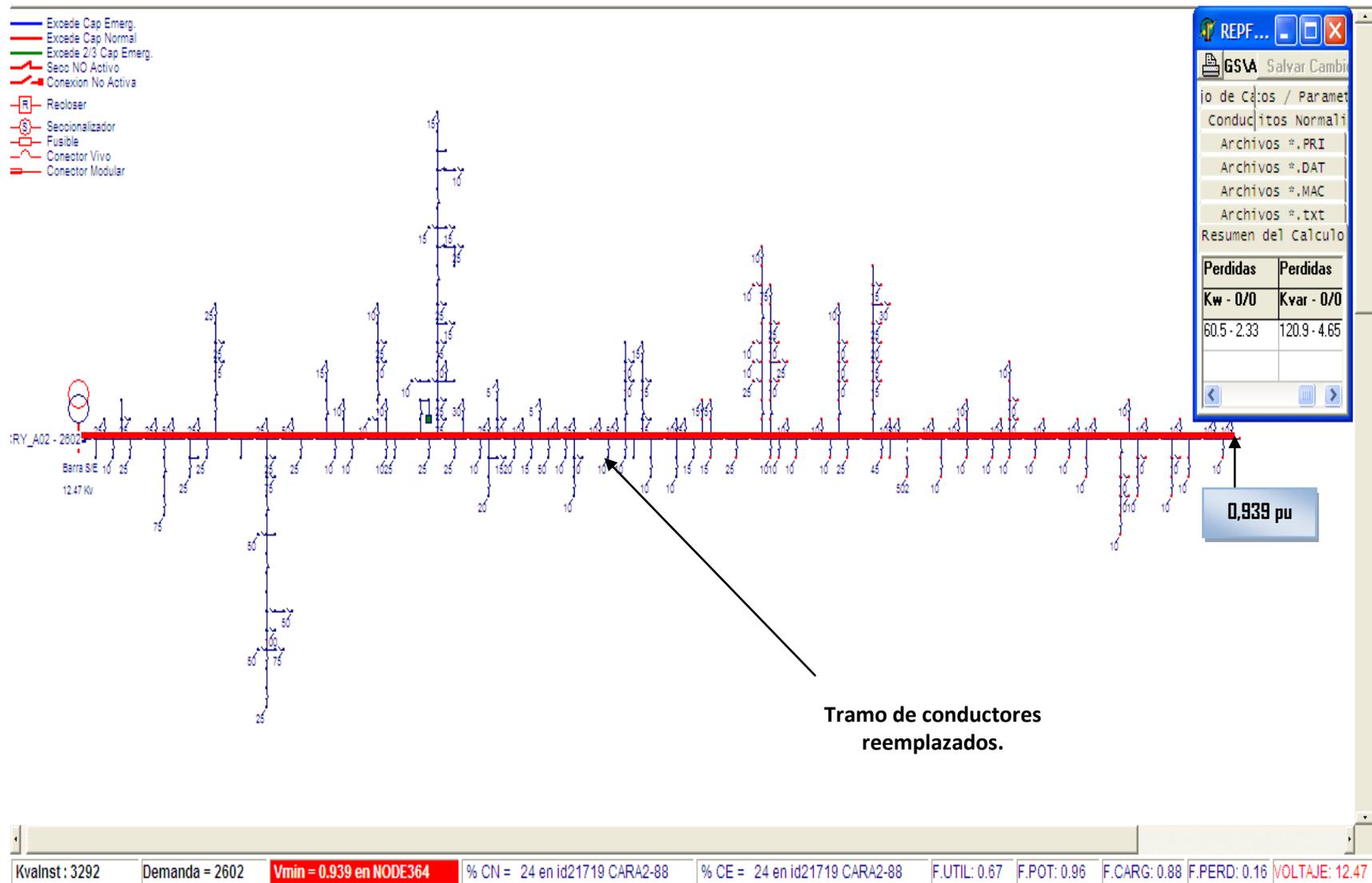


Figura U.20. Ubicación de 1 banco de condensadores de 600kVAr instalado en el anteproyecto de instalación de 1 banco de condensadores de 300kVA y 3 bancos de condensadores de 600kVA para el CRY\_A02.

**Anteproyecto 25.** Se desincorporan 21.565 mts de conductor aéreo AI\_4/0AWG, 5.733 mts de conductor aéreo AI\_1/0AWG, 203 mts de conductor aéreo CU\_2AWG y 64 mts de conductor subterráneo CU\_500MCM, para luego instalar 27.565 mts de conductor aéreo de aluminio 400MCM y 64 mts de conductor subterráneo CU\_750MCM para CRY\_A02.



**Figura U.20. CRY\_A02 con instalación de conductores a mediano plazo.**

**Anteproyecto 26.** Traspaso de carga de 5.410kVA y 1200kVAr del circuito CRY\_A03 al circuito receptor CRY\_A02 a través del ID30365, posteriormente se desincorporan 3 bancos de condensadores de 300kVAr, se reubica 1 banco de 300kVAr y se instalan 6 bancos nuevos de 600kVAr para el CRY\_A02.

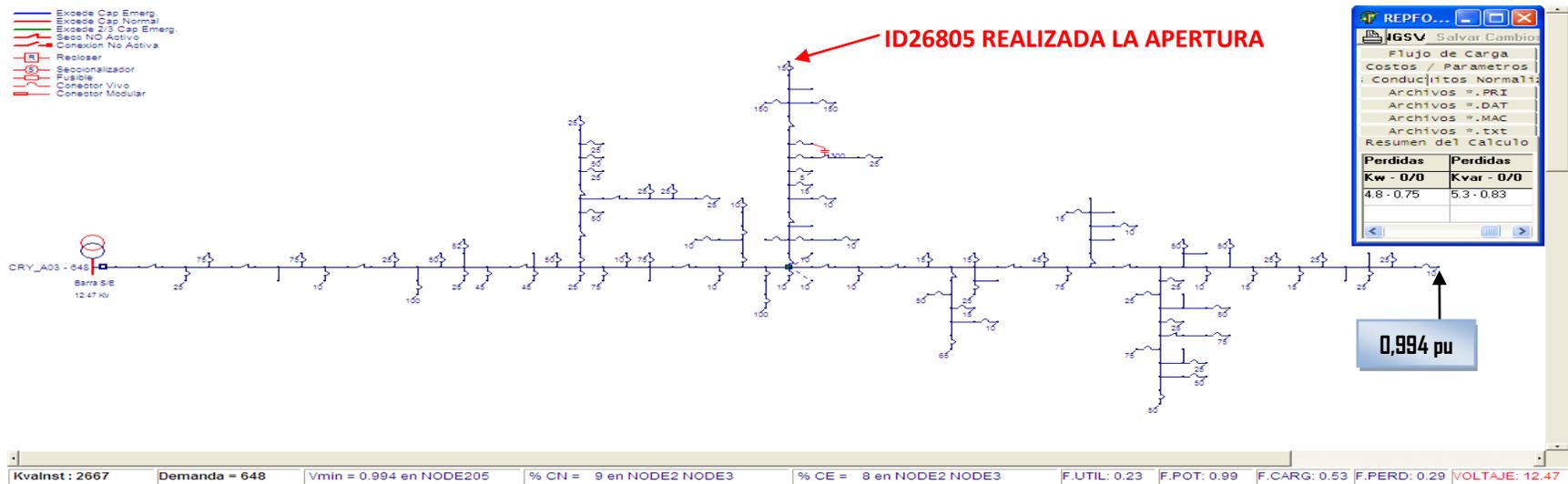


Figura U.21. CRY\_A03 después del traspaso con demanda máxima a mediano plazo.

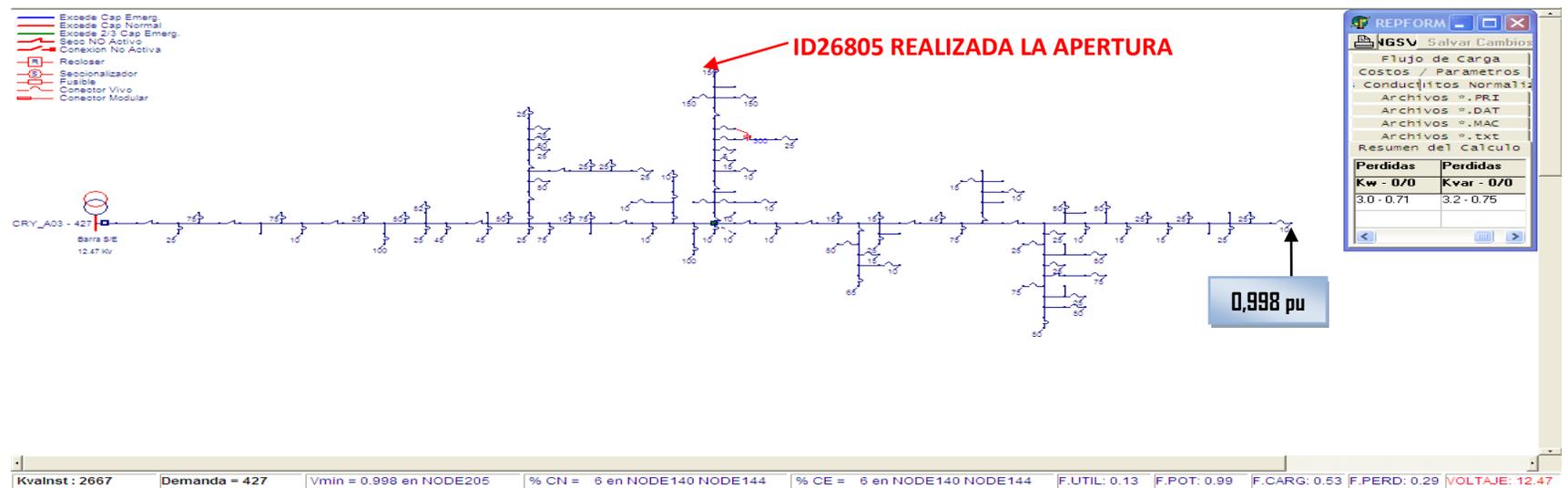


Figura U.22. CRY\_A03 después del traspaso con demanda mínima a mediano plazo.

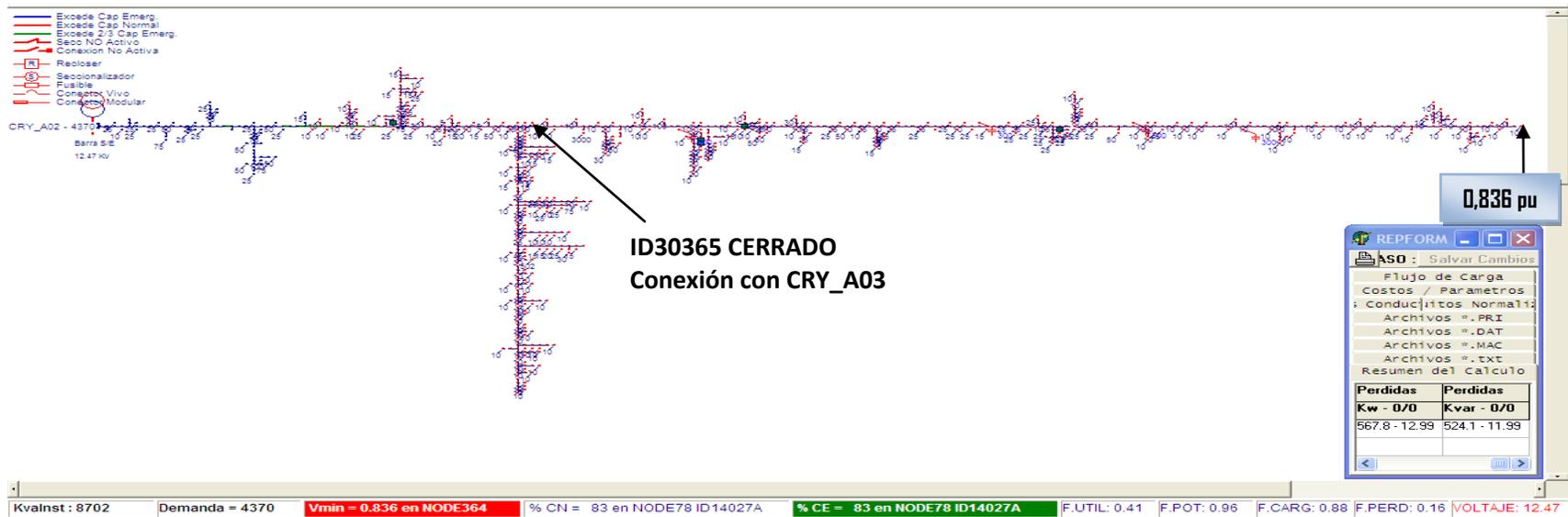


Figura U.23. CRY\_A02 después del traspaso con demanda máxima a mediano plazo.

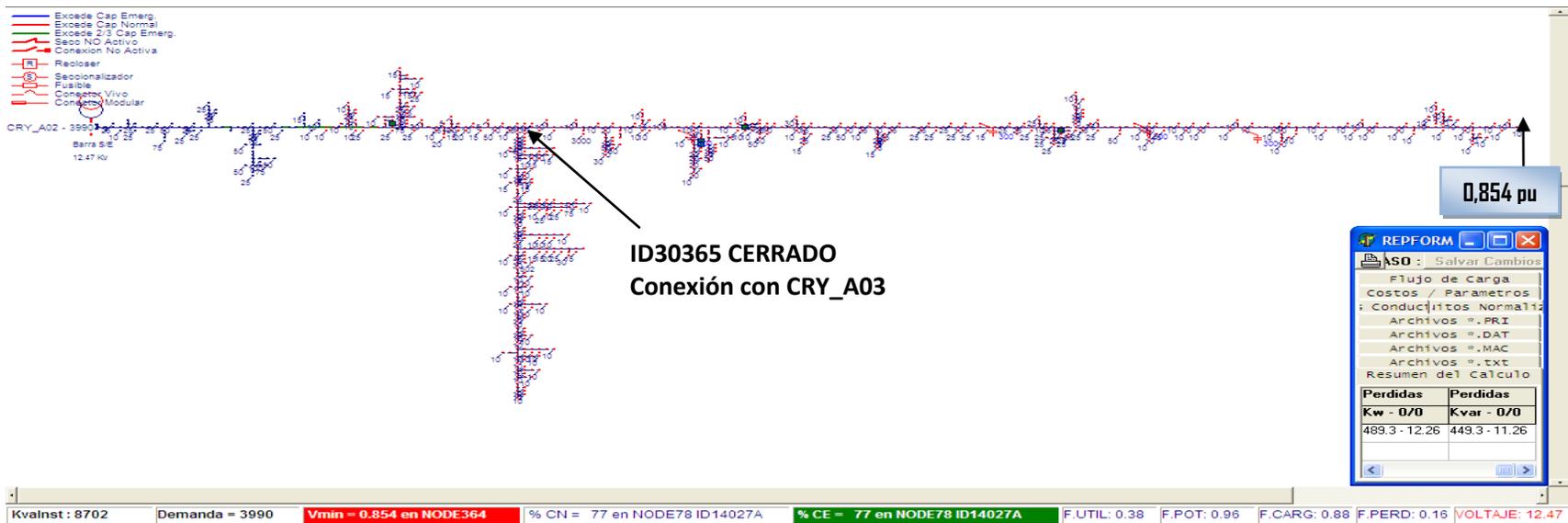


Figura U.24. CRY\_A02 después del traspaso con demanda mínima a mediano plazo.

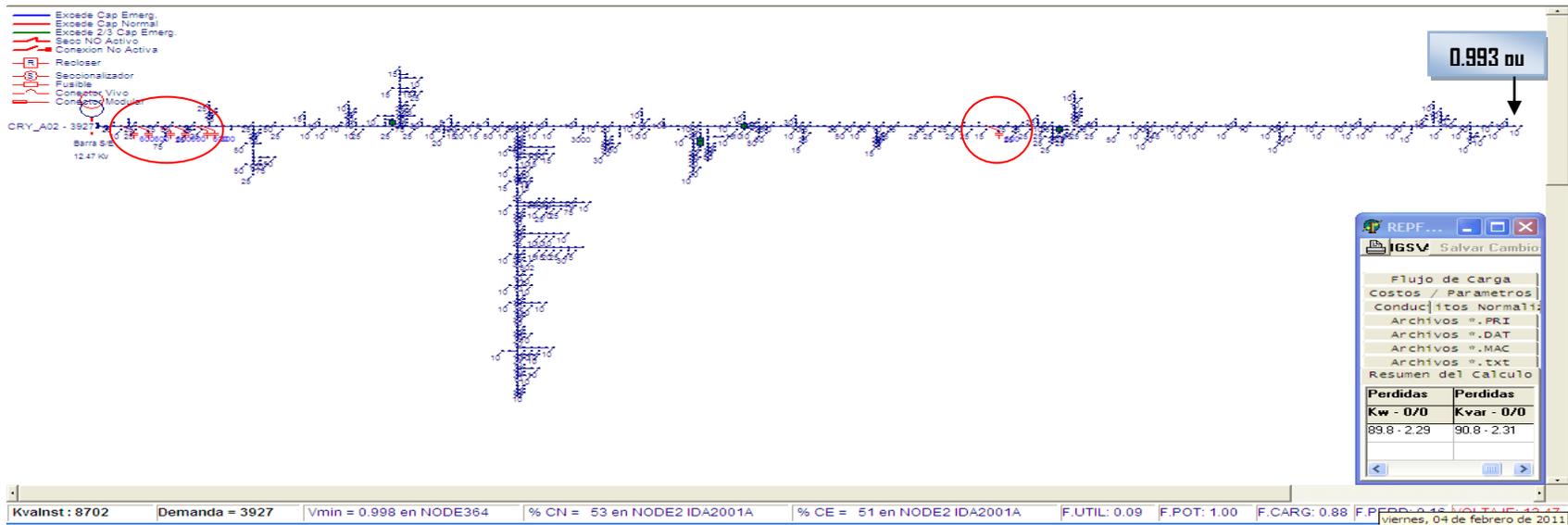


Figura U.25. CRY\_A02 con instalación de bancos de condensadores con demanda máxima a mediano plazo.

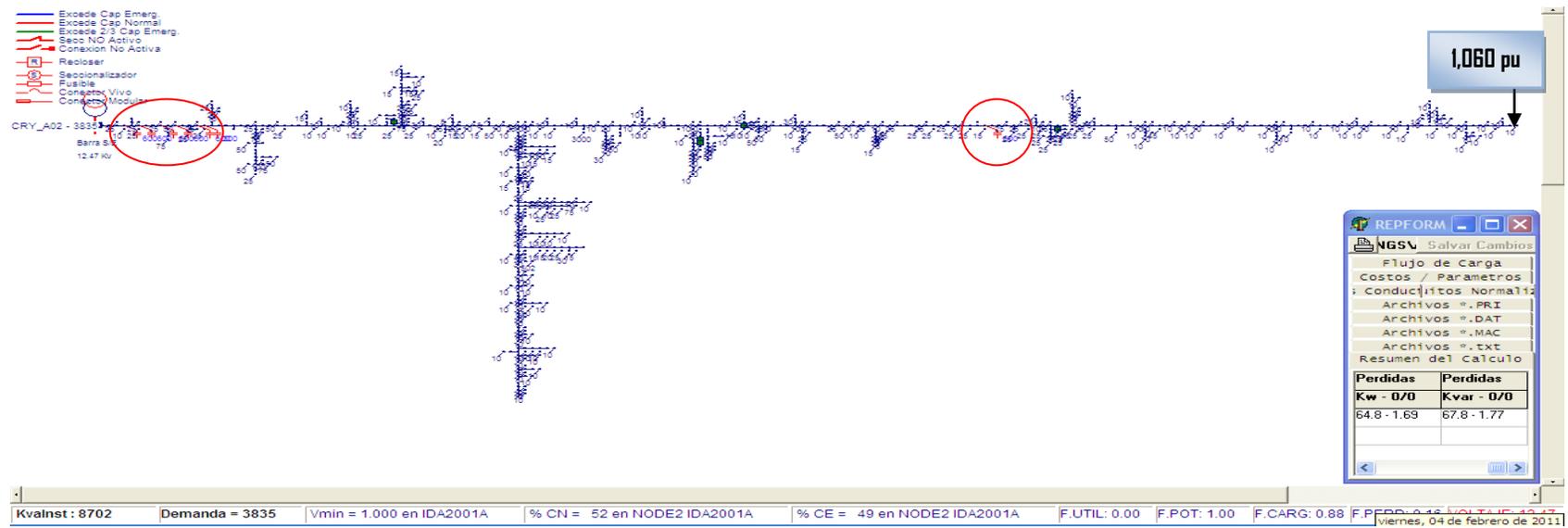
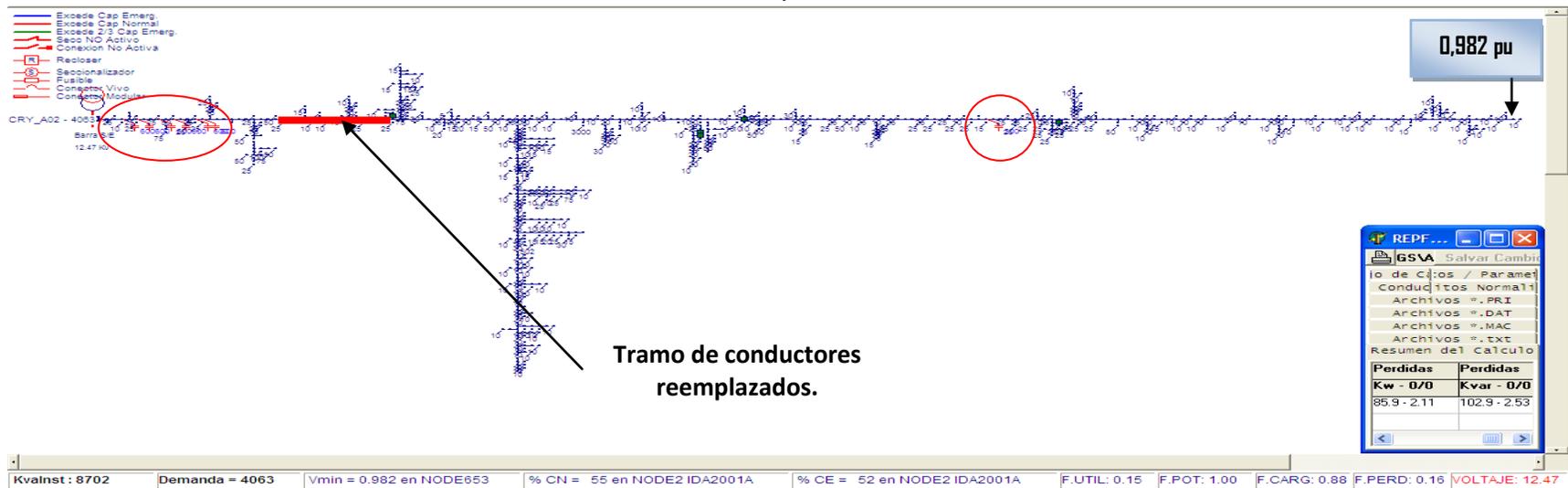
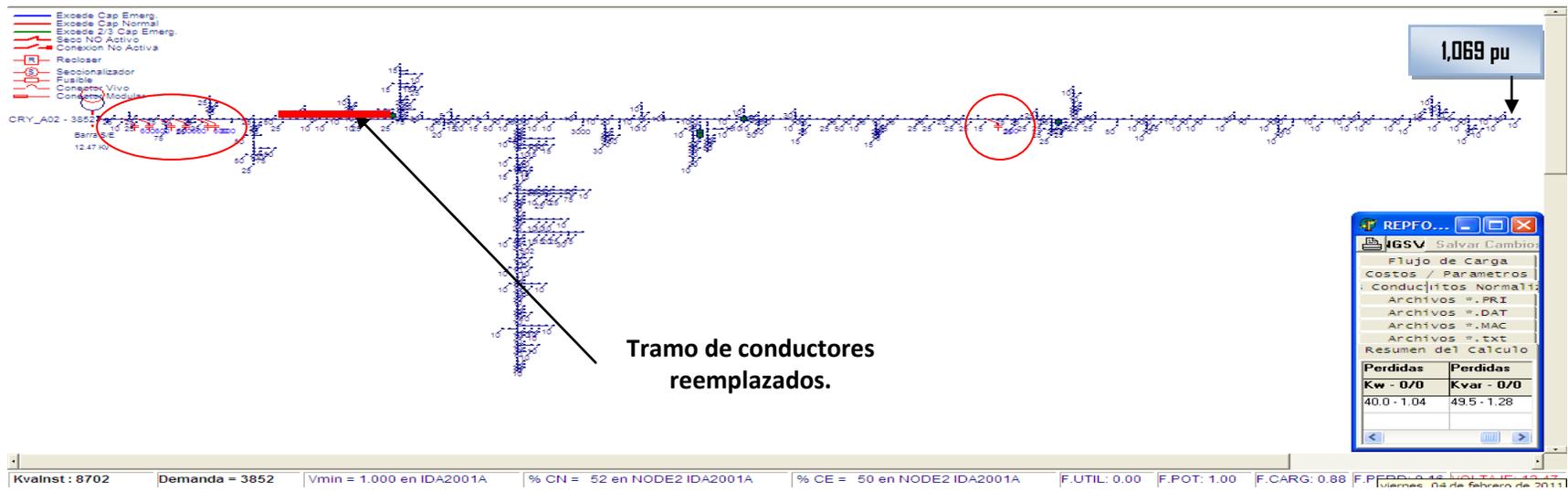


Figura U.26. CRY\_A02 con instalación de bancos de condensadores con demanda mínima a mediano plazo.

**Anteproyecto 27.** Traspaso de carga de 5.410kVA y 1.200kVAr del circuito CRY\_A03 al circuito receptor CRY\_A02, a través del ID30365, posteriormente se desincorporan 3 bancos de condensadores de 300kVAr, se reubica 1 banco de 300kVAr y se instalan 6 bancos nuevos de 600kVAr, también se desincorporan 2.897 mts de conductor aéreo Al\_1/0AWG y 203 mts de conductor aéreo CU\_2AWG, para luego instalar 3.100 mts de conductor aéreo de Al\_400MCM para CRY\_A02.

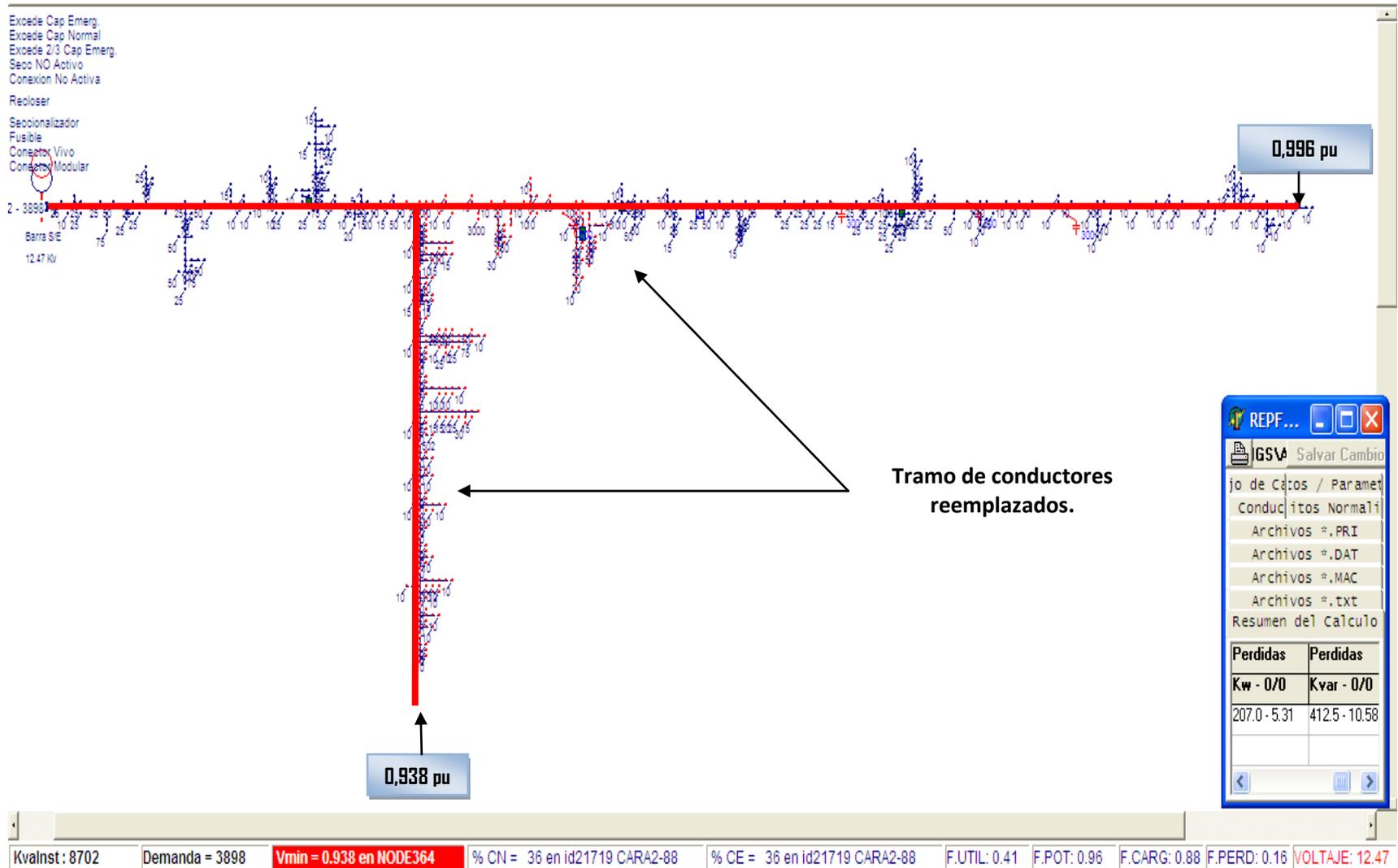


**Figura U.27.** CRY\_A02 con instalación de bancos de condensadores e instalación de conductores con demanda máxima a mediano plazo.



**Figura U.28.** CRY\_A02 con instalación de bancos de condensadores instalación de conductores con demanda máxima a mediano plazo.

**Anteproyecto 28.** Traspaso de carga de 5.410kVA y 1.200kVAr del circuito CRY\_A03 al circuito receptor CRY\_A02, a través del ID30365, posteriormente se desincorporan 12.233 mts de conductor aéreo Al\_4/0AWG, 44.234 mts de conductor aéreo Al\_1/0AWG, 203 mts de conductor aéreo CU\_2AWG y 64 mts de conductor subterráneo CU\_500MCM para luego instalar 56.670 mts de conductor aéreo de Al\_400MCM y 64 mts de conductor subterráneo de CU\_750MCM para CRY\_A02.



**Figura U.29.** CRY\_A02 con instalación de conductores a mediano plazo.

**Anteproyecto 29.** Traspaso de carga de 2.360kVA y 1.200kVAr del circuito CRY\_A03 al circuito receptor CRY\_A02, a través del ID26802, posteriormente se desincorporan 4 bancos de condensadores de 300kVAr y se instalan 6 bancos nuevos de 600kVAr para CRY\_A02.

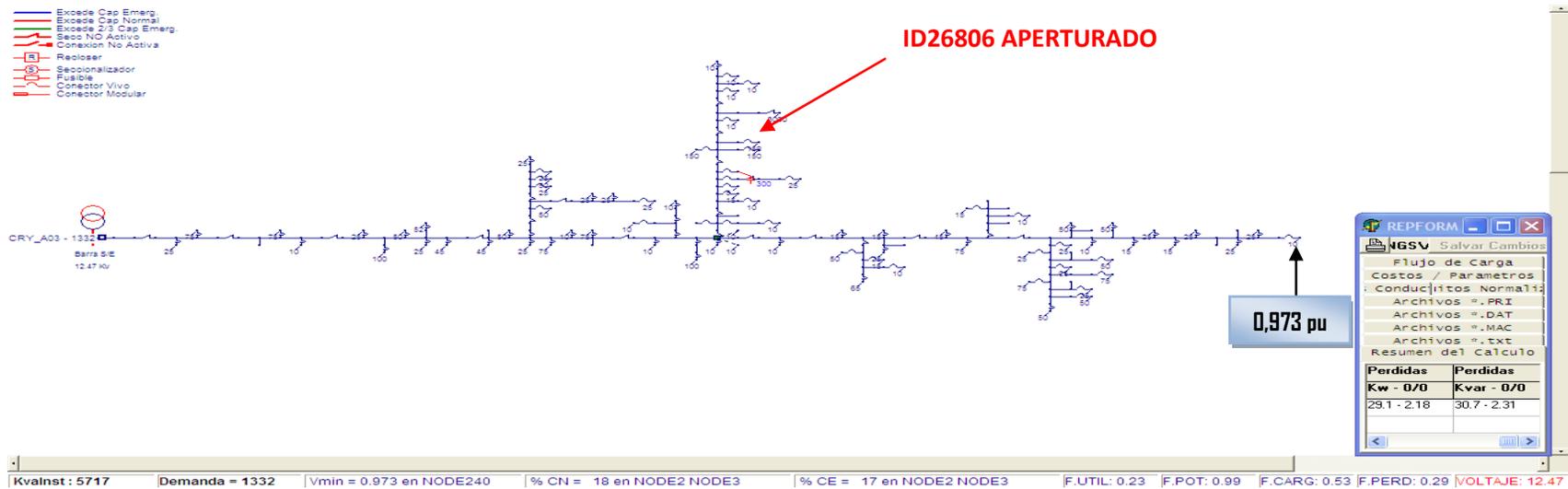


Figura U.30. CRY\_A03 después del traspaso con demanda máxima a mediano plazo.

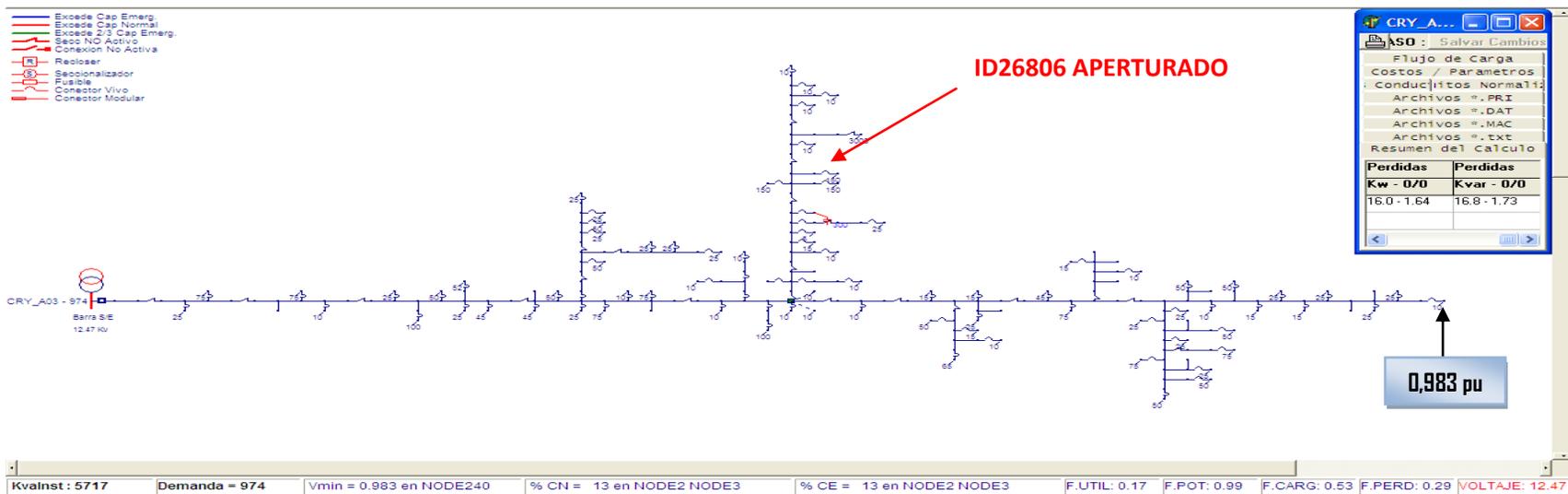


Figura U.31. CRY\_A03 después del traspaso con demanda mínima a mediano plazo.

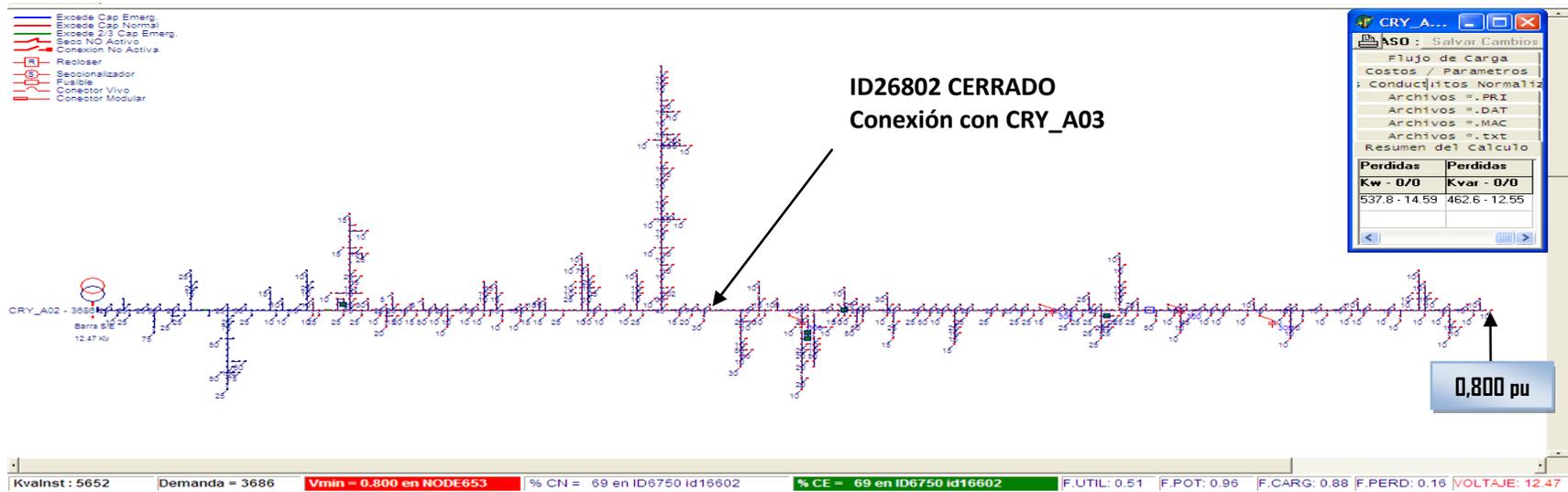


Figura U.32. CRY\_A02 después del traspaso con demanda máxima a mediano plazo.

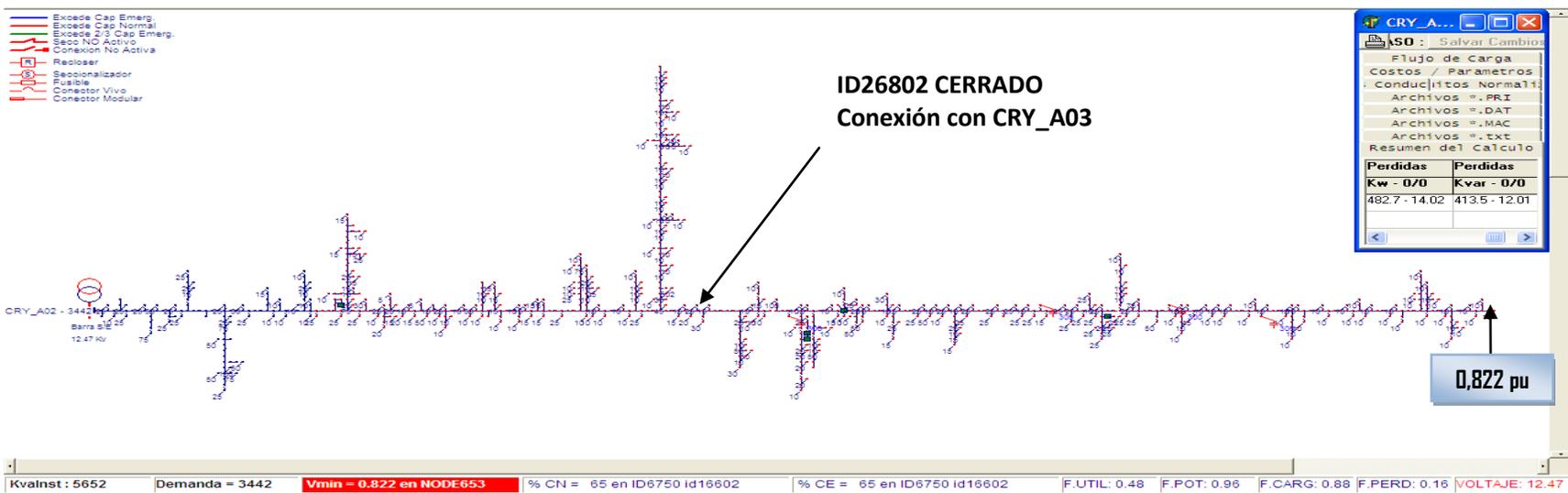


Figura U.33. CRY\_A02 después del traspaso con demanda mínima a mediano plazo.

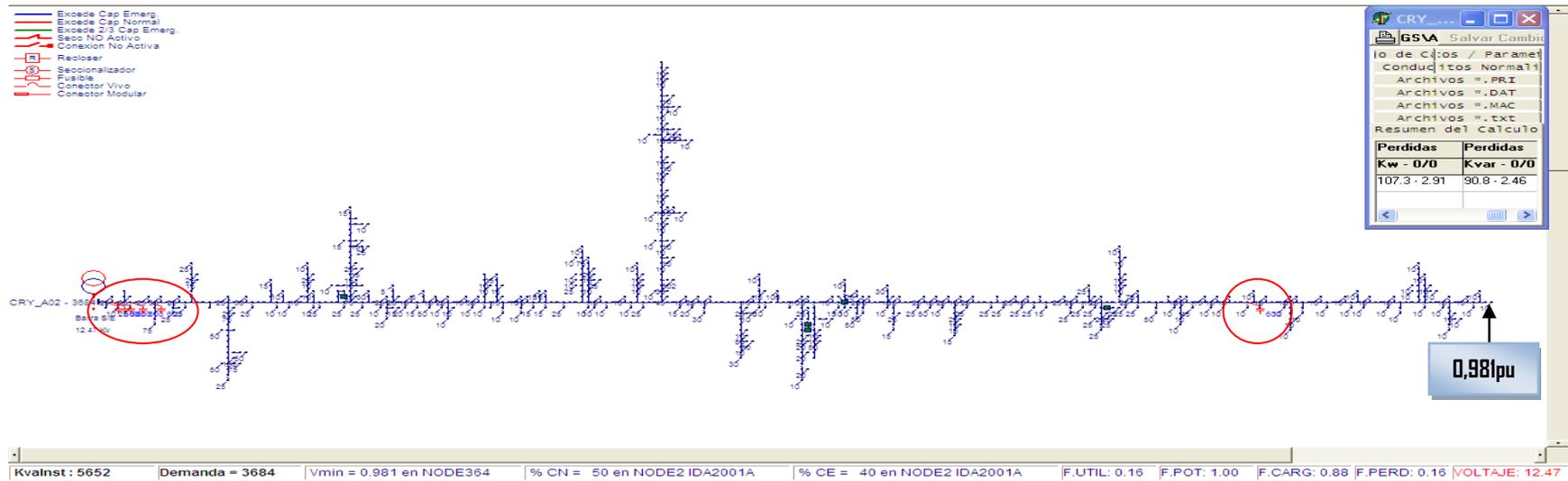


Figura U.34. CRY\_A02 con instalación de bancos de condensadores con demanda máxima a mediano plazo.

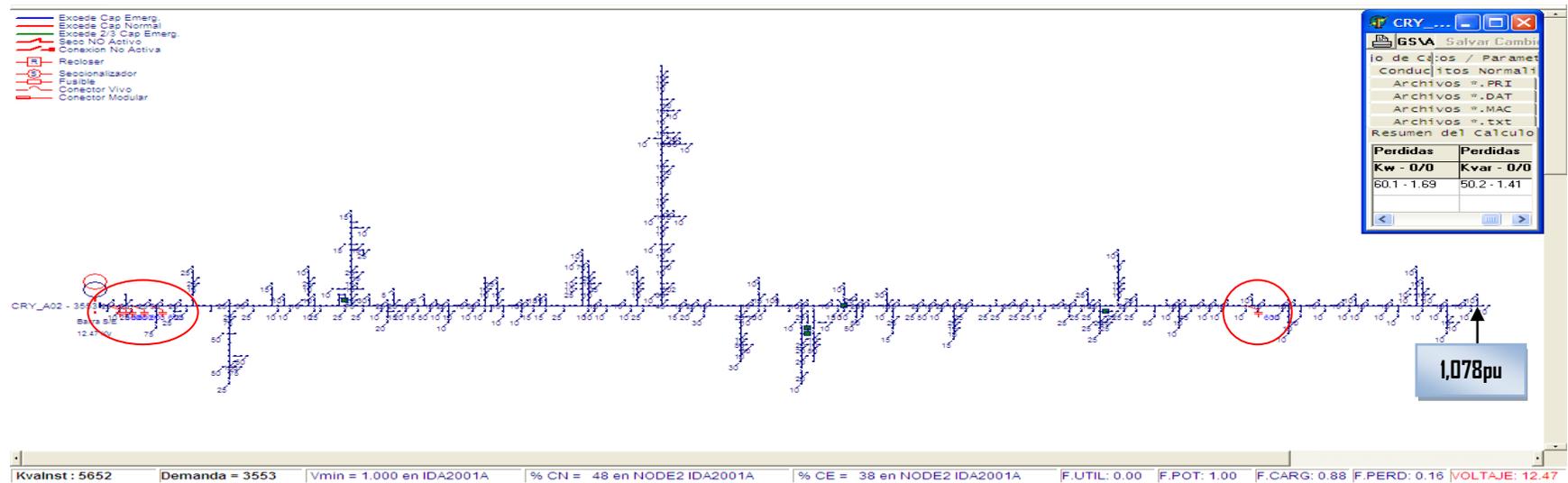


Figura U.35. CRY\_A02 con instalación de bancos de condensadores con demanda mínima a mediano plazo.

**Anteproyecto 30.** Traspaso de carga de 2.360kVA y 1.200kVAr del circuito CRY\_A03 al circuito receptor CRY\_A02, a través del ID26802, posteriormente se desincorporan 4 bancos de condensadores de 300kVAr y se instalan 6 bancos nuevos de 600kVAr, también se desincorporan 15 mts de conductor aéreo Al<sub>1</sub>/0AWG y 203 mts de conductor aéreo CU<sub>2</sub>AWG, para luego instalar 218 mts de conductor aéreo de Al<sub>400</sub>MCM para CRY\_A02.

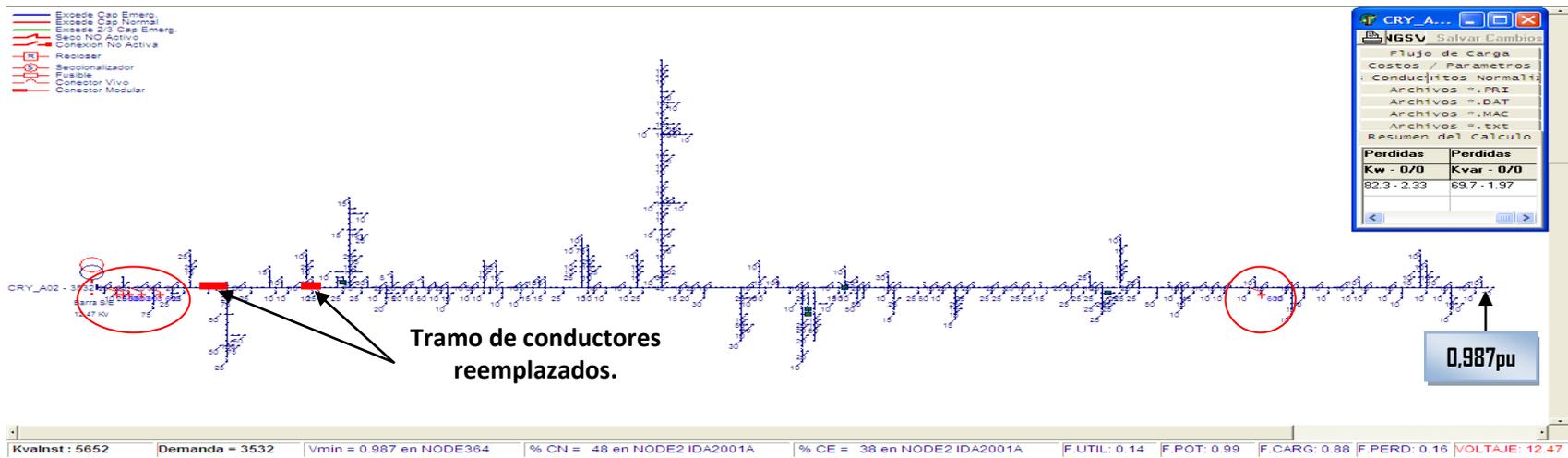


Figura U.36. CRY\_A02 con instalación de bancos de condensadores e instalación de conductores con demanda máxima a mediano plazo.

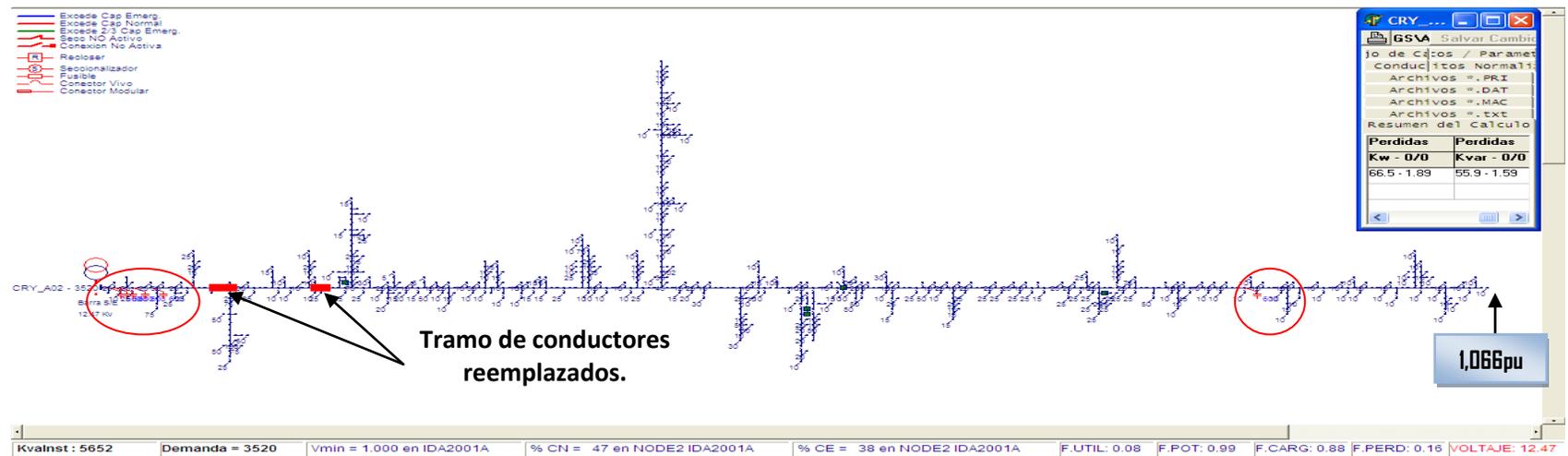
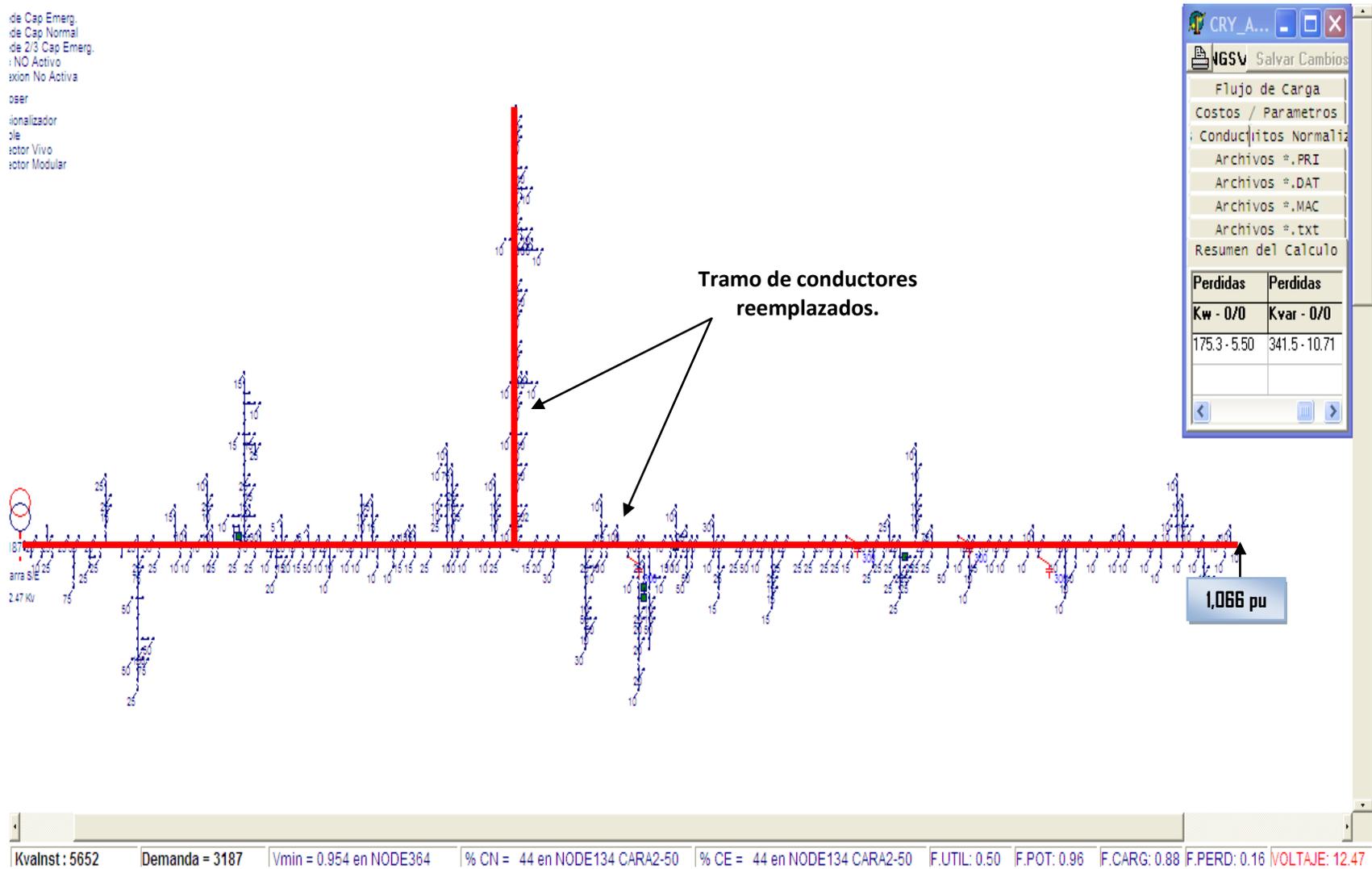


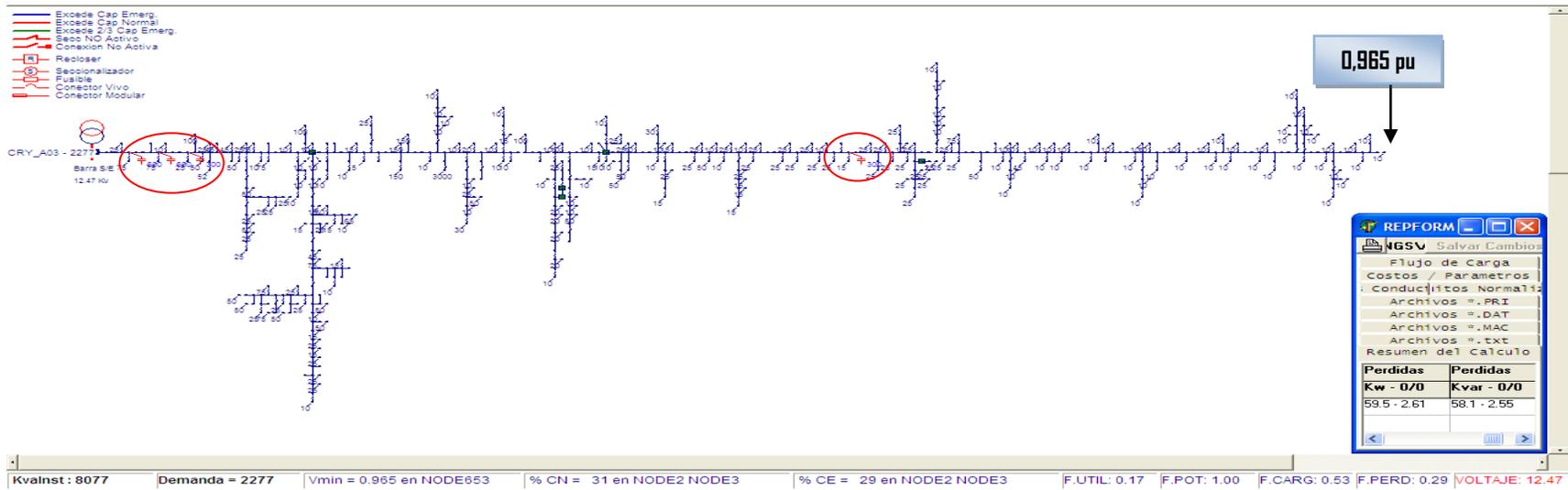
Figura U.37. CRY\_A02 con instalación de bancos de condensadores e instalación de conductores con demanda máxima a mediano plazo.

**Anteproyecto 31.** Traspaso de carga de 2.360kVA y 1.200kVAr del circuito CRY\_A03 al circuito receptor CRY\_A02, a través del ID26802, posteriormente se desincorporan 14.586 mts de conductor aéreo Al\_4/0AWG, 34.948 mts de conductor aéreo Al\_1/0AWG, 203 mts de conductor aéreo CU\_2AWG y 64 mts de conductor subterráneo CU\_500MCM para luego instalar 49.737 mts de conductor aéreo de AL\_400MCM y 64 mts de conductor subterráneo CU\_750MCM para CRY\_A02.

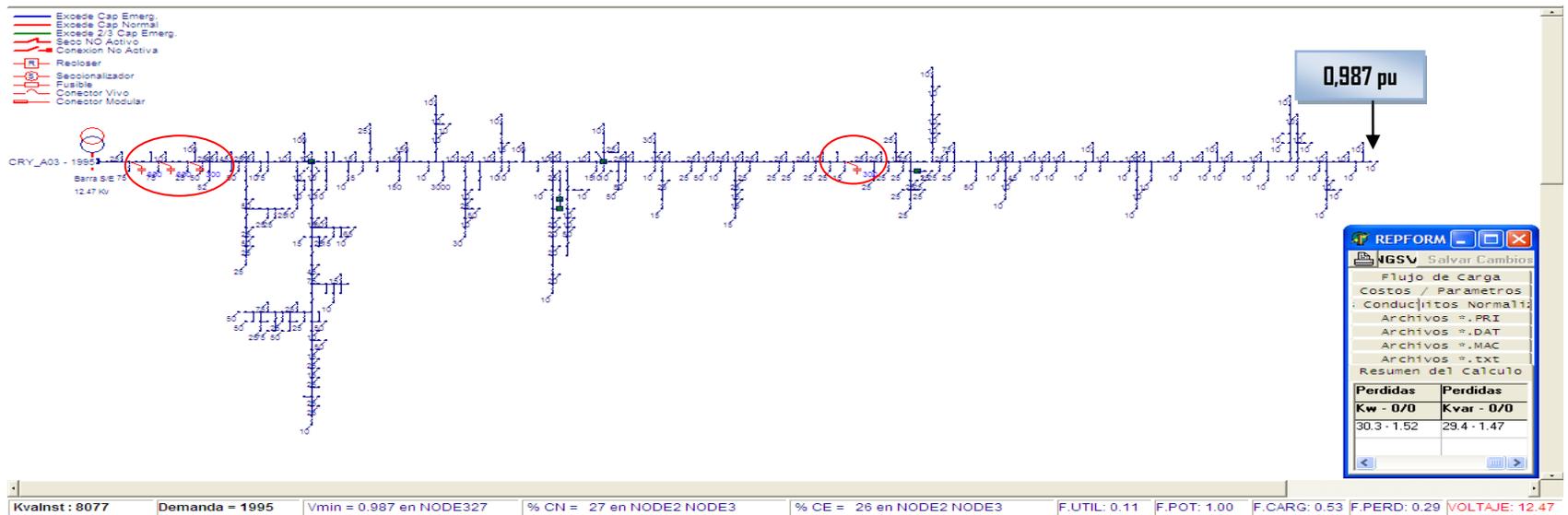


**Figura U.38. CRY\_A02 con instalación de conductores a mediano plazo.**

**Anteproyecto 32.** Se desincorporan 3 bancos de condensadores de 300kVAr, se reubican 2 bancos de 300kVAr y se instalan 2 bancos nuevos de 600kVAr para el CRY\_A03.

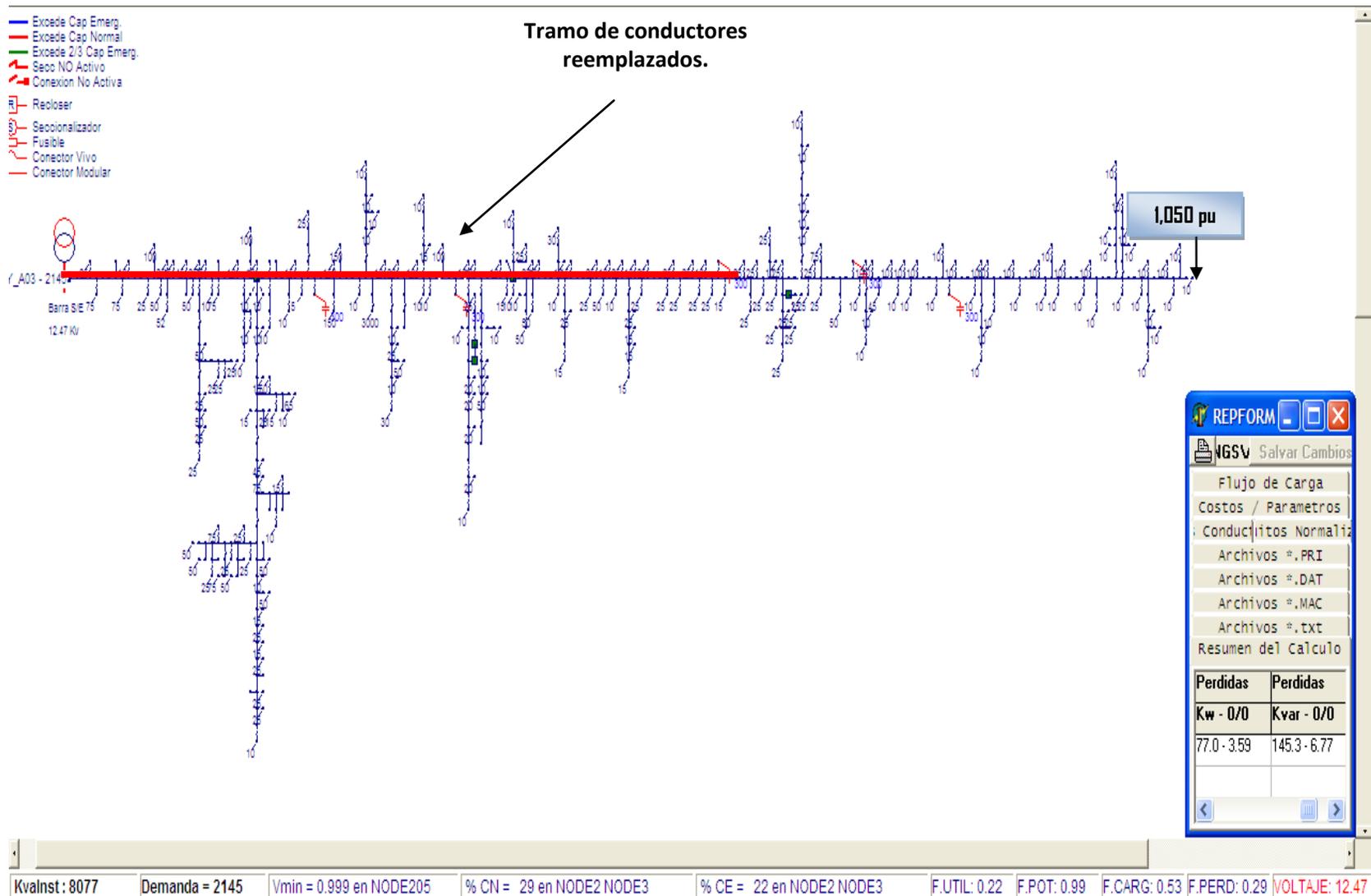


**Figura U.39.** CRY\_A03 con instalación de bancos de condensadores con demanda máxima a mediano plazo.



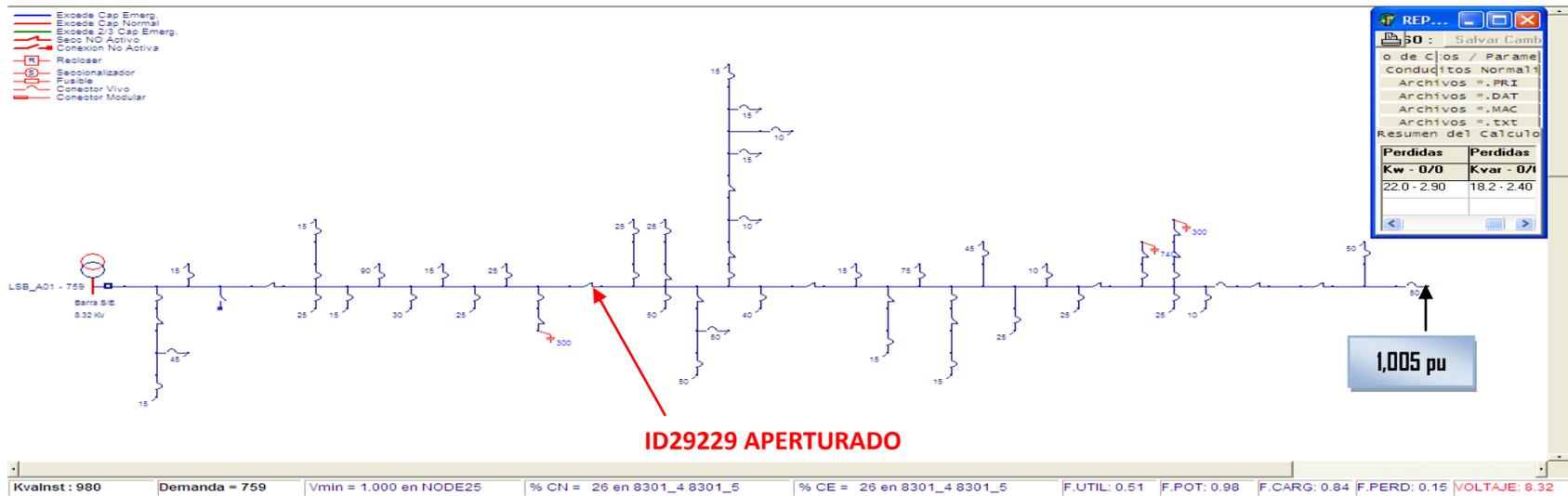
**Figura U.40.** CRY\_A03 con instalación de bancos de condensadores con demanda mínima a mediano plazo.

**Anteproyecto 33.** Se desincorporan 5.277 mts de conductor aéreo Al\_4/0AWG, 19.854 mts de conductor aéreo Al\_1/0AWG y 114 mts de conductor subterráneo de CU\_500MCM para luego instalar 20.131 mts de conductor aéreo de AL\_400MCM y 114 mts de conductor subterráneo CU\_750MCM para CRY\_A03.

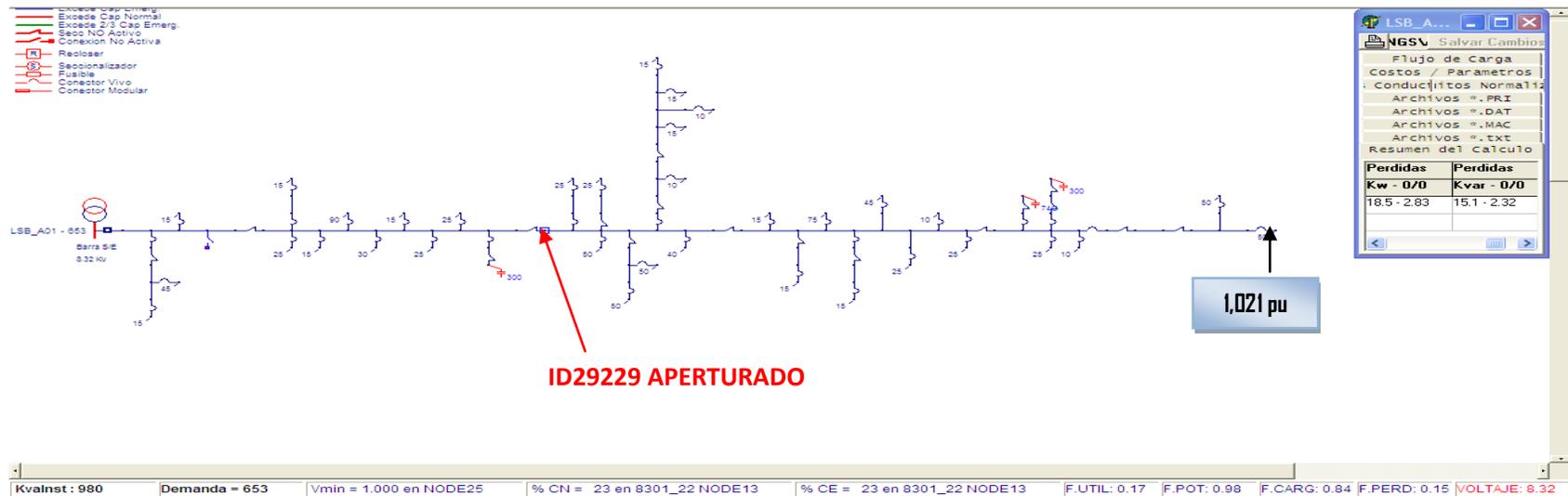


**Figura U.41.** CRY\_A03 con instalación de conductores a mediano plazo.

**Anteproyecto 34.** Traspaso de carga de 1.130kVA del circuito LSB\_A01 al circuito receptor LSB\_B01, a través del ID27487.



**Figura U.42.** LSB\_A01 después del traspaso con demanda máxima a mediano plazo.



**Figura U.43.** LSB\_A01 después del traspaso con demanda mínima a mediano plazo.

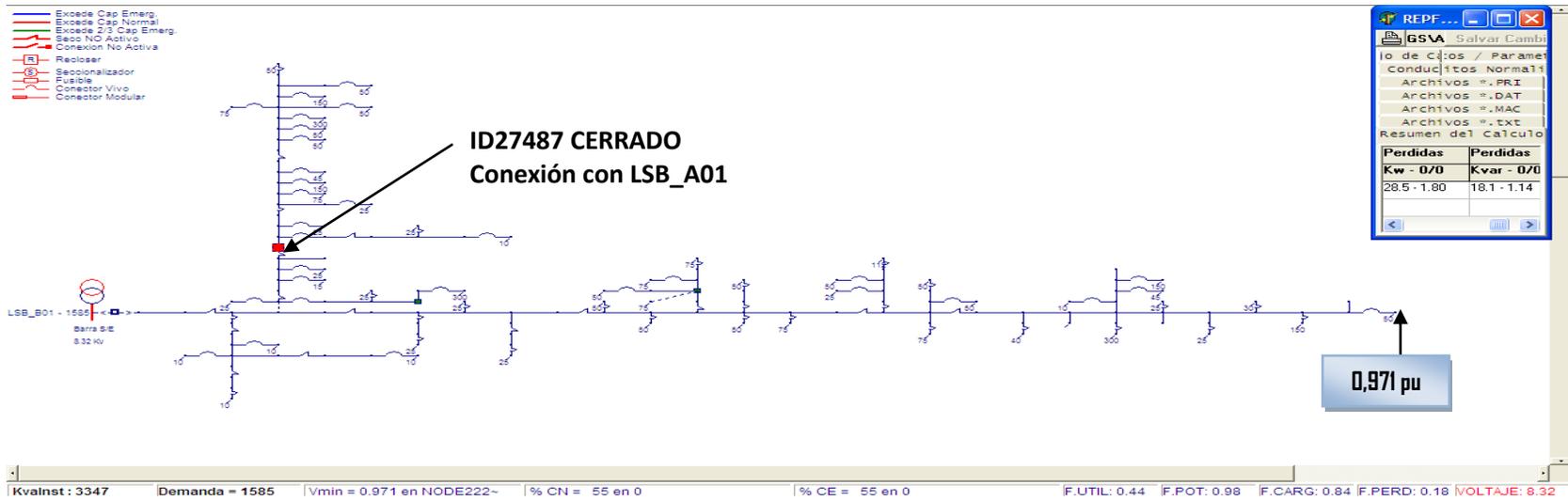


Figura U.44. LSB\_B01 después del traspaso con demanda máxima a mediano plazo.

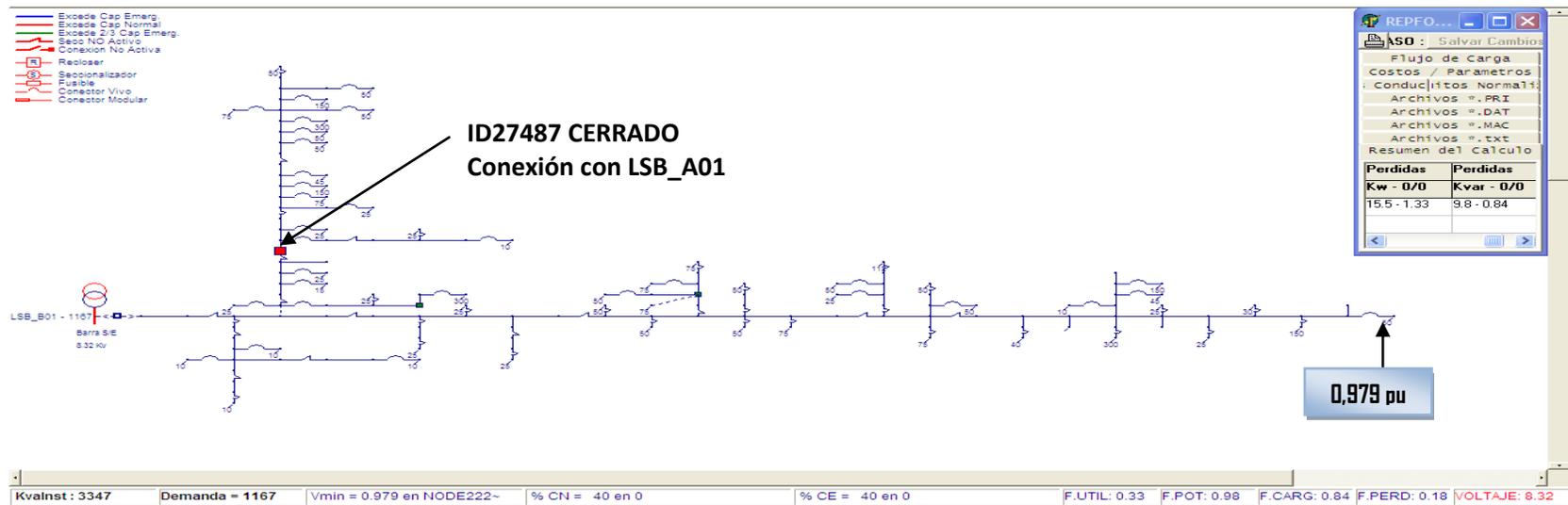


Figura U.45. LSB\_B01 después del traspaso con demanda mínima a mediano plazo.

**Anteproyecto 35.** Traspaso de carga de 355kVA del circuito LSB\_A01 al circuito receptor LSB\_B01, a través del ID27487.

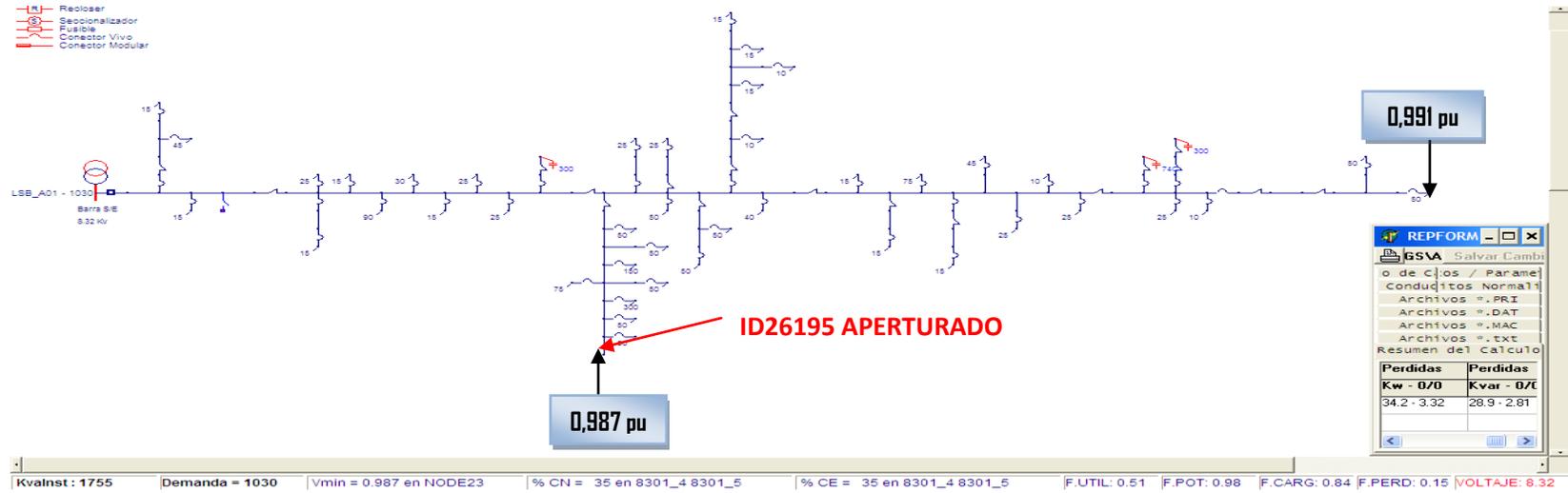


Figura U.46. LSB\_A01 después del traspaso con demanda máxima a mediano plazo.

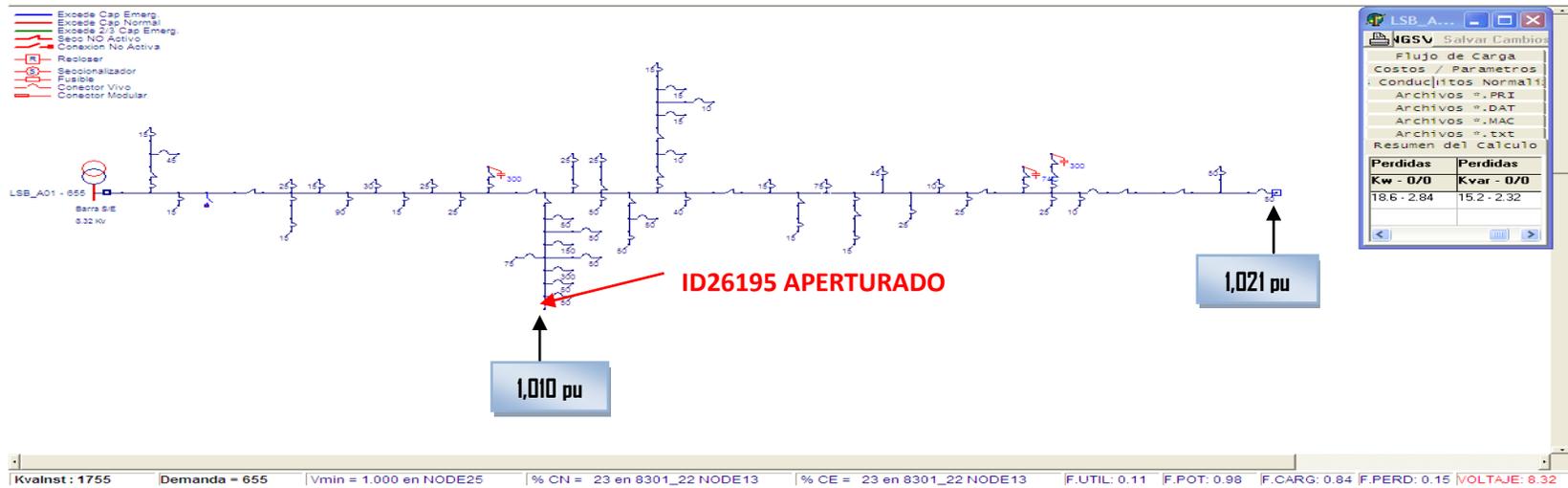


Figura U.47. LSB\_A01 después del traspaso con demanda mínima a mediano plazo.

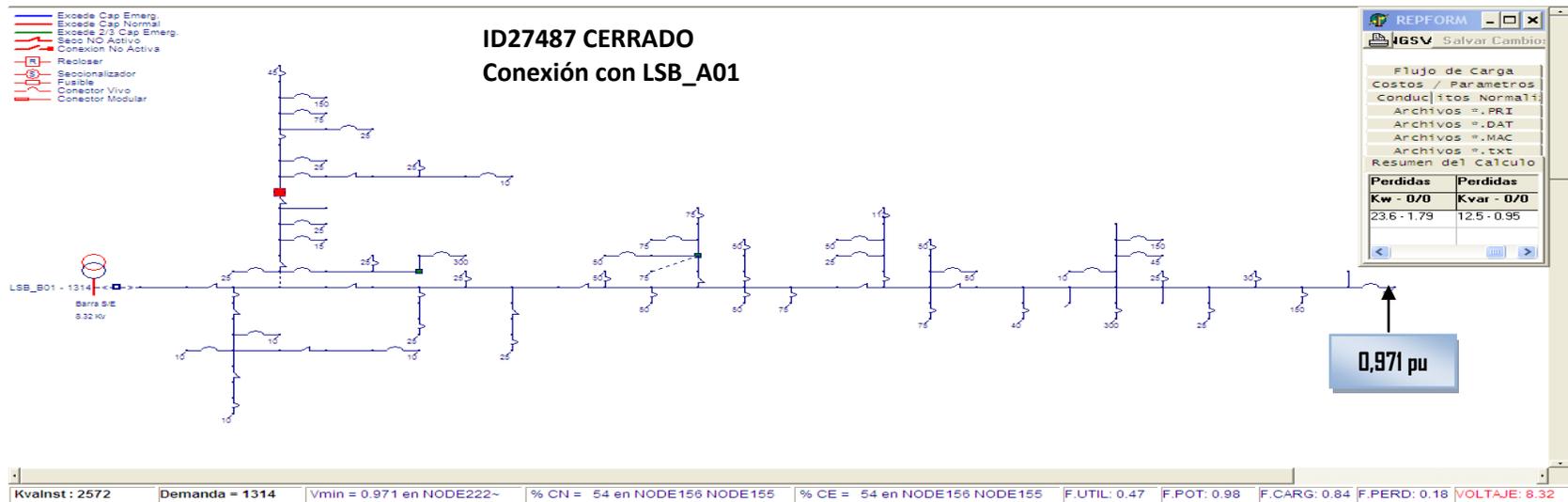


Figura U.48. LSB\_B01 después del traspaso con demanda máxima a mediano plazo.

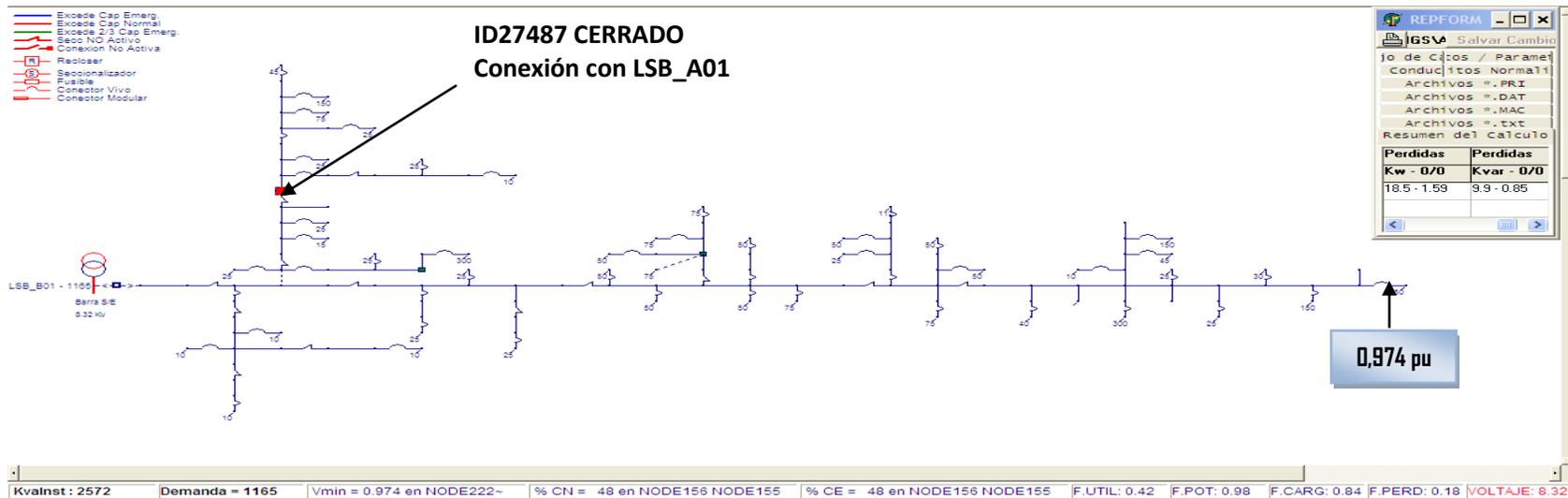
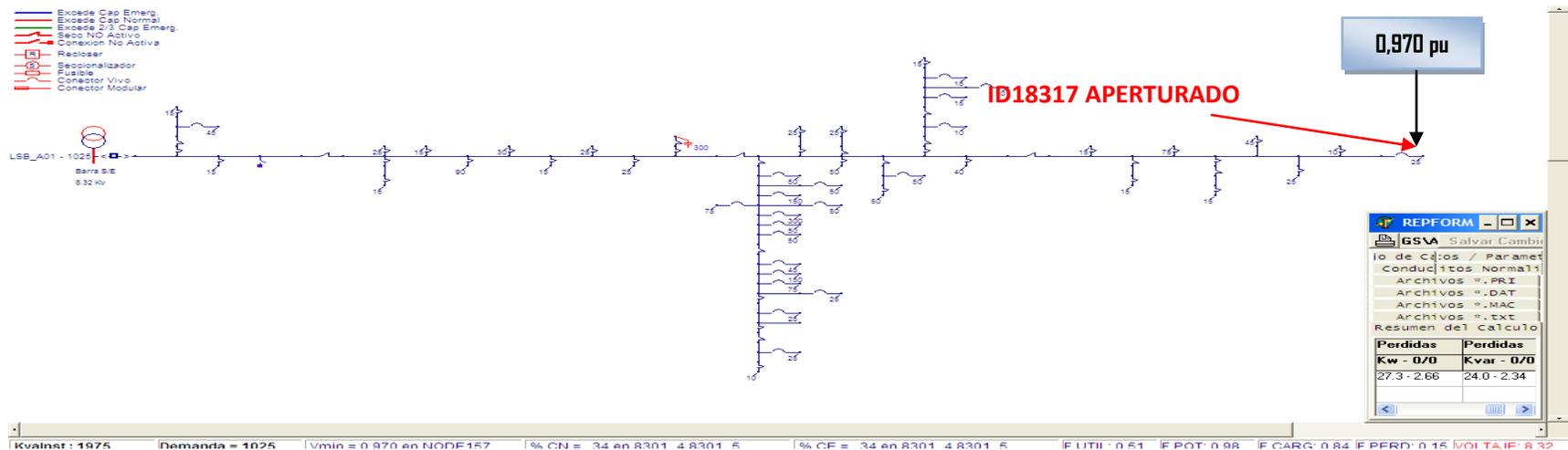
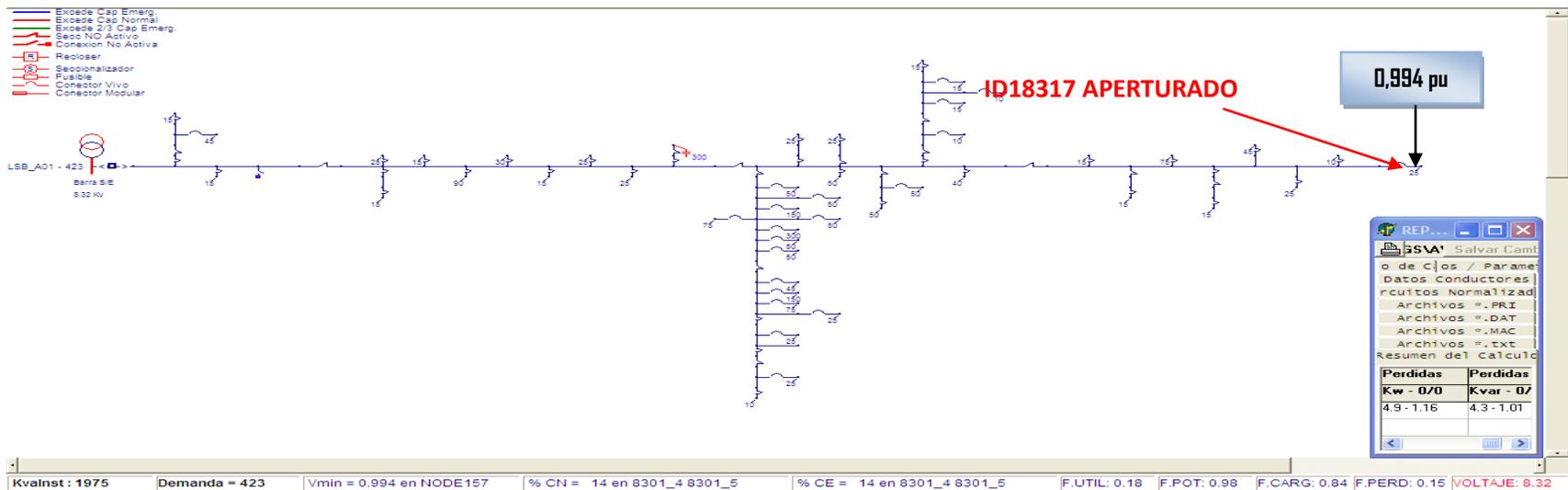


Figura U.49. LSB\_B01 después del traspaso con demanda mínima a mediano plazo.

**Anteproyecto 36.** Traspaso de carga de 135kVA y de 525kVAR del circuito LSB\_A01 al circuito receptor CHP\_A01, a través del ID3329, posteriormente se desincorporan 1 bancos de condensadores de 200kVAR y 1 banco de 225kVAR respectivamente y se instala 1 banco de 300kVAr para CHP\_A01.



**Figura U.50.** LSB\_A01 después del traspaso con demanda máxima a mediano plazo.



**Figura U.51.** LSB\_A01 después del traspaso con demanda mínima a mediano plazo.

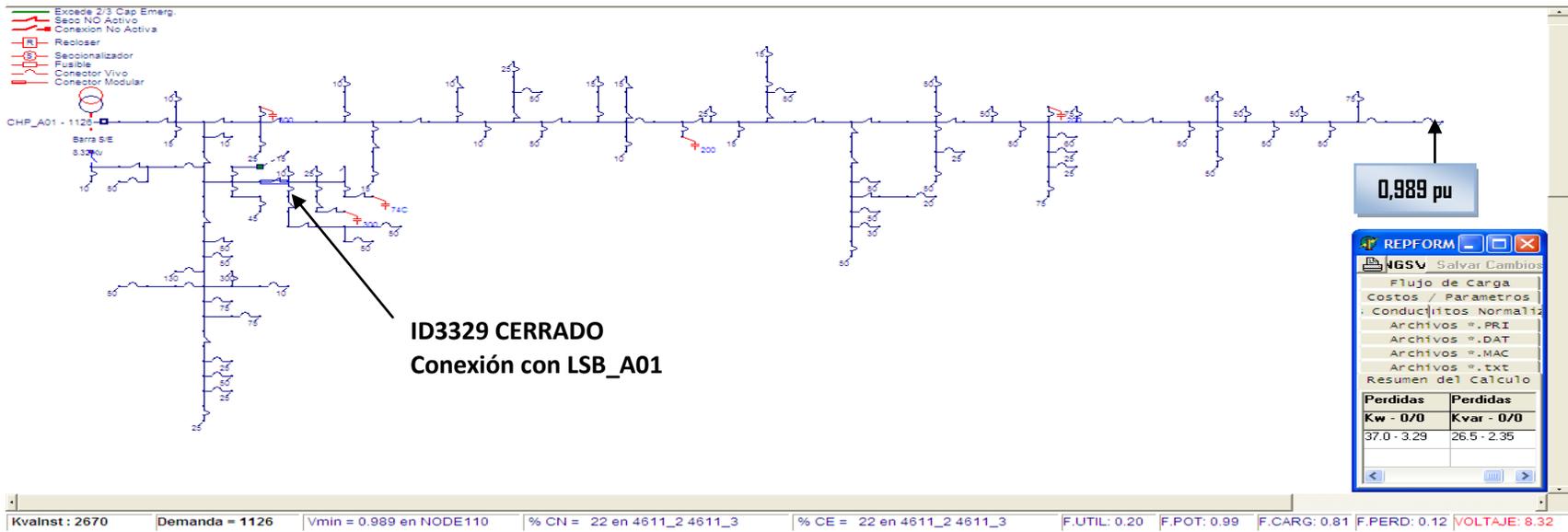


Figura U.52. CHP\_A01 después del traspaso con demanda máxima a mediano plazo.

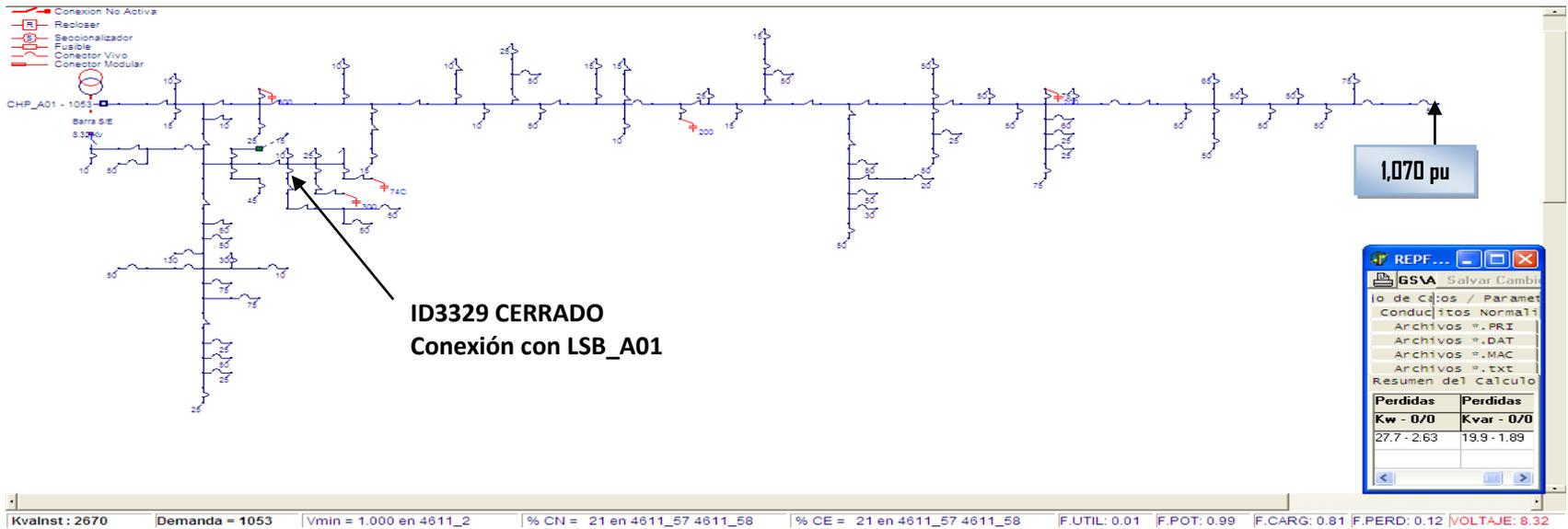
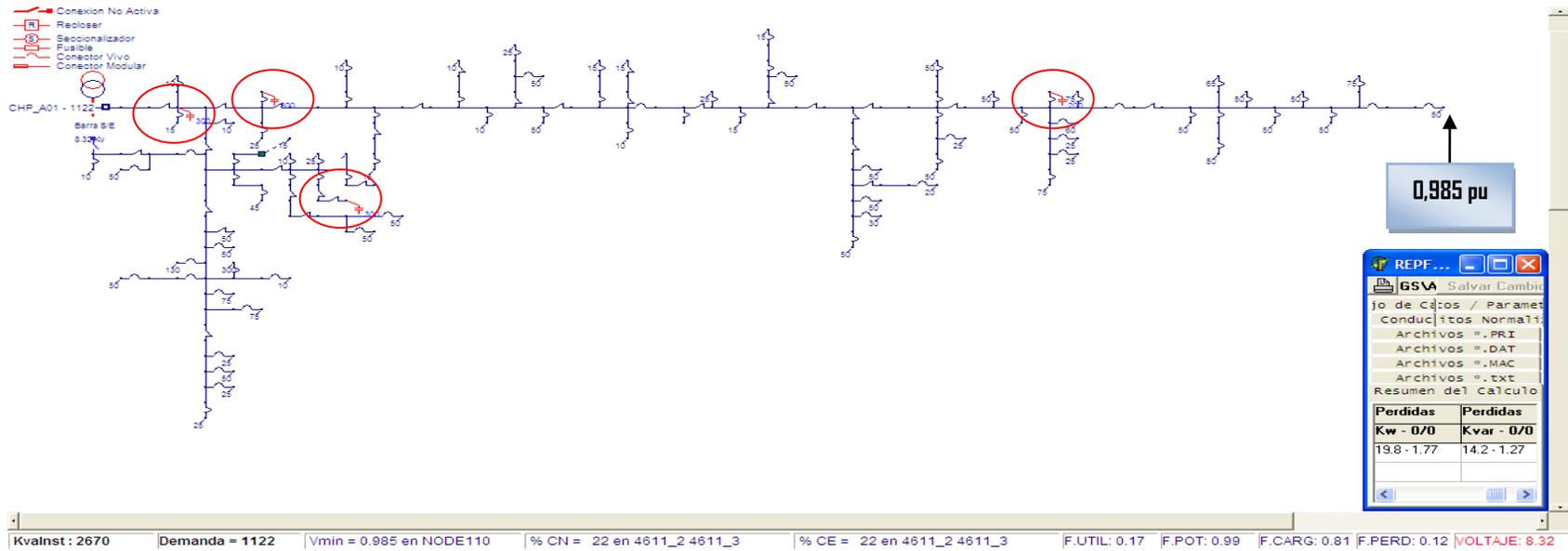
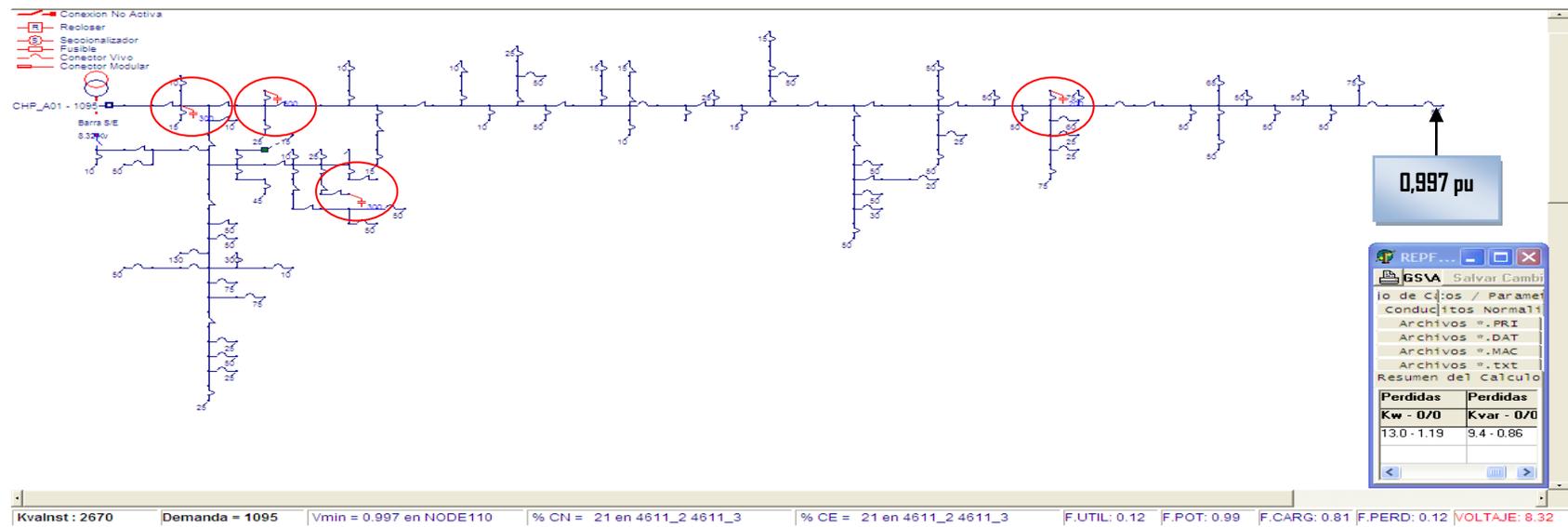


Figura U.53. CHP\_A01 después del traspaso con demanda mínima a mediano plazo.

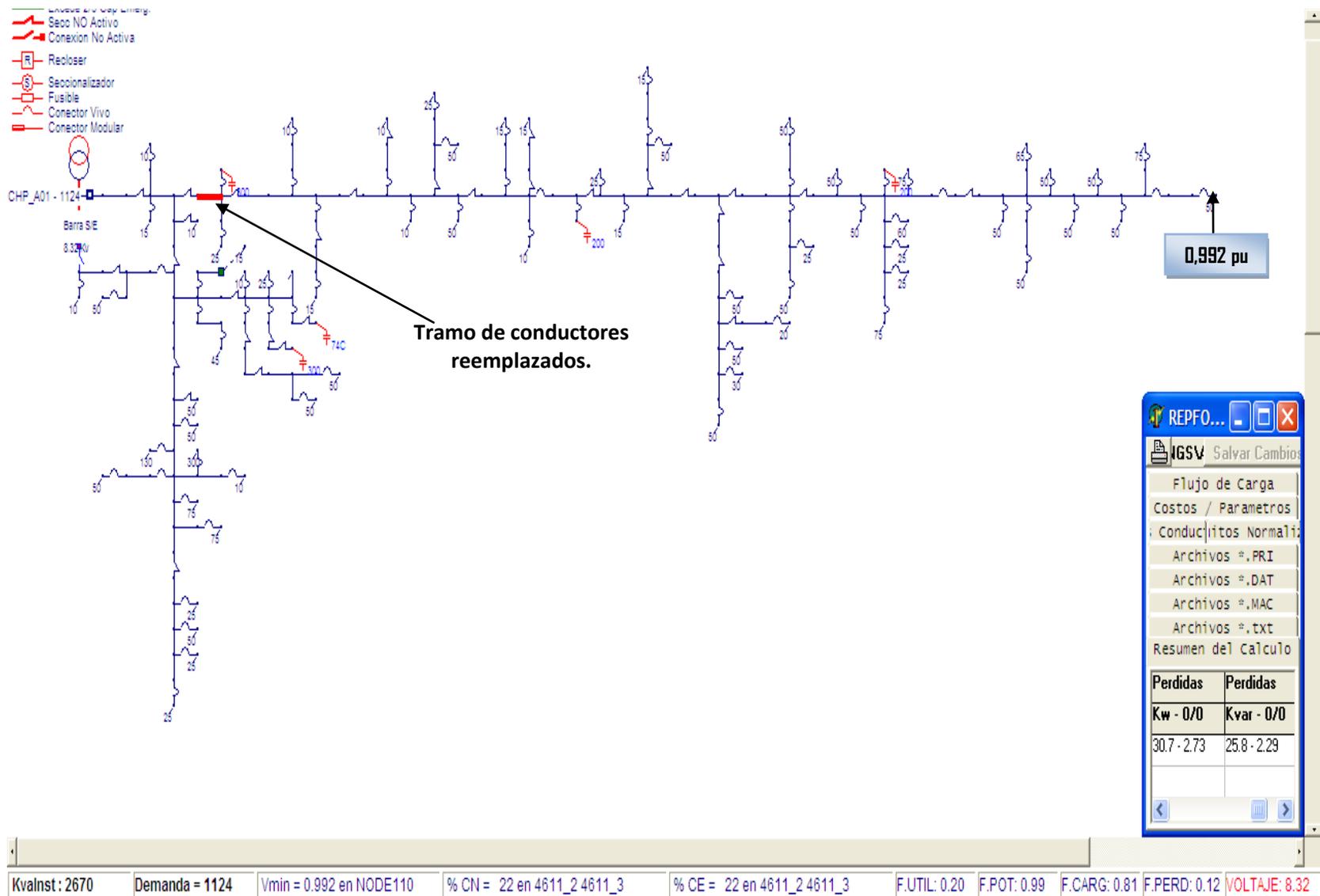


**Figura U.54. CHP\_A01 con instalación de bancos de condensadores con demanda máxima a mediano plazo.**



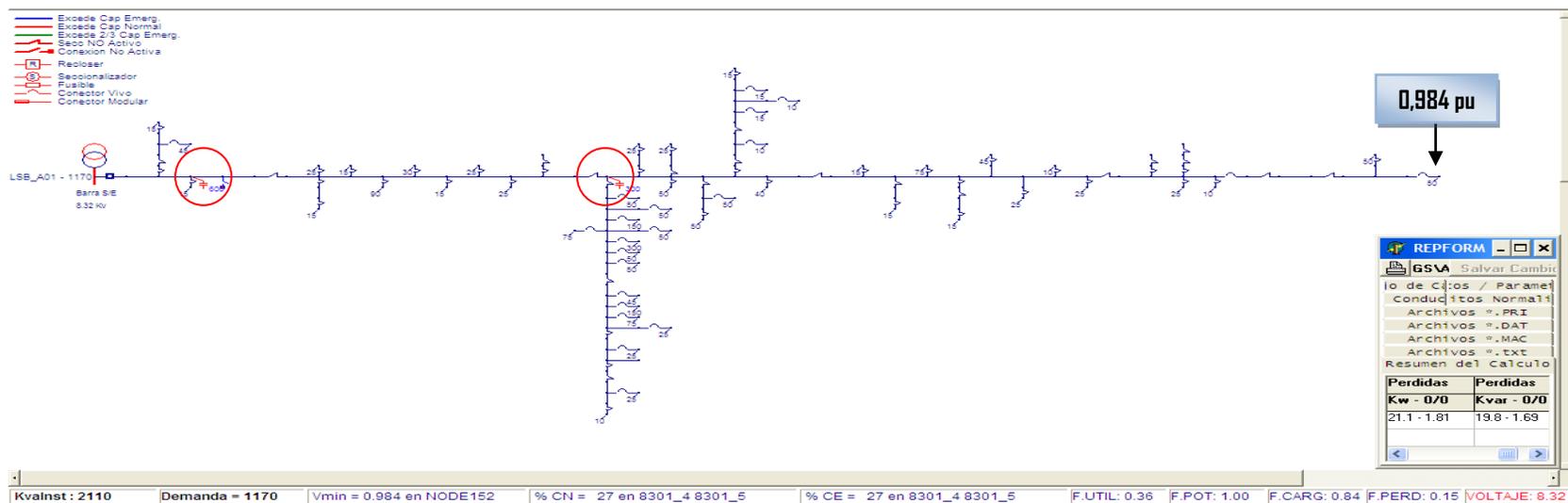
**Figura U.55. CHP\_A01 con instalación de bancos de condensadores con demanda mínima a mediano plazo.**

**Anteproyecto 37.** Traspaso de carga de 135kVA y de 525kVAr del circuito LSB\_A01 al circuito receptor CHP\_A01, a través del ID3329, posteriormente se desincorporan 1.931 mts de conductor aéreo Al<sub>1</sub>/0AWG, para luego instalar 1.931 mts de conductor aéreo de aluminio 400MCM para CHP\_A01.

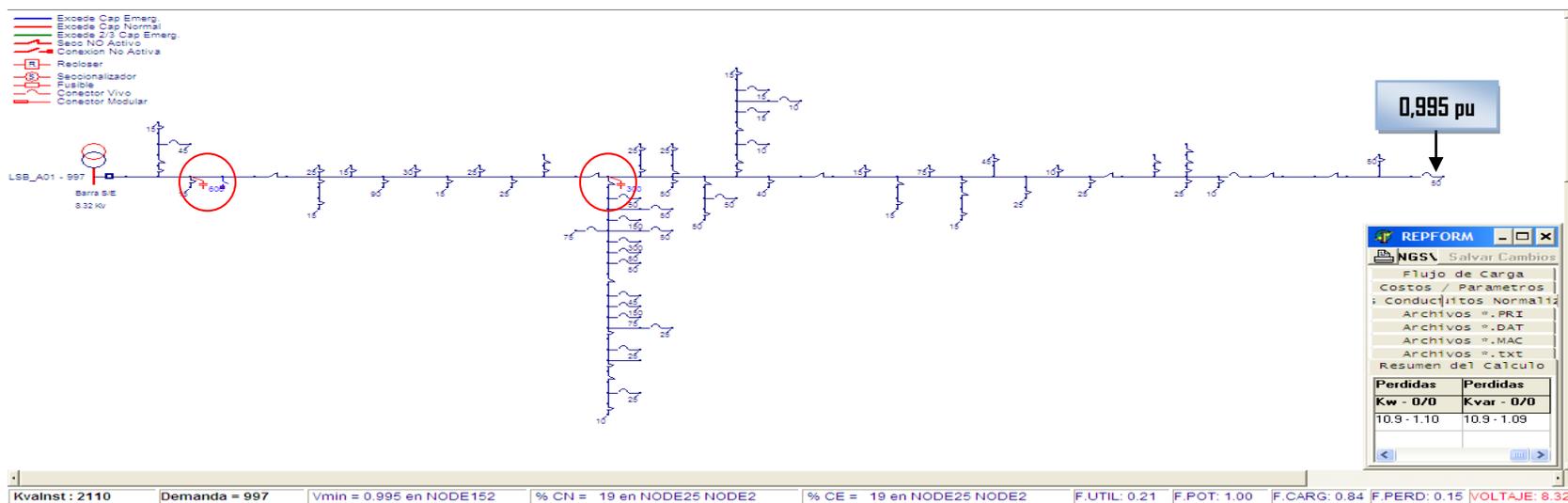


**Figura U.56.** CHP\_A01 con instalación de conductores a mediano plazo.

**Anteproyecto 38.** Se desincorpora 1 banco de condensadores de 225kVAr, se reubica 1 banco de 300kVAr y se instala 1 banco de 600kVAr para LSB\_A01.

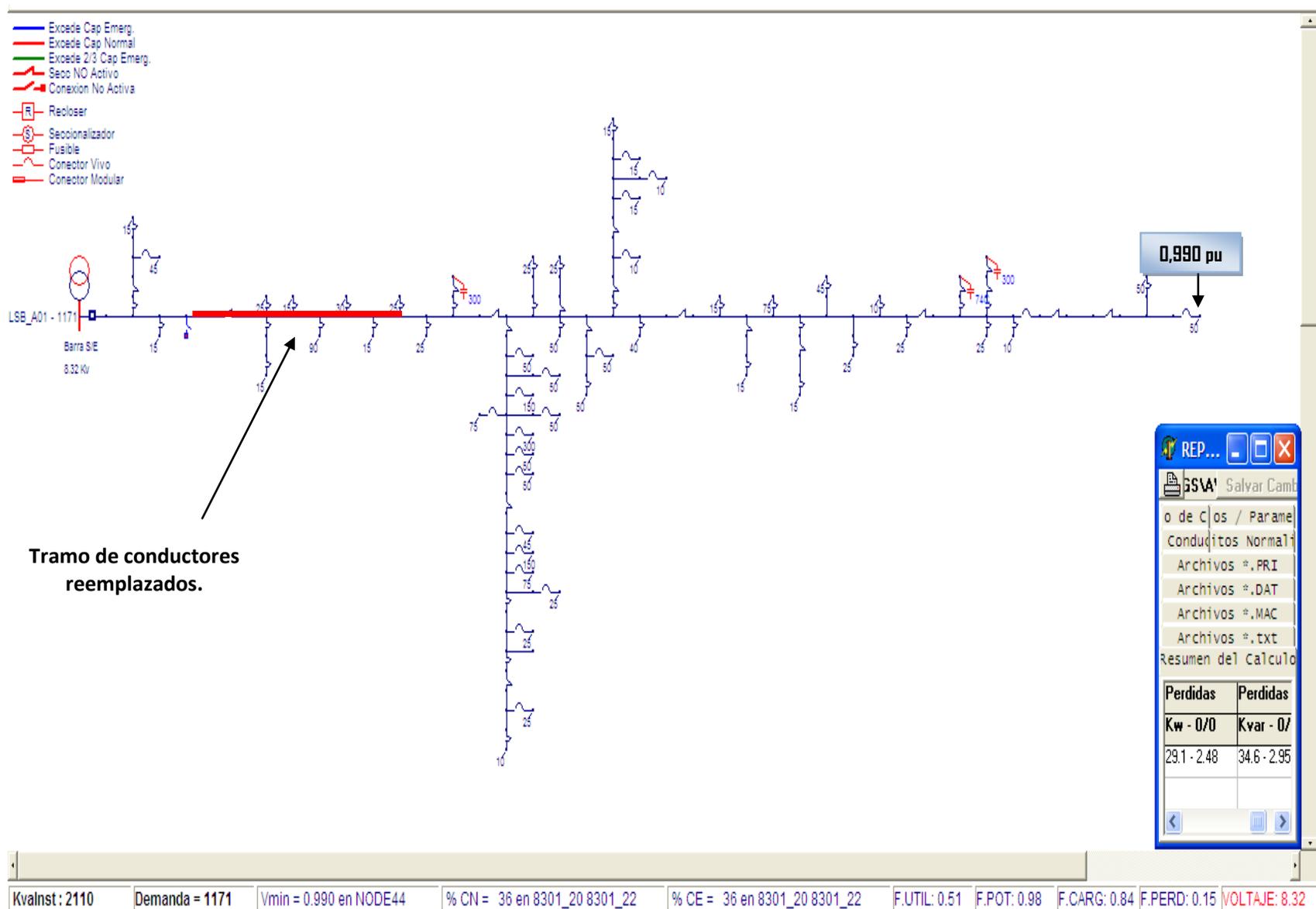


**Figura U.57.** CHP\_A01 con instalación de bancos de condensadores con demanda máxima a mediano plazo.



**Figura U.58.** CHP\_A01 con instalación de bancos de condensadores con demanda mínima a mediano plazo.

**Anteproyecto 39.** Se desincorporan 1.756 mts de conductor aéreo CU\_2AWG, para luego instalar 1.756 mts de conductor aéreo de aluminio 400MCM para LSB\_A01.



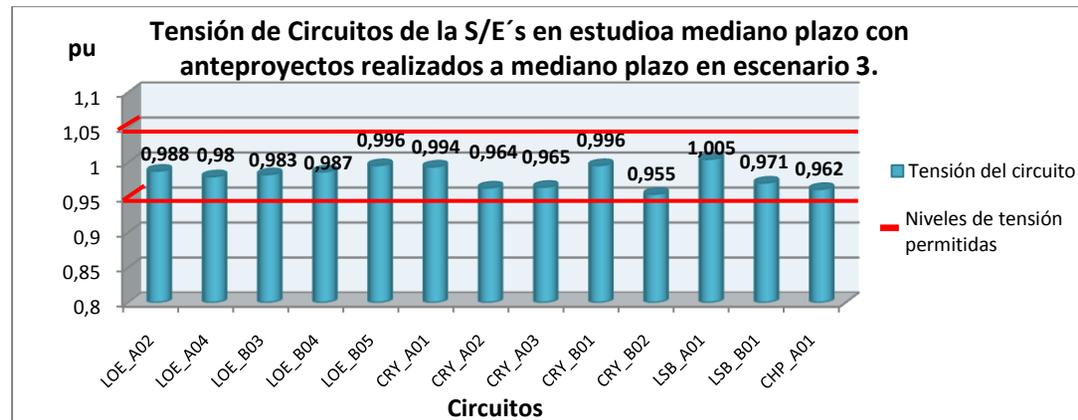
**Figura U.59. CHP\_A01 con instalación de conductores a mediano plazo.**

**Tabla U.1. Indicadores de condiciones de operación de los circuitos.**

Circuito	Capacidad Instalada (kVA)	Factor de Potencia	Factor de Utilización (%)	Factor de Carga (%)
LOE_A02	4.345	0,9	69	57
CRY_A02	3.292	1	79	88
CRY_A03	8.077	1	28	53
LSB_A01	980	0,98	77	84
LSB_B01	3.347	0,98	47	84

**Tabla U.2. Tensión de los circuitos objeto de estudio.**

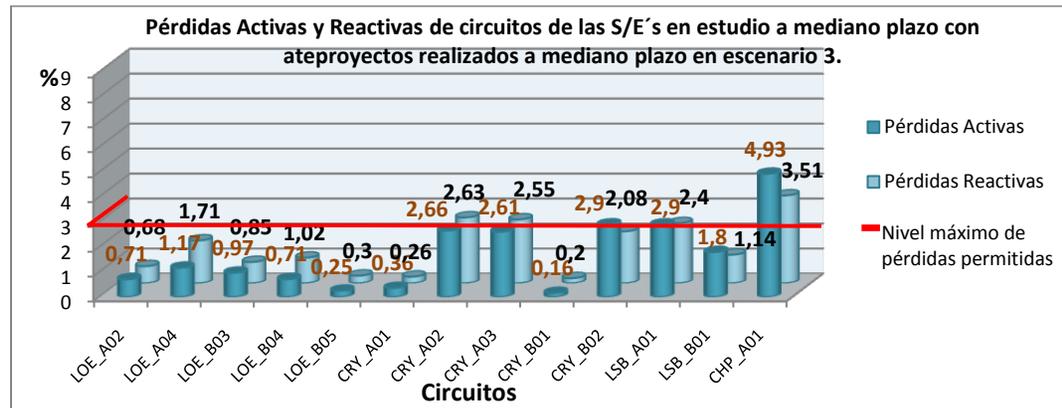
Circuito	Tensión (pu)	Circuito	Tensión (pu)	Circuito	Tensión (pu)
LOE_A02	0,988	CRY_A02	0,964	LSB_A01	1,005
		CRY_A03	0,965	LSB_B01	0,971



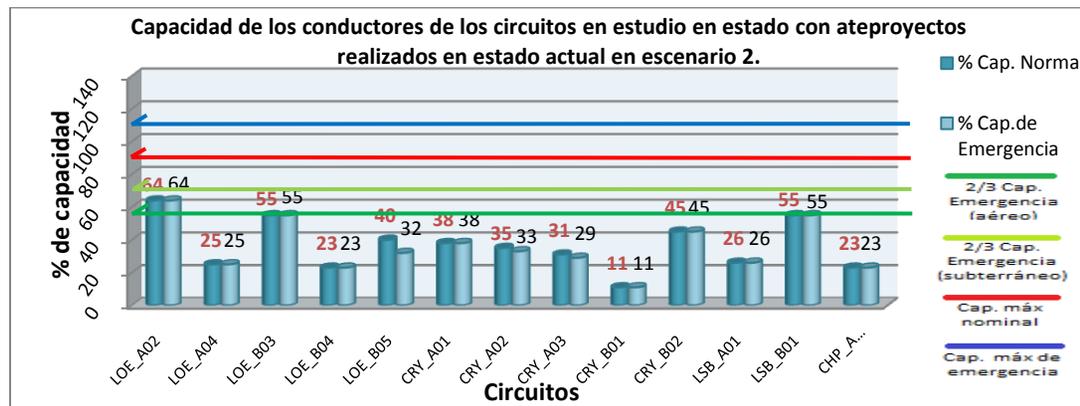
**Gráfica U.1. Tensión de los circuitos en estudio.**

**Tabla U.3. Pérdidas activas y reactivas de los circuitos de las S/E's en estudio.**

Circuito	kW	%	kVAr	%
LOE_A02	21,4	0,71	20,4	0,68
CRY_A02	69,2	2,66	68,5	2,63
CRY_A03	59,5	2,61	58,1	2,55
LSB_A01	22,0	2,90	18,2	2,40
LSB_B01	28,5	1,80	18,1	1,14



**Gráfica U.2. Pérdidas activas y reactivas de los circuitos de las S/E's en estudio.**



**Gráfica U.3. Capacidad de los conductores de los circuitos de las S/E's en estudio**

## ANEXO V

### ESCENARIO 4 (mediano plazo)

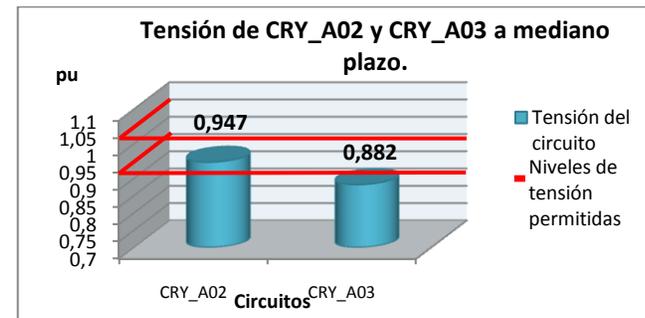
Condiciones de operación a mediano plazo de los circuitos de las S/E Carayaca una vez realizado el anteproyecto N° 3 ejecutado en estado actual.

Tabla V.1. Indicadores de condiciones de operación de de CRY\_A02 y CRY\_A03.

Circuito	Capacidad Instalada (kVA)	Factor de Potencia	Factor de Utilización (%)	Factor de Carga (%)
CRY_A02	2.275	0,96	67	88
CRY_A03	9.094	0,99	41	53

Tabla V.2. Tensión de los circuitos CRY\_A02 y CRY\_A03.

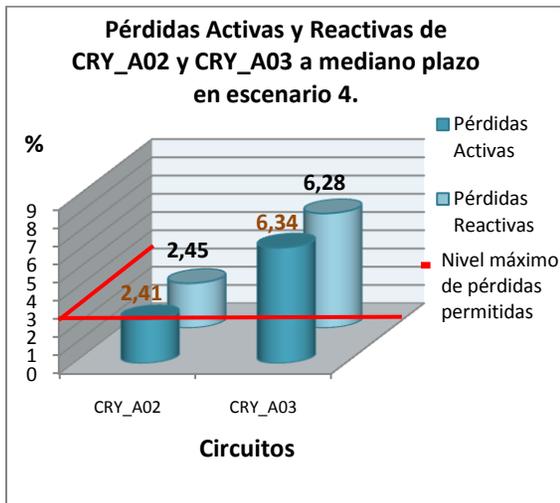
Circuito	Tensión (pu)
CRY_A02	<b>0,947</b>
CRY_A03	<b>0,882</b>



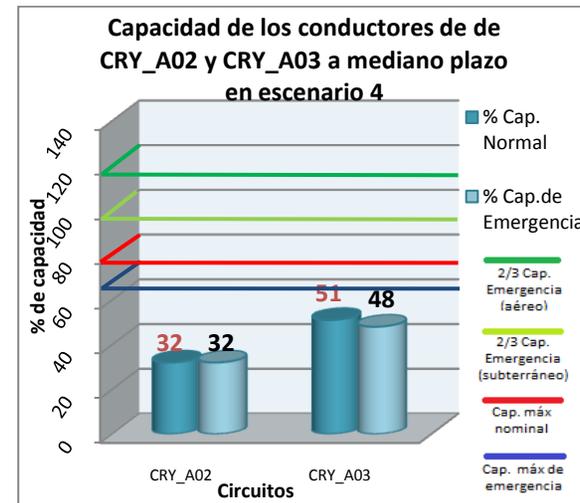
Gráfica V.1. Tensión de CRY\_A02 y CRY\_A03.

Tabla V.3. Pérdidas activas y reactivas de los circuitos en estudio.

Circuito	kW	%	kVAr	%
CRY_A02	45,5	2,41	45,9	2,45
CRY_A03	237,7	6,34	235,3	6,28



Gráfica V.2. Pérdidas activas y reactivas de CRY\_A02 y CRY\_A03.



Gráfica V.3. Capacidad de los conductores de CRY\_A02 y CRY\_A03

## ANEXO W

### ESCENARIO 4 (mediano plazo)

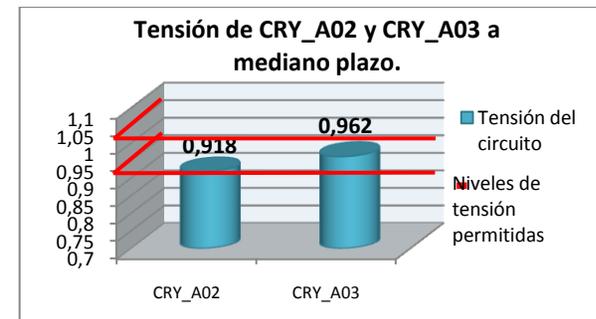
Condiciones de operación a mediano plazo de los circuitos de las S/E Carayaca una vez realizado el anteproyecto N° 5+11 ejecutado en estado actual.

Tabla W.1. Indicadores de condiciones de operación de de CRY\_A02 y CRY\_A03.

Circuito	Capacidad Instalada (kVA)	Factor de Potencia	Factor de Utilización (%)	Factor de Carga (%)
CRY_A02	3.292	0,99	73	88
CRY_A03	8.077	1	29	53

Tabla W.2. Tensión de los circuitos CRY\_A02 y CRY\_A03.

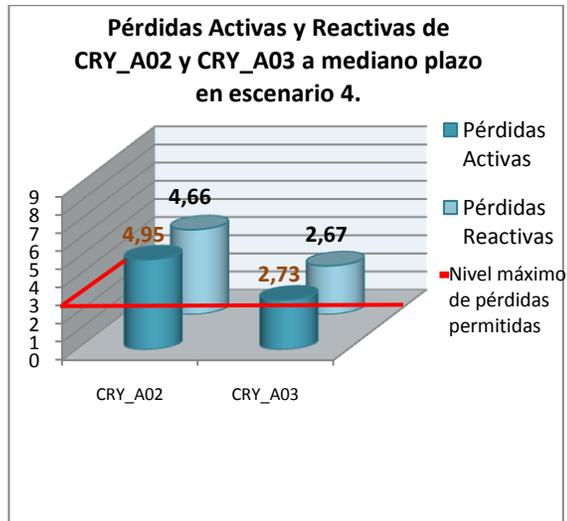
Circuito	Tensión (pu)
CRY_A02	<b>0,918</b>
CRY_A03	0,962



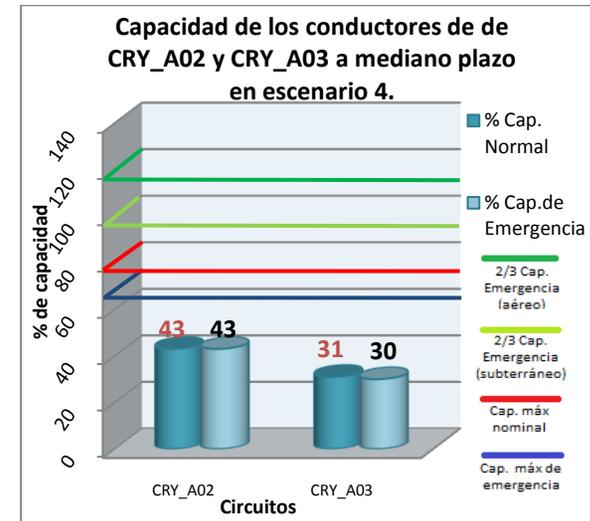
Gráfica W.1. Tensión de CRY\_A02 y CRY\_A03.

**Tabla W.3. Pérdidas activas y reactivas de los circuitos CRY\_A02 y CRY\_A03.**

Circuito	kW	%	kVAr	%
CRY_A02	118,5	4,95	111,6	4,66
CRY_A03	63,1	2,73	61,7	2,67



**Gráfica W.2. Pérdidas activas y reactivas de CRY\_A02 y CRY\_A03.**



**Gráfica W.3. Capacidad de los conductores de CRY\_A02 y CRY\_A03.**

## ANEXO X

### ESCENARIO 4 (mediano plazo)

**Anteproyectos a mediano plazo de los circuitos de las S/E's Longa España y Carayaca en escenario 4, para cada uno de los anteproyectos propuestos.**

**Tabla X.1. Anteproyectos para LOE\_A02.**

N° de anteproyecto en estado actual	Inversión total por anteproyecto en estado actual	N° de anteproyecto a mediano plazo.	Descripción de anteproyectos probables para ejecutar a mediano plazo	Inversión total por anteproyecto a mediano plazo
No tiene	No tiene	19	Se desincorporan 209 mts de conductor aéreo CU_2AWG para luego instalar 209 mts de conductor aéreo de aluminio 400MCM para LOE_A02	64.425

**Tabla X.2. Anteproyectos para CRY\_A02 y CRY\_A03.**

N° de anteproyecto en estado actual	Inversión total por anteproyecto en estado actual	N° de anteproyecto a mediano plazo.	Descripción de anteproyectos probables para ejecutar a mediano plazo	Inversión total por anteproyecto a mediano plazo
9	44.571	40	Se desincorpora 1 banco de condensadores de 300kVAr y se instalan nuevos 3 bancos de 600KVar para CRY_A02.	47.409
		41	Se desincorporan 14.586 mts de conductor aéreo Al_4/0AWG, 34.948 mts de conductor aéreo Al_1/0AWG, 203 mts de conductor aéreo CU_2AWG y 64 mts de conductor subterráneo CU_500MCM para luego instalar 49.736 mts de conductor aéreo de AL_400MCM y 64 mts de conductor subterráneo de CU_750MCM para CRY_A02.	13.443.056
3	67.101	42	Se instala 1 banco de condensadores de 300kVAr para CRY_A02 y se reubican 3 bancos de condensadores, uno de 300kVAr y dos de 600kVAr respectivamente y se instalan 2 bancos nuevos de 300kVAr para la adecuación CRY_A03.	74.742
		43	Se desincorporan 12.347 mts de conductor aéreo Al_4/0AWG, 39.418 mts de conductor aéreo Al_1/0AWG y 114 mts de conductor subterráneo CU_500MCM para luego instalar 51.765 mts de conductor aéreo de AL_400MCM y 114 mts de conductor subterráneo de CU_750MCM para CRY_A03.	12.706.118
5+11	82.731	44	Se instalan 2 bancos de condensadores nuevos, uno de 300kVAr y uno de 600kVAr respectivamente para la adecuación CRY_A02.	35.532
6+11	2.632.483	La adecuación proveniente del anteproyecto en estado actual es muy costosa por lo que no es posible realizarla ya que existen anteproyectos funcionales que requieren de menor inversión.		

**Tabla X.3. Anteproyectos para LSB\_A01.**

N° de anteproyecto en estado actual	Inversión total por anteproyecto en estado actual	N° de anteproyecto a mediano plazo.	Descripción de anteproyectos probables para ejecutar a mediano plazo	Inversión total por anteproyecto a mediano plazo
13	0	No tiene	No tiene	0

**Tabla X.4. Evaluación del comportamiento de los anteproyectos para CRY\_A02 y CRY\_A03.**

N° de anteproyecto	¿Es posible realizar el anteproyecto?	Evaluación de comportamiento
40	NO	El CRY_A02 al simularlo a mediano plazo después del anteproyecto en estado actual, posee valores de tensión de 0,714 pu y pérdidas activas y reactivas de 12,07% y 10,51% respectivamente, por lo que excede los perfiles de tensión y pérdidas técnicas permitidas por los criterios de planificación; caso contrario ocurre con CRY_A03 que opera a mediano plazo bajo los criterios de planificación. Pero al realizar los anteproyectos a mediano plazo y al simular con la demanda mínima el CRY_A02 adecuado con la desincorporación e instalación de bancos de condensadores, nos muestra que dicho circuito posee valores de tensión de 1,051 pu, por lo que excede los perfiles de tensión permitidas por los criterios de planificación.
41	NO	El CRY_A02 al simularlo a mediano plazo después del anteproyecto en estado actual, posee valores de tensión de 0,714 pu y pérdidas activas y reactivas de 12,07% y 10,51% respectivamente, por lo que excede los perfiles de tensión y pérdidas técnicas permitidas por los criterios de planificación; caso contrario ocurre con CRY_A03 que opera a mediano plazo bajo los criterios de planificación. Pero al realizar los anteproyectos a mediano plazo y al simular con la demanda máxima el CRY_A02 adecuado con la instalación de conductores de mayor calibre, nos muestra que dicho circuito posee valores de tensión de 0,894 pu y pérdidas activas y reactivas de 4,09% y 8,20% respectivamente, por lo que esta fuera del rango de tensión y pérdidas técnicas permitidas por los criterios de planificación.
42	SI	El CRY_A02 al simularlo a mediano plazo después del anteproyecto en estado actual, posee valores de tensión de 0,947 pu y el CRY_A03 posee valores de tensión de 0,882 pu y pérdidas activas y reactivas de 6,34% y 6,28% respectivamente, por lo que ambos circuitos exceden los perfiles de tensión y pérdidas técnicas permitidas por los criterios de planificación. Pero al realizar los anteproyectos a mediano plazo, el circuito CRY_A02 luego de la instalación de bancos de condensadores y el CRY_A03 luego de la desincorporación, reubicación e instalación de bancos de condensadores, nos muestra que operan satisfactoriamente bajo los criterios de planificación.
43	NO	El CRY_A02 al simularlo a mediano plazo después del anteproyecto en estado actual, posee valores de tensión de 0,947 pu y el CRY_A03 posee valores de tensión de 0,882 pu y pérdidas activas y reactivas de 6,34% y 6,28% respectivamente, por lo que ambos circuitos exceden los perfiles de tensión y pérdidas técnicas permitidas por los criterios de planificación. Pero al realizar los anteproyectos a mediano plazo, el circuito CRY_A03 adecuado con la instalación de conductores de mayor calibre, nos muestra que excede los perfiles de pérdidas reactivas con valores de 5.57%, lo que no se encuentra dentro de los criterios de planificación.
44	SI	El CRY_A02 al simularlo a mediano plazo después del anteproyecto en estado actual, posee valores de tensión de 0,918 pu y pérdidas activas y reactivas de 4,95% y 4,66% respectivamente, excediendo los perfiles de tensión y pérdidas técnicas permitidas por los criterios de planificación; caso contrario ocurre con CRY_A03 que opera a mediano plazo bajo los criterios de planificación. Pero al realizar los anteproyectos a mediano plazo para el circuito CRY_A02, nos enfrentamos que luego de la instalación de bancos de condensadores, éste opera satisfactoriamente bajo los criterios de planificación.

**Tabla X.5. Evaluación técnico-económica de los anteproyectos para CRY\_A02 y CRY\_A03.**

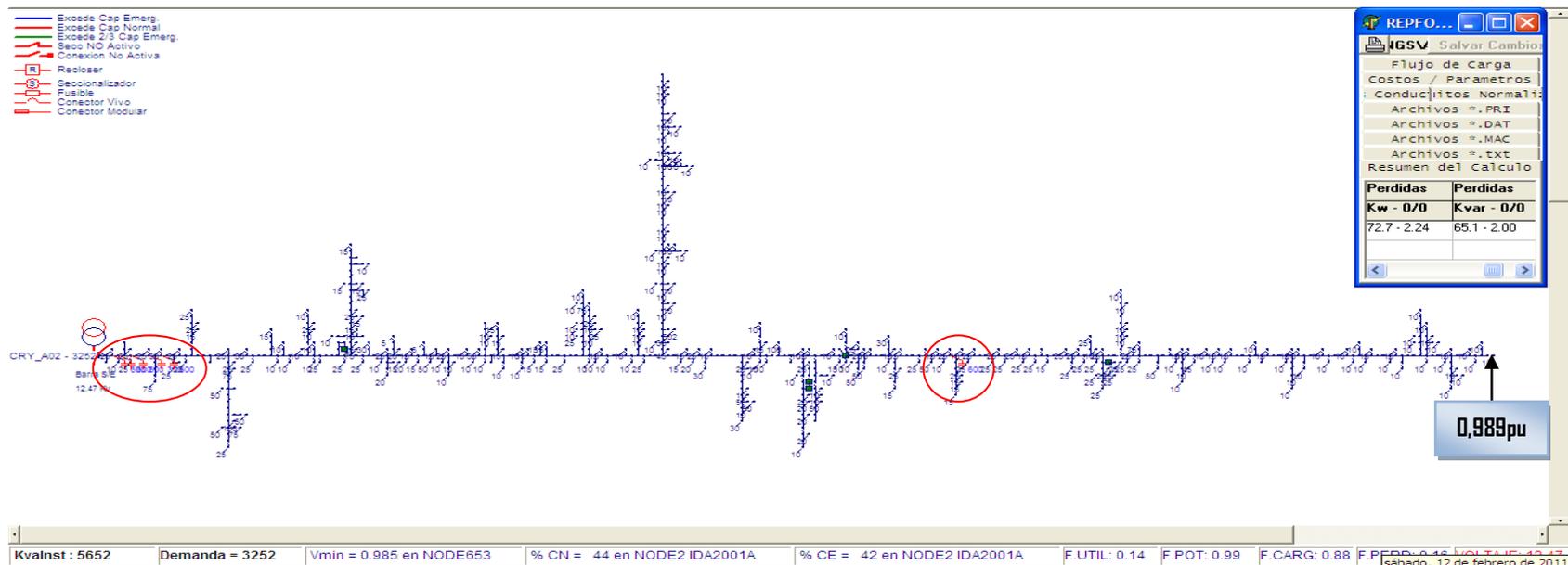
<b>N° de anteproyecto</b>	<b>Inversión total por anteproyecto en estado actual en Bs.</b>	<b>Inversión total por anteproyecto a mediano plazo en Bs.</b>	<b>TOTAL</b>	<b>Alcance del anteproyecto</b>
<b>42</b>	67.101	74.742	<b>141.843</b>	Con la inversión generada a partir de este anteproyecto se adecúan satisfactoriamente bajo los criterios de planificación en estado actual los circuitos CRY_A02 y CRY_A03.
<b>44</b>	82.731	35.532	<b>118.263</b>	Con la inversión generada a partir de este anteproyecto se adecúan satisfactoriamente bajo los criterios de planificación en estado actual los circuitos CRY_A02 y CRY_A03.

# ANEXO Y

## ESCENARIO 4 (mediano plazo)

**Simulaciones de condiciones de operaciones a mediano plazo de los circuitos de las S/E's Longa España, Carayaca y La Sabana en escenario 4, para cada uno de los anteproyectos propuestos.**

**Anteproyecto 40.** Se desincorpora 1 bancos de condensadores de 300kVAr y se instalan 3 bancos nuevos de 600kVAr a mediano plazo para adecuación de CRY\_A02, luego de realizar en estado actual el anteproyecto referente al traspaso de carga de 2.360kVA y 1.200kVAr del circuito CRY\_A03 al circuito receptor CRY\_A02, a través del ID26802 y posteriormente reubicar 4 bancos de condensadores de 300kVA e instalar 2 bancos nuevos de 600kVA para el CRY\_A02.



**Figura Y.1. Simulación a mediano plazo de CRY\_A02, con demanda máxima, con el anteproyecto referido a mediano plazo en escenario 4 y con la adecuación referida en estado actual.**

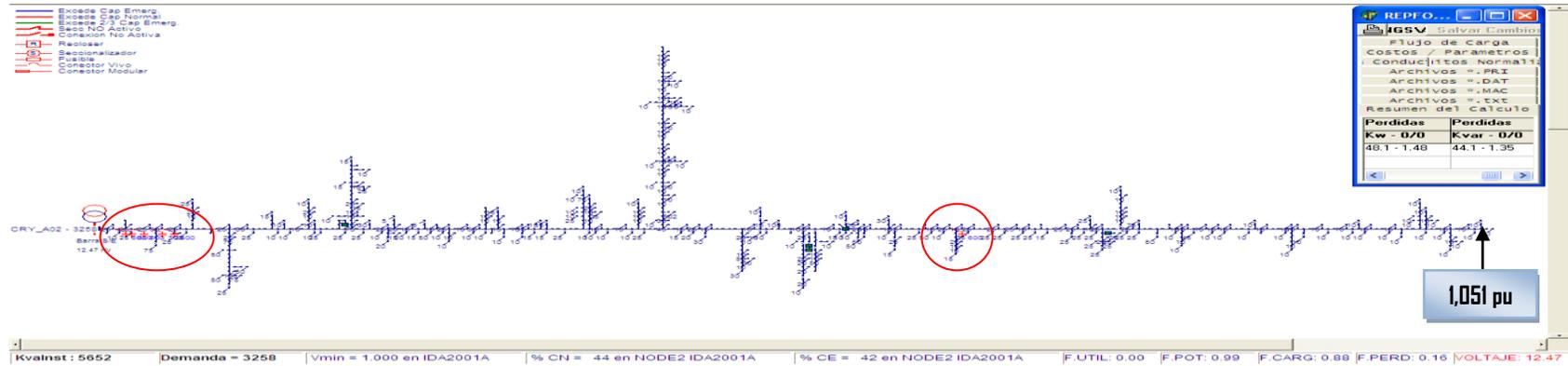


Figura Y.2.Simulación a mediano plazo de CRY\_A02, con la demanda mínima, con el anteproyecto referido a mediano plazo en escenario 4 y con la adecuación referida en estado actual.

**Anteproyecto 41.** Se desincorporan 14.586 mts de conductor aéreo Al\_4/0AWG, 34.948 mts de conductor aéreo Al\_1/0AWG, 203 mts de conductor aéreo CU\_2AWG y 64 mts de conductor subterráneo CU\_500MCM para luego instalar 49.736 mts de conductor aéreo de AL\_400MCM y 64 mts de conductor subterráneo de CU\_750MCM para CRY\_A02; luego de realizar en estado actual el anteproyecto referente al traspaso de carga de 2.360kVA y 1.200kVAr del circuito CRY\_A03 al circuito receptor CRY\_A02, a través del ID26802 y posteriormente reubicar 4 bancos de condensadores de 300kVA e instalar 2 bancos nuevos de 600kVA para el CRY\_A02.

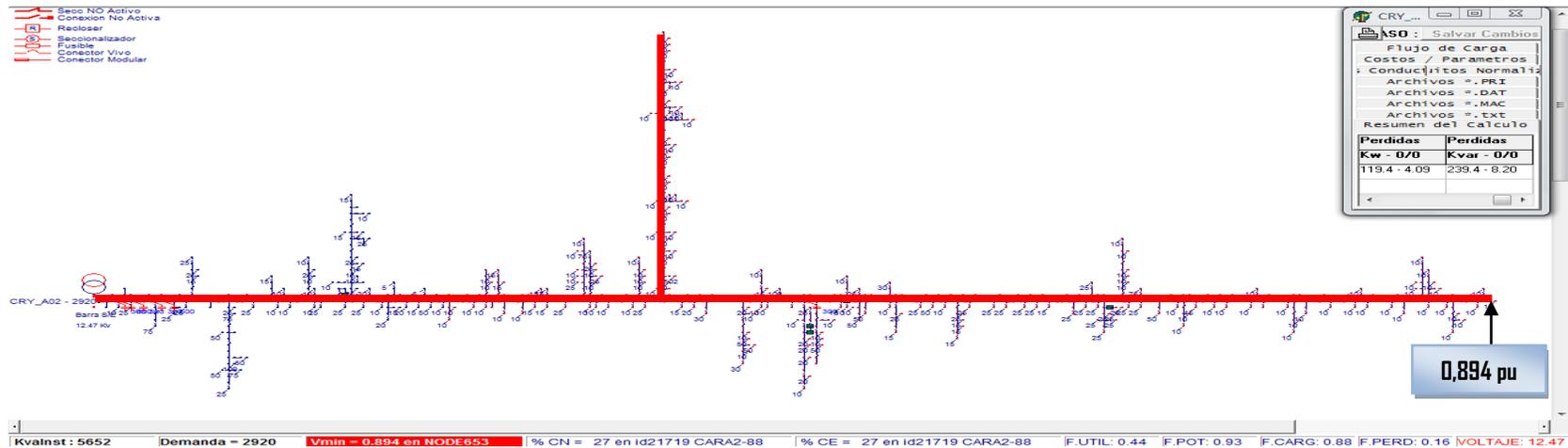
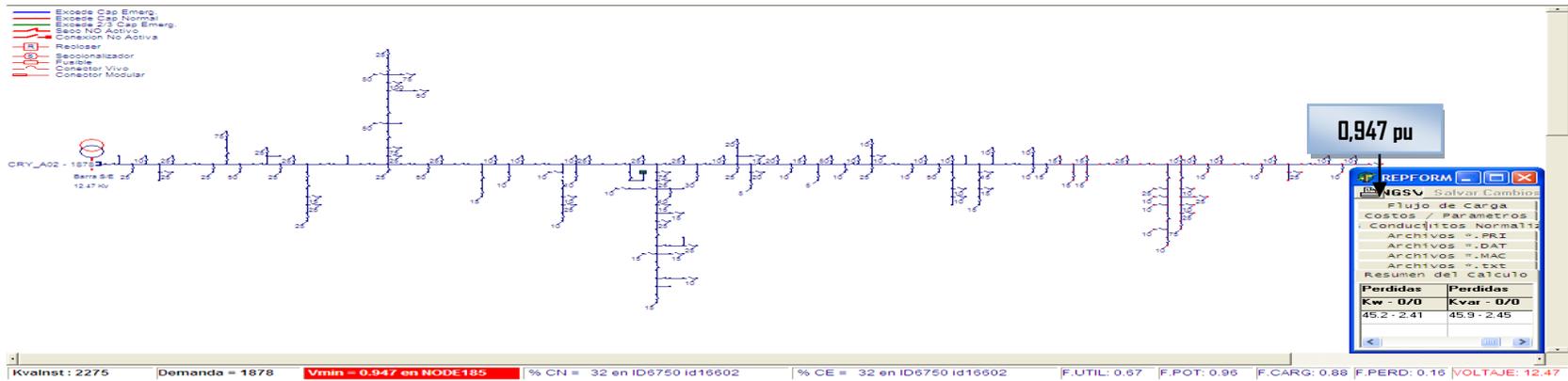
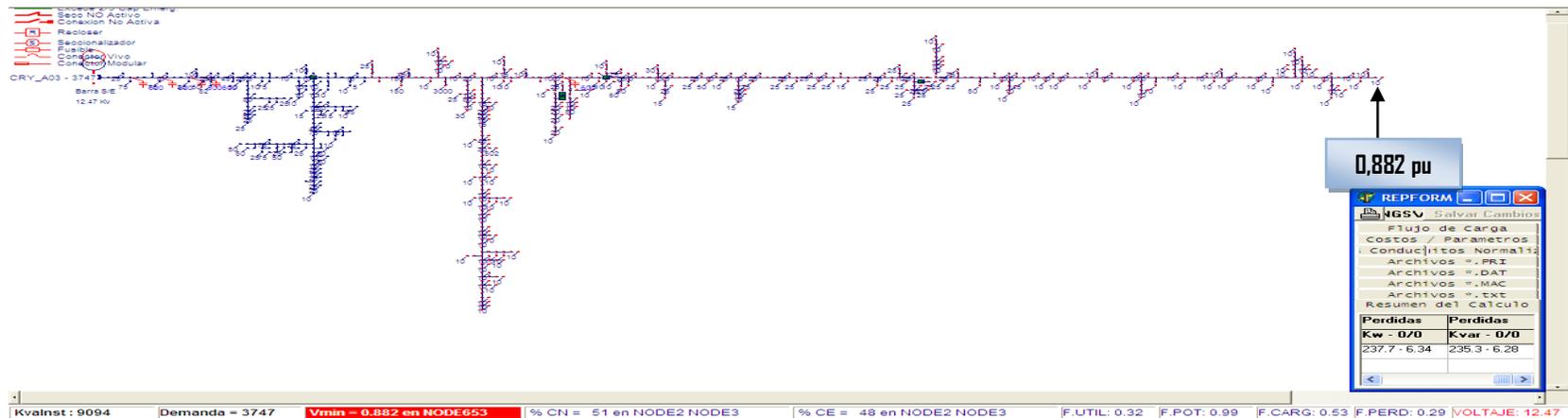


Figura Y.3.Simulación a mediano plazo de CRY\_A02, con el anteproyecto referido a mediano plazo en escenario 4 y con la adecuación referida en estado actual.

**Anteproyecto 42.** Se instala 1 banco de condensadores de 300kVAR a mediano plazo para la adecuación CRY\_A02 y se reubican 3 bancos de condensadores, uno de 300kVAR y dos de 600kVAR respectivamente y se instalan 2 bancos nuevos de 300kVAR a mediano plazo para la adecuación CRY\_A03; luego de realizar en estado actual el anteproyecto referente al traspaso de carga de 1.017 kVA del circuito CRY\_A02 al circuito receptor CRY\_A03, a través del ID26802 y posteriormente reubicar 1 banco de condensadores de 300kVA y e instalar 4 bancos nuevos de 600kVA para el CRY\_A03.



**Figura Y.4.** Simulación a mediano plazo de CRY\_A02 sin el anteproyecto referido a mediano plazo en escenario 4, pero con la adecuación referida en estado actual.



**Figura Y.5.** Simulación a mediano plazo de CRY\_A03, sin el anteproyecto referido a mediano plazo en escenario 4, pero con la adecuación referida en estado actual.

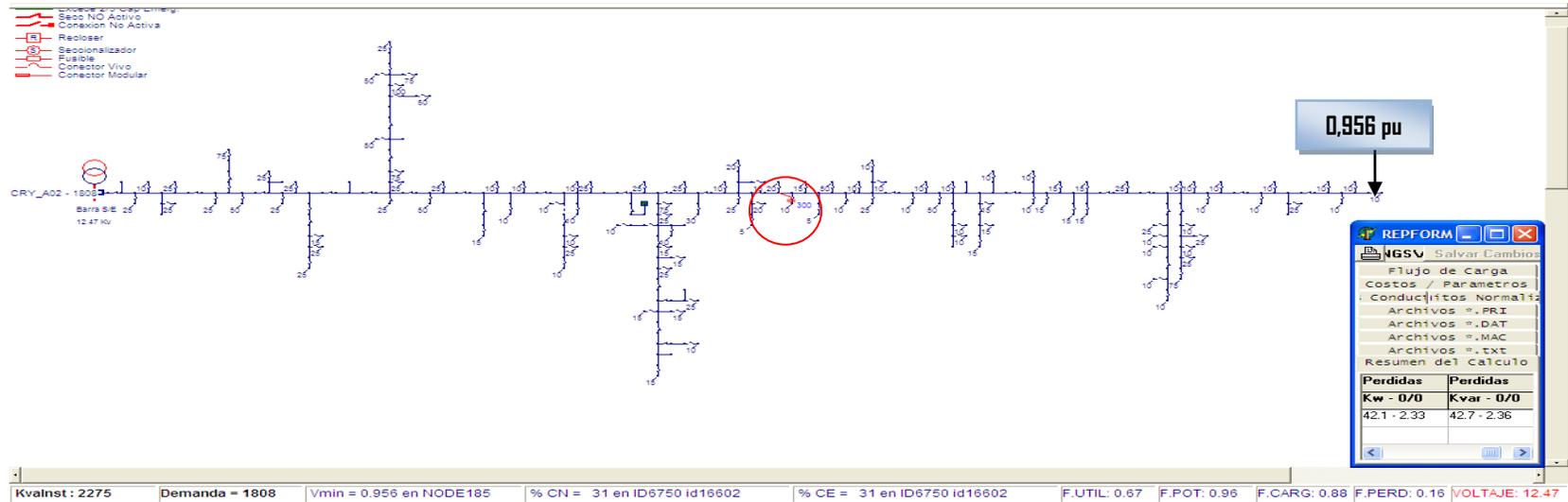


Figura Y.6. Simulación a mediano plazo de CRY\_A02, con demanda máxima, con el anteproyecto referido a mediano plazo en escenario 4 y con la adecuación referida en estado actual.

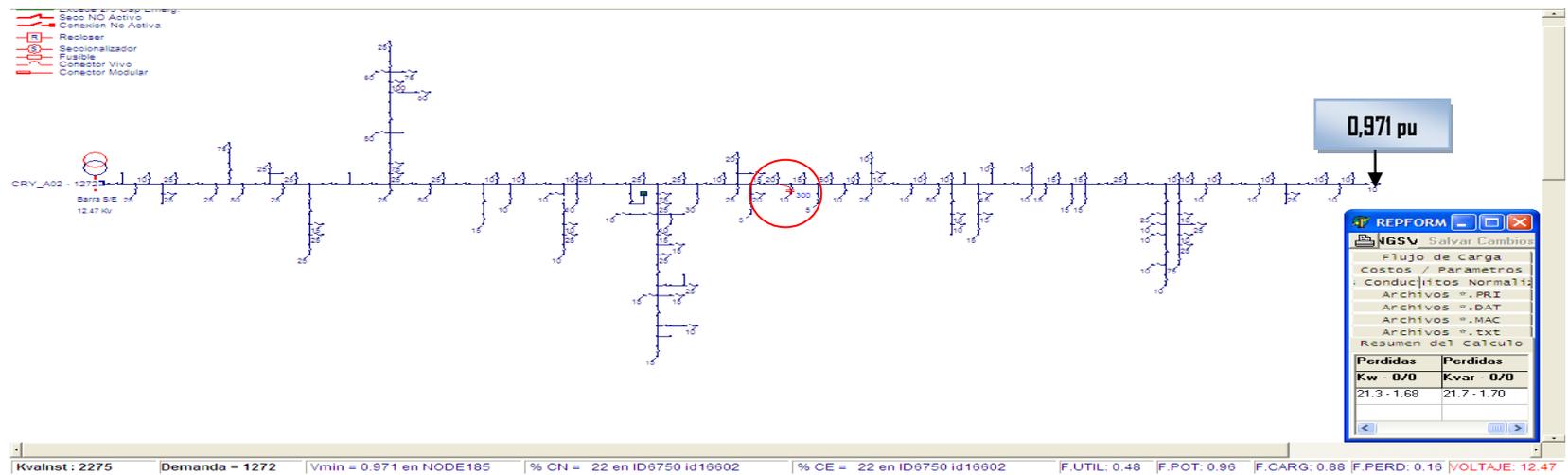


Figura Y.7. Simulación a mediano plazo de CRY\_A02, con demanda mínima, con el anteproyecto referido a mediano plazo en escenario 4 y con la adecuación referida en estado actual.

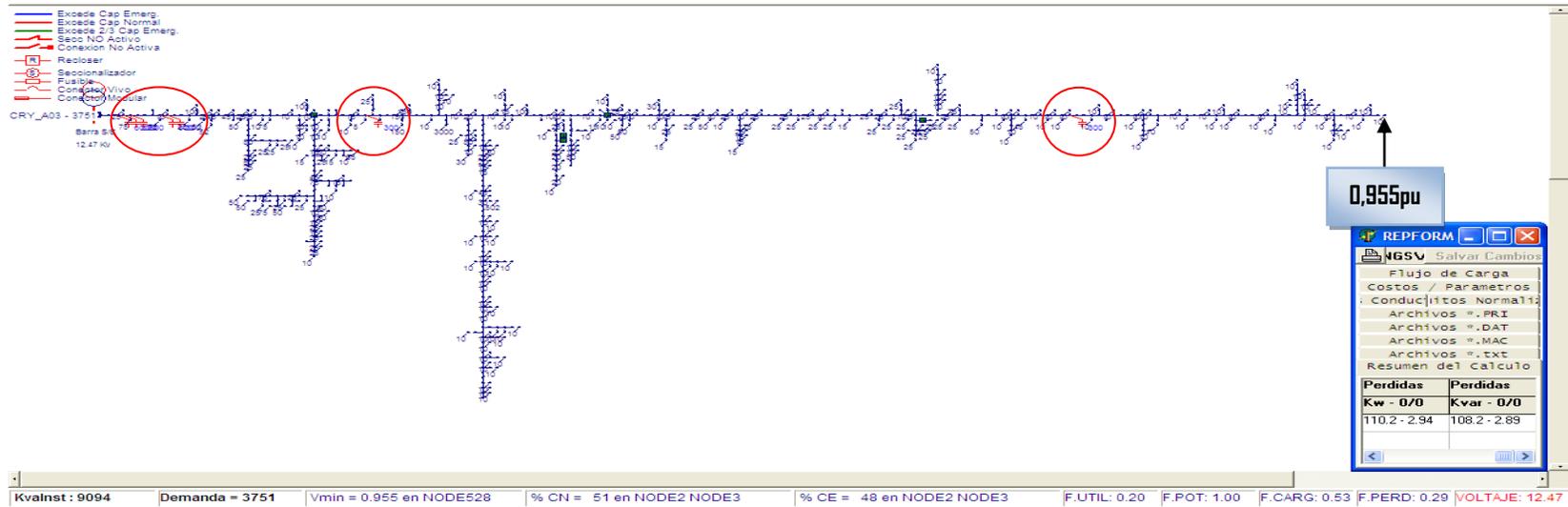


Figura Y.8. Simulación a mediano plazo de CRY\_A03, con demanda máxima, con el anteproyecto referido a mediano plazo en escenario 4 y con la adecuación referida en estado actual.

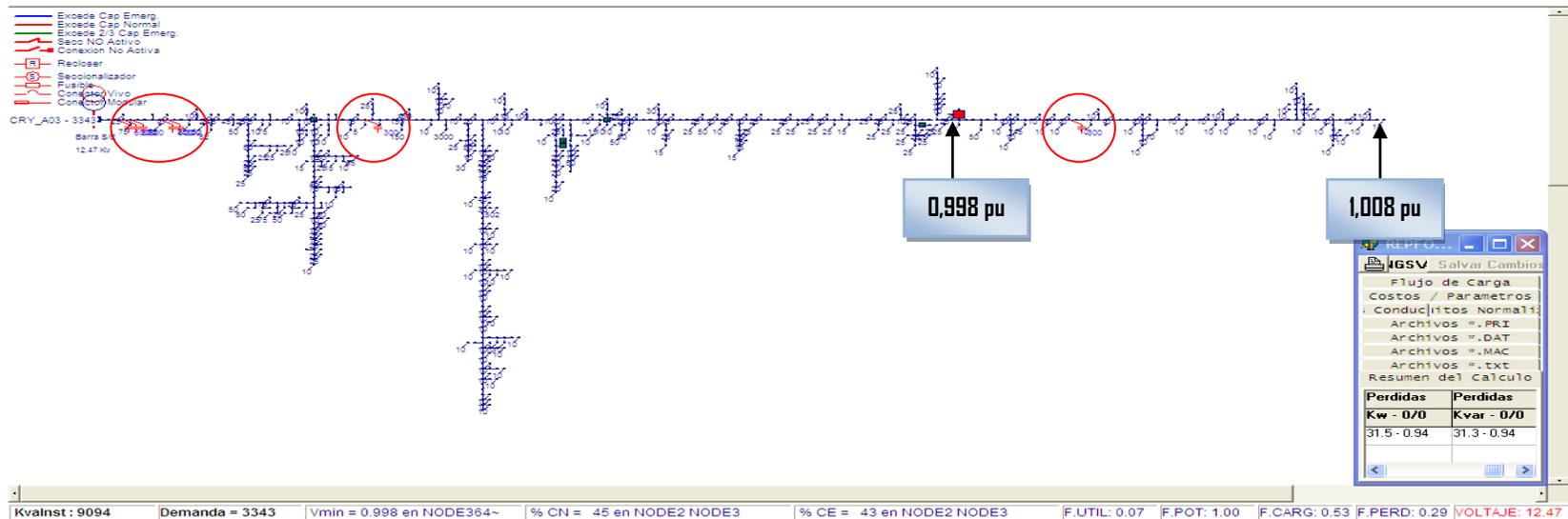
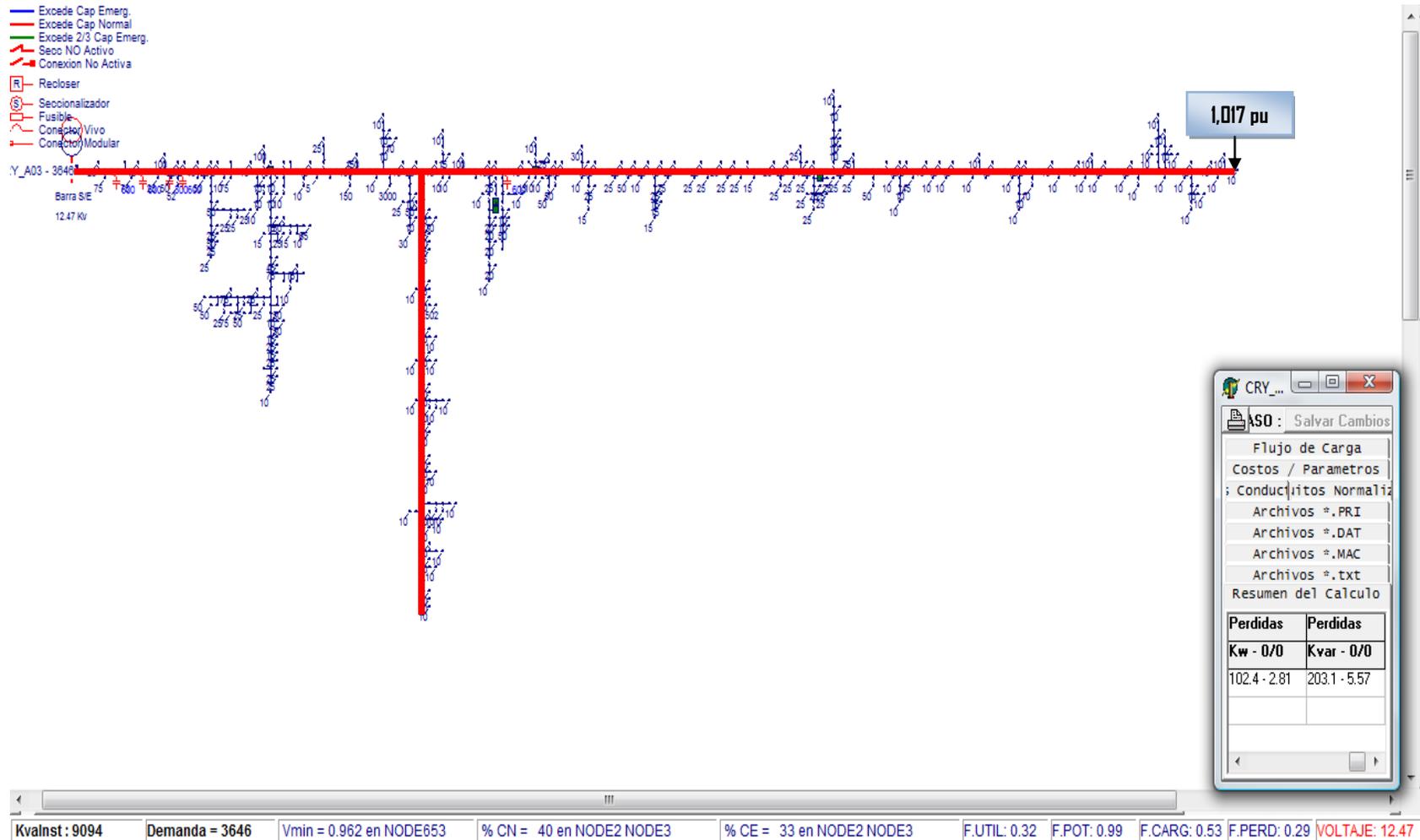


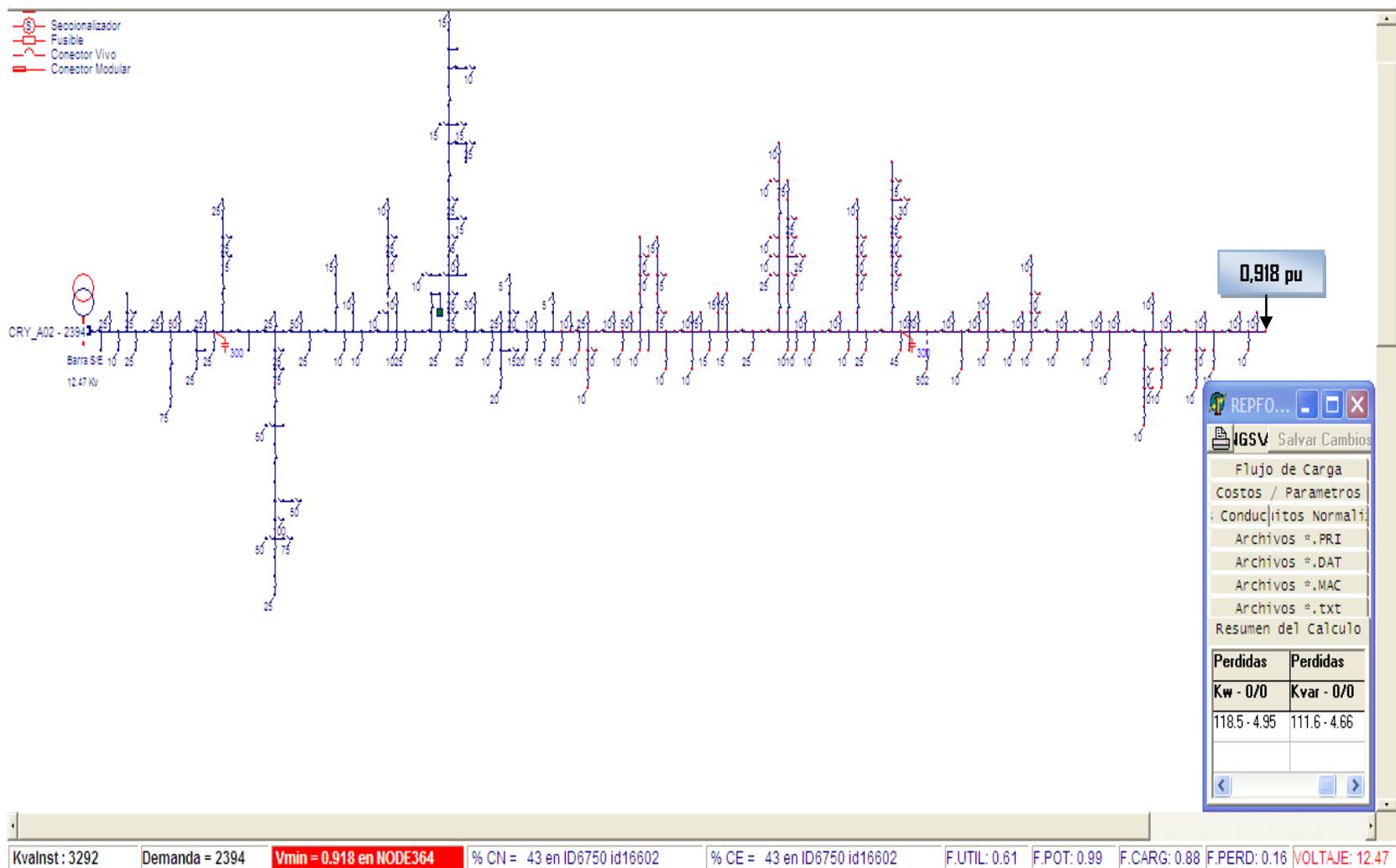
Figura Y.9. Simulación a mediano plazo de CRY\_A03, con demanda mínima, con el anteproyecto referido a mediano plazo en escenario 4 y con la adecuación referida en estado actual.

**Anteproyecto 43.** Se desincorporan 12.347 mts de conductor aéreo Al\_4/0AWG, 39.418 mts de conductor aéreo Al\_1/0AWG y 114 mts de conductor subterráneo CU\_500MCM para luego instalar 51.765 mts de conductor aéreo de AL\_400MCM y 114 mts de conductor subterráneo de CU\_750MCM para CRY\_A03., luego de realizar en estado actual el anteproyecto referente al traspaso de carga de 1.017 kVA del circuito CRY\_A02 al circuito receptor CRY\_A03, a través del ID26802 y posteriormente reubicar 1 banco de condensadores de 300kVA y e instalar 4 bancos nuevos de 600kVA para el CRY\_A03.



**Figura Y.10. Simulación a mediano plazo de CRY\_A03, con el anteproyecto referido a mediano plazo en escenario 4 y con la adecuación referida en estado actual.**

**Anteproyecto 44.** Se instalan a mediano plazo 2 bancos de condensadores nuevos, uno de 300kVAr y uno de 600kVAr respectivamente para la adecuación CRY\_A02, luego de realizar en estado actual el anteproyecto referente a la instalación 2 bancos de condensadores de 300kVA para el CRY\_A02.



**Figura Y.11.** Simulación a mediano plazo de CRY\_A02 sin el anteproyecto referido a mediano plazo en escenario 4, pero con la adecuación referida en estado actual.

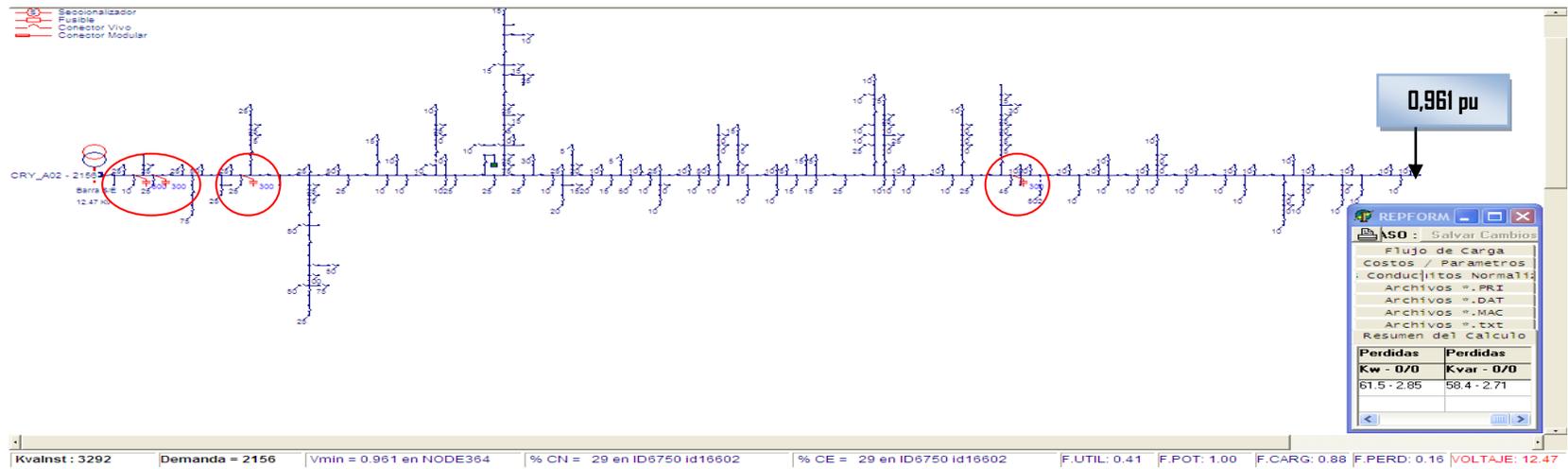


Figura Y.12. Simulación a mediano plazo de CRY\_A02, con demanda máxima, con el anteproyecto referido a mediano plazo en escenario 4 y con la adecuación referida en estado actual.

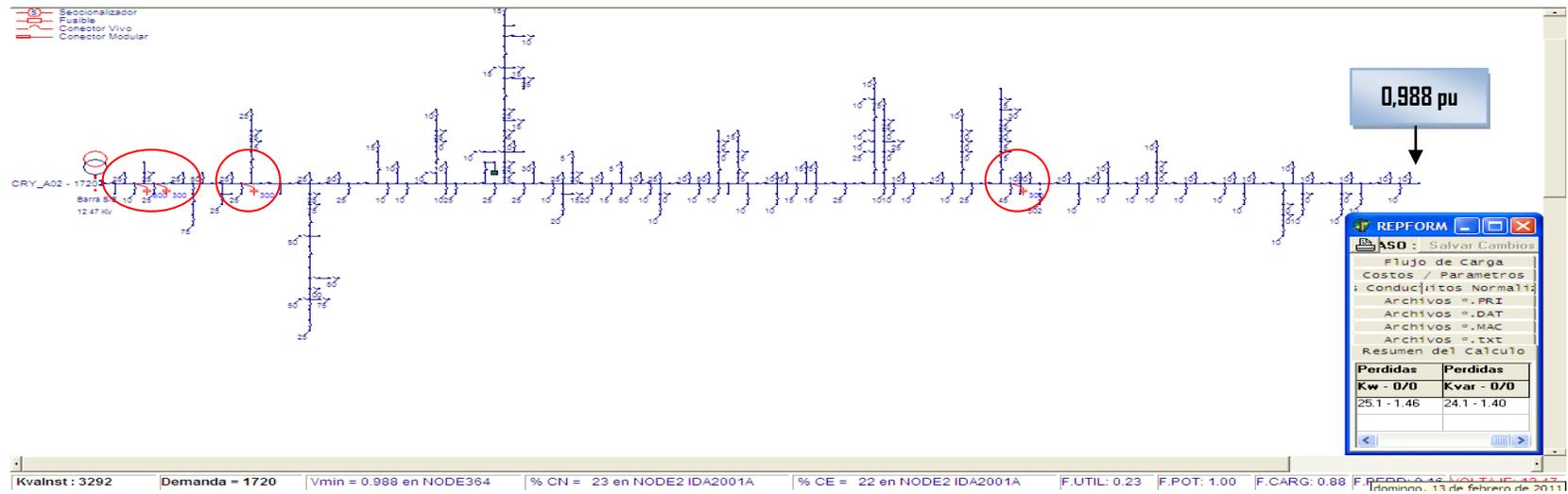
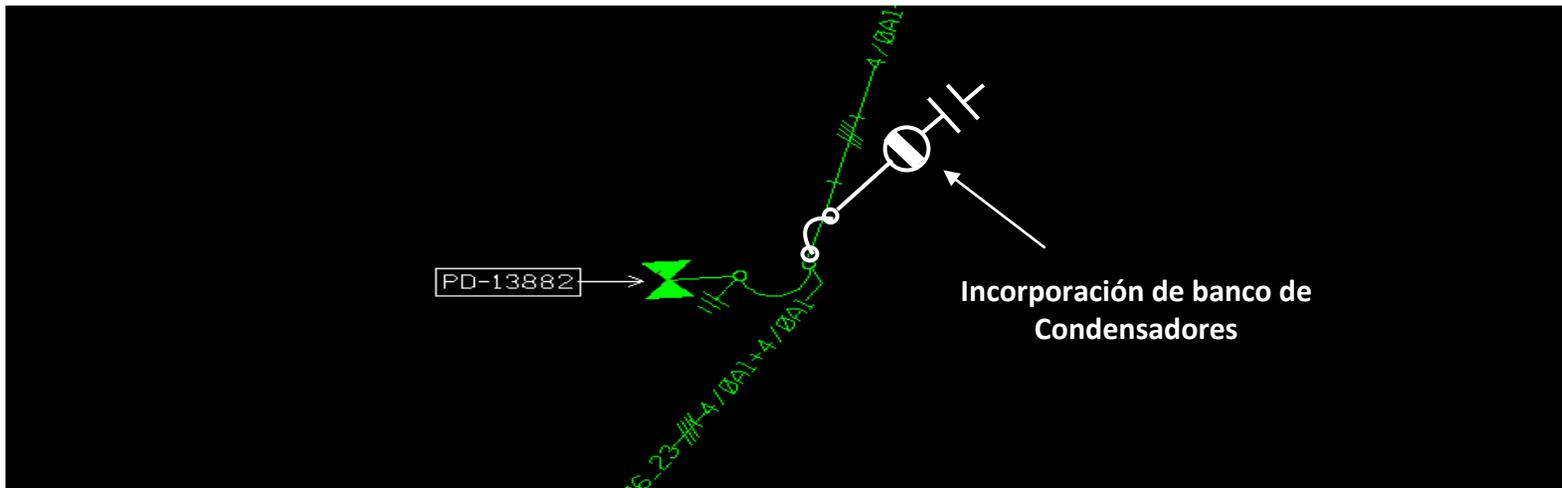
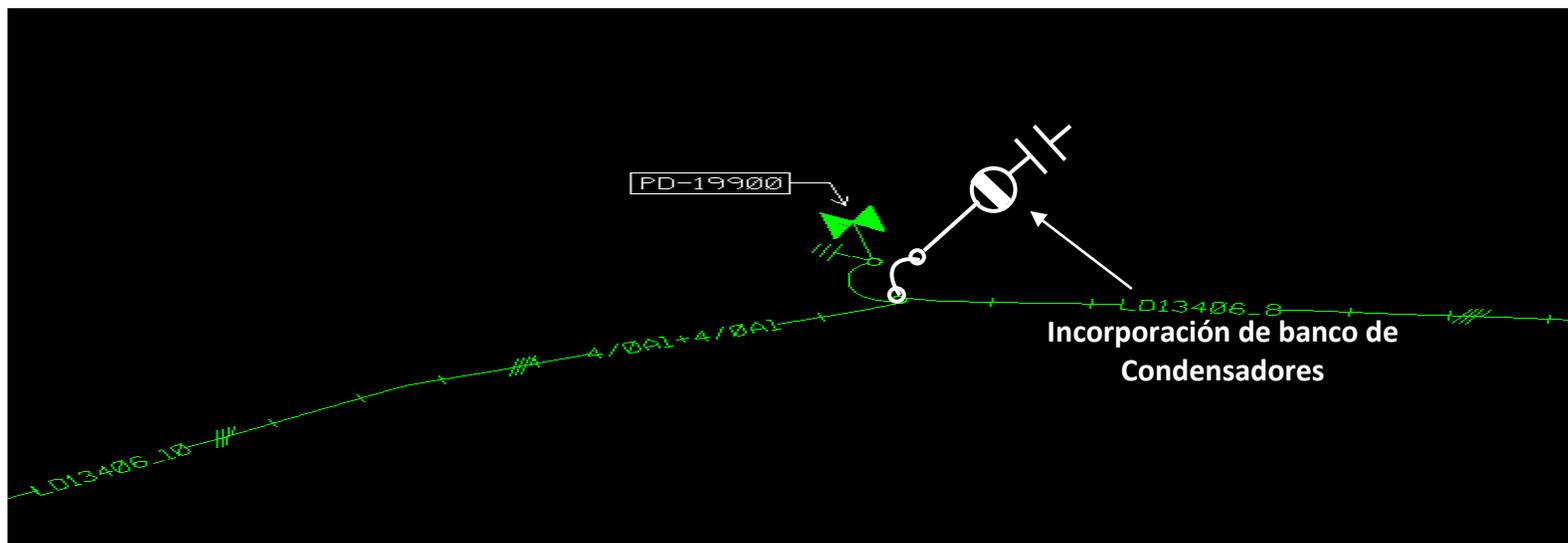


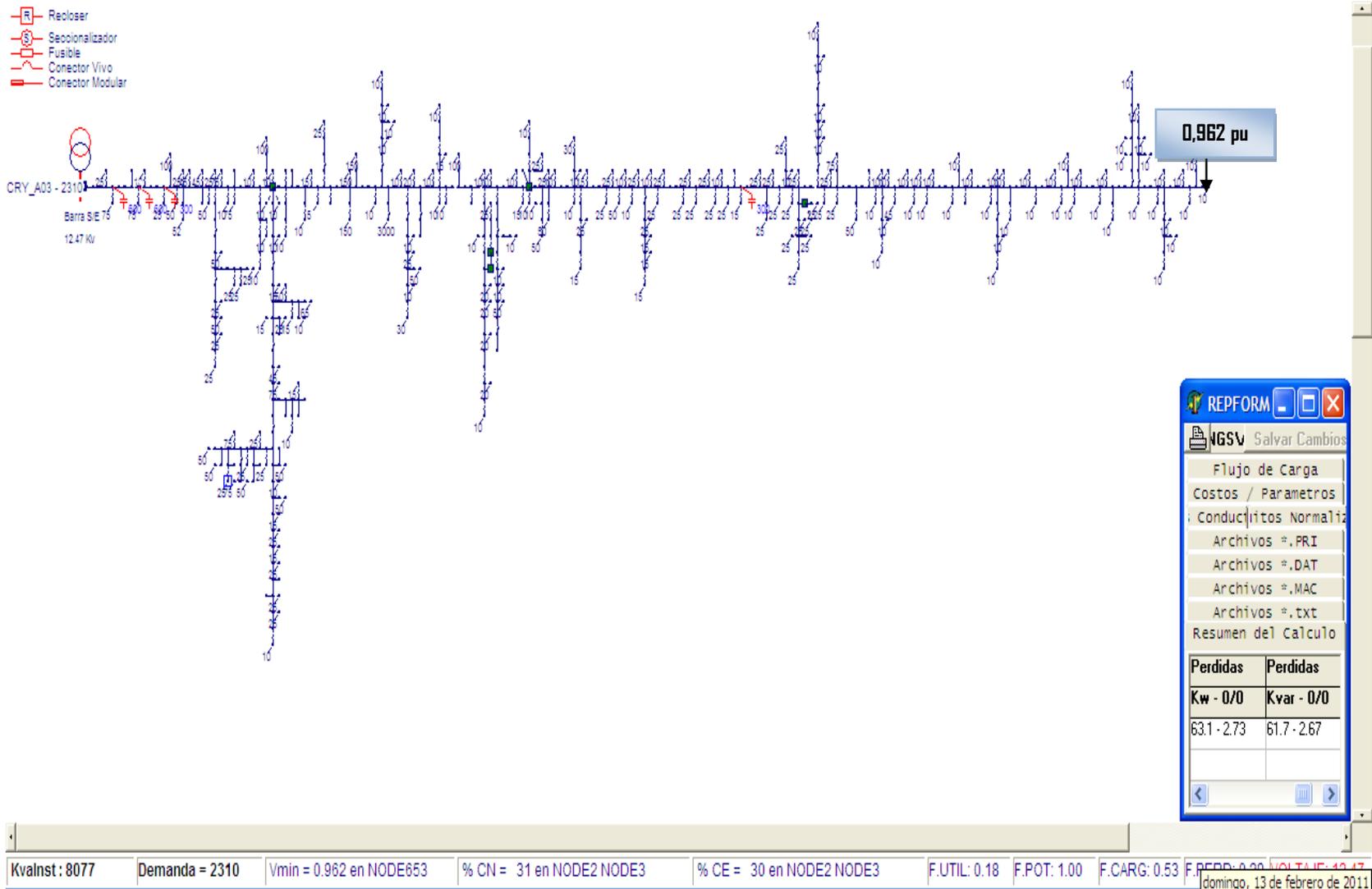
Figura Y.13. Simulación a mediano plazo de CRY\_A02, con demanda mínima, con el anteproyecto referido a mediano plazo en escenario 4 y con la adecuación referida en estado actual.



**Figura Y.14.** Ubicación de 1 banco de condensadores de 300kVAr instalado en el anteproyecto de instalación a mediano plazo de 2 bancos de condensadores nuevos, uno de 300kVAr y uno de 600kVAr respectivamente para la adecuación CRY\_A02, luego de realizar en estado actual el anteproyecto referente a la instalación 2 bancos de condensadores de 300kVA para el CRY\_A02



**Figura Y.15.** Ubicación de 1 banco de condensadores de 600kVAr instalado en el anteproyecto de instalación a mediano plazo de 2 bancos de condensadores nuevos, uno de 300kVAr y uno de 600kVAr respectivamente para la adecuación CRY\_A02, luego de realizar en estado actual el anteproyecto referente a la instalación 2 bancos de condensadores de 300kVA para el CRY\_A02



**Figura Y.16. Simulación a mediano plazo de CRY\_A03 en escenario 4, con anteproyecto en estado actual de reubicación de 2 bancos de condensadores de 300kVA e instalación de 2 bancos nuevos de 600kVA para el CRY\_A03.**

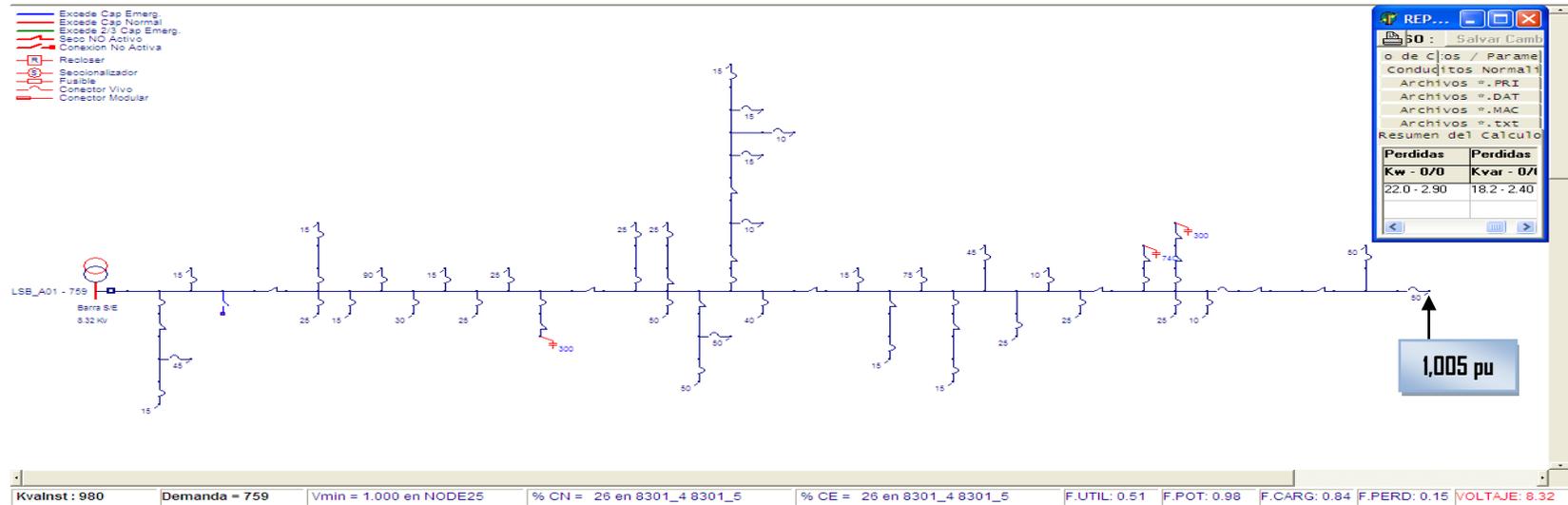


Figura Y.17. Simulación a mediano plazo de LSB\_A01 en escenario 4, con anteproyecto en estado actual de traspaso de carga de 1.130kVA del circuito LSB\_A01 al circuito receptor LSB\_B01, a través del ID27487.

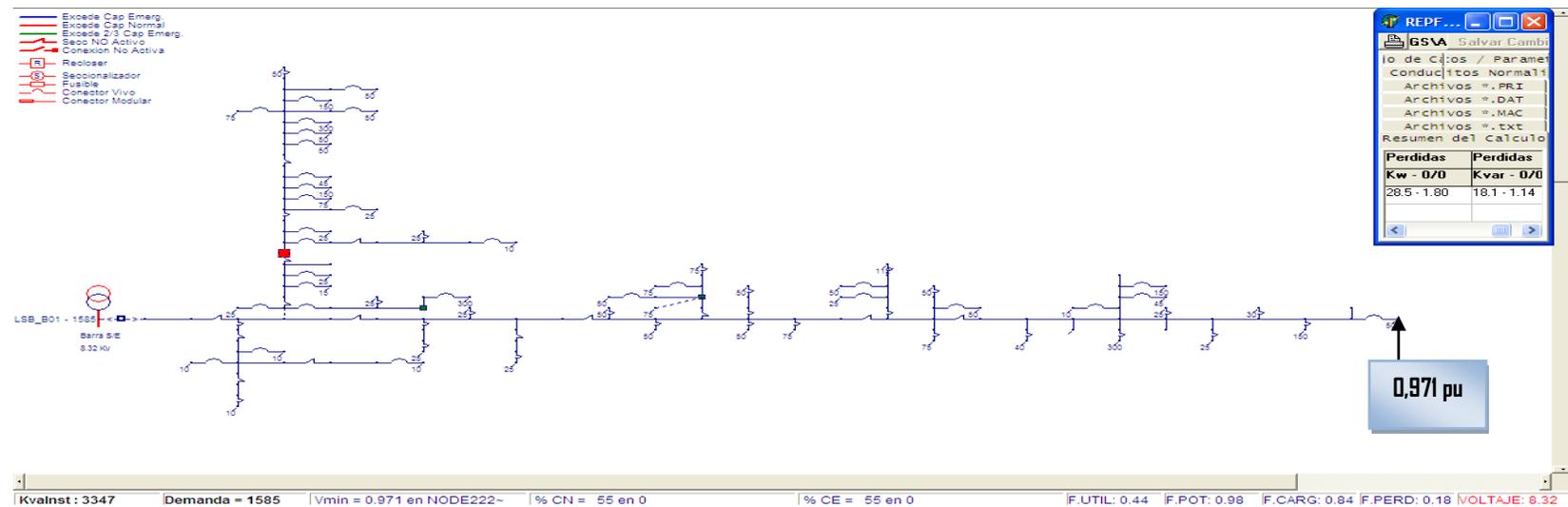
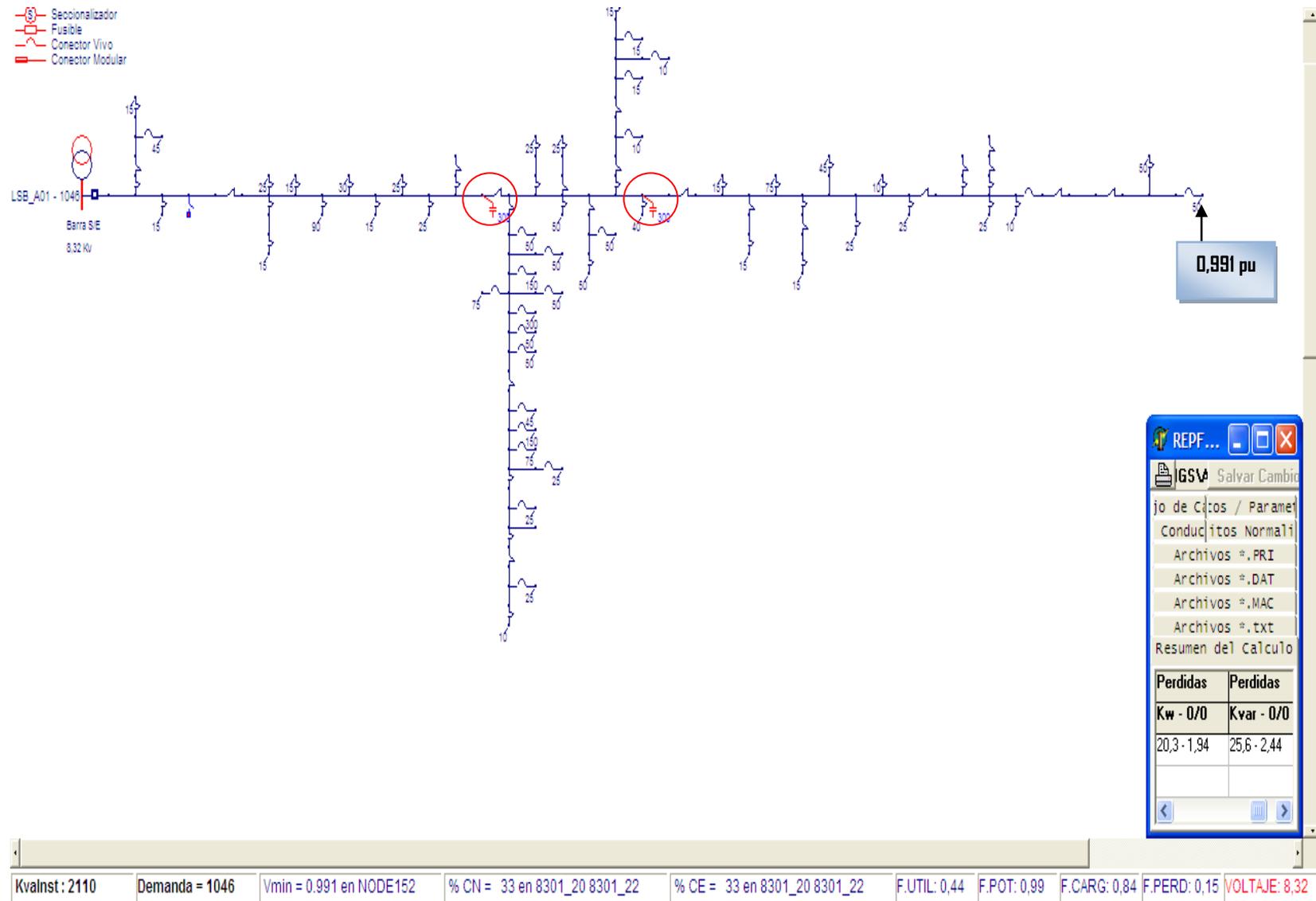
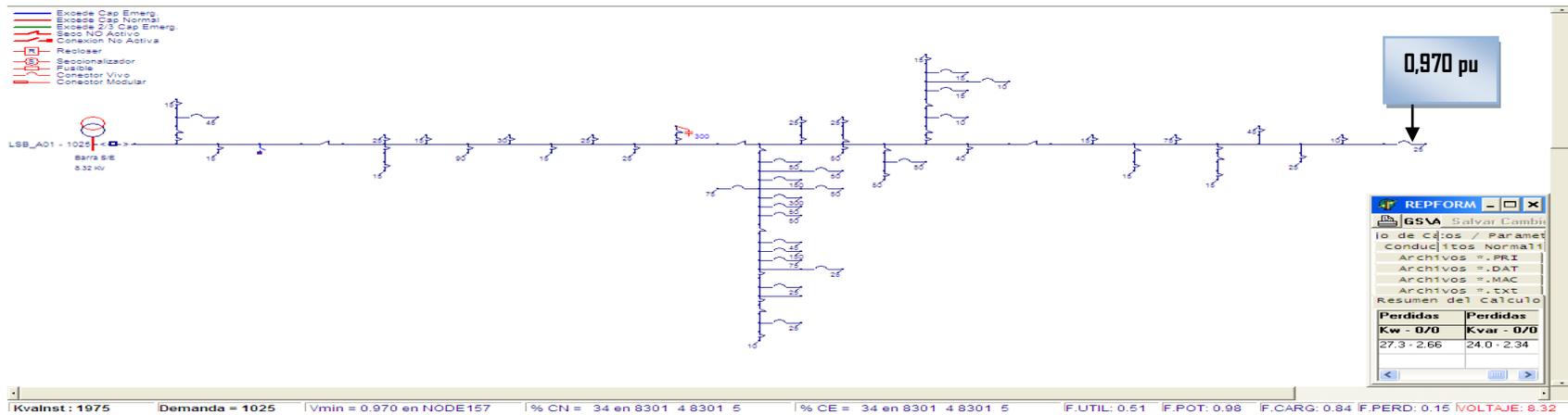


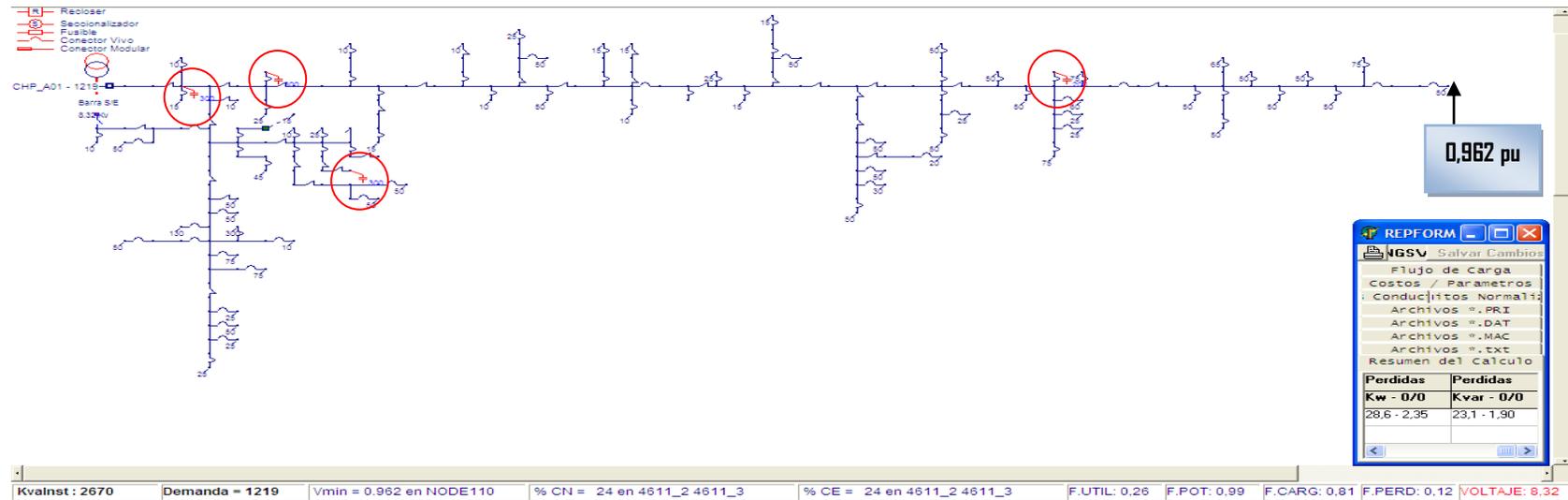
Figura Y.18. Simulación a mediano plazo de LSB\_B01 en escenario 4, con anteproyecto en estado actual de traspaso de carga de 1.130kVA del circuito LSB\_A01 al circuito receptor LSB\_B01, a través del ID27487.



**Figura Y.19. Simulación a mediano plazo de LSB\_A01 en escenario 4 con anteproyecto en estado actual de desincorporación de 1 banco de condensadores de 225kVAR y reubicación de 2 bancos de condensadores de 300kVA para LSB\_A01.**



**Figura Y.20. Simulación a mediano plazo de LSB\_A01 en escenario 4, con anteproyecto en estado actual de traspaso de carga de 135kVA y de 525kVAR del circuito LSB\_A01 al circuito receptor CHP\_A01, a través del ID3329 y posteriormente la desincorporación de 2 bancos de condensadores de 200kVA y 225kVA respectivamente e instalación de 1 banco de 300kVA para el CHP\_A01.**



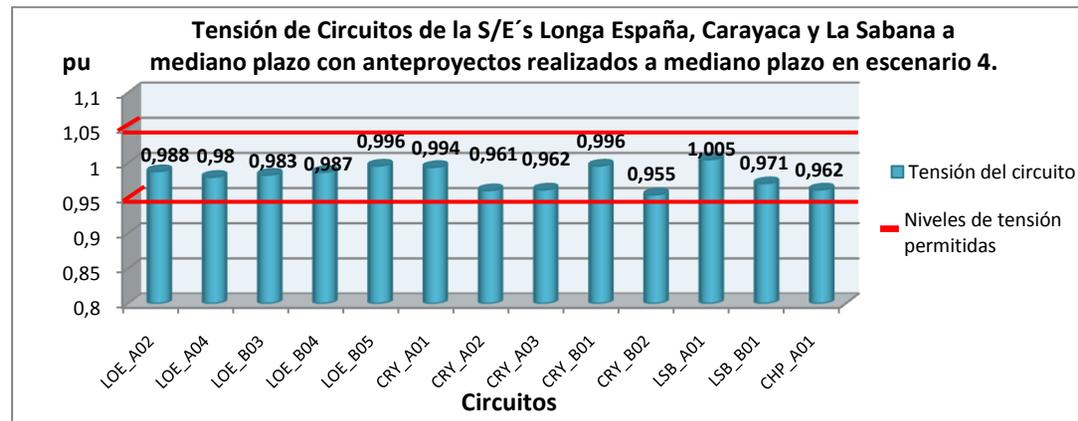
**Figura Y.21. Simulación a mediano plazo de CHP\_A01 en escenario 4, con anteproyecto en estado actual de traspaso de carga de 135kVA y de 525kVAR del circuito LSB\_A01 al circuito receptor CHP\_A01, a través del ID3329 y posteriormente la desincorporación de 2 bancos de condensadores de 200kVA y 225kVA respectivamente e instalación de 1 banco de 300kVA para el CHP\_A01.**

**Tabla Y.1. Indicadores de condiciones de operación de los circuitos en estudio.**

Circuito	Capacidad Instalada (kVA)	Factor de Potencia	Factor de Utilización (%)	Factor de Carga (%)
LOE_A02	4.345	0,9	69	57
CRY_A02	3.292	1	65	88
CRY_A03	8.077	1	29	53
LSB_A01	980	0,98	77	84
LSB_B01	3.347	0,98	47	84

**Tabla Y.2. Tensión de los circuitos en estudio.**

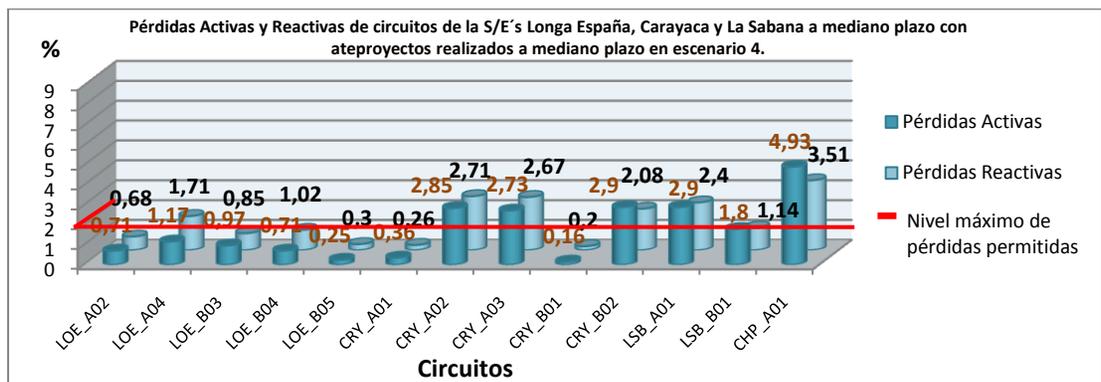
Circuito	Tensión (pu)	Circuito	Tensión (pu)	Circuito	Tensión (pu)
LOE_A02	0,988	CRY_A02	0,961	LSB_A01	1,005
		CRY_A03	0,962	LSB_B01	0,971



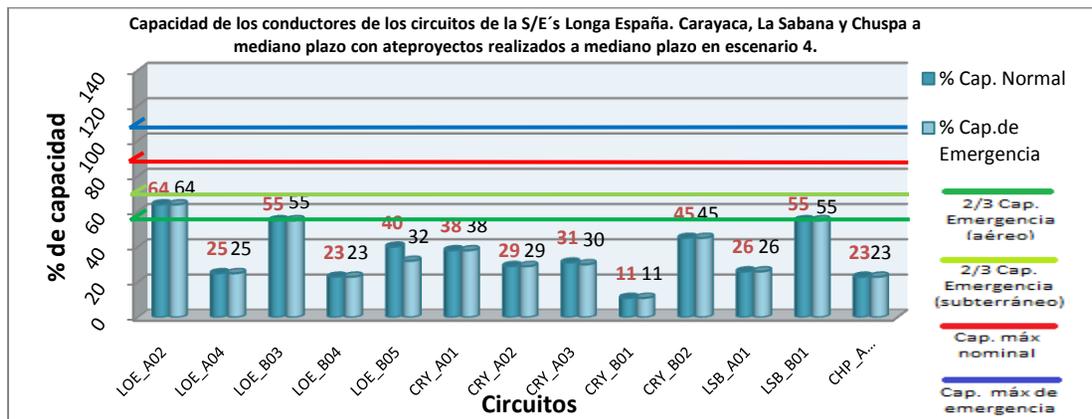
**Gráfica Y.1. Tensión de los circuitos de la S/E's en estudio.**

**Tabla Y.3. Pérdidas activas y reactivas de los circuitos de la S/E's objeto de estudio.**

Circuito	kW	%	kVAr	%
LOE_A02	21,4	0,71	20,4	0,68
CRY_A02	61,5	2,85	58,4	2,71
CRY_A03	63,1	2,73	61,7	2,67
LSB_A01	22	2,9	18,2	2,4
LSB_B01	28,5	1,8	18,1	1,14



**Gráfica Y.2. Pérdidas activas y reactivas de los circuitos de las S/E's en estudio.**



**Gráfica Y.3. Capacidad de los conductores de los circuitos de la S/E's en estudio.**

