Gobierno de Reconciliación y Unidad Nacional

El Pueblo, Presidente!

ENATREL

Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

PLAN DE OBRAS 2024

Tomo I

INFORME EJECUTIVO 2023

INTRODUCCIÓN

La **Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL)** presenta al ente regulador de Nicaragua, Instituto Nicaragüense de Energía (INE) el **" Plan de Obras 2024"** para su aprobación y reconocimiento de los Costos de Inversión, Operación y Mantenimiento, del Sistema Nacional de Transmisión (SNT) y Funcionamiento del Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC), según lo establecido en la Normativa de Transporte de Nicaragua, de las obras que entran en operación durante el año 2023, con el fin de ser incorporadas al peaje reconocido de transmisión a partir del 1 de enero del año 2024.

ENATREL somete para aprobación del INE las obras que entran en operación durante el año 2023 por la suma de **US$ 34.23 millones** para reconocimiento en el peaje de transmisión para el año 2024, cuyo Costo Medio de Transmisión equivale a **10.527669 US$/MWh** transportado.

Estas obras incluyen los siguientes proyectos:

1) Construcción Subestación Sébaco II 138 kV.

2) Construcción Subestación GIS Ticuantepe III 138 kV.

3) Construcción Subestación Carlos Fonseca 138 kV, Línea de Transmisión Villa El Carmen - Carlos Fonseca y Carlos Fonseca - Ticuantepe III.

DEFINICIONES:

Ministerio de Energía y Minas (MEM): Organismo rector del sector energético del país a cargo de la formulación de la política y planificación del sector energía, creado mediante la Ley N° 612 Reforma a la Ley 290.

Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC): Organismo encargado de la operación del sistema eléctrico y de la operación del mercado de ocasión, dependiente de la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL).

Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL): Empresa pública descentralizada bajo la rectoría de MEM, encargado del transporte de la energía eléctrica y el desarrollo, administración operación y mantenimiento del Sistema Nacional de Transmisión, es una entidad de servicio público y del dominio del Estado Nicaragüense por tanto es una empresa eminentemente estatal y de carácter social.

Peaje: Es la remuneración por parte de los agentes del mercado por la prestación del servicio de transporte de energía eléctrica a través de redes de interconexión, transmisión y distribución.

Instituto Nicaragüense de Energía (INE): Es una entidad autónoma del Estado, que funge como ente regulador del sector energético del país.

Ley de la Industria Eléctrica (LIE): Es la ley en la que se establece el régimen legal sobre las actividades de la industria eléctrica, las cuales comprenden la generación, transmisión, distribución, comercialización, importación y exportación de la energía eléctrica.

Normativa de Transporte: Son las normas que establecen las condiciones para el uso, acceso y expansión de la red de transporte de energía eléctrica y las normas de calidad.

Normativa de Operación: Son las normas que establece las reglas de carácter operativo del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y el Sistema Nacional de Transmisión (SNT), las reglas de

carácter comercial del Mercado Eléctrico Mayorista de Nicaragua (MEMN) y las interfaces necesarias para armonizar la presente normativa nacional con la reglamentación regional.

Sistema Interconectado Nacional (SIN): Conjunto de centrales de generación eléctrica y sistemas de distribución que se encuentran interconectados entre sí por el Sistema Nacional de Transmisión. Según LIE.

Sistema de Interconexión de los Países de América Central (SIEPAC): Proyecto regional en el Istmo Centroamericano que incluye la creación y desarrollo de un mercado eléctrico regional y la construcción de un sistema de transmisión desde Guatemala hasta Panamá.

Sistema de Transmisión: Es el conjunto de líneas de transmisión, subestaciones y equipos asociados necesarios para transportar la energía desde centrales de generación hasta sistemas de distribución.

Sistema Secundario de Transmisión: Es la Línea o conjunto de líneas de transmisión que permiten conectar al generador o distribuidor al Sistema Interconectado Nacional.

Sistema Nacional de Transmisión (SNT): Es el sistema de transmisión integrado a nivel nacional que incluye las interconexiones internacionales.

Programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energía Renovable (PNESER): Programa que tiene como objetivo principal elevar el índice de cobertura eléctrica de Nicaragua por medio de extensión de redes, normalización de del servicio eléctrico en asentamientos, estudios de pre-inversión de fuentes de energía renovable, implementar programas de eficiencia energética, refuerzos en el sistema de transmisión para la integración de fuentes renovables y sostenibilidad de sistemas aislados.

Fondo para el Desarrollo de la Industria Eléctrica Nacional (FODIEN): Es la instancia técnica y administrativa-financiera, coordinada por ENATREL de acuerdo a la ley 583, que tiene a su cargo el desarrollo de la electrificación rural en los distintos Departamentos y Regiones del territorio nacional, con acceso a fuentes de fondos privados y públicos.

INDICE

Tomo I – Resumen Ejecutivo

1. INTRODUCCIÓN i

2. DEFINICIONES: ii

3. 1. RESUMEN EJECUTIVO 10

1.1. Ampliaciones del Sistema Nacional de Transmisión (SNT) año 2023. 10

1.2.- Determinación del Peaje previsto de Transmisión 11

1.3.- Pago de Intereses y comisiones bancarias periodo noviembre 2022 a abril 2023 por deuda de préstamos intermediados. 13

1.4.- Obras período 2024 - 2028 14

4. 2.PROYECCIÓN DE DEMANDA DEL SIN 18

2.1. Demanda Histórica 18

2.2 Proyección de demanda (Escenario Medio) 19

2.3 Proyección de la demanda máxima por subestaciones 20

5. 3.EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL Y EL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN 24

3.1 El Sistema Interconectado Nacional (SIN) 24

3.2.- El Sistema Nacional de Transmisión (SNT) 26

3.3 Cobertura del SNT 29

3.4. Diagrama unifilar del SIN año 2023 (sin nuevas obras) 31

3.5 Diagrama unifilar del SIN año 2023 (con nuevas obras) 32

3.6 Diagrama unifilar del SIN año 2028 (con nuevas obras 2023-2028) 33

3.7 Nomenclatura de Subestaciones y Plantas del SIN. 34

6. 4. PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN DEL MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. 36

4.1 Plan Indicativo de generación 36

7. 5. CRITERIOS DE CALIDAD, SEGURIDAD Y DESEMPEÑO DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 38

5.1 Criterios y Parámetros de Calidad 38

5.2 Carga Admisibles en Líneas y Transformadores 41

5.3 Niveles de las Corrientes de Falla 41

8. 6. AMPLIACIONES DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN, AÑO 2023 35

6.1 Ampliaciones del SNT por iniciativa de la Empresa Nacional de Transmisión, obras mayores de 500 mil dólares año 2023 36

6.1.1. Nueva Subestación Sébaco II 138 kV 37

6.1.2. Construcción de Nueva Subestación Ticuantepe III en 138 kV 48

6.1.3. Construcción Subestación Carlos Fonseca 138 kV, Línea de Transmisión Villa El Carmen - Carlos Fonseca y Carlos Fonseca - Ticuantepe III. 59

9. 7. DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES PREVISTOS DE TRANSMISIÓN 69

7.1. Marco legislativo y mandato regulatorio 69

7.2. Antecedentes 70

7.3. Revisiones del Costo Medio de Transmisión 2007 -2022 (CMT) 74

7.4. Costo Medio De Transmisión 2024 (CMT-Peaje) Solicitado Por ENATREL. 77

10. 8. OBRAS PERIODO 2024-2028 (En Construcción, Licitación y Gestión de Financiamiento) 78

11. 8.1. - Ampliación de Capacidad de Transmisión de Línea La Gateada – La Esperanza a 138 kV. **82**

12. 8.2.- Construcción Subestación El Tortuguero 138 kV, Construcción de línea La Esperanza- El Tortuguero en 138 kV y Ampliación de la Subestación La Esperanza. **98**

13. 8.3. - Ampliación de la Capacidad Operativa del Centro Nacional de Despacho de Carga. **107**

14. 8.4. - Construcción de subestación Bluefields II en 138 kV, construcción de la línea la Esperanza-Bluefields en 138 kV y ampliación de la subestación la esperanza **118**

15. 8.5.- Aumento de Capacidad en Línea Acahualinca – Managua 138 kV. **127**

16. 8.6. - Construcción Subestación Pantasma 138 kV. **137**

17. 8.7.- Construcción Subestación Tola y Línea de transmisión Rivas – Tola- San Juan del Sur en 138 kV. **146**

18. 8.8. - Construcción Subestación Jiquilillo y Obras Conexas. **158**

19. 8.9. - Construcción Línea de Transmisión 230 kV Boaco - La Gateada II. **167**

20. 8.10. - Construcción Subestación San Francisco Libre, Línea de Transmisión 138 kV y Obras Conexas. **175**

21. 8.11.- Construcción Subestación San Miguelito 138 kV, subestación Acoyapa II y Línea de Transmisión Acoyapa - San Miguelito en 138 kV. **184**

22. 8.12. - Subestación San Carlos 138 kV, Construcción de Línea San Miguelito - San Carlos en 138 kV y Ampliación de Subestación San Miguelito. **194**

23. 8.13.- Ampliación de la Capacidad de Transmisión de la Línea de 138 kV Catarina-Nandaime-Rivas **205**

24. 8.14.- Ampliación de Capacidad Línea Tipitapa – Guanacastillo – Masaya 138 kV. **213**

25. 8.15. - Construcción de subestación Gis Corinto 138 kV, línea de transmisión 138 kV y obras conexas **218**

26. 8.16.- Línea de Transmisión Terrabona – Mulukuku y Boaco – Mulukuku (Refuerzos de Transmisión para la conexión de proyectos Hidroeléctricos Fase II) **226**

27. 8.17.- Construcción de Subestación Nueva Guinea 138 kV, Línea La Gateada-Nueva Guinea 138 kV y Ampliación Subestación La Gateada. **242**

28. 8.18.- Conversión de las Subestaciones León II la Paz Centro y Nagarote I a 138kv y Construcción Línea de transmisión 138 kV León II – La Paz Centro- Nagarote II. **253**

29. 8.19.- Aumento de la Capacidad de Transformación en las Subestaciones: Granada, Las Colinas, Masaya, Masatepe, Mateare 1, Nandaime, Estelí, Chinandega. **268**

30. 8.20.- Adquisición de Subestación Móvil de 40 MVA. **287**

31. 8.21.- Ampliación Y Refuerzo en Subestación MATEARE I (LINEA MATEARE I INTERCEPTA LBS-TCP 230 kV) **291**

32. 8.22.- Construcción de Subestación Kukrahill 138 kV, Construcción Línea La Esperanza - Kukrahill en 138 kV y Ampliación Subestación La Esperanza. **299**

33. 8.23.- Construcción Línea 230 kV Terrabona - Malpaisillo – Interconexión con Honduras. **310**

34. 8.24.- Construcción Subestación Guanacastillo y Obras Conexas. **321**

35. 8.25.- Construcción Subestación GIS Metropolitana, Línea de Transmisión soterrada en 138kV y obras conexas. **330**

36. 8.26.- Construcción Subestación Mateare II y Construcción de Línea 138 kV en Doble Circuito. **340**

37. 8.27.- Construcción de Subestación El Ayote 138 kV, Construcción de línea El Ayote (Aperturando la línea La Esperanza - El Tortuguero) en 138 kV. **351**

38. 8.28.- Construcción de la Subestación GIS Santo Domingo, Línea de Transmisión Soterrada en 138kV y Obras Conexas. (Managua) **362**

39. 9. SOPORTE DE PAGOS DE INTERESES Y COMISIONES POR PRÉSTAMOS INTERMEDIADOS CON EL MHCP PERIODO NOVIEMBRE 2022 A ABRIL-2023. 376

Tomo II – Estudios Eléctricos

40. 1.INTRODUCCIÓN **2**

41. 2.OBJETIVO DEL ESTUDIO **3**

42. 3.MODELADO DEL SISTEMA DE POTENCIA **4**

43. 4.ESTUDIOS A REALIZAR **7**

44. 5.CRITERIOS EMPLEADOS EN EL ESTUDIO **15**

45. 6.ANALISIS DEL SISTEMA SIN Y CON EL PROYECTO EN REGIMEN NORMAL Y CONTINGENCIAS. año 2023 **16**

46. 7.ANALISIS DEL SISTEMA EN REGIMEN NORMAL Y CONTINGENCIAS. año 2024 **24**

47. 8.ANALISIS DEL SISTEMA EN REGIMEN NORMAL Y CONTINGENCIAS. año 2025 **31**

48. 9.ANALISIS DEL SISTEMA EN REGIMEN NORMAL Y CONTINGENCIAS. año 2026 **39**

49. 10.ANALISIS DEL SISTEMA EN REGIMEN NORMAL Y CONTINGENCIAS. año 2027 **46**

50. 11.ANALISIS DEL SISTEMA EN REGIMEN NORMAL Y CONTINGENCIAS. año 2028 **54**

51. 12.ESTABILIDAD DE TENSIÓN 2023 **62**

52. 13.ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO 2023 **69**

53. 14.ESTUDIO DE ESTABILIDAD TRANSIENTE 2023 **77**

54. 15.CONCLUSIONES **80**

55. 16.ANEXOS **82**

Tomo III – Evaluación Económica

56. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA AMPLIACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN (SNT) DURANTE EL AÑO 2023 3

57. I. OBRAS DE AMPLIACIÓN EN EL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN QUE ENTRAN EN OPERACIÓN EN EL AÑO 2023 4

a. Obras de ampliación del Sistema Nacional de Transmisión Realizadas por Iniciativa de ENATREL con Inversión Menor a 500 mil Dólares. 5

b. Obras de Ampliación del SNT Realizadas por Iniciativa de ENATREL con Inversión Mayor a 500 mil Dólares. 5

58. II. EVALUACIÓN FINANCIERA Y ECONÓMICA DE PROYECTOS QUE ENTRAN EN OPERACIÓN EN EL AÑO 2023 8

1. Introducción 8

2. Objetivo General 9

3. Aspectos Generales de los Proyectos Contenidos en el Plan de Obras 9

4. Resultados de la Evaluación Financiera y Económica de los Proyectos de Ampliación del Sistema Nacional de Transmisión 13

5. Metodología y Criterios de Evaluación Financiera y Económica Aplicada a los Proyectos Contenidos en el Plan de Obras 13

5.1. Evaluación Privada o Financiera 13
5.1.1 Fuentes de Financiamiento y Condiciones de Préstamos 15
5.1.2 Indicadores Financieros 16

5.2. Evaluación Económica 16

5.3. Criterios y Parámetros Utilizados en las Evaluaciones Financieras y Económicas 17
5.3.1 Tasa de Descuento 17
5.3.2 Vida del Proyecto 18
5.3.3 Costo de Operación y Mantenimiento 18
5.3.4 Factor de Carga 18
5.3.5 Demanda de Energía y Potencia 18

6. Evaluación Financiera y Económica de Obras de Ampliación del Sistema Nacional de Transmisión con Monto de Inversión Mayor de USD 500,000.00 23

6.1 Construcción de Subestación Sébaco II en 138 kV 24
6.1.1 Descripción General del Proyecto – Introducción 24
6.1.2 Identificación y Clasificación de Beneficios 28
6.1.3 Costos de Inversión 28
6.1.4 Fundamentación y Metodología del Cálculo de los Costos y Beneficios 29
6.1.5 Resultados de la Evaluación 31

6.2 Construcción de Subestación Ticuantepe III en 138 kV 34
6.2.1 Descripción General del Proyecto – Introducción 34
6.2.2 Identificación y Clasificación de Beneficios 37
6.2.3 Costos de Inversión 38
6.2.4 Fundamentación y Metodología del Cálculo de los Costos y Beneficios 38
6.2.5 Resultados de la Evaluación 41

6.3 Construcción Subestación Carlos Fonseca 138 kV, Línea de Transmisión Villa El Carmen - Carlos Fonseca y Carlos Fonseca - Ticuantepe III 44
6.3.1 Descripción General del Proyecto - Introducción 44

6.3.2 Identificación y Clasificación de Beneficios 48
6.3.3 Costos de Inversión 48
6.3.4 Fundamentación y Metodología del Cálculo de los Costos y Beneficios 49
6.3.5 Resultados de la Evaluación 51

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Resumen de Obras de Inversión 2023. 4
Tabla 2: Obras de Ampliación con Montos de Inversión Mayores a USD 500,000 y Fuente de Financiamiento. 6
Tabla 3: Alcance Físico por Proyectos y Obras en Operación 2023. 7
Tabla 4: Clasificación de Proyectos Según Tipo de Actividad. 11
Tabla 5: Asignación de Recursos por Fuente de Financiamiento. 12
Tabla 6: Resumen Resultados Evaluación Financiera y Económica. 13
Tabla 7: Precios Sociales Aprobados por SNIP. 17
Tabla 8: Proyección de Demanda No Coincidente 2023-2028. 22

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Ubicación Geográfica Subestación Sébaco I y II. 26
Ilustración 2: Diagrama Unifilar Subestación Sébaco II. 27
Ilustración 3: Ubicación Geográfica Subestación Ticuantepe III. 36
Ilustración 4: Diagrama Unifilar Subestación Ticuantepe III. 37
Ilustración 5: Ubicación Geográfica Subestación Carlos Fonseca. 46
Ilustración 6: Diagrama Unifilar Subestación Carlos Fonseca. 47

1. RESUMEN EJECUTIVO

1.1. Ampliaciones del Sistema Nacional de Transmisión (SNT) año 2023.

Para el año 2023 **ENATREL** presenta 3 obras las cuales corresponden a obras mayores de 500 mil dólares. La inversión Total para este año asciende a **34.23** millones de dólares.

A continuación, se presentan un listado de las ampliaciones del SNT del año 2023:

N°	Nombre del Proyecto	Nueva SE	MVA A Instalar	Km de Línea	Financ. Local (US$)*	Financ. Externo (US$)*	Inversión Total (US$)*	Fuente de Financ.
1	Construcción Subestación Sébaco II 138 kV.	1	40	10	582.485	8,910.143	9,492.628	Korea Eximbank-Gobierno de Nicaragua - ENATREL
2	Construcción Subestación GIS Ticuantepe III 138 kV.	1	40	2	940.058	7,067.901	8,007.959	Korea Eximbank-Gobierno de Nicaragua - ENATREL
3	Construcción Subestación Carlos Fonseca 138 kV, Línea de Transmisión Villa El Carmen - Carlos Fonseca y Carlos Fonseca - Ticuantepe III.	1	30	40	1,859.146	14,871.164	16,730.310	Eximbank India - Gobierno de Nicaragua - ENATREL
TOTAL		**3**	**110**	**52**	**3,381.69**	**30,849.21**	**34,230.90**	

kUS$: Miles de U$

1.2.- Determinación del Peaje previsto de Transmisión

La Ley de la Industria Eléctrica (Ley 272) en su arto. 118 estable: "Los peajes a pagarse por el uso de los **sistemas de transmisión existentes** serán calculados por la Empresa de Transmisión y aprobados por el INE sobre la base de sus costos de reposición, operación y mantenimiento de un sistema modelo incluyendo un beneficio calculado en base a la tasa de descuento estipulada en el arto. 117 de la presente Ley". Así mismo el arto. 117 de dicha Ley, expresa: "La tasa de descuento utilizada como costo de oportunidad del capital **será la prevaleciente en el mercado de capitales**, pero si ésta no estuviese disponible, la misma deberá ser fijada por el INE **en base a rentabilidades de actividades de riesgo similar** realizadas en el país".

De acuerdo al TRA 5.1.1. de la Normativa de Transporte la remuneración de la Empresa Nacional de Transmisión, se compone de:

i) **Remuneración Anual General (RAG)**

ii) **Remuneración Anual Particular (RAP)** si corresponde recibirla.

iii) **Costo Anual de Funcionamiento del CNDC (CAD).**
A su vez la RAG según el TRA 5.3.1. de la Normativa de Transporte es igual a la anualidad de la inversión reconocida (IR), considerando una vida útil de 30 años y la tasa de descuento autorizada por el INE, más los Costos Reconocidos de Operación y Mantenimiento (CROM).

COSTO MEDIO DE TRANSMISIÓN (CMT) 2024

Para el año 2024 ENATREL solicita un CMT de **10.527669 $/MWh** equivalente a **34.23 millones de dólares,** según la siguiente tabla:

Inversión Reconocida al 2022* (US$)	**802,002,352.84**
Índice de Actualización (IA)	**1.00000000**
Inversión Reconocida 2023 ajustada con IA * (US$)	**802,002,352.84**
Inversión durante el año 2023 (US$)**	**34,230,897.11**
Inversión Reconocida al 1o. de enero 2023 (US$)	836,233,249.95
Anualidad de la IR (1.021366 %, 30 años) (US$)	32,503,697.33
Costo Reconocido de O y M (US$)	20,905,831.25
Costo Anual de Func. del CNDC (US$)	2,526,479.97
SUB - TOTAL ANUAL (US$)	**55,936,008.55**
Pago de Intereses y Comisiones Bancarias	50,134.84
TOTAL ANUAL (US$)	**55,986,144.39**
Demanda Proyectada 2024 (MWh)	5,318,000.00
Costo Medio de Transmisión 2024 US$/MWh	**10.527669**

*** IA: Índice de actualización (IPM /IPC) = 1.00**
**** Ampliaciones: i) ENATREL $ 34,230,897.11**
***** Tasa de descuento 1.509197 %**

1.3.- Pago de Intereses y comisiones bancarias periodo noviembre 2022 a abril 2023 por deuda de préstamos intermediados.

El INE por medio de la **resolución INE-CD-001-01-2012**, referente al costo medio de transmisión, en la resolución segunda, **establece el reconocimiento de pagos de intereses y comisiones bancarias realizados por ENATREL a las instituciones financieras otorgantes de los créditos** de las obras ya realizadas y nuevas, para lo cual ENATREL deberá presentar en su oportunidad los comprobantes que acreditan dicho pago.

A continuación, se presentan los montos pagados por ENATREL en concepto de intereses, desde el 1 de noviembre de 2022 hasta el 27 de abril del 2023, al Banco Central de Nicaragua, los cuales totalizan la cantidad de **US$ 50,135.84**

Estos pagos corresponden a intereses de los préstamos y líneas de crédito de los siguientes organismos financieros.

Tabla 1.3 Intereses y comisiones pagados al BCN derivados de préstamos intermediados (US$)

No.	Referencia	No. Préstamo	Intereses US$	Comisión US$	Total US$	No. Documento	Fecha del documento
1	Banco Central de Nicaragua	EXIMBANK de KOREA	25,678.37	343.24	26,021.61	CK-20782	1/11/2022
2	Banco Central de Nicaragua	EXIMBANK de KOREA	23,773.84	340.39	24,114.23	CK-20861	27/04/2023
TOTAL US$			**49,452.21**	**683.63**	**50,135.84**		

En el capítulo 9 de este Plan de Obras se muestran los soportes de los pagos realizados por ENATREL al Banco Central de Nicaragua por deuda intermediada.

1.4.- Obras período 2024 - 2028

Las obras programadas a entrar en operación el período 2024 - 2028 no entran en el cálculo de la tarifa de peaje del año 2024. Estas obras se presentarán con su respectiva justificación técnica para ser incluidas en el cálculo del peaje según su fecha de entrada en operación. El costo de estas obras asciende a la cantidad de $ 599.93 millones de dólares.

Tabla 1.4.- Obras periodo 2024-2028

No.	Nombre del Proyecto	NUEVA SE	MVA a Instalar	Km de Línea	Financ. Local (kUS$)	Financ. Externo (kUS$)	Inversión Total (kUS$)	Fuente de Financ.	Año PROBABLE de Finalización
1	Ampliación de capacidad de transmisión de las subestaciones La Esperanza y La Gateada, y de la Línea de Transmisión La Gateada – La Esperanza a 138 kV	2	70	77	3,531.91	24,626	28,158	INDIA-ENATREL	2024
2	Construcción de subestación El Tortuguero 138kV, construcción de Línea de Transmisión La esperanza - El Tortuguero en 138 kV y ampliación de la subestación La Esperanza	1	15	100	2,090.75	20,500	22,591	OFID	2024
3	Ampliación de la Capacidad Operativa del Centro Nacional de Despacho de Carga	-	-	-	-	13,489	13,489	BCIE	2025
4	Construcción de subestación Bluefields en 138kv, construcción de la línea la esperanza-Bluefields en 138 kV y ampliación de la subestación La Esperanza	1	25	78	507.05	26,611	27,118	BCIE	2025
5	Aumento de la Capacidad de la Línea Acahualinca –Managua	-	-	-	138.16	6,770	6,908	Sin Financ.	2025
6	construcción de Subestación Pantasma 138 kV	1	30	47.5	884.73	13,408	14,293	Sin Financ.	2025
7	Construcción de Subestación Tola y Línea de transmisión Rivas - Tola - San Juan del Sur en 138 KV	-	40	37	1,106.26	18,452	19,558	Sin Financ.	2025

8	Construcción de Subestación Jiquilillo y Obras conexas.	1	25	45	869.00	16,510	17,379	Sin Financ.	2025
9	Construcción de Línea de transmisión 230 kV de la Subestación Boaco a la Subestación La Gateada	-	170	152	2,493.00	47,365	49,858	Sin Financ.	2025
10	Construcción Subestación San Francisco Libre, Línea de Transmisión 138 kV Y Obras Conexas.	1	15	10	879.44	9,555	10,435	Sin Financ.	2025
11	Construcción de Subestación San Miguelito 138KV, Subestación Acoyapa II y Línea Acoyapa-San Miguelito en 138 KV.	2	30	86.5	1,225.91	29,346	30,572	Sin Financ.	2025
12	Construcción de Subestación San Carlos 138KV, Construcción de Línea San Miguelito-San Carlos en 138 KV y Ampliación de la Subestación San Miguelito	1	15	48	797.29	15,534	16,331	Sin Financ.	2025
13	Aumento de la Capacidad de las Líneas Catarina-Nandaime y Nandaime-Rivas	-	-	-	76.36	4,356	4,433	Sin Financ.	2025
14	Ampliación de Capacidad de la Línea Tipitapa-Guanacastillo-Masaya	-	-	-	126.66	1,938	2,065	Sin Financ.	2025
15	Construcción de Subestación Gis Corinto 138 KV, Línea de Transmisión 138 kV y Obras Conexas	1	25	0.45	250.72	8,107	8,357	Sin Financ.	2025
16	Construcción Líneas 230kV Terrabona-Mulukuku y Boaco-Mulukuku	-	100	283	4,400.57	97,202	101,603	Sin Financ.	2025
17	Construcción de Subestación Nueva Guinea 138KV, Construcción de Línea La Gateada-Nueva Guinea en 138 KV y Ampliación de la Subestación La Gateada	1	15	55	829.01	16,650	17,479	Sin Financ.	2026

18	Conversión de las Subestaciones Leon II, La Paz Centro y Nagarote I a 138kV y construcción de 63km de Línea de Transmisión en 138kV.	3	70	63.2	3,041.51	36,255	39,297	Sin Financ.	2026
19	Aumento de la capacidad de transformación las subestaciones: Granada, Las Colinas, Masaya, Masatepe, Mateare 1, Nandaime, Estelí , Chinandega	-	320	-	453.42	24,944	25,398	Sin Financ.	2026
20	Adquisición de 1 Subestación Móvil de 30 MVA	-	-	-	200.00	4,000	4,200	Sin Financ.	2026
21	Ampliación Y Refuerzo en Subestación MATEARE I (LINEA MATEARE I INTERCEPTA LBS-TCP 230 kV))	-	-	16.5	2,406.32	9,315	11,722	Sin Financ.	2026
22	Construcción de Subestación KUKRAHILL 138 kV, Construcción de línea LA ESPERANZA-KUKRAHILL en 138 kV Y Ampliación de la subestación LA ESPERANZA	1	20	55	1,851.07	15,072	16,923	Sin Financ.	2026
23	Construcción de línea de 230 kV Terrabona - Malpaisillo – Interconexión Honduras	-	150	120	2,780.33	46,717	49,497	Sin Financ.	2027
24	Construcción de subestación Guanacastillo y obras conexas	1	40	1.5	326.52	6,204	6,530	Sin Financ.	2027
25	Construcción de la subestación GIS Metropolitana, línea de transmisión soterrada en 138kV y obras conexas.	1	40	5	1,017.78	19,474	20,492	Sin Financ.	2027
26	Construcción subestación Mateare II y línea 138 kV en doble circuito	1	40	1.5	270.17	5,133	5,403	Sin Financ.	2027
27	Construcción de Subestación EL AYOTE 138 kV, Construcción de línea EL AYOTE - Apertura de línea La Esperanza - El Tortuguero en 138 kV	1	20	40	1,016.97	13,573	14,590	Sin Financ.	2028
28	Construcción de la Subestación GIS Santo Domingo, Línea de Transmisión Soterrada en 138kV y Obras Conexas. (Managua)	1	40	0.6	885.05	14,367	15,252	Sin Financ.	2028

	TOTAL	21	1,315	1,322.75	34,456	565,474	599,930		

*Inversión en miles de US $

2.PROYECCIÓN DE DEMANDA DEL SIN

2.1. Demanda Histórica

En el año 2022 el Sistema Interconectado Nacional (SIN), según lo reportado por el CNDC en su informe anual Balance de Energía, registró una demanda máxima de potencia de **765.8 MW** y una demanda de energía de **4,824.75 GWh,** representando un crecimiento del 5.28 % en potencia y un crecimiento del 3.61 % en energía con respecto a los valores del año 2021.

El promedio del crecimiento anual de la demanda histórica desde el año 2013 hasta el año 2022 ha sido del 2.72 % para la potencia y 2.85 % para la energía.

Tabla 2.1 Demanda Histórica* 2013 - 2022

DEMANDA HISTORICA SIN (2013-2022)					
AÑO	POTENCIA	CRECIMIENTO	ENERGIA	CRECIMIENTO	
	MW	%	(GWH)	%	fc
2013	620.1	-	3,766.14	-	0.69
2014	638.8	3.02	3,953.27	4.97	0.71
2015	667.56	4.50	4,160.27	5.24	0.71
2016	688.3	3.11	4,296.58	3.28	0.71
2017	709.05	3.01	4,379.18	1.92	0.71
2018	721.8	1.80	4,387.59	0.19	0.69
2019	717.53	-0.59	4,449.88	1.42	0.71
2020	689.04	-3.97	4,348.58	-2.28	0.72
2021	727.40	5.57	4,656.84	7.09	0.73
2022	765.80	5.28	4,833.90	3.80	0.72
PROMEDIO		**2.72**		**2.85**	

* Fuente CNDC: Informes anuales 2013-2022

2.2 Proyección de demanda (Escenario Medio)

La proyección de demanda a nivel de generación del Sistema Interconectado Nacional para el período 2023 - 2038 se presenta en la tabla 2.2. Los datos del año 2022 son datos reales según fuente CNDC.

Los datos del periodo 2023-2038 corresponden a la proyección de demanda del Ministerio de Energía y Minas del mes de mayo del año 2023, para el escenario de demanda media.

Tabla 2.2 Proyección de la demanda del SIN (2023-2038)

Año	ESCENARIO MEDIO DE DEMANDA			
	GWh	Crec.	MW	Crec.
2022	**4,827.3**		**765.8**	
2023*	5,068.9	5.0%	808.1	5.5%
2024	5,318.0	4.9%	822.7	1.8%
2025	5,579.1	4.9%	863.3	4.9%
2026	5,856.5	5.0%	906.4	5.0%
2027	6,153.8	5.1%	952.6	5.1%
2028	6,473.0	5.2%	1,002.3	5.2%
2029	6,818.0	5.3%	1,056.0	5.4%
2030	7,192.8	5.5%	1,114.3	5.5%
2031	7,599.4	5.7%	1,177.5	5.7%
2032	8,038.0	5.8%	1,245.8	5.8%
2033	8,509.1	5.9%	1,319.1	5.9%
2034	9,013.6	5.9%	1,397.6	6.0%
2035	9,552.9	6.0%	1,481.6	6.0%
2036	10,128.5	6.0%	1,571.2	6.0%
2037	10,742.1	6.1%	1,666.8	6.1%
2038	11,395.8	6.1%	1,768.7	6.1%

Fuente: **CNDC**
2023* Datos de Potencia Real a mayo 2023.
2023-2038 Proyección MEM Escenario Medio

2.3 Proyección de la demanda máxima por subestaciones

A partir de las demandas máximas reales registradas en el año 2022 para cada subestación y tomando los porcentajes de crecimiento de la demanda proyectada a nivel global por el CNDC y el Ministerio de Energía y Minas, se proyecta la demanda para cada subestación. En algunos nodos la demanda permanece constante debido a que son cargas fijas de grandes consumidores.

Tabla 2.3
Proyección de Demanda Máxima (No Coincidente)
Por Subestaciones

PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA NO COINCIDENTE (MW)							
	AÑO	2023	2024	2025	2026	2027	2028
	SUBESTACION	MW	MW	MW	MW	MW	MW
1	ACAHUALINCA	16.77	16.94	17.77	18.65	14.03	14.76
2	ACOYAPA	5.14	5.10	5.27	5.54	5.82	6.12
3	**ACOYAPA II 138kV**			0.80	0.84	0.89	0.93
4	ALTAMIRA BARRA I STR	21.67	22.53	23.63	24.82	26.08	26.07
5	ALTAMIRA BARRA II ABB	21.80	22.07	23.15	24.31	25.55	25.53
6	AMERRISQUE	9.27	9.42	9.88	10.38	10.91	11.47
7	ASOSOSCA	8.60	9.02	9.46	9.94	10.44	10.99
8	ASTURIAS	5.27	5.53	5.80	6.09	6.41	6.74
9	ASTURIAS II	4.55	4.67	4.90	3.67	3.86	4.05
10	**EL AYOTE 138kV**						0.72
11	BATAHOLA I	16.70	17.12	17.96	18.85	19.82	20.85
12	BATAHOLA II	8.94	8.98	9.42	9.89	10.39	10.93
13	BENJAMIN ZELEDON	18.32	18.42	19.32	20.29	21.32	22.43
14	BLUEFIELDS	5.47	5.64	5.32	5.59	5.87	6.18
15	**BLUEFIELDS 138kV**			0.65	0.68	0.72	0.75
16	BOACO	7.77	8.15	8.55	8.97	9.43	9.92
17	CENTROAMERICA	8.94	8.98	9.42	9.89	10.39	10.93
18	JINOTEGA	2.50	2.50	1.37	1.44	1.51	1.59
19	**PANTASMA**			2.72	2.85	3.00	3.15
20	CHICHIGALPA	9.72	10.00	10.49	11.01	11.57	12.17
21	CHINANDEGA	17.90	17.98	18.86	19.80	20.81	21.89
22	CORINTO	2.90	3.04	2.23	2.35	2.47	2.59
23	**CORINTO GIS 138kV**			0.96	1.01	1.06	1.11
24	COROCITO	4.76	5.00	5.24			

25	**NUEVA GUINEA**				5.50	5.78	6.07
26	CHE GUEVARA 9	2.54	2.66	2.80	2.93	3.08	3.24
27	DIRIAMBA	10.86	10.99	11.53	12.11	12.72	13.39
28	EL PERIODISTA 1	17.81	17.98	18.86	19.80	20.81	21.90
29	EL PERIODISTA 2	15.80	15.97	16.76	17.59	18.49	19.45
30	EL TUMA	6.70	7.03	7.38	7.75	8.14	8.56
31	LA DALIA	5.46	5.63	5.90	6.20	6.51	6.85
32	WASLALA	0.50	0.51	0.54	0.57	0.60	0.63
33	EL VIEJO	15.35	16.00	8.80	9.24	9.71	10.22
34	**JIQUILILLO**			8.00	8.40	8.83	9.29
35	ENACAL I	2.70	2.83	2.97	3.32	3.49	4.00
36	ENACAL II	2.00	2.10	2.20	2.61	3.01	3.17
37	LA ESPERANZA	2.16	1.83	1.87	1.31	1.37	1.44
38	**EL TORTUGUERO**	0.00	0.43	0.45	0.48	0.50	0.53
39	ESTELI	17.08	17.11	17.95	18.85	19.81	20.84
40	LA GATEADA	2.56	2.69	2.82	2.96	3.11	3.28
41	GRANADA.	16.22	16.51	17.32	18.19	19.12	20.11
42	LAS COLINAS	15.99	15.98	16.76	17.60	18.50	16.54
43	LAS BANDERAS	8.40	8.81	9.24	9.71	10.20	10.73
44	LOS BRASILES I	19.49	20.45	21.45	22.52	23.67	24.90
45	LOS BRASILES II	11.54	11.90	12.49	13.11	8.53	8.98
46	LEON I	15.98	15.96	16.75	17.58	18.48	19.44
47	LEON II	11.90	11.98	12.57	5.94	6.24	6.57
48	**LEON II 138kV**				7.26	7.63	8.03
49	EL CARMEN	6.96	6.95	7.29	7.66	8.05	8.47
50	GUANACASTILLO	2.96	3.01	3.15	3.31		
51	**GUANACASTILLO 138kV**					3.48	3.66
52	AEROPUERTO	18.36	18.36	19.06	20.32	21.33	22.42
53	CENTRAL	11.80	11.83	11.93	12.82	13.83	14.53
54	LA PAZ CENTRO	2.90	3.04	3.19	1.51	1.58	1.67
55	**LA PAZ CENTRO 138kV**				1.84	1.94	2.04
56	LA VIRGEN	1.65	1.73	1.81	1.90	2.00	2.11
57	MALPAISILLO	4.80	5.04	5.28	5.55	5.83	6.13
58	MASATEPE	17.62	17.63	18.50	19.42	20.41	21.47
59	MATAGALPA	6.67	6.84	7.18	7.54	7.92	8.33
60	MATIGUAS	4.10	4.20	4.41	4.63	4.87	5.12
61	MANAGUA I	17.58	17.94	18.82	19.76	20.77	21.85
62	MANAGUA II	12.09	12.18	12.77	13.41	10.09	10.61
63	MATEARE I (15 MVA)	3.00	3.15	3.30	3.47	3.64	3.83
64	MINA EL LIMON	0.55	0.58	0.60	0.63	0.67	0.70
65	**MONTE FRESCO**	0.00					

66	CARLOS FONSECA	5.44	5.60	5.88	6.17	6.48	6.82
67	MULUKUKU	2.80	2.94	3.08	3.24	3.40	2.86
68	NAGAROTE	3.94	4.03	4.23	2.00	2.10	2.21
69	**NAGAROTE I 138kV**				2.44	2.57	2.70
70	NANDAIME	9.12	9.27	9.72	10.21	10.73	11.29
71	ORIENTAL I	19.51	19.77	20.74	21.78	22.89	24.08
72	ORIENTAL II	25.30	25.64	26.90	28.24	29.68	29.92
73	PUNTA HUETE	1.83	1.92				
74	**SAN FRANCISCO LIBRE**			2.01	2.11	2.22	2.33
75	RIVAS	19.23	19.27	13.14	13.79	14.50	15.25
76	SAN JUAN DEL SUR	4.80	4.93	5.18	5.43	5.71	6.01
77	**TOLA**			7.10	7.45	7.82	8.22
78	SAN BENITO	10.10	10.19	10.69	11.23	11.80	12.42
79	SAN RAMON	3.81	3.90	4.09	4.29	4.51	4.74
80	SÉBACO	13.26	13.41	14.06	14.77	15.52	16.33
81	**SÉBACO II**	6.53	6.85	7.19	7.54	7.93	8.34
82	SAN MIGUELITO	4.95	4.99	1.69	1.77	1.87	1.96
83	**SAN MIGUELITO 138kV**			1.05	1.10	1.15	1.21
84	**SAN CARLOS**			2.50	2.50	2.00	2.00
85	SAN RAFAEL DEL SUR	10.48	10.59	11.11	11.66	12.26	12.90
86	SANTA CLARA	9.71	9.78	10.26	10.78	11.32	11.91
87	**SANTO DOMINGO GIS 138kV**						5.63
88	OCOTAL	4.31	4.42	4.64	4.87	5.12	5.39
89	SIUNA	7.95	8.14	8.54	8.97	9.42	9.42
90	ROSITA	1.50	1.52	1.60	1.68	1.76	1.86
91	BILWI	7.67	7.85	8.23	8.65	9.09	9.56
92	TICUANTEPE I	2.70	2.83	2.97	3.32	3.49	4.00
93	TICUANTEPE II	6.40	6.41	6.73	7.06	7.42	7.81
94	**TICUANTEPE III**	8.79	9.22	9.67	10.16	10.67	11.23
95	PORTEZUELO	15.70	15.97	16.45	17.27	18.16	19.10
96	TIPITAPA	18.00	18.08	18.53	19.45	20.45	20.51
97	VILLANUEVA	9.16	9.21	9.66	10.14	10.66	11.21
98	INDEX	1.30	1.31	1.38	1.45	1.52	2.20
99	YALAGUINA	10.95	11.09	11.63	12.21	12.84	13.50
100	EL MOJON	7.50	7.57	7.94	8.34	8.76	9.22
101	CANAL-CEMEX (GESARSA)	4.70	4.83	4.87	5.11	5.37	6.81
102	HOLCIM	1.80	1.81	1.86	1.95	2.05	3.06
103	TRITON MINERA	6.80	6.83	6.89	7.23	7.60	8.00
104	**MATEARE II**					5.24	5.52
105	**METROPOLITANA**					9.62	10.12
106	**KUKRAHILL**				0.65	0.69	0.72

107	**TERRABONA**	2.05	2.10	2.20	2.32	2.43	2.56
108	EL SAUCE	3.56	3.69	3.87	4.30	4.52	4.76
109	YALI	6.17	6.27	6.58	6.91	7.26	7.63
110	CATARINA	12.42	12.53	13.15	13.80	14.51	15.26
111	MATAGALPA II	4.86	5.00	5.24	5.51	5.79	5.89
112	MALPAISILLO II	3.21	3.22	3.38	3.55	3.73	3.92
113	OMETEPE	0.74	0.77	0.81	0.85	0.89	0.94
TOTAL (MW)		**808.1**	**822.7**	**863.3**	**906.4**	**952.6**	**1,002.3**

Fuente: ENATREL

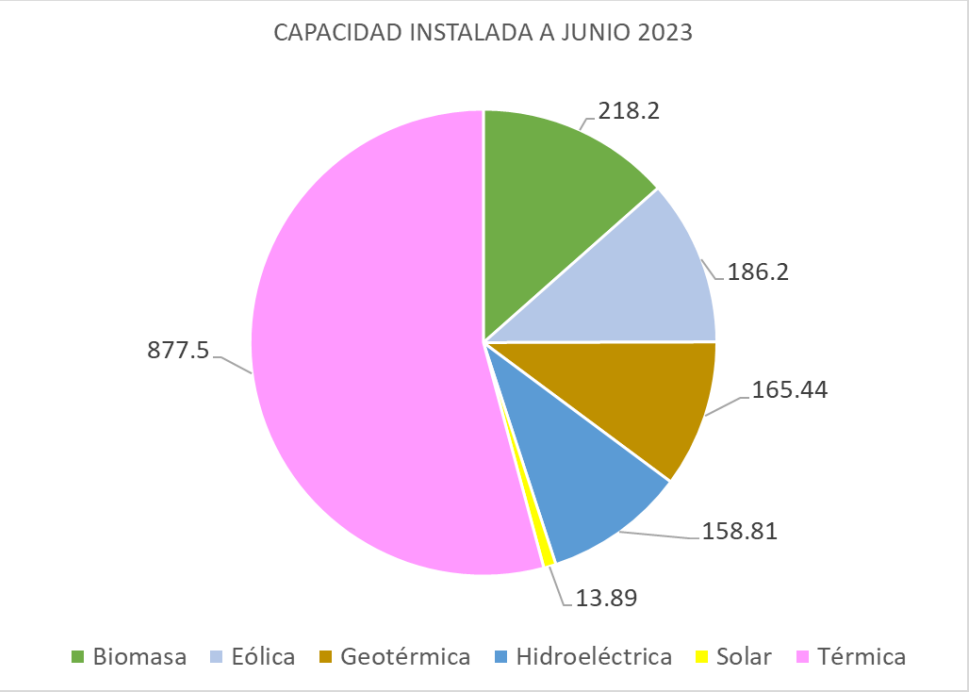
3.EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL Y EL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN

3.1 El Sistema Interconectado Nacional (SIN)

La ley de la Industria Eléctrica define al Sistema Interconectado Nacional como el conjunto de centrales de generación eléctrica y sistemas de distribución que se encuentran interconectados entre sí por el Sistema Nacional de Transmisión (SNT).

Al mes de junio del 2023 el Sistema Interconectado Nacional (SIN) contaba con una capacidad instalada en generación de **1,620.04 MW,** de la cual **742.53 MW** son renovables y **877.5 MW térmicos.**

Grafico 3.1 Capacidad Instalada por tipo de fuente *



***Fuente INE. Datos al mes de junio de 2023. No incluye Planta de Gas 300 MW. Se incluyen las PCH La Camaleona y Cerro Frio. Puerto Cabezas Power se incluye como parte del SIN. No se incluyen Sistemas Aislados.**

El SIN cuenta con una capacidad instalada por tipo de fuente de Potencia de **1,620.04 MW** desglosada en los siguientes tipos de Tecnología por fuente de energía; Hidroeléctrica, Geotérmica, Térmicas (Combustibles fósiles: Turbina de Vapor, Motor de Combustión Interna y Turbina a Gas), Biomasa, Eólica y Solar Fotovoltaica.

Tabla 3.1 Sistema de Generación del SIN*

TIPO DE FUENTE	CAPACIDAD		PORCENTAJE
	INSTALADA	EFECTIVA	
Biomasa	218.2	142.05	13.47%
Eólica	186.2	161.66	11.49%
Geotérmica	165.44	87.91	10.21%
Hidroeléctrica	158.81	135.45	9.80%
Solar	13.89	13.47	0.86%
Térmica	877.5	688.3	54.17%
TOTAL	**1,620.04**	**1,228.84**	
RENOVABLE (%)	742.54	540.54	45.83%
NO RENOVABLE (%)	877.5	688.3	54.17%

3.2.- El Sistema Nacional de Transmisión (SNT)

La ley de la Industria Eléctrica define al Sistema Nacional de Transmisión como el sistema de transmisión integrado a nivel nacional que incluye las interconexiones internacionales.

3.2.1. El Sistema de Transmisión y Subestaciones

A junio del año 2023, el Sistema Nacional de Transmisión está constituido por 3,489.2 km de líneas, de los cuales 3,012.6 km pertenecen a ENATREL y 476.7 km a otros agentes del Mercado Eléctrico de Nicaragua. Estas longitudes de líneas de transmisión están desglosadas por niveles de tensión de la tabla 3.2.1.

Tabla 3.2.1* km de línea de transmisión instalados en Nicaragua

LINEAS AÑO 2023 (JUNIO)			
Tensión kV	**Total km**	**ENATREL km**	**OTROS km**
230	938.2	541.5	396.7
138	1,906.1	1,860.4	45.7
69	644.9	610.6	34.3
TOTAL	**3,489.2**	**3,012.6**	**476.7**

*Nota: Datos propios de ENATREL al mes de junio de 2023 y no incluye las nuevas obras indicadas en este documento.

Estas cantidades incluyen las interconexiones internacionales en 230 kV hasta las fronteras con Honduras y Costa Rica, cuyas subestaciones terminales en Nicaragua son las Subestaciones León, Amayo, Sandino y Ticuantepe respectivamente, las líneas secundarias de transmisión pertenecientes a los productores

privados y grandes consumidores y las líneas de propiedad estatal perteneciente a ENATREL. Se incluye en otros en el voltaje de 230 kV, la línea SIEPAC propiedad de la EPR.

La interconexión entre los centros de generación y los centros de carga se hace por medio de 105 subestaciones desglosadas según la función que desempeñan de la siguiente manera:

Tabla 3.2.1.1 Subestaciones Instaladas y Capacidad de MVA instalado en el SIN (junio 2023)

	TOTAL		PROPIEDAD DE ENATREL		PRIVADOS	
TIPO	No.	CAPACIDAD (MVA)	No.	CAPACIDAD (MVA)	No.	CAPACIDAD (MVA)
Enlace	3	0	3	0	0	0
Enlace/ Reductoras	11	1,506	11	1,506	0	0
Elevadoras	27	2,666	14	712	13	1,955
Reductoras	64	1,408	54	1,345	10	63.25
TOTAL	**105**	**5,581**	**82**	**3,562.8**	**23**	**2,017.8**

* Datos propios de ENATREL actualizados al mes de junio de 2023. No incluyen nuevas obras del año 2023.

El SIN cuenta con una capacidad instalada de 5,581 MVA en capacidad transformación, con 105 subestaciones de las cuales 82 pertenecen a ENATREL y 23 subestaciones a otros agentes del mercado.

3.2.2. Pérdidas en el Sistema de Transmisión

Las pérdidas de energía eléctrica en el sistema de transmisión son calculadas en base a las mediciones del SIMEC, inyecciones menos extracciones, según datos oficiales del CNDC en su página WEB. Para el año 2022 las pérdidas representaron el 2.12 % de la energía inyectada. Las pérdidas de transmisión del periodo 2013-2022 son las siguientes:

Pérdidas Netas del Sistema de Transmisión 2013- 2022

AÑO	Energía Inyectada Anual (MWh)	Energía Extraída Anual (MWh)	Perdidas MWh	% de Perdida Promedio Anual
2013	3,828,098.59	3,736,858.49	91,240.10	2.38
2014	4,072,766.89	3,975,045.15	97,721.74	2.40
2015	4,236,203.85	4,136,601.56	99,602.29	2.35
2016	4,414,999.72	4,316,632.01	98,367.71	2.23
2017	4,452,599.55	4,359,783.38	92,816.18	2.08
2018	4,452,944.66	4,356,577.89	96,366.77	2.16
2019	4,540,140.79	4,435,993.98	104,146.80	2.29
2020	4,422,513.75	4,330,865.89	91,647.86	2.07
2021	4,772,632.01	4,674,643.78	98,493.80	2.06
2022	4,938,100.54	4,833,234.89	104,865.66	2.12
TOTAL	**66,517,983.09**	**65,046,938.03**	**1,471,550.63**	**2.21**

***Fuente CNDC. Datos actualizados al mes de diciembre del 2022**

3.2.3 Interconexiones Eléctricas Internacionales

Nicaragua está interconectada con los sistemas eléctricos de Costa Rica y Honduras por medio de 4 líneas de transmisión de 230 kV cuyas subestaciones terminales en Nicaragua son León I, Amayo, La Virgen y Sandino, correspondiendo a la Empresa Propietaria de la Red (EPR) 2 interconexiones y 2 a ENATREL. En el año 2023 se integró la derivación de la línea Ticuantepe – La Virgen – Cañas en 230 kV correspondiendo al segundo circuito del SIEPAC en Nicaragua.

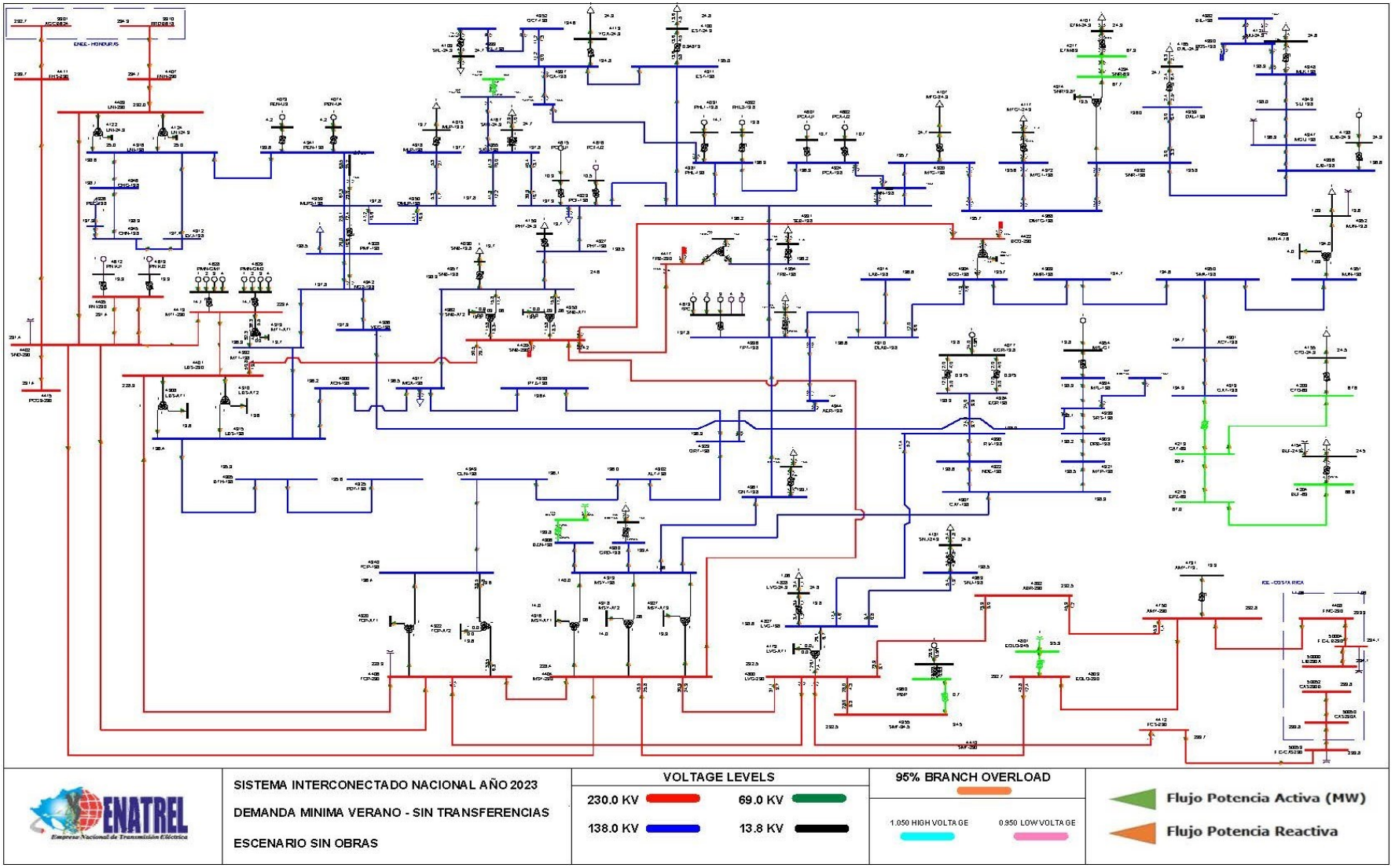
3.3 Cobertura del SNT

Geográficamente el Sistema Nacional de Transmisión cubre toda la costa del Pacífico desde El Viejo en el Occidente del país, hasta Rivas en el Sur, la región central y la región norte hasta Santa Clara, en la RACCN hasta Bilwí, la costa este del lago de Nicaragua hasta San Carlos, Río San Juan. Por el este del país llega hasta la zona de Nueva Guinea y en el extremo oriental en la RACCS hasta Bluefields.

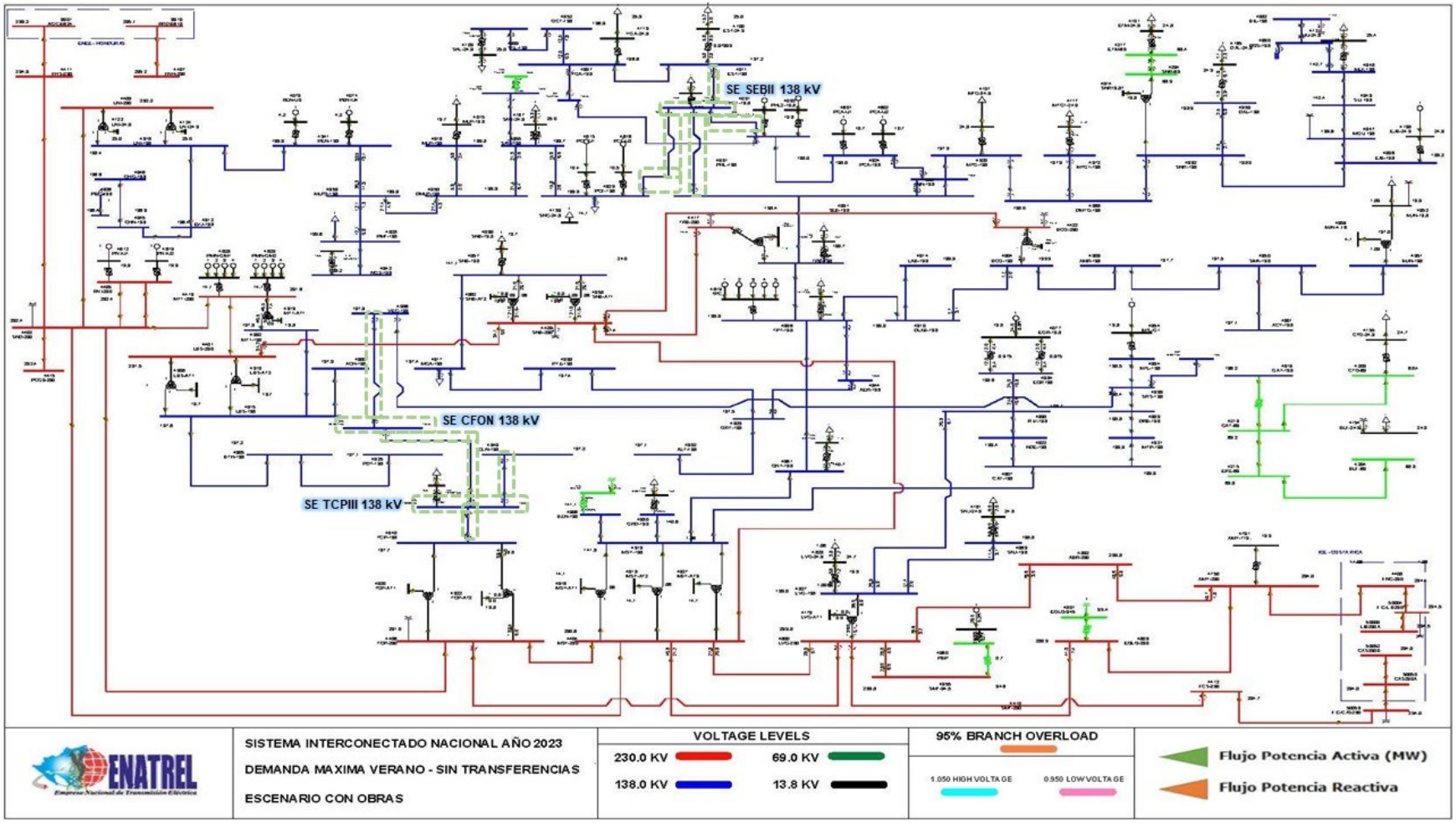
En el siguiente mapa de Nicaragua se muestra la cobertura del Sistema Nacional de Transmisión, las plantas generadoras, subestaciones eléctricas y líneas de transmisión para los 3 niveles de tensión existentes en el SIN, 69, 138 y 230 kV.

Figura 3.3: Mapa de Nicaragua con el Sistema del Sistema Interconectado Nacional 2023.

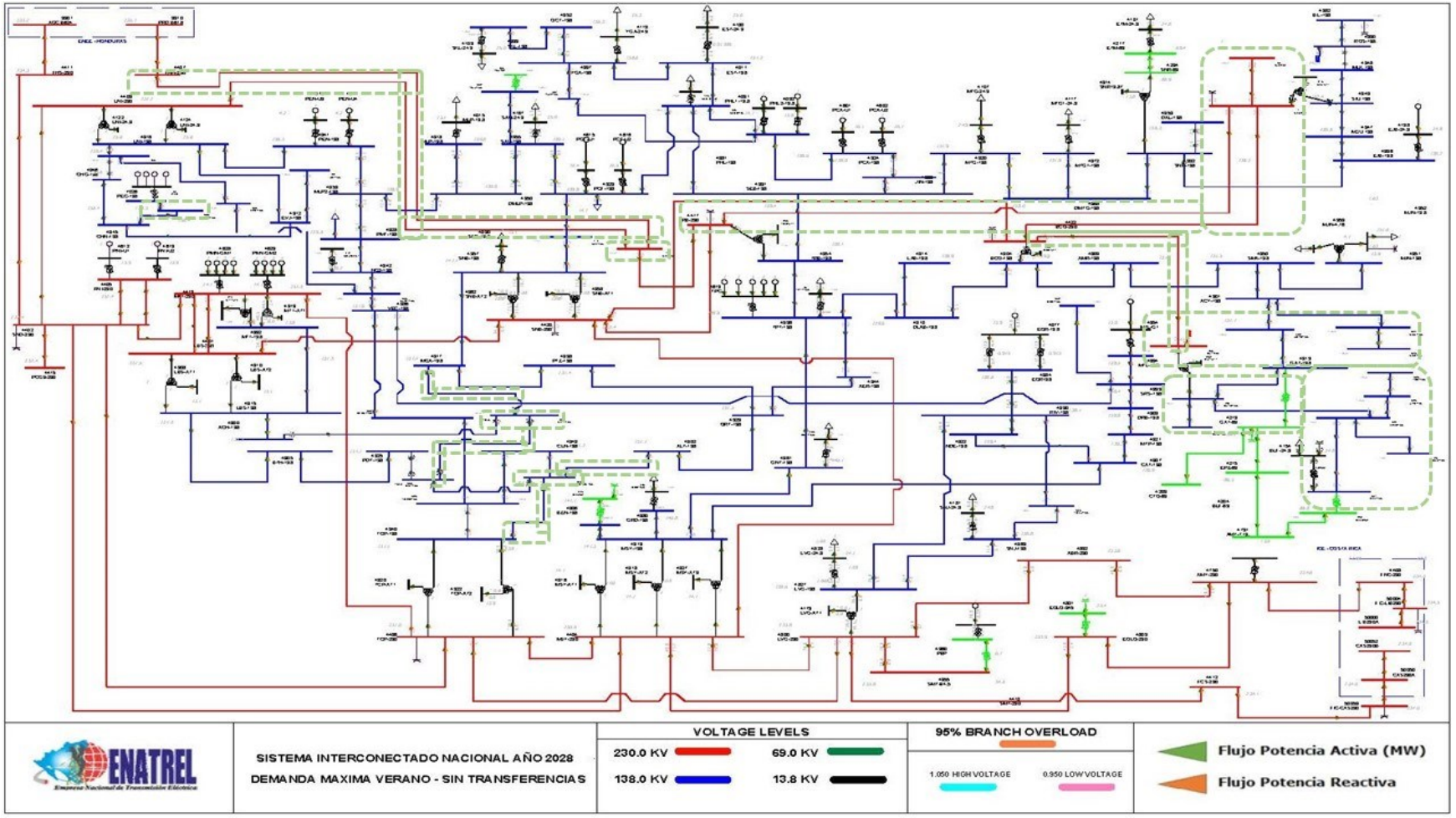
3.4. Diagrama unifilar del SIN año 2023 (sin nuevas obras)



3.5 Diagrama unifilar del SIN año 2023 (con nuevas obras)



3.6 Diagrama unifilar del SIN año 2028 (con nuevas obras 2023-2028)



3.7 Nomenclatura de Subestaciones y Plantas del SIN.

No.	SUBESTACION	Nomenclatura	No.	SUBESTACION	Nomenclatura
1	Planta Amayo	AMY	53	Batahola	BTH
2	Planta Blue Power	BLP	54	Bluefields	BLF
3	Planta EOLO	EOL	55	Boaco	BCO
4	Planta ALBARIVAS	ABR	56	Chichigalpa II	CHG II
5	Planta Amfels	AMF	57	Chinandega	CHN
6	Pta. Che Guevara	PCG2	58	Corinto	COR
7	SE Nagarote II	NAG2	59	Corocito	CTO
8	Pta. Che Guevara 8	PCG8	60	Diriamba	DRB
9	Pta. Tipitapa Power	TPC	61	Aeropuerto	EPT
10	Planta Corinto (EEC)	PEC	62	El Sauce	ESC
11	Planta Ing. San Antonio	PSA	63	El Periodista	PDT
12	Planta Momotombo	PMT	64	El Jobo	JOB
13	Planta Ing. Monte Rosa	PMR	65	El Tuma	ETM
14	Planta Nicaragua	PNI	66	Estelí	EST
15	Planta San Jacinto Power (Polaris)	PSJ	67	Granada	GRD
16	Planta HIDROPANTASMA	HPA	68	La Esperanza	EZP
17	Planta Carlos Fonseca	PCF	69	La Dalia	LDL
18	Planta Larreynaga	PHL	70	La Paz Centro	LPC
19	Planta Montelimar	MTL	71	Las Colinas	LCN
20	Planta EGERSA	EGR	72	Las Banderas	LAB
21	Acahualinca	ACH	73	León II	LNII
22	Planta Centroamérica	PCA	74	Malpaisillo	MLP
23	Los Brasiles	LBS	75	Malpaisillo II	MLP II
24	Managua	MGA	76	Masatepe	MTP
25	Tipitapa	TPT	77	Matagalpa	MTG
26	Pta. Che Guevara 9	PCG9	78	Matagalpa II	MTG II
27	Mateare I	MTI	79	Matiguas	MGU
28	ENACAL I	ENCI	80	Mina Limón	MLN
29	Canal / Cemex	CMX	81	Monte Fresco	MTF
30	ENACAL II (Asososca)	ENCII	82	Mulukukú	MLK
31	Holcim	HLC	83	Nagarote	NAG
32	Índex (Zona Franca)	IND	84	Nandaime	NDE

33	Tritón Minera	TTM	85	Oriental	ORT
34	Mojón	MOJ	86	Ocotal	OCT
35	Santa Maria	STM	87	Portezuelo	PTZ
36	Catarina	CAT	88	Punta Huete	PHT
37	Sandino	SND	89	Rivas	RIV
38	San Benito	SNB	90	San Juan del Sur	SJS
39	Acoyapa	ACY	91	San Miguelito	SNM
40	Benjamín Zeledón	BZN	92	San Rafael del Sur	SRS
41	El Viejo	EVJ	93	Santa Clara	SKL
42	La Gateada	GAT	94	Sébaco	SEB
43	León I	LNI	95	Siuna	SIU
44	Masaya	MSY	96	Ticuantepe	TCP
45	San Ramón	SNR	97	Terrabona	TRB
46	Ticuantepe II	TCPII	98	Guanacastillo	GNT
47	La Virgen	VIR	99	Villa Nueva	VNA
48	Yalagüina	YGA	100	Villa El Carmen	VEC
49	Altamira	ALT	101	Rosita	RST
50	Amerrisque	AMR	102	Bilwí	BLW
51	Asososca	ASO	103	Carlos Fonseca	CFS
52	Asturias I	ASTI	104	Yalí	YAL
			105	Asturias	AST

4. PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN DEL MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS.

4.1 Plan Indicativo de generación

La normativa de transporte en el capítulo 4.4.1 establece que la Empresa Estatal de transmisión presentará un plan de obras anual que debe tomar en cuenta el plan indicativo de generación, que textualmente dice;

TRA 4.4.1. La Empresa Estatal de Transmisión someterá anualmente a aprobación del INE un plan de obras que deberá cumplir con los siguientes requisitos:

a) Tomar en consideración lo establecido en la Planificación Indicativa que realiza la CNE, hoy Ministerio de Energía y Minas (MEM).

Cumpliendo con el mandato de la Normativa de Transporte se presenta el Plan Indicativo de Generación del Ministerio de Energía y Minas a la fecha de elaboración de este documento, el cual se muestra en la tabla 4.1 con las fechas de entrada en operación de los proyectos de generación, el tipo de tecnología, el nombre y la potencia eléctrica de cada central.

El Plan Indicativo de la Generación del Ministerio de Energía y Minas abarca el período 2022 – 2035, y propone la adición de 962 MW de los cuales, 330 MW son proyectos hidroeléctricos, 207 MW eólicos, 300 MW térmicos, 100 MW solar fotovoltaico y 25 MW Geotérmicos.

Tabla 4.1 Plan Indicativo de Generación 2022-2035 (MEM)*

PROYECTOS	Fuente	AÑOS													TOTAL FUENTE 2023-2035
		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
NG-300MW Ciclo simple			300												300
Solar 1	Solar	25													100
Solar 2			25												
Solar 3				25											
Solar 4					25										
Eólico 1	Eólico										64				207
Eólico 2												63			
Eólico 3														40	
Eólico 4														40	
Geo	Geotérmico								25						25
Hidro 1	Hídrico					103.8									330
Hidro 2								91							
Hidro 3											94				
Hidro 4												26			
Hidro 5													15		
TOTAL		25	350	25	25	104	0	91	25	0	158	89	15	80	962

* Fuente Plan Indicativo de Generación - MEM.

5. CRITERIOS DE CALIDAD, SEGURIDAD Y DESEMPEÑO DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

La normativa de operación de Nicaragua define los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo (CCSDM) como el Conjunto de parámetros técnicos a mantener en la operación del SIN para garantizar un nivel de desempeño mínimo en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional asociado a la continuidad y confiabilidad, en condición normal y en condición de emergencia.

Dichos parámetros surgen de estudios técnicos y económicos que los avalan y de acuerdos regionales sobre la calidad a compartir entre países interconectados.

5.1 Criterios y Parámetros de Calidad

El objetivo de estos criterios es mantener una operación estable y confiable, y limitar las consecuencias que se deriven de la ocurrencia de contingencias.

En Condición de Operación Normal, se deberá tener como objetivo mantener el nivel de tensión dentro de un rango del +/- 5% del valor nominal.

En condición de emergencia, el parámetro será mantener el nivel de tensión dentro de un rango entre +/- 10% del valor nominal.

Para propósitos de diseño de equipos y unidades generadoras, los Agentes Productores deberán tener en cuenta que excepcionalmente el voltaje de la red podrá desviarse del valor nominal +/- 20% durante un tiempo de 10 segundos. Deberá poder permanecer durante tres (3) minutos con una variación de la tensión entre el 10% y 20 % del valor nominal.

Conforme a lo establecido en el libro III del RMER capítulo 16.2.6, se definen los siguientes criterios:

Criterio de Operación Normal: En condiciones de operación normal, el sistema debe: (a) permanecer estable, (b) la carga en todos los elementos debe ser igual o inferior a su capacidad operativa, y (c) no debe haber desconexión de carga.

Criterio de Contingencia Simple: Ante la pérdida de un elemento por una falla liberada por la protección primaria, o ante la pérdida de un elemento sin que ocurra falla:

a) El sistema debe permanecer estable incluyendo estabilidad de voltaje;

b) No deben producirse disparos en cascada;

c) La carga en cada elemento no debe superar su límite térmico continuo

d) Los voltajes en los nodos deben estar entre 0.9 y 1.1 por unidad del voltaje nominal.

Para cumplir con los anteriores requerimientos, no se debe:

i. Desconectar carga en forma automática;
ii. Reducir las transferencias entre países.

Criterio de Contingencia Múltiple: El Criterio de contingencia múltiple será utilizado únicamente para establecer y proponer esquemas de control suplementario y no se utilizarán para proponer nuevas ampliaciones del SNT.

Ante la pérdida de dos o más elementos con el mismo evento, por una falla liberada por la protección primaria o de respaldo, o ante la pérdida de dos o más elementos sin que ocurra falla (pérdida de sección de barra, pérdida de todos los circuitos montados en la misma torre de una línea de varios circuitos), o una contingencia simple seguida de otra contingencia simple considerando que el sistema ha sido

ajustado a un estado normal después de que ocurre la primera contingencia:

a) El sistema debe permanecer estable incluyendo estabilidad de voltaje;

b) No deben producirse disparos en cascada no programados;

c) La carga en cada elemento no debe superar su límite térmico de emergencia

d) Los voltajes en los nodos del SIN deben estar entre 0.9 y 1.1 por unidad del voltaje nominal.

Para cumplir con los anteriores requerimientos:

i. Se permite desconectar carga y generación.

De acuerdo al RMER, después de una contingencia múltiple, se debe ajustar el sistema a su estado normal en un tiempo no mayor a treinta (30) minutos, para que el mismo quede habilitado para soportar la siguiente contingencia. Durante este tiempo, se permite la reducción de las transferencias y el disparo de carga en el área de control donde ocurre la contingencia para llevar el sistema un estado de operación normal.

Después de una contingencia múltiple se permite que algunos elementos se carguen al límite térmico de emergencia, el cual es una función del tiempo. El tiempo necesario para reducir la carga de los elementos al límite térmico continuo, debe coordinarse con el límite térmico de emergencia correspondiente.

5.2 Carga Admisibles en Líneas y Transformadores

En condiciones normales de operación los elementos deben mantener el límite operativo de carga. Ante una contingencia simple, la carga en cada elemento no debe superar su límite térmico continuo, y ante contingencias múltiples la carga en cada elemento no debe superar su límite térmico de emergencia.

En condiciones normales de operación, no se admiten sobrecargas ni en líneas ni en transformadores de potencia.

5.3 Niveles de las Corrientes de Falla

Las corrientes de falla trifásicas o de línea a tierra que se originen en el sistema, deberán ser menores que los valores nominales de cortocircuito de los interruptores ya instalados en el sistema.

Tiempo máximo para despeje de Fallas

Cualquier cortocircuito o falla en una línea de transmisión deberá ser liberado despejando solamente la línea afectada en un tiempo no mayor de 6 ciclos (Zona uno). Deberá haber tres niveles de respaldo en caso de fallas del equipo de protección de línea. Los tiempos de liberación de fallas de los niveles de respaldo serán:

30 ciclos para el primer nivel de respaldo (Zona 2);
120 ciclos para el tercer nivel de respaldo (sobrecorriente).

2. Las unidades generadoras deberán permanecer sincronizadas al SIN ante la ocurrencia de los siguientes eventos:

Rangos de frecuencia:

1.) 59.8 - 60.2 por tiempo indefinido.
2.) 59.0 - 61.0 por 90 segundos.
3.) 58.5 - 62.0 por 30 segundos.
4.) 58.0 - 62.5 por 10 segundos.

b) Voltaje reducido en barra de alta:

1.) 0.3 pu por 0.I 75 segundos.
2.) 0.7 pu por 1.5 segundos

Tabla 5.1 resumen de Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño

			Consecuencias Aceptables				
Categoría	**Tipo**	**Evento y Contingencia**	**Sistema Estable**	**Disparos en Cascada**	**Límite de Carga de los Elementos**	**Limite de Voltaje**	**Desconexión Automática de Carga / reducción de Transferencias**
A-Operación Normal	------	Sin Contingencias	Si	No	Operativo	0.95–1.05 pu	No
B- Pérdida de un Elemento	Simple	Falla liberada por la protección primaria (6 ciclos) que desconecta: 1. Generador 2. Circuito de transmisión 3. Transformador 4. Banco de Capacitares 5. Reactor 6. Carga Disparo de los componentes anteriores sin falla	Si	No	Térmico Continuo	0.9–1.1 pu	No
C- Pérdida de dos o más elementos con el mismo evento	Múltiple	Falla liberada por la protección primaria o de respaldo (6 ó 15 ciclos) que desconecta: 1. Sección de barra 2. Todos los circuitos montados en las mismas torres 3. Una contingencia seguida de otra contingencia considerando que se ha ajustado el sistema a un Estado Normal después de que ocurre la primera contingencia.	Si	No	Límite Térmico de Emergencia	0.9-1.1 pu	Si (también puede desconectarse generación)

Tabla 5.1 resumen de Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (Continuación)

D-Contingencias Extremas Pérdida de dos o más elementos con el mismo evento o como consecuencia de disparos en cascada	Extremas	Disparo de: 1. Todas las líneas en un mismo derecho de paso 2. Todos los generadores de una misma planta 3. Todas las secciones de barra de una subestación 4. No operación de una Protección Especial redundante	Se debe evaluar los riesgos y consecuencias 1. Porciones o todo el sistema interconectado puede no alcanzar una condición de operación estable. 2. Formación de islas 3. Puede involucrar la pérdida de carga y generación en áreas geográficas extensas.

Notas a la Tabla 1

1. Los Criterios de la Tabla 1 aplican con todos los componentes en servicio.
2. Después de una contingencia que lleve el sistema a un Estado de Alerta o de Emergencia, se debe ajustar el sistema a un Estado Normal en un tiempo no mayor a 30 minutos para que soporte la siguiente contingencia. Se permite la reducción de transferencias y el disparo de carga en el área de control donde ocurre la contingencia para llevar el sistema a un Estado Normal.
3. Después de una contingencia múltiple que lleve el sistema a un Estado de Emergencia se permite reducir las transferencias o disparar carga en el área de control donde ocurre la contingencia para llevar el sistema a un Estado de Alerta. Después de 30 minutos el sistema debe operar en un Estado Normal
4. Después de una contingencia múltiple se admite que algunos elementos se carguen a la capacidad de emergencia que es función del tiempo. El tiempo necesario para reducir la carga del o los elementos a la capacidad continua debe coordinarse con la capacidad de emergencia del o los elementos involucrados.

6. AMPLIACIONES DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN, AÑO 2023

La normativa de transporte vigente encarga a la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL) someter anualmente a aprobación del INE un plan de obras que contengan las obras/refuerzos en transmisión que finalizaran en el año para su reconocimiento en el peaje de transmisión del año entrante.

El capítulo 4.4, TRA 4.2.2 de la Normativa de Transporte, considera que la solicitud de aprobación del plan de obras sea presentada al INE cada año a más tardar en el mes de junio y que contenga para cada obra propuesta la siguiente información:

- Cronogramas de trabajos, indicando fechas de puesta en servicio.
- Costo estimado de la obra.
- Estudios técnicos que permitan verificar el desempeño del Sistema Eléctrico Nacional sin y con la obra propuesta.
- Un estudio sobre los peajes previstos con y sin las obras propuestas, conforme el Régimen Remuneratorio establecido en esta Normativa.

En este capítulo se presentan las Obras que finalizaran en el presente año 2023, con la información de los alcances de los trabajos realizados, costos, cronograma de ejecución, fuentes de financiamientos, diagramas unifilares e información técnica del proyecto, para su reconocimiento en el peaje de transmisión del año 2024.

A continuación, se presentan un resumen de las ampliaciones del SNT del año 2023:

Descripción	Alcances		Financ. Local (US$)*	Financ. Externo (US$)*	Inversión Total (US$)*
	MVA a Instalar	Km de Línea			
OBRAS MAYORES A U$ 500MIL POR INICIATIVA DE ENATREL	110	52	3,369	29,608	32,977

***Inversión en Miles de US$**

6.1 Ampliaciones del SNT por iniciativa de la Empresa Nacional de Transmisión, obras mayores de 500 mil dólares año 2023

A continuación, se presentan las obras que finalizaran en el año 2023, las cuales han sido desarrolladas por iniciativa de la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica, y cuyo monto excede los US $ 500,000 dólares americanos.

En el año 2023, se finalizará la construcción de 52 km de líneas de transmisión y la instalación de 3 transformadores que suman una capacidad de 110 MVA. Dichas obras representan una inversión de 32.98 millones de dólares financiados con el Banco de la India, Banco de Exportación e Importación de Corea (Kexim Bank), BID y con fondos propios de ENATREL.

Tabla. Obras Mayores a 500 mil dólares

N°	Nombre del Proyecto	Nueva SE	MVA A Instalar	Km de Línea	Financ. Local (US$)*	Financ. Externo (US$)*	Inversión Total (US$)*	Fuente de Financ.
1	Construcción Subestación Sébaco II 138 kV.	1	40	10	582.485	8,910.143	9,492.628	Korea Eximbank- Gobierno de Nicaragua - ENATREL
2	Construcción Subestación GIS Ticuantepe III 138 kV.	1	40	2	940.058	7,067.901	8,007.959	Korea Eximbank- Gobierno de Nicaragua - ENATREL
3	Construcción Subestación Carlos Fonseca 138 kV, Línea de Transmisión Villa El Carmen - Carlos Fonseca y Carlos Fonseca - Ticuantepe III.	1	30	40	1,859.146	14,871.164	16,730.310	Eximbank India - Gobierno de Nicaragua - ENATREL
TOTAL		**3**	**110**	**52**	**3,381.69**	**30,849.21**	**34,230.90**	

***Inversión en Miles de US$**

6.1.1. Nueva Subestación Sébaco II 138 kV

6.1.1.1. Introducción

La Subestación de Sébaco I está localizada en las inmediaciones de la ciudad del mismo nombre en el departamento de Matagalpa. Dicha subestación es barra sencilla y en ella convergen 6 bahías de líneas de 138 kV que conectan a 18 subestaciones eléctricas que alimentan las zonas norte y caribe norte del país.

Para mejorar la confiabilidad del suministro de estas 18 Subestaciones existentes (Matagalpa, San Ramón, El Tuma, El Jobo, Matiguás, Mulukukú, Siuna, Rosita, Bilwí, Centroamérica, Asturias, Hidropantasma, Larreynaga, Estelí, Yalí, Yalagüina, Ocotal y Santa Clara) conectadas radialmente al nodo de Sébaco se consideró realizar la ampliación de la Subestación Sébaco de barra sencilla a doble barra, siendo necesaria la reubicación de las bahías de líneas existentes y su construcción en esquema de doble barra, para ello se requiere de la compra de terreno.

El nuevo Proyecto considera la construcción de 4 bahías de líneas en esquema de doble barra y 2 barras de 138 kV; de forma tal de trasladar las salidas de líneas de Estelí, Planta Carlos Fonseca, Planta Larreynaga a la nueva subestación Sébaco II y dejar las salidas de las líneas de Terrabona, Matagalpa y Centroamérica en Sébaco I.

Es decir, que las 6 salidas de líneas existentes en Sébaco I quedarían divididas 3 en la Subestación Sébaco II y 3 en Sébaco I, y una línea de enlace entre ambas subestaciones, con lo cual ambas subestaciones operarían en forma de doble barra, pero ubicadas en sitios diferentes. Adicionalmente a lo previsto en el proyecto inicial, para esta modificación (proyecto Subestación Sébaco II), se requiere la construcción de aprox. 11 km de línea en 138 kV.

Con esta nueva subestación se crearán las condiciones para que en un futuro se instale un transformador de potencia y poder abastecer a las nuevas demandas de la zona.

6.1.1.2. Antecedentes

La Subestación Sébaco I es el punto de convergencia de un total de seis líneas de 138 kV: Línea Sébaco I– Carlos Fonseca, línea Sébaco I- Terrabona, línea Sébaco I- Estelí, línea Sébaco I-Matagalpa, línea Sébaco I - Planta Larreynaga y línea Sébaco I – Planta Centroamérica.

La subestación Sébaco I entró en operación en 1965, es decir, que actualmente tiene 58 años de servicio. Al inició tenía un transformador de 5 MVA, 138/24.9 kV, sin embargo, debido al incremento de carga el transformador fue sustituido en 1990 por uno de 15 MVA y en el 2005 por uno de 25 MVA (Marca ABB), el cual se encuentra actualmente en operación.

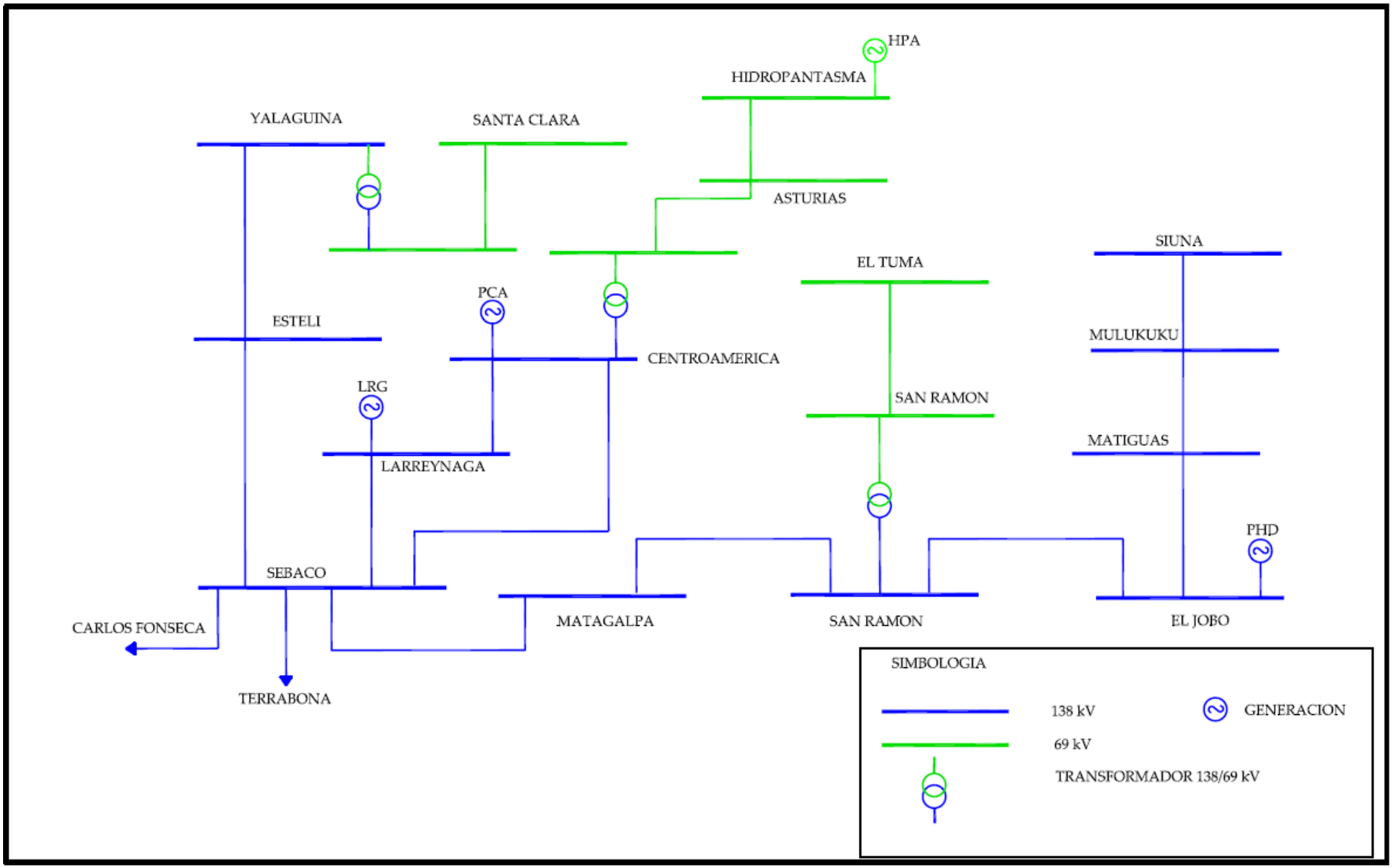
Hay que recalcar que esta subestación entró en servicio en el mismo año que entró en operación la Planta Centroamérica debido a que esta planta se conecta al sistema a través de la Subestación Sébaco I.

6.1.1.3 Situación Actual

La subestación Sébaco I tiene seis celdas de línea de 138 kV (Terrabona, Estelí, Carlos Fonseca, Matagalpa, Larreynaga y Centroamérica) y una celda del transformador de distribución 138/24.9 kV. Todas las bahías de salida de líneas están provistas de un seccionador de bypass.

Esta subestación posee un transformador de 25 MVA, 138/24.9 kV que alimenta los poblados de Sébaco, Ciudad Darío, Santa Rosa del Peñón y otros. Pese a la importancia de esta subestación, su configuración en el lado de 138 kV es de barra sencilla.

6.1.1.4 Diagrama de conexión de la situación actual



6.1.1.5. Objetivos

General

Incrementar la confiabilidad de 18 subestaciones eléctricas actuales, así como las 4 centrales de generación hidroeléctrica del Sistema Nacional de transmisión del Centro-Norte del país.

Especifico

- Garantizar el despacho de generación de aprox. 85 MW hidroeléctricos de las plantas Centroamérica, Larreynaga, Pantasma y El Diamante.

- Mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico de las subestaciones actuales: Sebaco I, Matagalpa, San Ramón, El Tuma, El Jobo, Matiguás, Mulukukú, Siuna, Rosita, Bilwí, Centroamérica, Asturias, Hidropantasma, Larreynaga, Estelí, Yalí, Yalagüina, Ocotal y Santa Clara.

- Garantizar la operación de la principal planta hidroeléctrica (Centroamérica) que está conectada al Control Automático de Generación (AGC).

- Crear las condiciones para la realización de los mantenimientos preventivos y correctivos de la subestación de Sébaco I.

6.1.1.6. Justificación

Actualmente la Subestación de Sébaco I posee un esquema de barra sencilla, la dependencia de una sola barra produce discontinuidad en el servicio eléctrico, como en el caso de falla de la barra o de un disyuntor.

La salida de la Subestación de Sébaco I deja sin alimentación un total de 18 Subestaciones conectadas radialmente a este nodo: Matagalpa, San Ramón, El Tuma, El Jobo, Matiguás, Mulukukú, Siuna, Rosita, Bilwí, Centroamérica, Asturias, Hidropantasma, Larreynaga, Estelí, Yalí, Yalagüina, Ocotal y Santa Clara las cuales actualmente alimentan una carga de 65 MW aprox.

Adicionalmente la salida de la subestación Sébaco I tiene como consecuencia que la Planta Centroamérica de 50 MW, Larreynaga de 17 MW, Pantasma de 14 MW y El Diamante de 5 MW no puedan entregar al sistema aproximadamente 86 MW de generación hidroeléctrica que convergen en este nodo. Hay que resaltar que con la Planta Centroamérica se ha realizado por más de 40 años la regulación del SIN dando seguimiento a las variaciones de la carga y en los últimos años a las variaciones de la generación eólica, a la fecha sigue siendo la planta de mayor relevancia para mantener el balance carga-generación conectada al AGC.

Si es necesario hacer algún mantenimiento en las barras, se deben sacar de servicio todas las derivaciones u operar en caliente, lo que repercute en la seguridad del personal encargado de mantenimiento.

Se realizará el seccionamiento y operación de doble barra de las líneas que convergen en Sébaco I, estas obras serán realizadas en la nueva Subestación Sébaco II que estará localizada aproximadamente a 11 km de Sébaco, por razones de legalidad con el terreno aledaño a la subestación existente.

La construcción de la nueva subestación Sébaco II permitirá incrementar la confiabilidad y seguridad de operación de la subestación de Sébaco I y de las subestaciones asociadas.

Esta nueva subestación estará construida en esquema doble barra en 138 kV, en el cual se repartirán las líneas que entran en la subestación Sébaco I, de tal manera que al momento de una falla en Sébaco I, el resto de las subestaciones conectadas queden respaldadas por Sébaco II.

6.1.1.7. Alcance del proyecto

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, instalación electromecánica, pruebas y puesta en servicio, para la construcción de:

- Nueva Subestación Sébaco II.
- Líneas de transmisión.

Obra 1: Nueva Subestación Sébaco II.

- 2 juegos de Barras de 138 kV.
- 4 Bahías de Línea 138 kV, en esquema de doble barra, con seccionador bypass.
- Adquisición de terreno.
- Sistema de Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación y del edificio de control.
- Sistema de Iluminación perimetral y de las Bahías de la Subestación.
- Estructuras metálicas para Pórticos Tipo celosía.
- Conductor, aisladores y herrajes para las barras, bajante y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control.
- Todas las obras civiles (Movimiento de Tierra, Ampliación del Edificio de Control, Calles, Andenes, Muro Perimetral, Fachada, Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de la Subestación).

Obra 2: Líneas de transmisión.

- Suministro y Construcción de 11 km de línea en 138 kV, doble circuito, desde la nueva subestación Sébaco II hasta interceptar la línea Estelí – Sébaco I, conductor 556.5 kcmil con hilo de guarda tipo OPGW, en torres de celosía y postes.

- Suministro y Construcción de 0.6 km de línea en 138 kV, doble circuito, desde la nueva subestación Sébaco II hasta interceptar la línea Planta Carlos Fonseca – Sébaco I, conductor 556.5 kcmil con hilo de guarda tipo OPGW, en torres de celosía y postes.

- Suministro y Construcción de 0.3 km de línea en 138 kV, para realizar el bypass de la salida de la línea Planta Larreynaga en Sébaco I hacia la nueva Subestación Sébaco II.

6.1.1.8. Población Beneficiada

El número de clientes beneficiados es de 212,920 comprendidos en los diferentes departamentos de Matagalpa, Estelí, Jinotega, Madriz, Ocotal, Nueva Segovia y RAAN, los cuales están alimentados por las subestaciones que se muestran en la siguiente tabla:

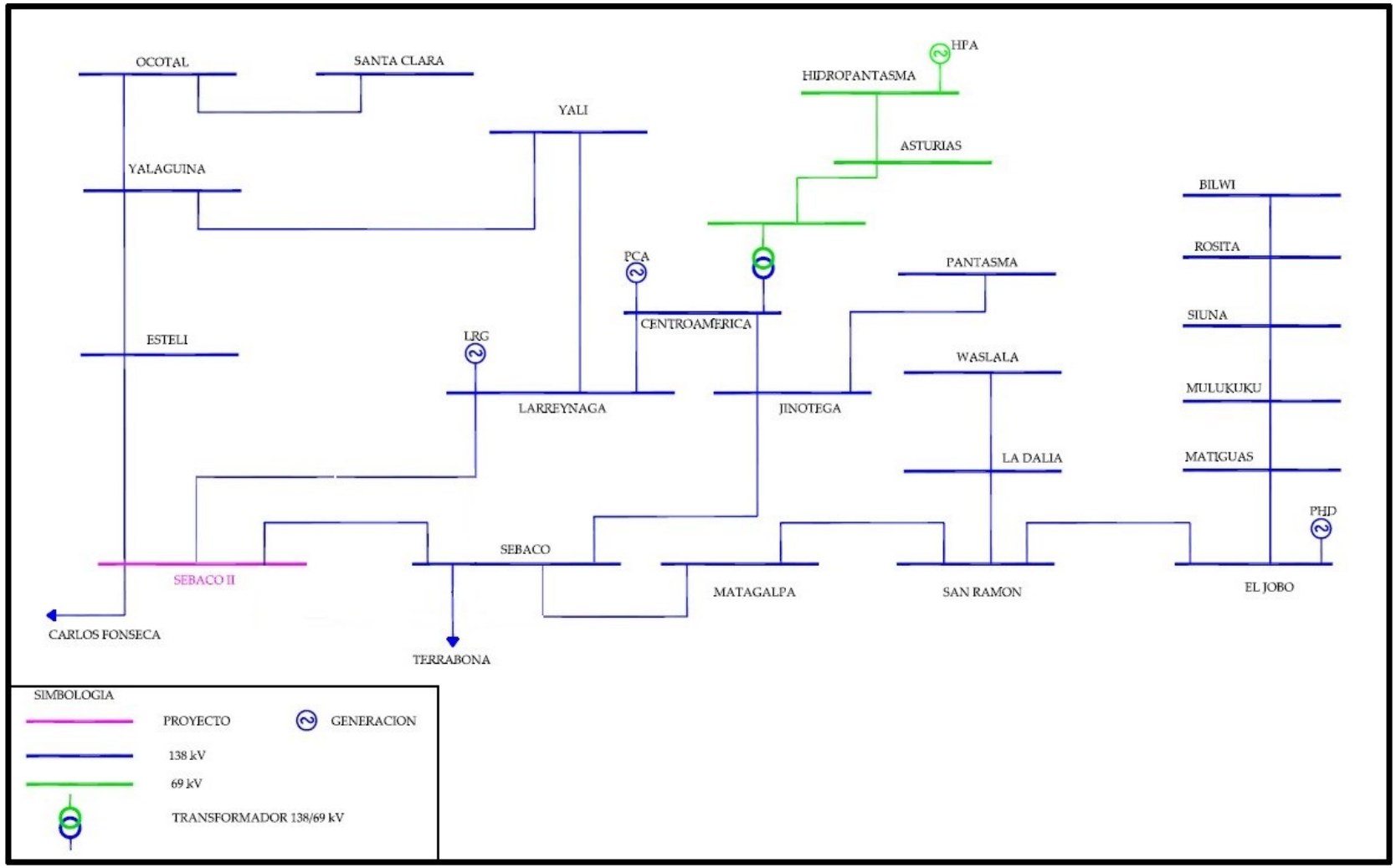
SUBESTACION	N° CLIENTES
ESTELI	30,851
EL TUMA	11,386
MATIGUAS	8,711
MATAGALPA	23,858
CENTROAMERICA	26,672
SEBACO	28,140
SANTA CLARA	22,477
SAN RAMON	14,445
YALAGUINA	37,532
MULUKUKU	3,729
SIUNA	5,119
TOTAL	**212,920**

6.1.1.9. Costo del proyecto

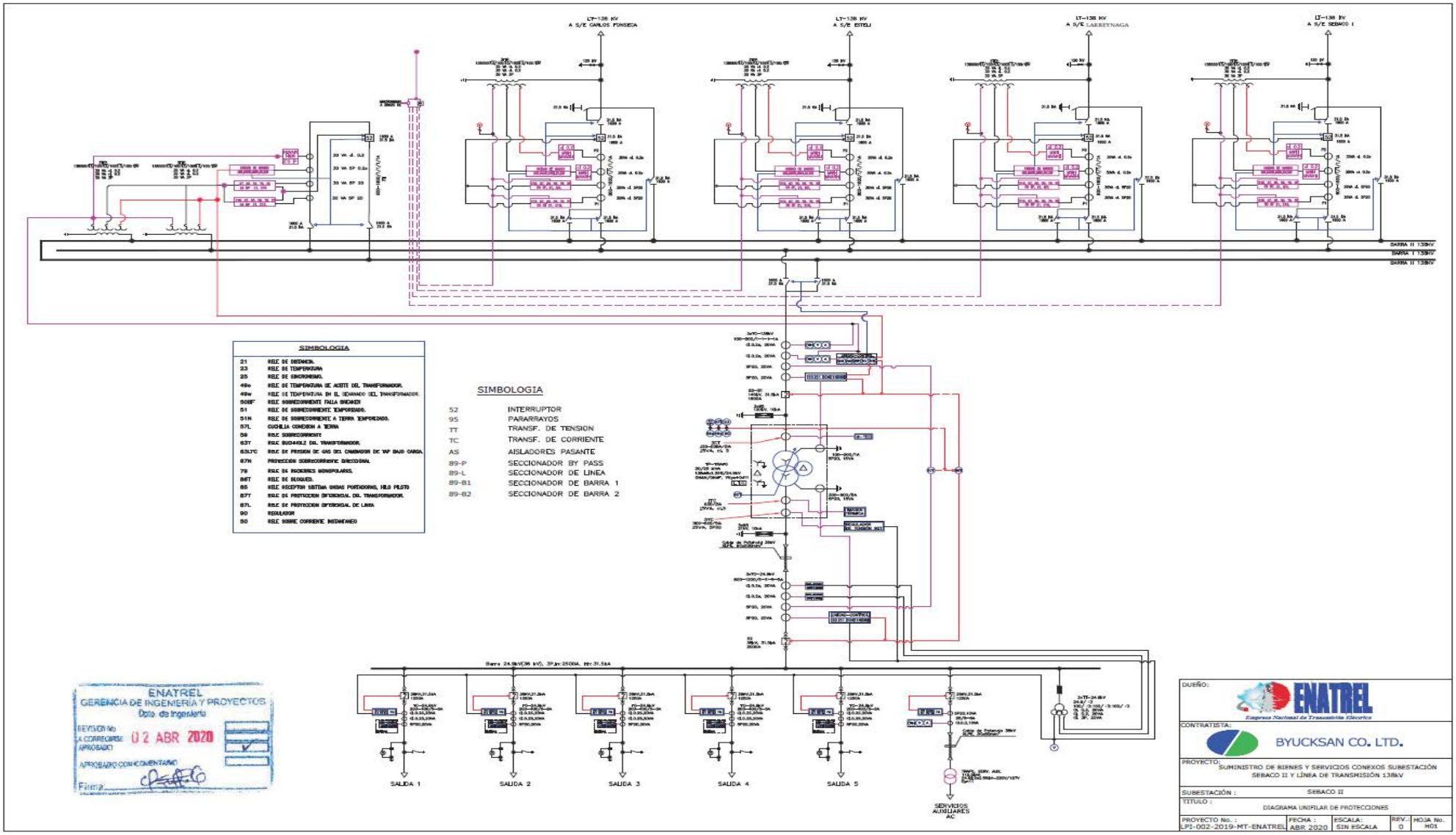
El proyecto tiene un costo total estimado de **US$ 9.53 millones**, de los cuales **US$ 8.95 millones** será financiamiento externo y el restante **US$ 0.58 millones** financiamiento local.

Proyecto		
Nueva Subestación Sebaco II	**Fuente de Financiamiento**	**Costos US$**
Moneda Extranjera	BID 3727	4,657,199
Moneda Extranjera	Corea 3728	4,298,953
Moneda Local	Recursos del Tesoro	508,799
Moneda Local	Recursos Propios	73,686
Costo Total US$		**9,538,637**

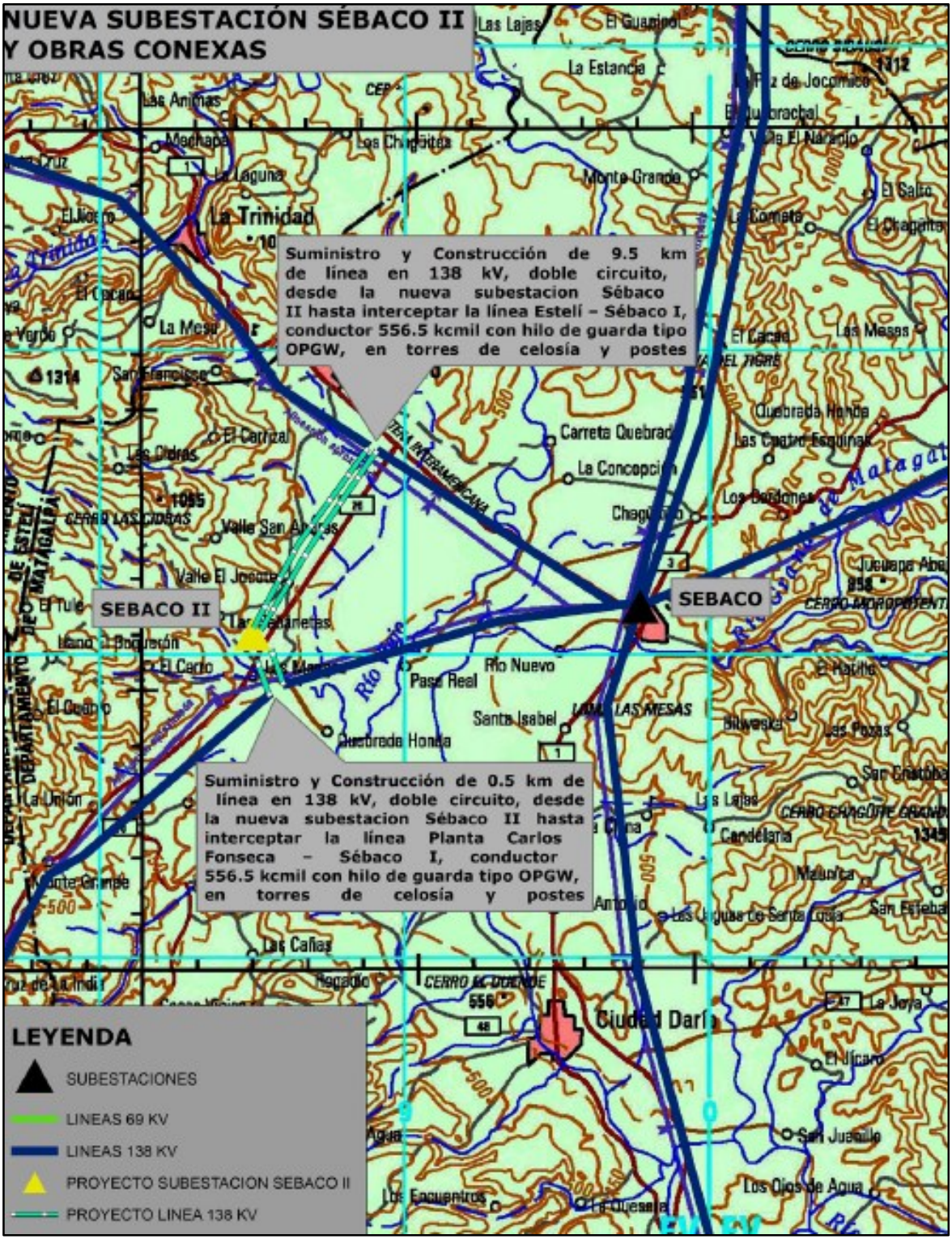
6.1.1.10. Diagrama de conexión futura con proyecto



6.1.1.11. Diagrama unifilar de subestación Sébaco II



6.1.1.12. Mapa de Localización



6.1.1.13. Cronograma de Ejecución

Nombre de tarea	Comienzo	Fin
SUBESTACION SEBACO	**lun 20/11/17**	**mié 16/11/22**
AMPLIACION SUBESTACION SEBACO	**lun 20/11/17**	**mié 16/11/22**
Preliminares	**lun 20/11/17**	**lun 01/07/19**
Adquisición de terreno	mar 05/12/17	lun 09/04/18
Levantamiento topográfico	mar 16/01/18	lun 02/07/18
Estudio de impacto ambiental	mar 10/04/18	lun 28/01/19
Estudio geológico	mar 03/07/18	lun 17/12/18
Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	mar 03/07/18	lun 17/12/18
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	**mar 20/11/18**	**vie 04/10/19**
Elaboración de especificaciones técnicas	jue 01/11/18	mié 23/01/19
Elaboración de DDL	jue 24/01/19	mié 06/03/19
Solicitud de no objeción al Banco	jue 07/03/19	mié 20/03/19
Convocatoria pública de licitación	jue 21/03/19	lun 01/04/19
Presentación de ofertas	mar 02/04/19	lun 13/05/19
Apertura de ofertas	mar 14/05/19	mar 14/05/19
Evaluación de oferta	mié 15/05/19	mar 25/06/19
Solicitud de no objeción al Banco y no Objecion al Informe de evaluacion	mié 26/06/19	mar 16/07/19
Notificación a los oferentes	mié 17/07/19	jue 25/07/19
Constitución de garantias	vie 26/07/19	mar 03/09/19
Suscripción del contrato	mié 04/09/19	mar 10/09/19
Remisión del contrato	mié 11/09/19	mar 17/09/19
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	**mié 11/09/19**	**mar 27/09/22**
Solicitud y pago del anticipo	mié 11/09/19	mar 12/11/19
Diseño y especificaciones técnicas	mié 04/03/20	mar 18/08/20
Suministro de bienes	mié 19/08/20	mar 22/06/21
Obras Civiles	mié 23/06/21	mar 12/04/22
Montaje Electromecanico	mié 13/04/22	mar 27/09/22
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión Lote II	**mié 11/09/19**	**mar 16/11/21**
Solicitud y pago del anticipo	mié 11/09/19	mar 12/11/19
Diseño y especificaciones técnicas	mié 04/03/20	mar 18/08/20
Suministro de bienes	mié 19/08/20	mar 22/06/21
Obras Civiles	mié 23/06/21	mar 14/09/21
Montaje Electromecanico	mié 15/09/21	mar 16/11/21
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	mié 28/09/22	mar 08/11/22

6.1.2. Construcción de Nueva Subestación Ticuantepe III en 138 kV

6.1.2.1. Introducción

La subestación de Ticuantepe I (TCP I) entró en operación en el año 1986, esta subestación se encuentra alimentada a través de la línea de sub-transmisión de 69 kV (L6040) proveniente de la subestación Benjamín Zeledón, la cual posee 58 años de servicio.

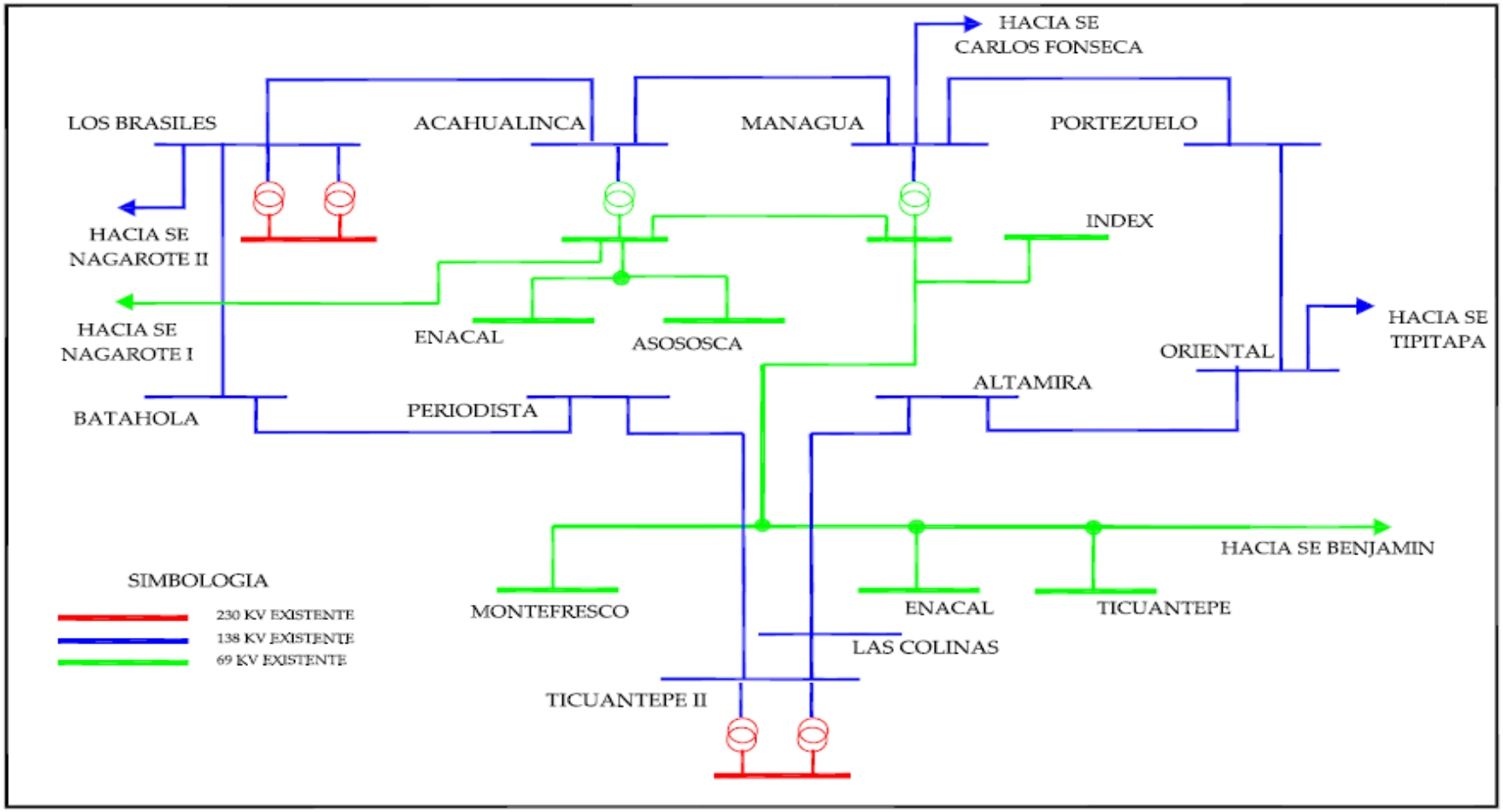
El presente proyecto consiste en la construcción de una nueva Subestación en 138 kV, con el propósito de mejorar la confiabilidad del suministro de dicha subestación y ampliar la capacidad de transformación para poder abastecer las cargas futuras de la zona.

6.1.2.2. Antecedentes

En la carretera Masaya se encuentran las subestaciones de Ticuantepe I, Enacal I y Montefresco, todas conectadas en 69 kV conectadas en Tap a la línea Managua-Benjamín Zeledón.

La línea de sub-transmisión 69 kV va desde la subestación Managua a la Subestación Benjamín Zeledón fue una de las primeras líneas del Sistema Interconectado Nacional, construido en el 1958, y tiene una distancia total de 30 km.

6.1.2.3. Diagrama Unifilar red de 69 KV de Benjamín Zeledón a Managua



Actualmente las subestaciones conectadas a esta línea se manejan seccionadas ya que se opera normalmente abierta la línea Derivación Puentón – Enacal I. De tal forma que las subestaciones de Enacal I y Ticuantepe I se alimentan desde la subestación Benjamín Zeledón y las subestaciones Montefresco e Índex desde la Subestación Acahualinca.

La Subestación Ticuantepe I se encuentra ubicada aproximadamente en el km. 16 de la carretera Managua – Masaya; esta subestación se alimenta en 69 kV por medio del circuito L6040 el cual tiene una distancia de 14.7 Km desde la Subestación Benjamín Zeledón. Esta última subestación posee las bahías y equipos de protección y control obsoletos ya que tienen aproximadamente 60 años de servicio.

6.1.2.4. Objetivos

Objetivo General

Suministrar energía confiable y segura a los usuarios que actualmente tienen el servicio de energía eléctrica, abastecer el crecimiento de la zona de carretera Masaya y reducir las pérdidas en el sistema de Transmisión.

Específicos

- Proveer a las zonas de Veracruz, El Raizón, Piedra Quemada, Km 16½ al Km 21 carretera Managua - Masaya y todos los residenciales actuales y futuros de una subestación eléctrica con capacidad para satisfacer la demanda de electricidad actual, y su crecimiento en el largo plazo.

- Mejorar la confiabilidad de las subestaciones Ticuantepe II y Las Colinas, al proveer de una subestación con capacidad para retroalimentar parte de las cargas en momentos de mantenimientos o fallas.

- Mejorar la confiabilidad del suministro de energía a importantes consumidores agroindustriales de la zona.

- Crear la infraestructura necesaria para satisfacer el aumento de la demanda en la zona, y para brindar un servicio confiable y de calidad a los futuros usuarios.

- Disminuir los costos de mantenimiento de las líneas de 69 kV.

6.1.2.5. Justificación

CIRCUITO	TENSIÓN	LOCALIZACIÓN		PROYECTO
No.	kV	INICIO	FIN	
L6010	69	S/E. MANAGUA	DERIV. HACIA EL PUENTON	S/E CARLOS FONSECA
L6020	69	S/E. MANAGUA	S/E. ASOSOSCA	S/E ASOSOSCA 138KV
L6030	69	S/E. MANAGUA	S/E. ACAHUALINCA	
L6040	69	S/E. BENJAMIN ZELEDON	DERIV. EL PUENTON	
L6050	69	S/E. NAGAROTE II	S/E. LEON I	
L6050	69	DERIV. HACIA LEON II	S/E. LEON II	S/E LEON II 138KV
L6060	69	S/E ACAHUALINCA	S/E NAGAROTE I	S/E NAGAROTE I 138KV
L6070	69	S/E. CHICHIGALPA	S/E. CHINANDEGA	ANILLO OCCIDENTE 138KV
L6090	69	S/E. CHINANDEGA	S/E. EL VIEJO	ANILLO OCCIDENTE 138KV
L6100	69	S/E. EL VIEJO	S/E. VILLANUEVA	S/E VILLANUEVA 138KV
L6100	69	DERIV. HACIA MINA EL LIMON	S/E. MINA EL LIMON	
L6110	69	S/E. ACOYAPA	S/E. SAN MIGUELITO	S/E SAN MIGUELITO 138KV
L6120	69	DERIV. EL PUENTON	S/E. MONTE FRESCO	/E CARLOS FONSECA 138K
L6130	69	S/E. YALAGUINA	S/E. SANTA CLARA	S/E SANTA CLARA 138KV
L6140	69	S/E. SAN RAMON	S/E. EL TUMA	S/E LA DALIA 138KV
L6160	69	S/E. LA GATEADA	S/E. EL COROCITO	S/E COROCITO 138KV
L6170	69	S/E. LA GATEADA	S/E. LA ESPERANZA	S/E LA ESPERANZA 138KV
L6180	69	S/E. CHINANDEGA	S/E. CORINTO	S/E CORINTO 138KV
L6190	69	S/E. PTA. CENTROAMERICA	S/E. ASTURIAS	
L6200	69	S/E. LEON I	S/E. CHICHIGALPA	ANILLO OCCIDENTE 138KV
L6210	69	S/E. LA ESPERANZA	S/E. BLUEFIELDS	S/E BLUEFIELDS 138KV
L6240	69	S/E. NAGAROTE II	S/E. NAGAROTE I	S/E NAGAROTE 138KV

En 1958 se crea el Sistema Interconecta Nacional con 180 km de líneas en 69 kV que va desde la Subestación Benjamín Zeledón hasta la Subestación León I. La subestación Ticuantepe I se alimenta de este sistema de 69 kV el cual fue el primero en construirse y tiene actualmente 65 años.

Líneas de 69kV existentes pertenecientes al Sistema Nacional de Transmisión.

La conexión a la subestación se hace por medio de una línea de 69 kV la cual conecta en "T" las subestaciones de Ticuantepe I, ENACAL I y Monte fresco lo que hace que la confiabilidad del suministro de Ticuantepe sea baja ya que cualquier falla en el tramo Benjamín Zeledón-ENACAL, haría que se salga la subestación Ticuantepe I, dejando sin suministro importantes cargas residenciales y agroindustriales.

El proyecto de la nueva subestación Ticuantepe III en 138 kV es necesario debido a:

El notable incremento de la demanda en la zona, principalmente al desarrollo de urbanizaciones y al crecimiento de carga agroindustrial.

En un inicio se había considerado que la subestación Ticuantepe II reemplazaría a la subestación Ticuantepe I pero debido al alto crecimiento residencial de la zona y de cargas importantes en la carretera Masaya tales como la empresa Cargill la cual aumento su consumo a 3 MW y en el mediano plazo se incrementara hasta 7 MW y a diversas urbanizaciones de la zona construidas en los últimos años y a construirse en el mediano plazo, es necesario la disponibilidad de ambas subestaciones para abastecer el crecimiento de la zona.

La demanda máxima registrada en el 2015 fue de 14.8 MVA, lo que representa una cargabilidad del 99 % de la capacidad nominal del transformador.

A continuación, se muestra la proyección del crecimiento de la demanda vegetativa para la subestación Ticuantepe:

AÑO	2017*	2018	2019	2020	2021	2022
	Demanda					
Transformadores	MW	MW	MW	MW	MW	MW
CARGA MW	11.20	11.60	12.00	12.50	13.10	13.60
CARGA MVA	11.79	12.21	12.63	13.16	13.79	14.32
CARGABILIDAD TRAFO (%)	78.6%	81.4%	84.2%	87.7%	91.9%	95.4%
*Demanda Máxima Registrada						

Esta proyección se realizó a partir de la demanda máxima registrada en el 2017 y se utilizó la tasa de crecimiento estimada por el Ministerio de Energía y Minas para el periodo 2015-2021(no se consideró el incremento de Cargill el cual agudiza más la problemática).

La subestación con sus equipos se encuentra operando bajo condiciones de alto riesgo, dado que tiene más de 30 años de funcionamiento, lo cual sobrepasa su vida útil.

Los equipos de la subestación y el transformador poseen 30 años de servicio. Entre el conjunto de transformadores que posee ENATREL, este transformador es el único de ese modelo y características, por lo que no se dispone de repuestos ni accesorios que permitan brindarle un mantenimiento adecuado. Ante una eventual falla de este transformador no se podría dar una respuesta inmediata, lo que incrementaría el tiempo fuera de servicio de esta Subestación.

Con la nueva subestación se podrá seguir abasteciendo de forma confiable y segura la demanda actual y su crecimiento a largo plazo, además que servirá de respaldo para la subestación Ticuantepe II ya que se podrá retroalimentar la carga de esta subestación en caso de mantenimiento o falla del transformador de distribución de Ticuantepe II.

6.1.2.6. Alcances

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio para la construcción de:

- Nueva subestación Ticuantepe III 138 kV
- 2 km de Línea de Transmisión en 138 kV

Obra 1: Nueva Subestación Ticuantepe III 138 kV

- 2 bahías de línea en 138 kV, con seccionador bypass.
- 1 bahía de transformación con relación de voltaje 138/13.8 kV
- 1 Transformador de 30/40 MVA con relación 138/13.8 kV
- 8 celdas Metaclad, tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 5 salidas de distribución con sus interruptores, la celda de entrada del transformador de potencia con su interruptor, la celda para equipos de medición y la celda para el transformador de servicios propios)
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías.) y Transformador de Servicios Propios

- Adquisición de terreno.
- Sistema de Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación y del edificio de control.
- Sistema de Iluminación perimetral y de las Bahías de la Subestación.
- Estructuras metálicas para Pórticos Tipo celosía.
- Conductor, aisladores y herrajes para las barras, bajante y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control.
- Todas las obras civiles (Movimiento de Tierra, Edificio de Control, Calles, Andenes, Muro Perimetral, Fachada, Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de la Subestación).

Obra 2: Línea de Transmisión

- Construcción de 2 kilómetros de línea de Transmisión en 138 kV, de cuatro circuitos, con conductor Dove ACSR 556.6 kcmil e hilo de guarda tipo OPGW, desde la nueva subestación Ticuantepe III hasta aperturar la línea Ticuantepe II-Las Colinas.

6.1.2.7. Población Beneficiada

Esta nueva subestación beneficiaría directamente a 48,240 habitantes.

6.1.2.8. Sectores Beneficiados

Veracruz, El Raizón, Piedra Quemada, Km 16½ al Km 21 carretera Managua – Masaya, Entre los grandes clientes que se beneficiarían están: Solka, Cargill y ENACAL

6.1.2.9. Costos del proyecto

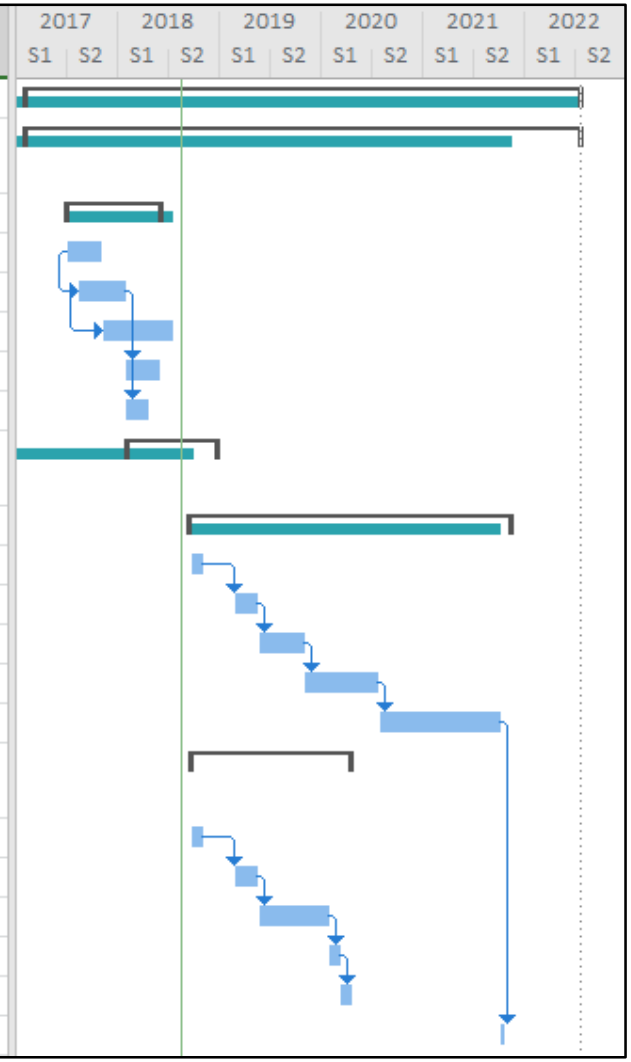
El costo total de las obras es de **US$6.708 millones,** de los cuales **US$ 5.780 millones** es financiamiento externo y **US$ 0.927 millones** es financiamiento local.

Proyecto		
Nueva Subestación Ticuantepe I en 138kV	**Fuente de Financiamiento**	**Costos US$**
Moneda Extranjera	BID 3727	3,017,569
Moneda Extranjera	Corea 3728	2,763,341
Moneda Local	Recursos del Tesoro	709,022
Moneda Local	Recursos Propios	218,383
Costo Total US$		**6,708,314**

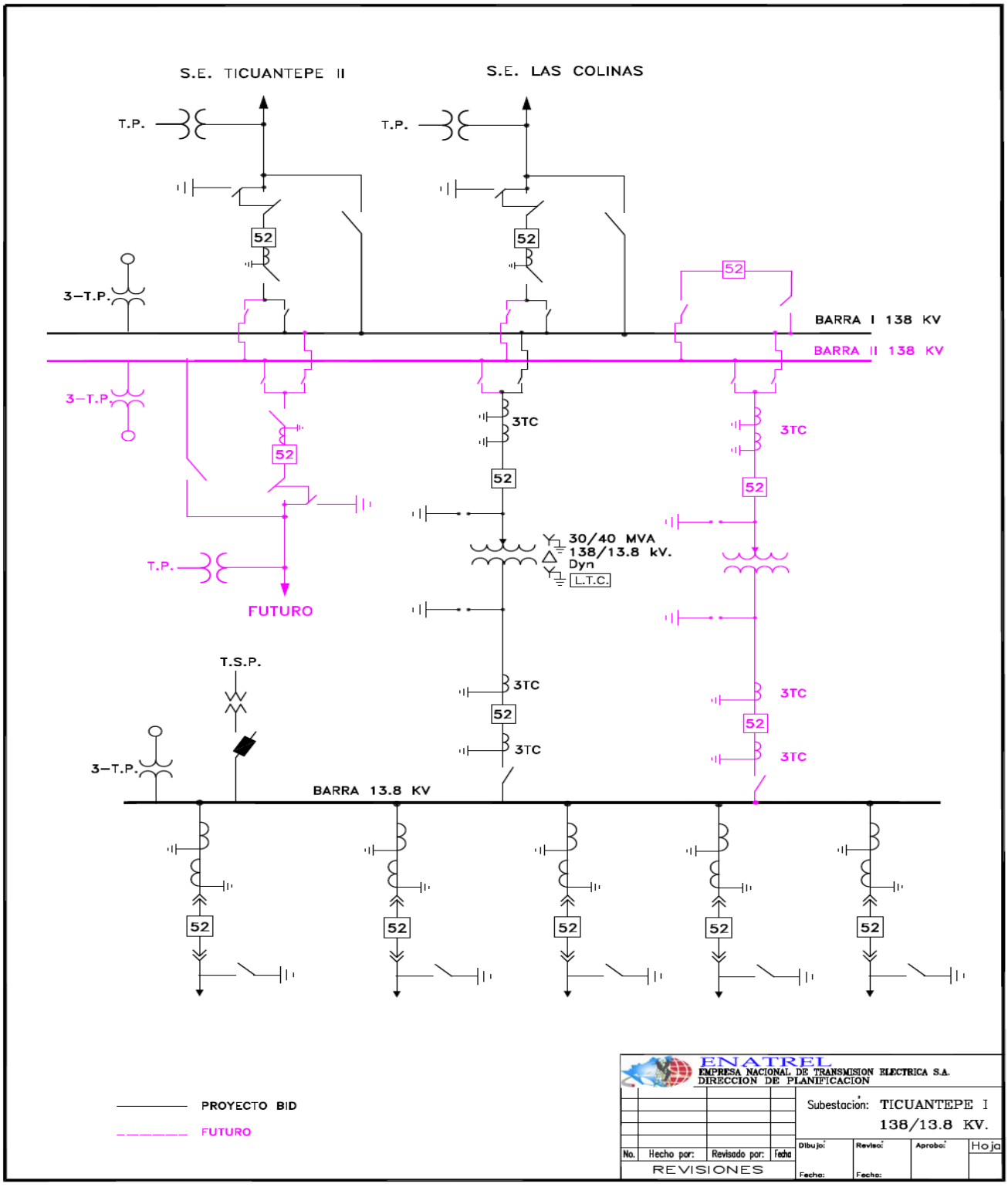
6.1.2.10. Mapa de Localización

6.1.2.11. Cronograma de ejecución

Nombre de tarea	Comienzo	Fin
PEP	**lun 6/2/17**	**vie 22/7/22**
CONSTRUCCIÓN DE NUEVA SUBESTACIÓN TICUANTEPE I EN 138 KV	**lun 6/2/17**	**vie 22/7/22**
Preliminares	**sáb 1/7/17**	**jue 7/6/18**
Adquisición de terreno	lun 3/7/17	vie 3/11/17
Levantamiento topográfico	lun 14/8/17	vie 26/1/18
Estudio de impacto ambiental + censo forestal	lun 6/11/17	vie 13/7/18
Estudio geológico	lun 29/1/18	vie 1/6/18
Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	lun 29/1/18	vie 20/4/18
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	**mar 6/2/18**	**vie 21/12/18**
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	**mié 12/9/18**	**mar 16/11/21**
Solicitud y pago del anticipo	lun 24/9/18	vie 2/11/18
Diseño y especificaciones técnicas	lun 25/2/19	vie 17/5/19
Suministro de bienes	lun 20/5/19	vie 1/11/19
Obras Civiles	lun 4/11/19	vie 24/7/20
Montaje Electromecanico	lun 27/7/20	vie 1/10/21
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión - Lote II	**lun 24/9/18**	**vie 17/4/20**
Solicitud y pago del anticipo	lun 24/9/18	vie 2/11/18
Diseño y especificaciones técnicas	lun 25/2/19	vie 17/5/19
Suministro de bienes	lun 20/5/19	vie 24/1/20
Obras Civiles	lun 27/1/20	vie 6/3/20
Montaje Electromecanico	lun 9/3/20	vie 17/4/20
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	**lun 4/10/21**	**vie 15/10/21**



6.1.2.12. Diagrama Unifilar de la Subestación Ticuantepe I



6.1.3. Construcción Subestación Carlos Fonseca 138 kV, Línea de Transmisión Villa El Carmen - Carlos Fonseca y Carlos Fonseca - Ticuantepe III.

6.1.3.1. Introducción

El servicio de energía eléctrica en el municipio de EL CRUCERO es suplido a través de la subestación Montefresco (S/E MTF), con un transformador de 10 MVA. La subestación se encuentra conectada al sistema Nacional de Transmisión (SNT) en 69 kV en tap a la línea Managua-Benjamín Zeledón.

La subestación Montefresco está localizada en el Km 17 de la carretera sur, esta subestación es alimentada en 69kV, por medio del circuito L6120 de 12.4 km, que se deriva de la línea de 69 kV Managua - Benjamín Zeledón, en el km 14 de la carretera a Masaya.

Con el propósito de suplir la demanda de las zonas de El Crucero, Montefresco, Las nubes y sectores aledaños, de forma confiable y segura; se realizará la construcción de la subestación Carlos Fonseca en 138kV, para sustituir la actual subestación Montefresco 69kV, dicha subestación tendrá una capacidad inicial de 25/30 MVA, la cual dispondrá de cierto margen de capacidad, para realizar transferencia de cargas en casos de emergencia.

6.1.3.2 Objetivos Del Proyecto

General

Proveer a las zonas de El Crucero, Montefresco y sectores adyacentes de una subestación eléctrica con capacidad para satisfacer la demanda de electricidad, y su crecimiento en el largo plazo.

Específicos

- Mejorar la confiabilidad y calidad del suministro de energía a los consumidores de El Crucero, Montefresco, Las Nubes y las zonas circundantes

- Mejorar la confiabilidad de las subestaciones Masatepe, Diriamba, San Rafael del Sur, Villa El Carmen y la nueva subestación Carlos Fonseca.
- Crear la infraestructura necesaria para satisfacer el aumento de la demanda en la zona, y para brindar un servicio confiable y de calidad a los futuros usuarios
- Reducir las pérdidas de transmisión en el Sistema de Transmisión Nacional (SNT)

6.1.3.3. Antecedentes

En 1958 se crea el Sistema Interconecta Nacional con 180 km de líneas de transmisión en 69 kV desde la Subestación Benjamín Zeledón hasta la Subestación León I. La línea Benjamín Zeledón – Managua forma parte de este primer sistema.

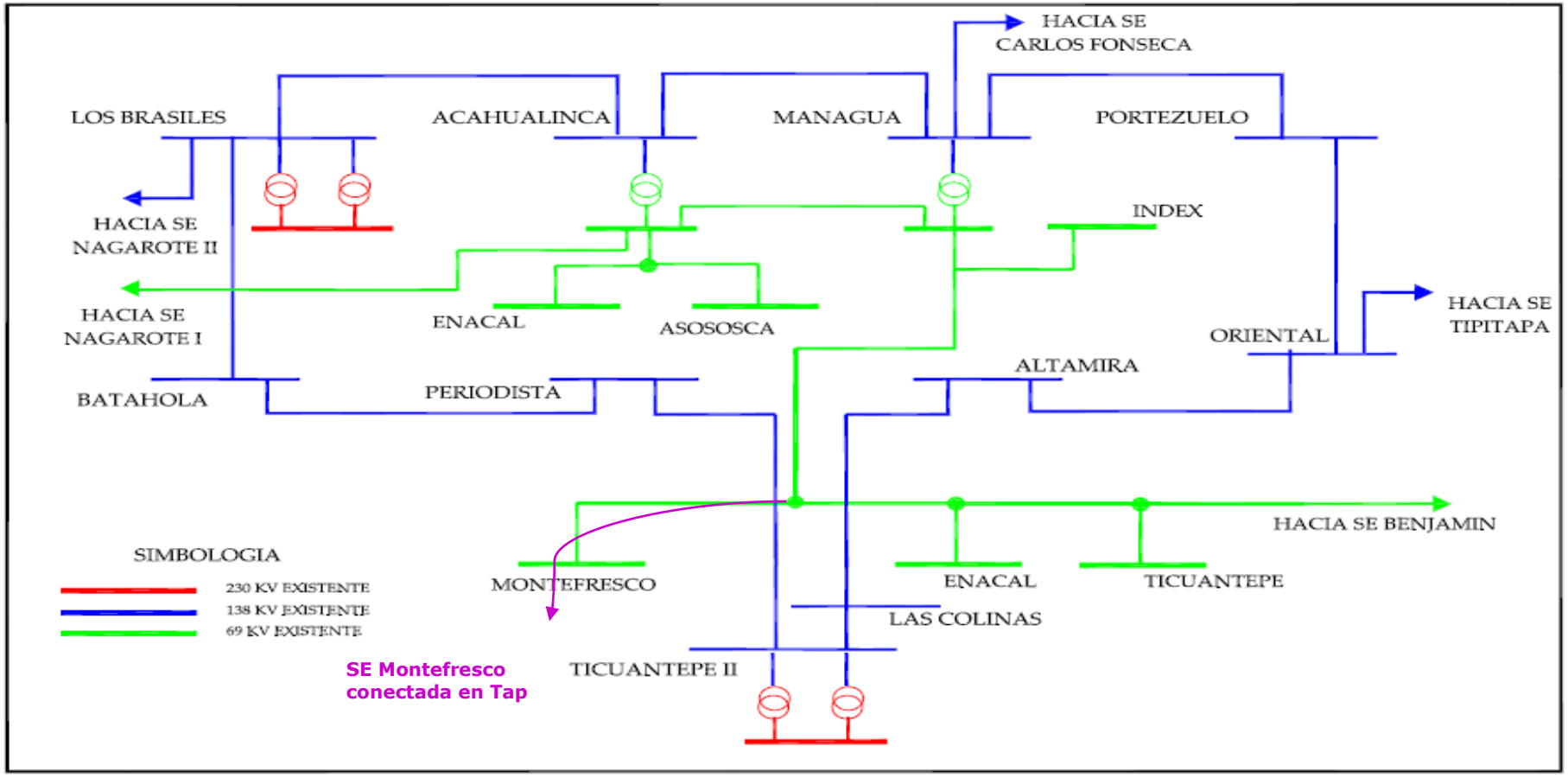
El Sistema Nacional de Transmisión (SNT) cuenta con 610 km de líneas de transmisión en 69 kV. De este total, casi el 50 % fue construido originalmente en estructuras de madera. Todos estos tramos sobre postes de madera ya tienen un tiempo de servicio mayor a 20 años y son los que presentan el mayor índice de indisponibilidad.

En el año 2011, se construyó 8 km de línea con conductor 556.5 kcmil desde la subestación Montefresco hacia el empalme de la carretera a Masaya, ya que parte de este circuito (L6120) iba montado en las torres de la línea de 230 kV Los Brasiles – Masaya, el cual se trasladó en las nuevas estructuras de 138 kV, liberando las torres de 230 kV para el tendido de la línea San Benito-Los Brasiles (Proyecto Anillo de Managua 230 kV).

6.1.3.4 Situación actual

En la carretera Masaya se encuentran las subestaciones de Ticuantepe I, Enacal I y Montefresco, todas de 69 kV conectadas en tap a la línea Managua-Benjamín Zeledón.

6.1.3.5 Diagrama Unifilar red de 69KV de Benjamín Zeledón a Managua



Actualmente las subestaciones conectadas a esta línea se manejan seccionadas ya que se opera normalmente abierta la línea Derivación Puentón – Enacal I. De tal forma que las subestaciones de Enacal I y Ticuantepe I se alimentan desde la SE Benjamín Zeledón y las subestaciones Montefresco e Index desde la Subestación Acahualinca.

La subestación Montefresco alimenta a los poblados de El Crucero, Montefresco, Las Nubes, Monte Tabor, Km 12 ½ al 17 de la carretera Sur, Las Jinotepes, San José de la Cañada y sectores aledaños.

6.1.3.6. Justificación

Las subestaciones Montefresco y Ticuantepe I están conectadas al SIN mediante un esquema en T, este tipo de conexión no garantiza la continuidad del suministro eléctrico en estas subestaciones ya que no existe selectividad en el sistema de protección para despejar las fallas. Una contingencia en la línea Managua-Benjamín Zeledón provoca el disparo de las subestaciones Montefresco y Ticuantepe I.

Sumado a lo anterior, debido a los años de operación de esta línea la cual fue una de las primeras en formar parte del SIN, sobrepasa los 50 años, por lo que este sistema de 69 kV presenta pérdidas en transmisión debido al envejecimiento del conductor y a su nivel de tensión, las cuales varían con las condiciones ambientales del entorno y la frecuencia de mantenimiento. La línea Managua-Benjamín Zeledón pasa a través de diversas propiedades en la carretera Masaya, encontrándose las torres en terrenos privados de la zona de las Colinas, Rene Shick, Esquipulas, entre otros, esta situación dificulta el acceso para realizar el mantenimiento a la línea y pone en riesgo a la población de esta zona ante una eventualidad o falla.

Actualmente, en la SE Ticuantepe II se encuentra operando un transformador de 5.6 MVA, capacidad que no es suficiente para abastecer la demanda de la zona, sin embargo, la ampliación de esta capacidad está restringida por la capacidad en los circuitos de distribución ya que esta subestación se encuentra aislada de los circuitos troncales de la distribuidora y esta se queja del acceso y la distancia a la que se encuentra la SE Ticuantepe.

6.1.3.7. Alcances del Proyecto

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, pruebas y puesta en servicio, para la construcción de:

- Nueva subestación Carlos Fonseca con nivel de tensión de 138/13.8 kV.
- Línea de transmisión 138 kV de unos 40 km, en torres de celosía y postes.

Obra 1: Subestación Carlos Fonseca

- 1 transformador de potencia 25/30 MVA, 138/13.8 kV
- 1 bahía de Transformación con relación de voltaje 138/13.8 kV
- 2 bahías de línea en 138 kV, con seccionador bypass.
- 7 celdas Metaclad, tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 4 salidas de distribución con sus interruptores, la celda de entrada del transformador de potencia con su interruptor, la celda para equipos de medición y la celda para el transformador de servicios propios)
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC, DC, Rectificadores y Baterías) y Transformador de Servicios Propios.
- Equipos de Comunicaciones, para fibra óptica.
- Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación y del edificio de control.
- Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Sistema de Iluminación perimetral y de las Bahías de la Subestación.
- Estructuras Metálicas para Pórticos Tipo Celosía.

- Conductor, aisladores y herrajes para las barras, bajante y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control
- Todas las obras civiles (Movimiento de Tierra, Edificio de Control, Calles, andenes, Muro Perimetral, Fachada, Fundaciones de Equipos, Canalización para Cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de la Subestación).
- Adquisición de Terreno.

Obra 2: Línea de transmisión

- Diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, pruebas y puesta en servicio, de línea 138 kV de 28 km de longitud, en torres de celosía y postes, simple circuito, conductor 556.5 kcmil con hilo de guarda tipo OPGW, desde subestación Villa El Carmen hasta Subestación Carlos Fonseca.

- Diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, pruebas y puesta en servicio, de línea 138 kV de 12 kilómetros de longitud, en torres de celosía y postes, simple terna, conductor 556.5 kcmil con hilo de guarda tipo OPGW, para conectar la Subestación Carlos Fonseca a la Subestación Ticuantepe III 138 kV.

6.1.3.8. Costos

Se estima un costo total para el proyecto de US$ 28.56 millones, de este monto US$ 26.24 millones serán con financiamiento extranjero y US$ 2.32 millones financiados con contrapartida local.

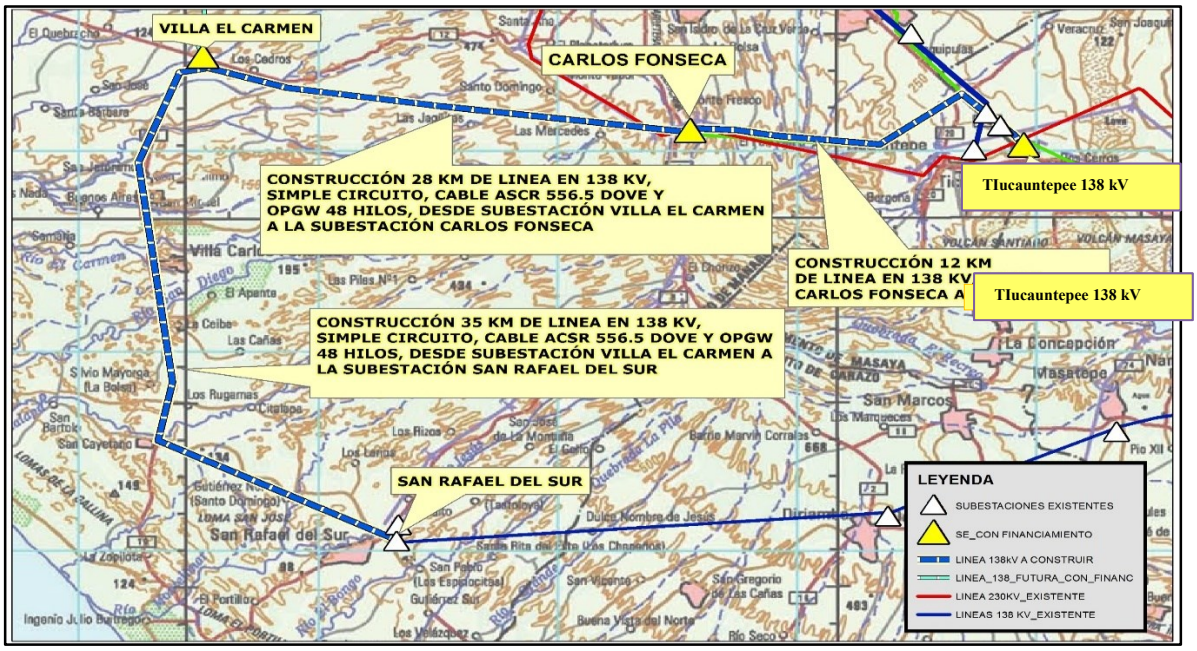
Proyecto		
Construcción Subestación Carlos Fonseca, Líneas de Transmisión en 138 kV y Obras Conexas	Fuente de Financiamiento	Costos $
Moneda Extranjera	INDIA	2,6240,000
Moneda Extranjera	Recursos del Tesoro	1,702,000
Moneda Local	Recursos Propios	1,243,110
Costo Total US$		29,185,109

6.1.3.9 Población beneficiada

La población beneficiaria son los clientes que se abastecen de la actual subestación Montefresco los que suman 5,498; así mismo los clientes de las subestaciones: Masatepe (25,305 clientes), Diriamba (20,481 clientes), San Rafael del Sur (15,048 clientes) y los futuros clientes de la subestación Villa El Carmen (aprox. 8,238 clientes).
En total con el presente proyecto se beneficiará a 74,570 clientes con un servicio de energía eléctrica de mayor calidad y más confiable. Además, la subestación Carlos Fonseca contará con la capacidad para alimentar a futuros usuarios de El Crucero, Montefresco, Las Nubes y de las zonas circundantes.

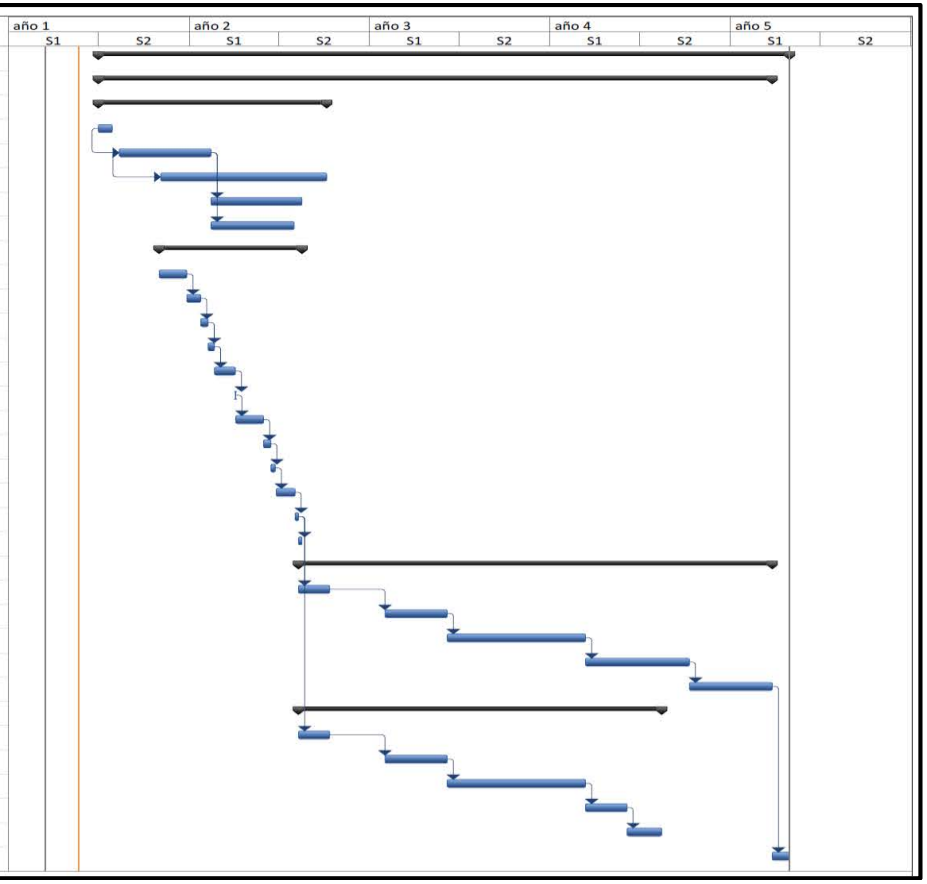
6.1.3.10 Localización

La subestación Carlos Fonseca estará ubicada en el poblado de Montefresco.

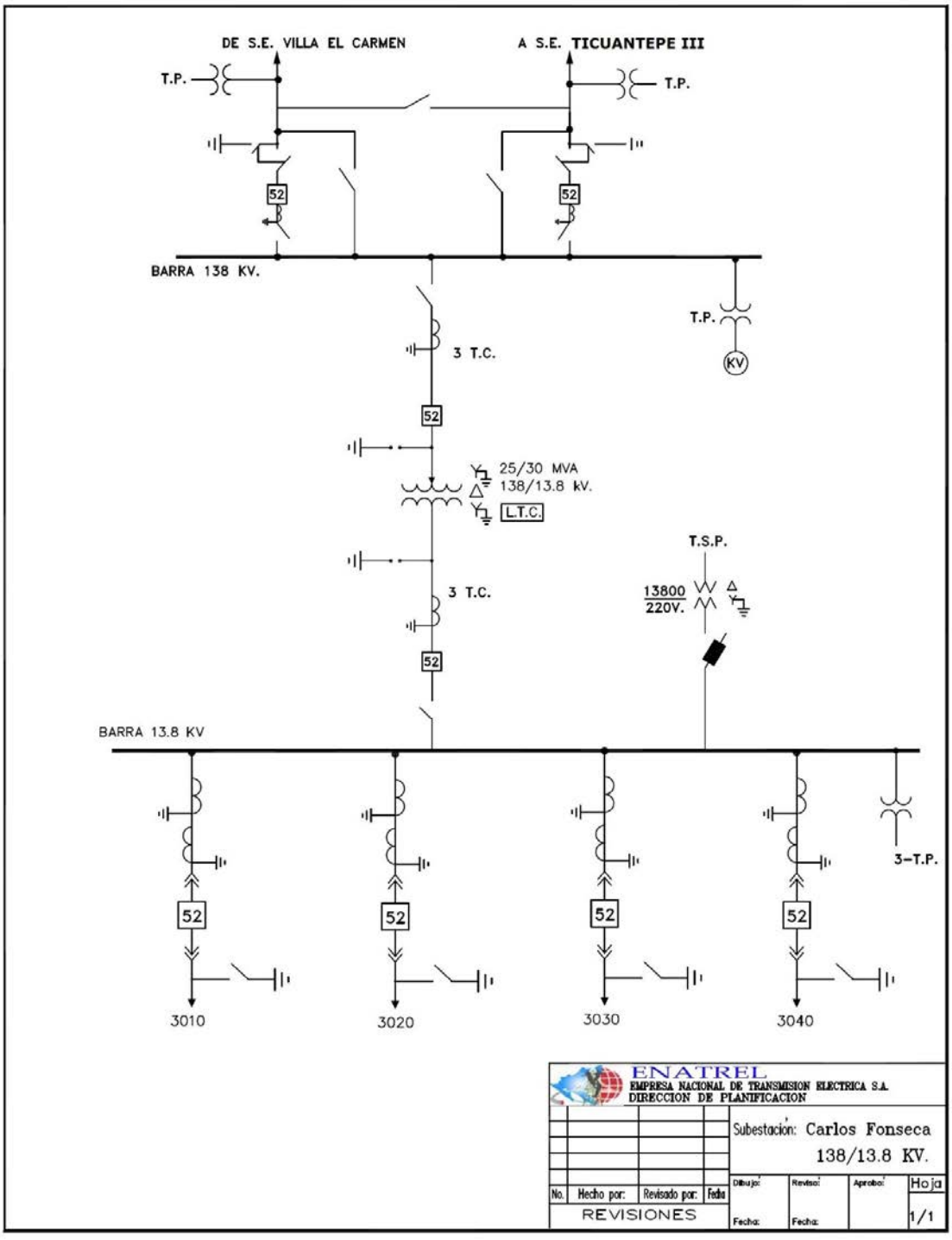


6.1.3.11. Cronograma de Ejecución

Id	Modo de tarea	Nombre de tarea	Duración
1		**PEP**	**999 días**
2		**Subestación Carlos Fonseca y obras conexas construidas.**	**974 días**
3		**Preliminares**	**330 días**
4		Adquisición de terreno	20 días
5		Levantamiento topográfico	132 días
6		Estudio de impacto ambiental + censo forestal	240 días
7		Estudio geológico	132 días
8		Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	120 días
9		**Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos**	**207 días**
10		Elaboración de especificaciones técnicas	40 días
11		Elaboración de DDL	20 días
12		Solicitud de no objeción al Banco	11 días
13		Convocatoria pública de licitación	9 días
14		Presentación de ofertas	30 días
15		Apertura de ofertas	1 día
16		Evaluación de oferta	40 días
17		Solicitud de no objeción al Banco y no Objecion al Informe de evaluacion	11 días
18		Notificación a los oferentes	7 días
19		Constitución de garantias	28 días
20		Suscripción del contrato	5 días
21		Remisión del contrato	5 días
22		**Ejecucion del Contrato, SE. Lote I**	**685 días**
23		Solicitud y pago del anticipo	45 días
24		Diseño y especificaciones técnicas	90 días
25		Suministro de bienes	200 días
26		Obras Civiles	150 días
27		Montaje Electromecanico	120 días
28		**Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión Lote II**	**525 días**
29		Solicitud y pago del anticipo	45 días
30		Diseño y especificaciones técnicas	90 días
31		Suministro de bienes	200 días
32		Obras Civiles	60 días
33		Montaje Electromecanico	50 días
34		Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	25 días



6.1.3.12 Diagrama Unifilar de la Subestación Carlos Fonseca



7. DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES PREVISTOS DE TRANSMISIÓN

7.1. Marco legislativo y mandato regulatorio

La Ley de la Industria Eléctrica (Ley 272) en su arto. 118 estable: "Los peajes a pagarse por el uso de los **sistemas de transmisión existentes** serán calculados por la Empresa de Transmisión y aprobados por el INE sobre la base de sus costos de reposición, operación y mantenimiento de un sistema modelo incluyendo un beneficio calculado en base a la tasa de descuento estipulada en el arto. 117 de la presente Ley".

Así mismo el arto. 117 de dicha Ley, expresa: "La tasa de descuento utilizada como costo de oportunidad del capital **será la prevaleciente en el mercado de capitales**, pero si ésta no estuviese disponible, la misma deberá ser fijada por el INE **en base a rentabilidades de actividades de riesgo similar** realizadas en el país".

De acuerdo al TRA 5.1.1. de la Normativa de Transporte la remuneración de la Empresa Nacional de Transmisión, se compone de:

i) Remuneración Anual General (RAG),
ii) Remuneración Anual Particular (RAP) si corresponde recibirla,
iii) Costo Anual de Funcionamiento del CNDC (CAD).

A su vez la RAG según el TRA 5.3.1. de la Normativa de Transporte es igual a la anualidad de la inversión reconocida (IR), considerando una vida útil de 30 años y la tasa de descuento autorizada por el INE, más los Costos Reconocidos de Operación y Mantenimiento (CROM).

La Inversión Reconocida (IR) **será calculada por ENATREL y propuesta a aprobación del INE** y tendrá una vigencia de cinco años. Simultáneamente con la revisión de la Inversión Reconocida (IR), ENATREL deberá someter a aprobación del INE los Costos Reconocidos de Operación y Mantenimiento (CROM), todo de acuerdo a lo establecido en el TRA 5.3.7. de la Normativa de Transporte.

7.2. Antecedentes

Período Tarifario 2000 - 2004

En mayo del año 2000, el Instituto Nicaragüense de Energía, Ente Regulador, a través de la resolución No. 04-2000 aprueba la Normativa de Transporte, que entre su contenido está el Anexo denominado: BASES Y PREMISAS PARA EL CALCULO TARIFARIO DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN. QUINQUENIO 2000 – 2004.

Los cálculos de remuneración realizada por el INE, contempló una inversión reconocida inicial (IRo) de US$ 187,216,129.00 (dólares americanos), costos reconocidos de operación y mantenimiento de redes (CROM) de US$ 7,137,600.00 (dólares americanos) y costo anual de funcionamiento del CNDC (CAD) de US$ 2,474,100.00 (dólares americanos). En la tabla 1, se muestra la proyección del CMT para el quinquenio 2000-2004.

Tabla 7.1 Proyección del CMT (según IRo = US$187,216,129.00).

AÑO	2000	2001	2002	2003	2004
IRo (US$)	187,267,129	187,267,129	187,267,129	187,267,129	187,267,129
Anualidad C.C (US$)	23,247,903.2	23,247,903.2	23,247,903.2	23,247,903.2	23,247,903.2
CROM (US$)	7,137,600	7,137,600	7,137,600	7,137,600	7,137,600
CAD (US$)	2,474,100	2,474,100	2,474,100	2,474,100	2,474,100
Costo Total de Transmisión (US$)	32,859,603.2	32,859,603.2	32,859,603.2	32,859,603.2	32,859,603.2
Proyección de Demanda (MWh)	2,244,850	2,379,090	2,531,840	2,688,810	2,855,520
CMT (US$/KWh)	0.0146	0.0138	0.0129	0.0122	0.0115

Sin embargo, ante condicionante impuesto por el precio promedio general del pliego tarifario de 0.1090 US$/kWh y de acuerdo a lo establecido en la Normativa de Transporte, según TRA 5.3.4., el Instituto Nicaragüense de Energía, no hizo para el primer período de cinco años ningún reconocimiento de inversión, esto

es IRo = 0; manteniendo además el Costo Medio de Transmisión (CMT) a lo largo del quinquenio 2000-2004 en 0.005 US$/kWh.

En la tabla 2, se presenta la proyección del CMT realizada en ese momento.

Tabla 7.2. Proyección del CMT (según IRo = 0).

AÑO	2000	2001	2002	2003	2004
Iro (FAT) US$	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Anualidad C.C. (US$)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CROM (US$)	7,137,600	7,137,600	7,137,600	7,137,600	7,137,600
CAD (US$)	2,474,100	2,474,100	2,474,100	2,474,100	2,474,100
CISNT + CFCSNT (US$)	1,612,550	2,283750	3,047,500	3,832,350	4,665,900
Costo Total de Transmisión (US$)	11,224,250	11,895,450	12,659,200	13,444,050	14,277,600
Proyección de Demanda (MWh)	2,244,850	2,379,090	2,531,840	2,688,810	2,855,520
CMT (US$/Kwh)	**0.0050**	**0.0050**	**0.0050**	**0.0050**	**0.0050**

Con posterioridad en junio del año 2000, el Instituto Nicaragüense de Energía modifica el anexo Bases y Premisas para el Cálculo Tarifario del Sistema Nacional de Transmisión a través de la resolución No. 12-2000, en la que señala:

> "Que es prioridad del gobierno el proceso de privatización de la ENEL, en la cual la estrategia y niveles tarifarios deben ser armónicos con tarifas medias objetivos en la fase inicial 2000-2001, intermedias 2002-2004 y final 2005 para el primer período de cinco años, incluyendo el ajuste gradual y disminución y magnitud de los subsidios".
> "Que debido al proceso de conciliación de los pliegos con la tarifa media objetivos y su efectiva aplicación, el contenido del Anexo de la Normativa de Transporte denominado Bases y Premisas para el Cálculo Tarifario del Sistema Nacional de Transmisión aprobado en fecha 12 de mayo del año 2000, requiere en consecuencia de reformas y ajustes necesario".
> "Aprobar una nueva versión del anexo Bases y Premisas para el Cálculo Tarifario del Sistema Nacional de Transmisión

de la Normativa de Transporte que contempla las modificaciones sufridas por el Costo Medio de Transmisión (CMT)".

En la tabla 3, se presenta la que a la fecha se consideró como la proyección del Costo Total de Transmisión para el quinquenio 2000-2004, donde la premisa esencial es mantener el CMT en 0.0040 US$/KWh en 2000-2001 y pasar a 0.0043 US$/KWh entre 2002-2004.

Tabla 7.3. Proyección del CMT (según Resolución No. 12-2000).

AÑO	2000	2001	2002	2003	2004
Iro (FAT) US$	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Anualidad C.C. (US$)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CROM (US$)	7,137,600	7,137,600	7,137,600	7,137,600	7,137,600
CAD (US$)	2,474,100	2,474,100	2,474,100	2,474,100	2,474,100
CISNT+CFCSNT (US$)	---	---	1,275,212	1,950,183	2,667,036
Costo Total de Transmisión (US$)	9,611,700	9,611,700	10,886,912	11,561,883	12,278,736
Proyección de Demanda (MWh)	2,244,850	2,379,090	2,531,840	2,688,810	2,855,520
CMT (US$/Kwh)	**0.0040**	**0.0040**	**0.0043**	**0.0043**	**0.0043**

Período Tarifario 2005 - 2009

En el mes de octubre del año 2004, ENATREL dio fiel cumplimiento al arto. 118 de la Ley de la Industria Eléctrica (Ley 272); presentando y sometiendo a aprobación del INE el nuevo Régimen Tarifario de la Actividad de Transmisión para el período 2005 – 2009. En la misma se determinó la Inversión Reconocida (IR) y los Costos Reconocidos de OyM (CROM). Así mismo y de acuerdo a lo establecido en el TRA 5.3.7. y TRA 5.6.1 de la Normativa de Transporte, indico el cálculo de la Remuneración Anual General (RAG) y los Costos de Funcionamiento del CNDC (CAD).

De acuerdo a los cálculos y cantidades determinadas la Inversión Reconocida al inicio del período 2005 alcanzaron los US$ 251,579,685.11 millones de dólares americanos; por lo que ENATREL **sometió a aprobación una Anualidad de Inversión**

Reconocida de US$ 31,232,022.28 millones de dólares, determinada al aplicar a la IR una tasa de descuento del 12% y una vida útil de 30 años.

Así mismo de acuerdo al TRA 5.3.7. de la Normativa de Transporte, los Costos Reconocidos de Operación y Mantenimiento (CROM) fueron calculados como un porcentaje de la Inversión Reconocida; en vista de lo cual, ENATREL **solicitó unos tres puntos veinticinco por ciento (3.25%) de dicha inversión, por lo que el monto anual para las actividades de operación y mantenimiento de redes alcanzó la suma de US$ 8,176,339.77 millones de dólares.**

Tomando en cuenta el CROM y la anualidad de la IR, y el detalle presupuestario del CNDC la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL) **sometió a aprobación una Remuneración Anual General (RAG) de US$ 39,408,362.05 y un Costo Anual de Funcionamiento (CAD) de US$ 2,625,873.66 millones de dólares americanos.** En el año 2005 el Costo Total de Transmisión, CTT, alcanzó los US$ 42.034.235,71 millones de dólares y teniendo en cuenta una proyección de consumo de energía, para el año 2005 de 2.952.100,00 Megawatt-hora, **se obtiene un Costo Medio de Transmisión, CMT, de 0,01424 US$ / kilowatt-hora transportado.** En la tabulación 4, se observa un resumen del resultado obtenido.

Tabla 7.4. Costo Medio de Transmisión

COMPONENTE	AÑO 2005
Costo Anual de Capital (US$)	31.232.022,28
Costo Anual de O y M	8.176.339,77
Costo Anual de Funcionamiento del CNDC (US$)	2.625.873,66
Costo Total de Transmisión (US$)	42.034.235,71
Proyección Anual de Consumo de Energía (MWh)	2.952.100,00
Costo Medio de Transmisión (US$ / KWh) 0,01424	

7.3. Revisiones del Costo Medio de Transmisión 2007 -2022 (CMT)

- Según resolución emitida por el Instituto Nicaragüense de Energía, Ente Regulador, en sesión extraordinaria No. 5 del 29 de junio del año 2007, **dispone autorizar un peaje de transmisión de 5.1577 US$/MWh, vigente a partir del 1° de julio del 2007.**

- Según resolución emitida por el Instituto Nicaragüense de Energía, Ente Regulador, en sesión ordinaria No. 44 del 17 de diciembre del año 2008, **dispone autorizar un peaje de transmisión de 5.33515 US$/MWh, vigente a partir del 1° de Enero del 2009.**

- Según resolución emitida por el Instituto Nicaragüense de Energía, Ente Regulador, en sesión ordinaria No. 49 del 16 de diciembre del año 2009, **dispone autorizar un peaje de transmisión de 5.76305 US$/MWh, vigente a partir del 1° de Enero del 2010.**

- Según resolución emitida por el Instituto Nicaragüense de Energía, Ente Regulador, en sesión extraordinaria No. 3 del 22 de diciembre del año 2010, **dispone autorizar un peaje de transmisión de 6.372865 US$/MWh, vigente a partir del 1° de Enero del 2011.**

- Según resolución emitida por el Instituto Nicaragüense de Energía, Ente Regulador, en sesión ordinaria No. 1 del 5 de enero del año 2012, **dispone autorizar un peaje de transmisión de 6.63845 US$/MWh, vigente a partir del 6 de enero del 2012.**

- Según resolución emitida por el Instituto Nicaragüense de Energía, Ente Regulador, en sesión ordinaria No. 13 del 11 de abril del año 2013, **dispone autorizar un peaje de transmisión de 7.11480 US$/MWh, vigente a partir del 15 de abril del 2013.**

- Según resolución emitida por el Instituto Nicaragüense de Energía, Ente Regulador, en sesión ordinaria No. 49 del 18 de diciembre del año 2013, **dispone autorizar un peaje de transmisión de 7.90680 US$/MWh, vigente a partir del 1° de Enero del 2014.**

- Según resolución emitida por el Instituto Nicaragüense de Energía, Ente Regulador, en sesión ordinaria No. 36 del 17 de diciembre del año 2014, **dispone autorizar un peaje de transmisión de 8.22001 US$/MWh, vigente a partir del 1° de Enero del 2015.**

- Según resolución emitida por el Instituto Nicaragüense de Energía, Ente Regulador, en sesión ordinaria No. 48 del 16 de diciembre del año 2015, **dispone autorizar un peaje de transmisión de 8.55173 US$/MWh, vigente a partir del 1° de Enero del 2016.**

- **ENATREL** presentó en el mes de junio del año 2016 una solicitud para el Costo Medio de Transporte por el orden 8.89278 US$/MWh, sin embargo, el ente regulador no emitió resolución de ajuste que correspondía al primero de enero del **año 2017,** por lo tanto, a la fecha de elaboración de este documento el valor del peaje sigue siendo **8.55173 US$/MWh.**

- En diciembre del año **2017,** por medio de la resolución emitida por el Instituto Nicaragüense de Energía, Ente Regulador, en sesión ordinaria **No. 03-2017 JC** del 28 de diciembre del año 2017, **dispone autorizar un peaje de transmisión a ENATREL de 8.807055 US$/MWh, vigente a partir del 1° de Enero del 2018.**

- Según resolución **No-INE-CD-006-12-201**8 emitida por el Instituto Nicaragüense de Energía, Ente Regulador, en sesión ordinaria **No. 50-12-2018 JC** del 19 de diciembre del año 2018, **dispone autorizar un peaje de transmisión a ENATREL de 9.323145 US$/MWh, vigente a partir del 1° de Enero del 2019.**

- Según resolución **No-INE-CD-11-12-2019** emitida por el Instituto Nicaragüense de Energía, Ente Regulador, en sesión ordinaria **No. 49-12-2019JC** del 18 de diciembre del año 2019, **dispone autorizar un peaje de transmisión a ENATREL de 9.419696 US$/MWh, vigente a partir del 1° de enero del 2020.**

- Según resolución **No-INE-CD-08-12-2020** emitida por el Instituto Nicaragüense de Energía, Ente Regulador, en sesión ordinaria **No. 48-12-2020 JC** del 17 de diciembre del año 2020, **dispone mantener el peaje de transmisión a ENATREL durante el año 2021 con un valor de 9.419696 US$/MWh, el cual fue aprobado mediante resolución No. INE-CD-11-12-2019 en diciembre de 2019 y válido desde el 1° de enero del 2020.**

- El 4 de febrero del 2022 el INE remitió comunicación **PCD-INE-018-02-2022** donde informa a la presidencia ejecutiva de ENATREL que los proyectos sometidos en junio del 2021 contenidos en el Plan de Obras 2022 presentado por ENATREL, han sido aprobados por el ente Regulador. Sin embargo, dicha comunicación no mencionó nada sobre el reconocimiento de dichas inversiones, por tanto, el peaje sigue siendo el mismo que el aprobado mediante resolución **No. INE-CD-11-12-2019 en diciembre de 2019 y válido desde el 1° de enero del 2020.**

- El INE remitió comunicación donde informa a la presidencia ejecutiva de ENATREL que los proyectos sometidos en junio del 2022 contenidos en el Plan de Obras 2023 presentado por ENATREL, han sido aprobados por el ente Regulador. Sin embargo, dicha comunicación no mencionó nada sobre el reconocimiento de dichas inversiones, por tanto, el peaje sigue siendo el mismo que el aprobado mediante resolución **No. INE-CD-11-12-2019 en diciembre de 2019 y válido desde el 1° de enero del 2020.**

7.4. Costo Medio De Transmisión 2024 (CMT-Peaje) Solicitado Por ENATREL.

Para el año 2024 ENATREL solicita un CMT de **10.527669 US$/MWh** equivalente a **55.986 millones de dólares**, según la siguiente tabla:

Tabla 7.4

Inversión Reconocida al 2022* (US$)	802,002,352.84
Índice de Actualización (IA)	1.00000000
Inversión Reconocida 2023 ajustada con IA * (US$)	802,002,352.84
Inversión durante el año 2023** (US$)	34,230,897.11
Inversión Reconocida al 1o. de enero 2023 (US$)	836,233,249.95
Anualidad de la IR (1.021366 %, 30 años) (US$)	32,503,697.33
Costo Reconocido de O y M (US$)	20,905,831.25
Costo Anual de Func. del CNDC (US$)	2,526,479.97
SUB - TOTAL ANUAL (US$)	55,936,008.55
Pago de Intereses y Comisiones Bancarias	50,135.84
TOTAL ANUAL (US$)	**55,986,144.39**
Demanda Proyectada 2024 (MWh)	5,318,000.00
Costo Medio de Transmisión 2024 US$/MWh	**10.527669**

8. OBRAS PERIODO 2024-2028 (En Construcción, Licitación y Gestión de Financiamiento)

En el mediano plazo (5 años) entrarán en operación 28 proyectos los cuales se encuentran en procesos de construcción, licitación y gestión de financiamiento y representan una inversión total de 599.93 millones de dólares, dichas inversiones se detallan en el presente capítulo.

40. Tabla 8

41. Proyectos 2024-2028

No.	Nombre del Proyecto	NUEVA SE	MVA a Instalar	Km de Línea	Financ. Local (kUS$)	Financ. Externo (kUS$)	Inversión Total (kUS$)	Fuente de Financ.	Año PROBABLE de Final.
1	Ampliación de capacidad de transmisión de las subestaciones La Esperanza y La Gateada, y de la Línea de Transmisión La Gateada – La Esperanza a 138 kV	2	70	77	3,531.91	24,626	28,158	INDIA-ENATREL	2024
2	Construcción de subestación El Tortuguero 138kV, construcción de Línea de Transmisión La esperanza - El Tortuguero en 138 kV y ampliación de la subestación La Esperanza	1	15	100	2,090.75	20,500	22,591	OFID	2024
3	Ampliación de la Capacidad Operativa del Centro Nacional de Despacho de Carga	-	-	-	-	13,489	13,489	BCIE	2025
4	Construcción de subestación Bluefields en 138kv, construcción de la línea la esperanza-Bluefields en 138 kV y ampliación de la subestación La Esperanza	1	25	78	507.05	26,611	27,118	BCIE	2025
5	Aumento de la Capacidad de la Línea Acahualinca –Managua	-	-	-	138.16	6,770	6,908	Sin Financ.	2025
6	Construcción de Subestación Pantasma 138 kV	1	30	47.5	884.73	13,408	14,293	Sin Financ.	2025

7	Construcción de Subestación Tola y Línea de transmisión Rivas - Tola - San Juan del Sur en 138 KV	-	40	37	1,106.26	18,452	19,558	Sin Financ.	2025
8	Construcción de Subestación Jiquilillo y Obras conexas.	1	25	45	869.00	16,510	17,379	Sin Financ.	2025
9	Construcción de Línea de transmisión 230 kV de la Subestación Boaco a la Subestación La Gateada	-	170	152	2,493.00	47,365	49,858	Sin Financ.	2025
10	Construcción Subestación San Francisco Libre, Línea de Transmisión 138 kV Y Obras Conexas.	1	15	10	879.44	9,555	10,435	Sin Financ.	2025
11	Construcción de Subestación San Miguelito 138KV, Subestación Acoyapa II y Línea Acoyapa-San Miguelito en 138 KV.	2	30	86.5	1,225.91	29,346	30,572	Sin Financ.	2025
12	Construcción de Subestación San Carlos 138KV, Construcción de Línea San Miguelito-San Carlos en 138 KV y Ampliación de la Subestación San Miguelito	1	15	48	797.29	15,534	16,331	Sin Financ.	2025
13	Aumento de la Capacidad de las Líneas Catarina-Nandaime y Nandaime-Rivas	-	-	-	76.36	4,356	4,433	Sin Financ.	2025
14	Ampliación de Capacidad de la Línea Tipitapa-Guanacastillo-Masaya	-	-	-	126.66	1,938	2,065	Sin Financ.	2025
15	Construcción de Subestación Gis Corinto 138 KV, Línea de Transmisión 138 kV y Obras Conexas	1	25	0.45	250.72	8,107	8,357	Sin Financ.	2025
16	Construcción Líneas 230kV Terrabona-Mulukuku y Boaco-Mulukuku	-	100	283	4,400.57	97,202	101,603	Sin Financ.	2025
17	Construcción de Subestación Nueva Guinea 138KV, Construcción de Línea La Gateada-Nueva Guinea en 138 KV y Ampliación de la	1	15	55	829.01	16,650	17,479	Sin Financ.	2026

	Subestación La Gateada								
18	Conversión de las Subestaciones Leon II, La Paz Centro y Nagarote I a 138kV y construcción de 63km de Línea de Transmisión en 138kV.	3	70	63.2	3,041.51	36,255	39,297	Sin Financ.	2026
19	Aumento de la capacidad de transformación las subestaciones: Granada, Las Colinas, Masaya, Masatepe, Mateare 1, Nandaime, Estelí , Chinandega	-	320	-	453.42	24,944	25,398	Sin Financ.	2026
20	Adquisición de 1 Subestación Móvil de 30 MVA	-	-	-	200.00	4,000	4,200	Sin Financ.	2026
21	Ampliación Y Refuerzo en Subestación MATEARE I (LINEA MATEARE I INTERCEPTA LBS-TCP 230 kV))	-	-	16.5	2,406.32	9,315	11,722	Sin Financ.	2026
22	Construcción de Subestación KUKRAHILL 138 kV, Construcción de línea LA ESPERANZA-KUKRAHILL en 138 kV Y Ampliación de la subestación LA ESPERANZA	1	20	55	1,851.07	15,072	16,923	Sin Financ.	2026
23	Construcción de línea de 230 kV Terrabona – Malpaisillo – Interconexión Honduras	-	150	120	2,780.33	46,717	49,497	Sin Financ.	2027
24	Construcción de subestación Guanacastillo y obras conexas	1	40	1.5	326.52	6,204	6,530	Sin Financ.	2027
25	Construcción de la subestación GIS Metropolitana, línea de transmisión soterrada en 138kV y obras conexas.	1	40	5	1,017.78	19,474	20,492	Sin Financ.	2027
26	Construcción subestación Mateare II y línea 138 kV en doble circuito	1	40	1.5	270.17	5,133	5,403	Sin Financ.	2027

27	Construcción de Subestación EL AYOTE 138 kV, Construcción de línea EL AYOTE - Apertura de línea La Esperanza - El Tortuguero en 138 kV	1	20	40	1,016.97	13,573	14,590	Sin Financ.	2028
28	Construcción de la Subestación GIS Santo Domingo, Línea de Transmisión Soterrada en 138kV y Obras Conexas. (Managua)	1	40	0.6	885.05	14,367	15,252	Sin Financ.	2028
	TOTAL	**21**	**1,315**	**1,322.75**	**34,456**	**565,474**	**599,930**		

42.

8.1. - Ampliación de Capacidad de Transmisión de Línea La Gateada – La Esperanza a 138 kV.

- **Introducción**

El poblado de La Esperanza, pertenece al municipio EL RAMA el cual se ubica en la Región Autónoma de la Costa Caribe Sur (RACCS), a 292 km de Managua capital de la República. El municipio tiene una extensión territorial de 5,618 Km2, con una población de 59,089, de los cuales el 34.4 % es población urbana y el 65.6 % población rural.

El servicio de energía eléctrica en el municipio de EL RAMA es suplido a través de la subestación La Esperanza (S/E EPZ), con un transformador de 6.25 MVA. La subestación se encuentra conectada al sistema Nacional de Transmisión (SNT) en 69 kV a través de la línea La Gateada - La Esperanza (L6170).

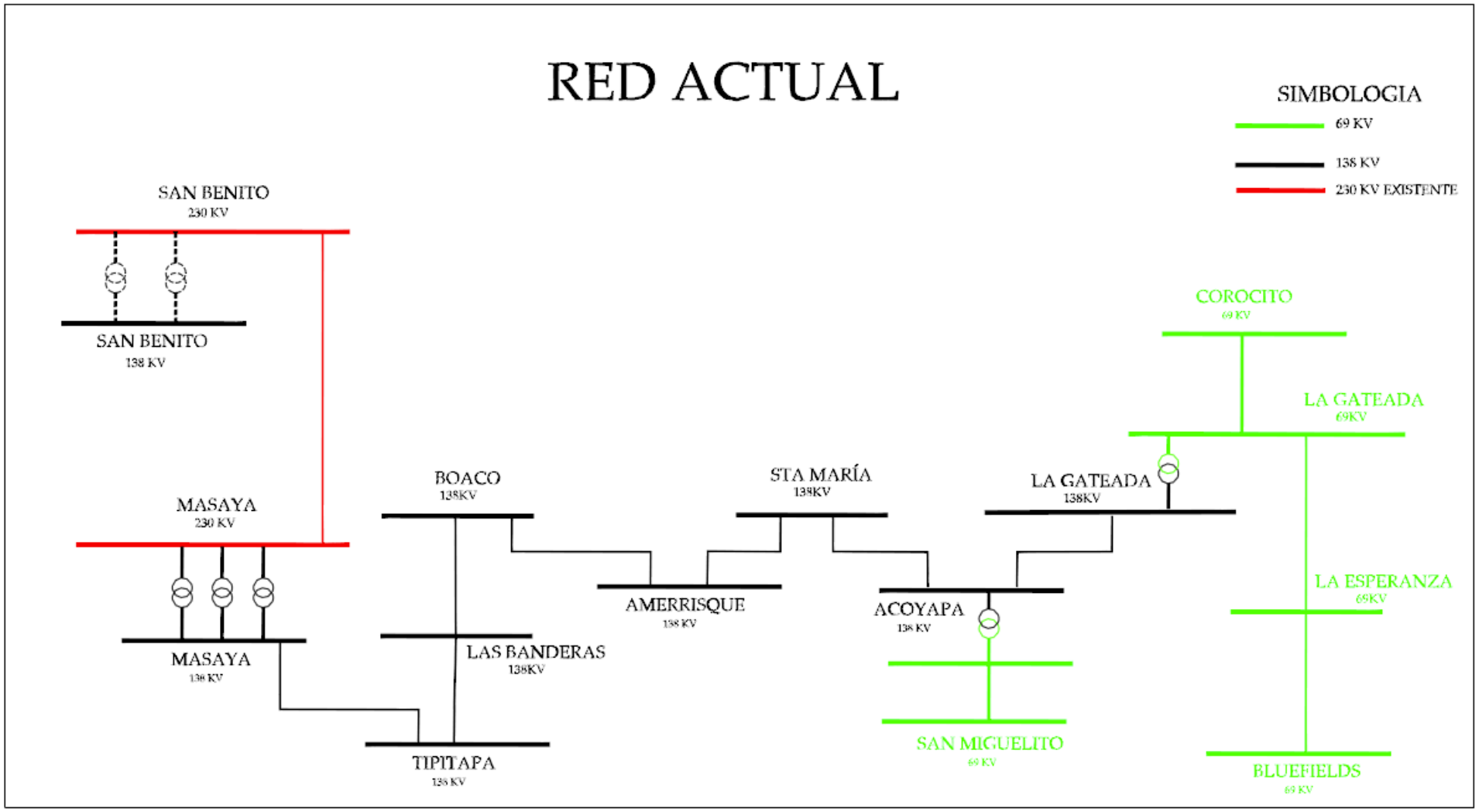
La ampliación de la cobertura del servicio de electricidad y la inversión en fuentes renovables de generación eléctrica, son componentes claves dentro de los planes estratégicos de desarrollo de Nicaragua, sin embargo, el tema se convierte en un reto para el gobierno en el contexto de los recursos financieros, lo cual implica que para la asignación eficiente de dichos recursos deban realizarse estudios técnicos y económicos que conlleven a invertir en proyectos procurando el máximo de rentabilidad económica-financiera, además se debe procurar que la inversión que se realiza consiga el mayor beneficio socioeconómico posible.

Situación Actual

La Subestación La Esperanza alimenta los poblados de El Rama, La Esperanza, El Recreo, Kukrahill y zonas aledañas, por medio de un transformador de 6.25 MVA 69/24.9 kV, Marca General Electric, el cual posee actualmente 40 años de operación.

La línea de 69 kV La Gateada – La Esperanza fue construida dentro del Plan Nacional de Electrificación Rural desarrollado a finales de los setenta e inicios de los ochentas; esta línea posee actualmente 38 años de servicio y fue construida en postes de madera, debido a la antigüedad de las estructuras de madera muchas se encuentran muy deterioradas.

Situación sin proyecto



- **Justificación**

En la zona de influencia de las Subestaciones La Esperanza y Bluefields existen aproximadamente 183 comunidades sin el servicio de energía eléctrica. Además, Existen proyectos hidroeléctricos en la zona, entre ellos se encuentra la pequeña central Salto Molejones ubicado en el poblado de Wapí con una capacidad de 450 kW, y otras hidroeléctricas identificadas tales como Piedra Fina (44 MW), Piedra Puntuda (15 MW) y Valentín (24 MW), las cuales se conectarán a la línea La Gateada - La Esperanza.

La Hidroeléctrica Piedra Puntuda cuenta con estudio de factibilidad y posee licencia de generación por 30 años.

La línea La Gateada – La Esperanza posee un conductor 4/0 ASCR y su capacidad de transporte de potencia es de 20 MW; por lo que para conectar estos proyectos hidroeléctricos al SIN se requiere aumentar la capacidad de transporte de esta línea.

Adicionalmente, en los poblados de La Esperanza, Bluefields, Kukrahill, El Rama y zonas aledañas se encuentran sin electrificar que requieren de la conversión de dicha subestación en 138 kV y de nuevas subestaciones en la Costa Caribe Sur.

Con la construcción de una nueva S/E La Esperanza en 138 kV se podrá realizar la conexión de las nuevas subestaciones El Tortuguero, Kukrahill y Bluefields consideradas en el Plan de Expansión de Transmisión.

Considerando lo anterior, sumado la antigüedad de las estructuras de madera de la línea La Gateada – La Esperanza, se necesita realizar la conversión de la línea La Gateada-La Esperanza de 69 a 138 kilovoltios, esto disminuirá las pérdidas en el Sistema de 69 kV, permitirá la integración de fuentes renovables y la conexión de subestaciones futuras.

Además, se ampliará la capacidad de la Subestación La Esperanza al sustituir el transformador de distribución de 6.25 MVA 69/24.9 kV por uno de 10/15 MVA 138/24.9 kV.

Para realizar la construcción de la Línea La Gateada-La Esperanza a 138 kV se requiere de una nueva subestación La Gateada II, ya que la actual subestación de la Gateada no posee espacio ni tampoco se podría realizar la compra de terreno

adyacente ya que no existen las condiciones en su ubicación actual.

Costado Trasero y lateral de la Actual Subestación La Gateada

Costado Frontal de la Actual Subestación La Gateada

Por otro lado, al ir incrementando la demanda en esta zona los niveles del voltaje de las Subestaciones La Esperanza y Bluefields, en horas de demanda máxima estarán por abajo del 5%, es decir por debajo de la condición de desempeño mínimo que especifica la normativa de operación.

Se requiere la reinstalación del banco de compensación reactiva de 1MVAr existente en la Gateada I a la barra de 24.9kV de la nueva S/E Gateada II. Así mismo es necesario la instalación de un banco de compensación 5MVAr de la S/E Benjamín a la barra de 69kV de la Gateada I (existente).

- **Objetivos**

Objetivo general

- Mejorar la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico a los usuarios que actuales y nuevos usuarios de las comunidades rurales en los poblados de La Esperanza, El Rama, Kukrahill, Bluefields y zonas aledañas.

Objetivos Específicos

- Dotar de infraestructura eléctrica con capacidad para la conexión de pequeños proyectos de generación hidroeléctrica.
- Mejorar el nivel de voltaje en las Subestaciones de La Esperanza y Bluefields.
- Disminuir las pérdidas de transmisión.
- Disminuir los índices de falla de la línea La Gateada – La Esperanza.
- Crear las condiciones para la expansión del Sistema de Transmisión en la Costa Caribe Sur.
- Aumentar la calidad y la fiabilidad del suministro de energía.

- **Población Beneficiada**

Los clientes directamente beneficiados son los que se abastecen de la actual subestación La Esperanza los que suman más de 6,129; así mismo serán indirectamente beneficiados los clientes de la subestación La Gateada (7,011 clientes) y Bluefields (10,842). En total con el presente proyecto se beneficiará a

23,793 clientes con un servicio de energía eléctrica de mayor calidad y más confiable.

Así mismo la conversión de las líneas La Gateada-La Esperanza, creará las condiciones para la conexión de proyectos Hidroeléctricos tales como (Piedra Puntuda, Valentín y Piedra Fina). Por otro lado, la subestación quedara con la capacidad para abastecer a nuevos usuarios de las zonas circundantes y se podrán conectar a la SE La Esperanza las futuras subestaciones El Tortuguero y Kukrahill.

- **Alcances**

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, instalación electromecánica, pruebas y puesta en servicio, para la construcción de:

- Nueva subestación La Esperanza II en 138/24.9 kV.
- Nueva subestación La Gateada II en 138/24.9 kV.
- Ampliación de la Subestación La Gateada I.
- Línea de transmisión de 138 kV de 66 kilómetros entre las Subestaciones de La Gateada II y La Esperanza II, en torres de celosía y postes.
- Línea de transmisión 138 kV de 2 km, doble circuito, entre Subestación La Gateada II y Subestación La Gateada I.

Obra 1: Nueva Subestación La Esperanza II en 138/24.9 Kv

- Adquisición de Terreno de la Subestación.
- 1 Barra de 138 kV con transformadores de potencial.
- 1 Bahía de Línea en 138 kV, con interruptor y seccionador bypass, para la línea proveniente de la Subestación La Gateada II.
- 1 Bahía de transformación 138/24.9 kV.
- 1 transformador de potencia de 10/15 MVA, 138/24.9 KV, con cambiador automático de Tap bajo carga.
- 7 Metalclad 24.9 KV Switchgear, indoor type. (Incluye 4 salidas de distribución, 1 celda de entrada del transformador de potencia, 1 celda para transformador de servicios propios, 1 Celda de Medición).

- Sistema integrado de control y protección, incluyendo todos los Paneles de Mando, Control, Protección y Medición.
- Servicios Auxiliares de Corrientes AC y DC.
- Banco de Baterías, Rectificador- Cargador con accesorios
- Sistema de Iluminación perimetral de las nuevas Bahías.
- Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo.
- Sistema de Comunicación.
- Sistema de Automatización.
- Estructuras Metálicas Mayores y Soporte de Equipos.
- Todas las obras grises (Movimiento de Tierra, Edificio de Control, Calles, andenes, Muro Perimetral, Fundaciones de Equipos, Bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de la Subestación).

Obra 2: Nueva Subestación La Gateada II en 138/24.9 kV

- Adquisición de Terreno para la Subestación.
- 2 Barra de 138 kV con transformadores de potencial.
- 1 Bahía de Acople de Barras en 138 kV
- 3 Bahías de Líneas en 138 KV en esquema de doble barra, con interruptor y seccionadores bypass: una para la línea proveniente de la Subestación La Gateada I, una para la línea hacia la Subestación Acoyapa y otra línea hacia la nueva Subestación La Esperanza II.
- 1 Bahía de transformación 138/24.9 kV, (en esquema de doble barra en la parte de 138 kV).
- 1 transformador de potencia de 10/15 MVA, 138/24.9 KV, con cambiador automático de Tap bajo carga.
- 7 Metalclad 24.9 KV Switchgear, indoor type. (Incluye 4 salidas de distribución, 1 celda de entrada del transformador de potencia, 1 celda para transformador de servicios propios, 1 Celda de Medición).
- Traslado e Instalación del Banco de Compensación Reactiva de 1MVAr actualmente instalado en la barra de 24.9 kV de la Subestación La Gateada I a la Subestación La Gateada II.
- Sistema integrado de control y protección, incluyendo todos los Paneles de Mando, Control, Protección y Medición.
- Servicios Auxiliares de Corrientes AC y DC.

- Banco de Baterías, Rectificador- Cargador con accesorios.
- Sistema de Iluminación perimetral de las nuevas Bahías.
- Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo.
- Sistema de Comunicación.
- Sistema de Automatización.
- Estructuras Metálicas Mayores y Soporte de Equipos.
- Todas las obras grises (Movimiento de Tierra, Edificio de Control, Calles, andenes, Muro Perimetral, Fundaciones de Equipos, Bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de la Subestación).

Obra 3: Ampliación Subestación La Gateada I:

- 1 transformador 20/25 MVA 138/69 KV, con cambiador automático de Tap bajo carga.
  Este transformador deberá ser igual en capacidad y en especificaciones al transformador de 138/69kV de la Subestación Bluefields 138 kV Futura (Proyecto BID)
- 1 Bahía de transformación 138/69 kV.
- 1 Bahía de Línea en 138 kV, con interruptor y seccionador bypass, para la línea proveniente de la Subestación La Gateada II. *(Se debe realizar este trabajo para la posterior operación en Anillo con el proyecto Bluefields 138 kV)*

- Traslado de los almacenes y montaje de un banco de compensación de 5MVAr en la barra de 69 kV. *(Suministro adquirido con proyecto BID para la Rehabilitación de los bancos de la SE Benjamín Zeledón)*
- Bahía de 69 kV, Interruptor y seccionadores para la instalación del banco de compensación en la Barra de 69kV.

  Se desmontará la bahía de trasformación 138/24.9kV y las celdas de distribución 24.9 kV existentes

Obra 4: Líneas de transmisión 138 kV

- 66 km de línea de transmisión en 138kV, simple circuito, desde la Subestación La Gateada II a la Subestación La Esperanza II, utilizando torres de celosía y postes, con conductor ASCR 556,5 kcmil y cable de guarda tipo OPGW.

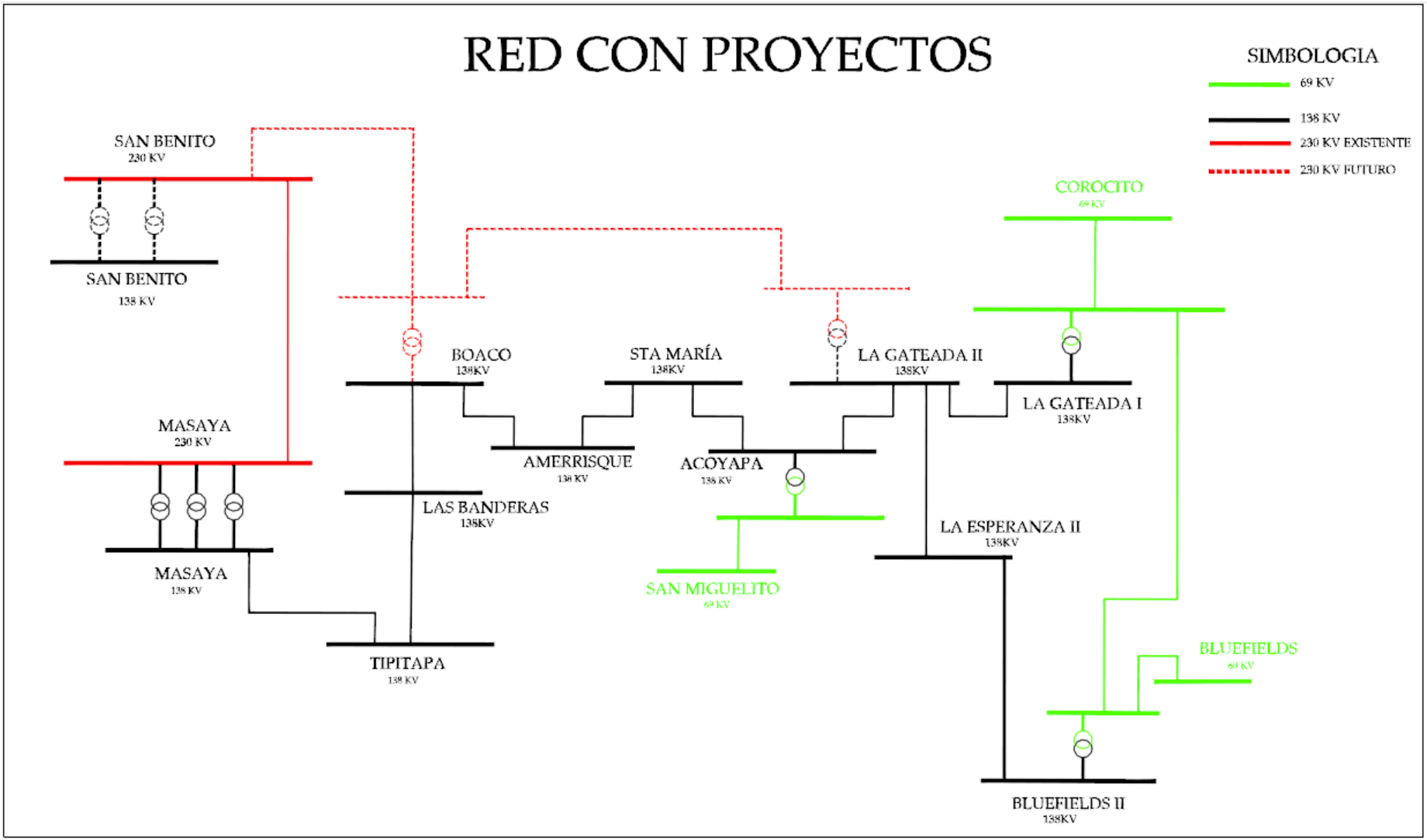
- 2 km de línea de transmisión en 138 KV, doble circuito, entre las subestaciones La Gateada I y la Gateada II, utilizando conductor ASCR 556,5 kcmil y cable de guarda tipo OPGW.

➢ **Costos del proyecto**

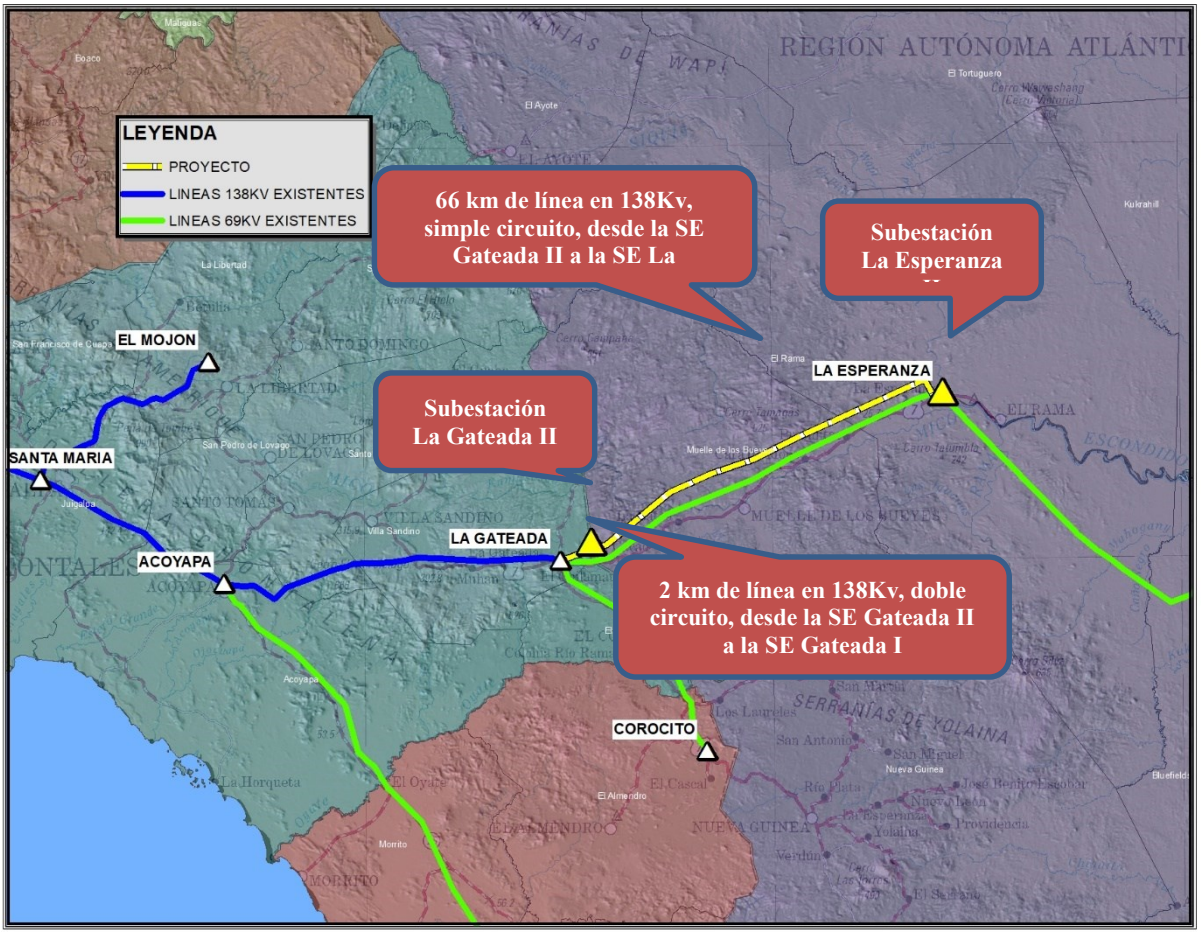
El costo del proyecto es de US$ **28.157** millones de dólares, de los cuales US$ **24.626** millones de dólares serán cubiertos con financiamiento externo y US$ **3.531** millones de dólares con financiamiento local.

Proyecto		
Construcción de Subestación Central y Obras Conexas	**Fuente de Financiamiento**	**Costos $**
Moneda Extranjera	INDIA	**24626,008**
Moneda Local	Recursos del Tesoro	**2592,228**
Moneda Local	Recursos Propios	**939,686**
	Costo Total $	**28157,921**

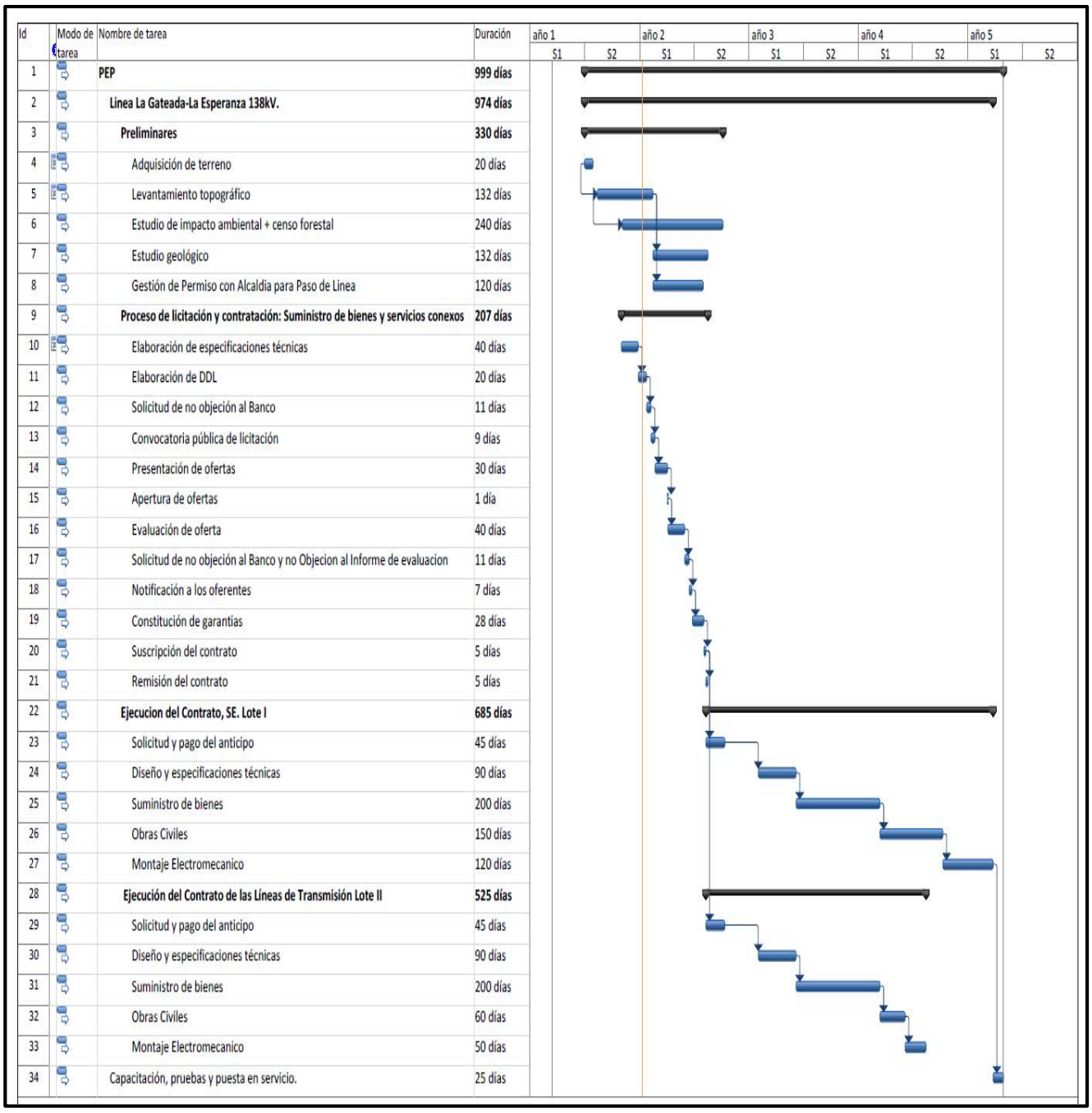
- **Situación con proyecto**



➢ **Mapa de localización**

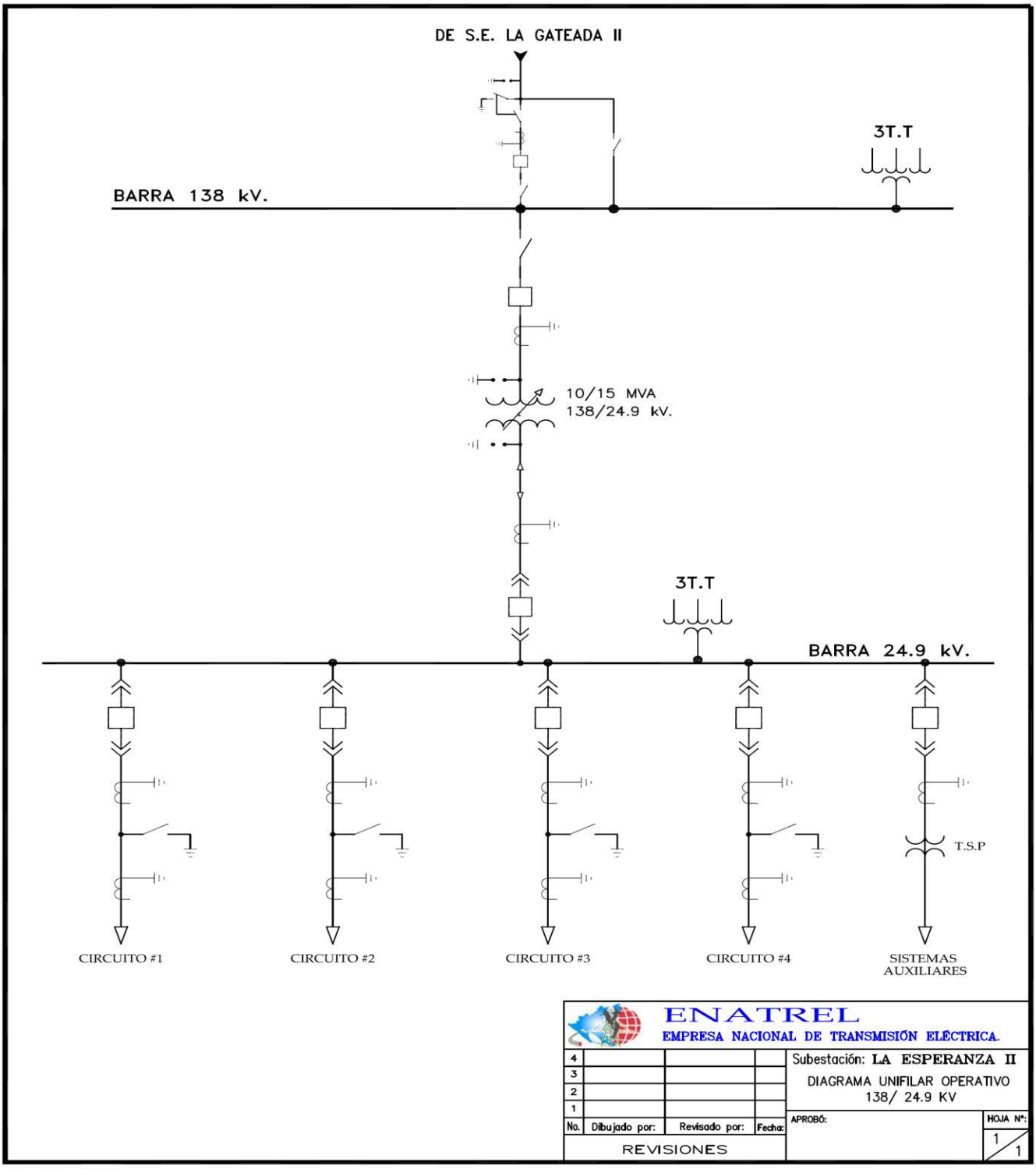


➢ Cronograma de ejecución

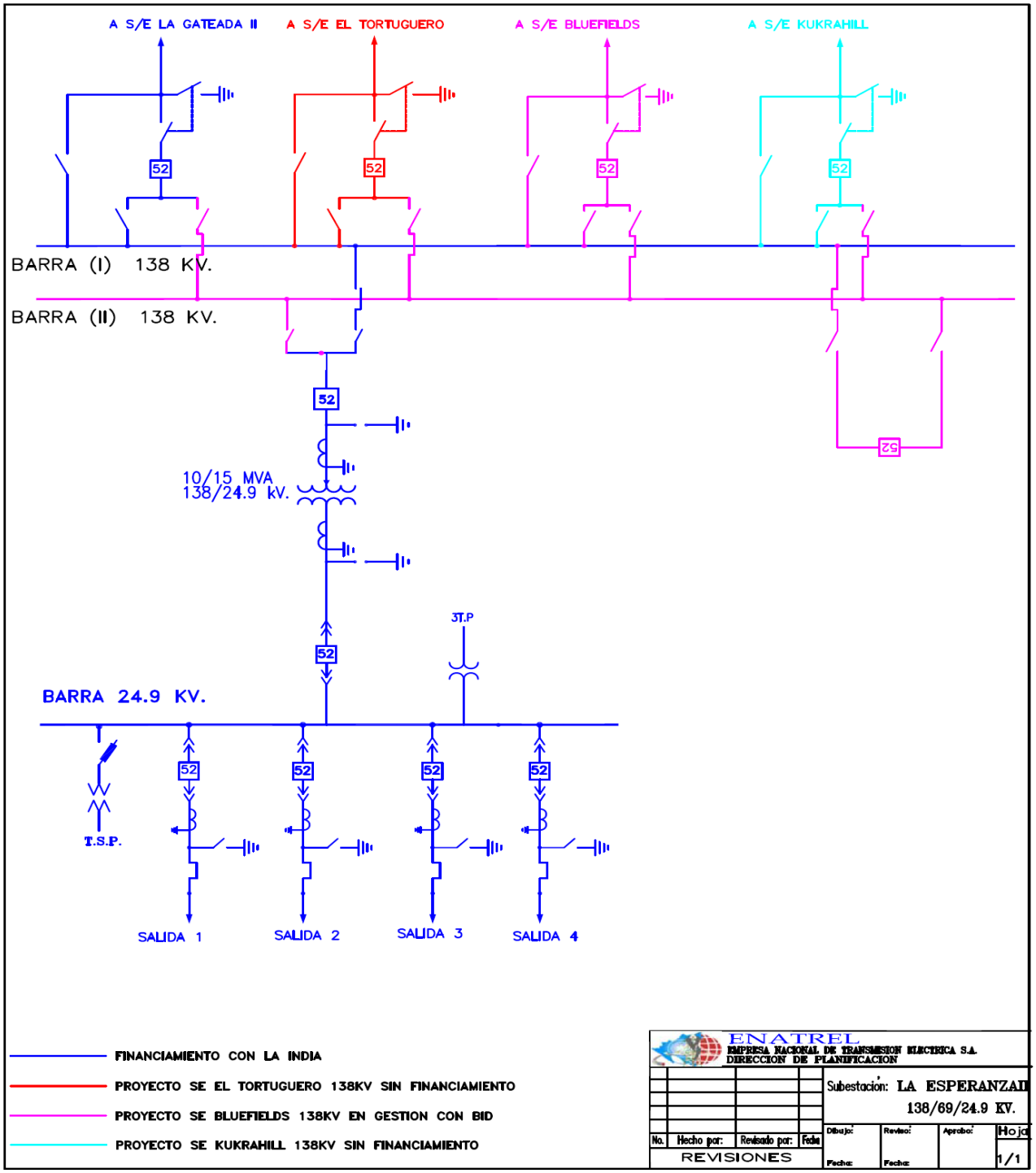


Id	Modo de tarea	Nombre de tarea	Duración
1		**PEP**	**999 días**
2		**Linea La Gateada-La Esperanza 138kV.**	**974 días**
3		**Preliminares**	**330 días**
4		Adquisición de terreno	20 días
5		Levantamiento topográfico	132 días
6		Estudio de impacto ambiental + censo forestal	240 días
7		Estudio geológico	132 días
8		Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	120 días
9		**Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos**	**207 días**
10		Elaboración de especificaciones técnicas	40 días
11		Elaboración de DDL	20 días
12		Solicitud de no objeción al Banco	11 días
13		Convocatoria pública de licitación	9 días
14		Presentación de ofertas	30 días
15		Apertura de ofertas	1 día
16		Evaluación de oferta	40 días
17		Solicitud de no objeción al Banco y no Objecion al Informe de evaluacion	11 días
18		Notificación a los oferentes	7 días
19		Constitución de garantias	28 días
20		Suscripción del contrato	5 días
21		Remisión del contrato	5 días
22		**Ejecucion del Contrato, SE. Lote I**	**685 días**
23		Solicitud y pago del anticipo	45 días
24		Diseño y especificaciones técnicas	90 días
25		Suministro de bienes	200 días
26		Obras Civiles	150 días
27		Montaje Electromecanico	120 días
28		**Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión Lote II**	**525 días**
29		Solicitud y pago del anticipo	45 días
30		Diseño y especificaciones técnicas	90 días
31		Suministro de bienes	200 días
32		Obras Civiles	60 días
33		Montaje Electromecanico	50 días
34		Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	25 días

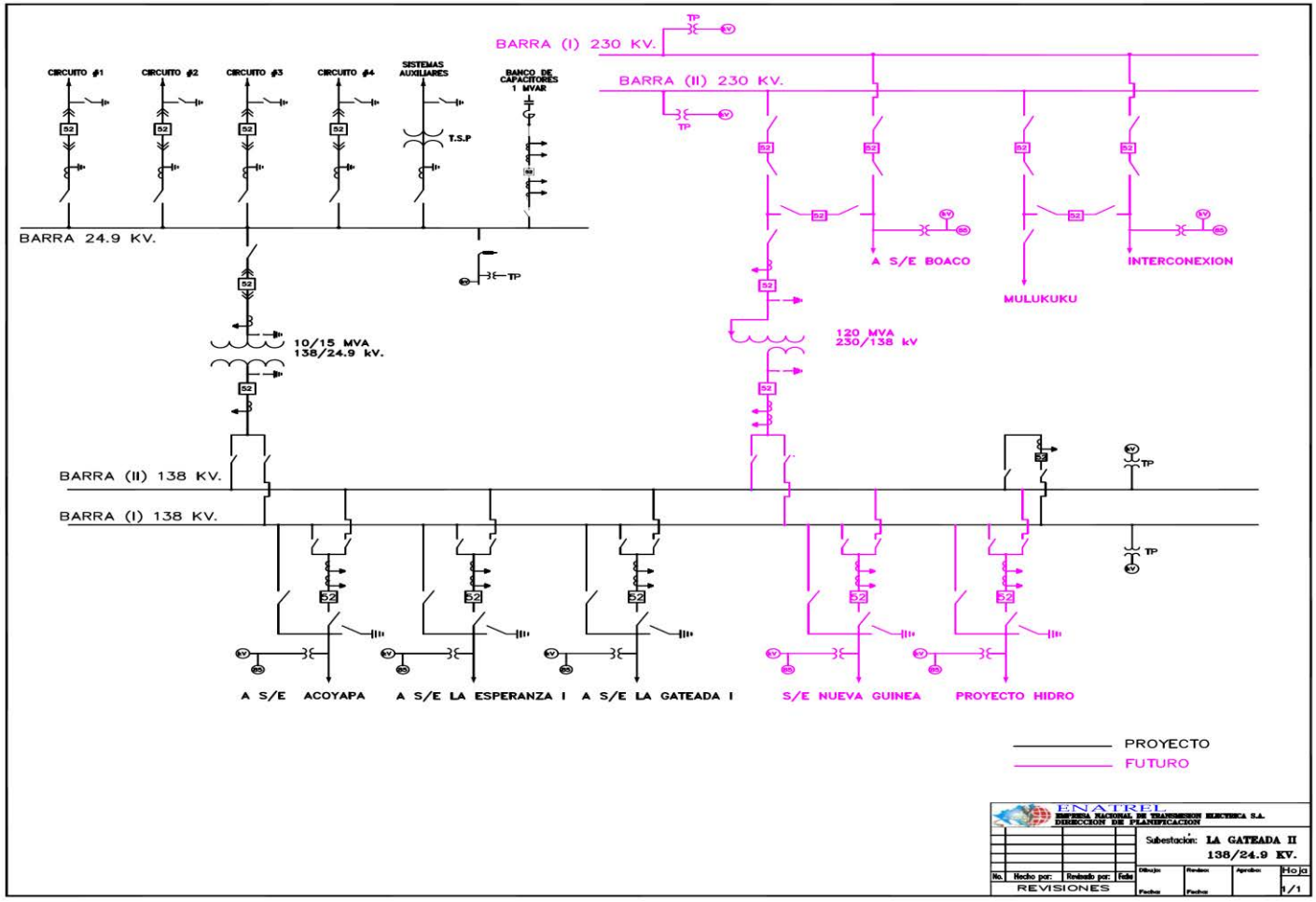
➢ **Diagrama Unifilar nueva Subestación La Esperanza II**



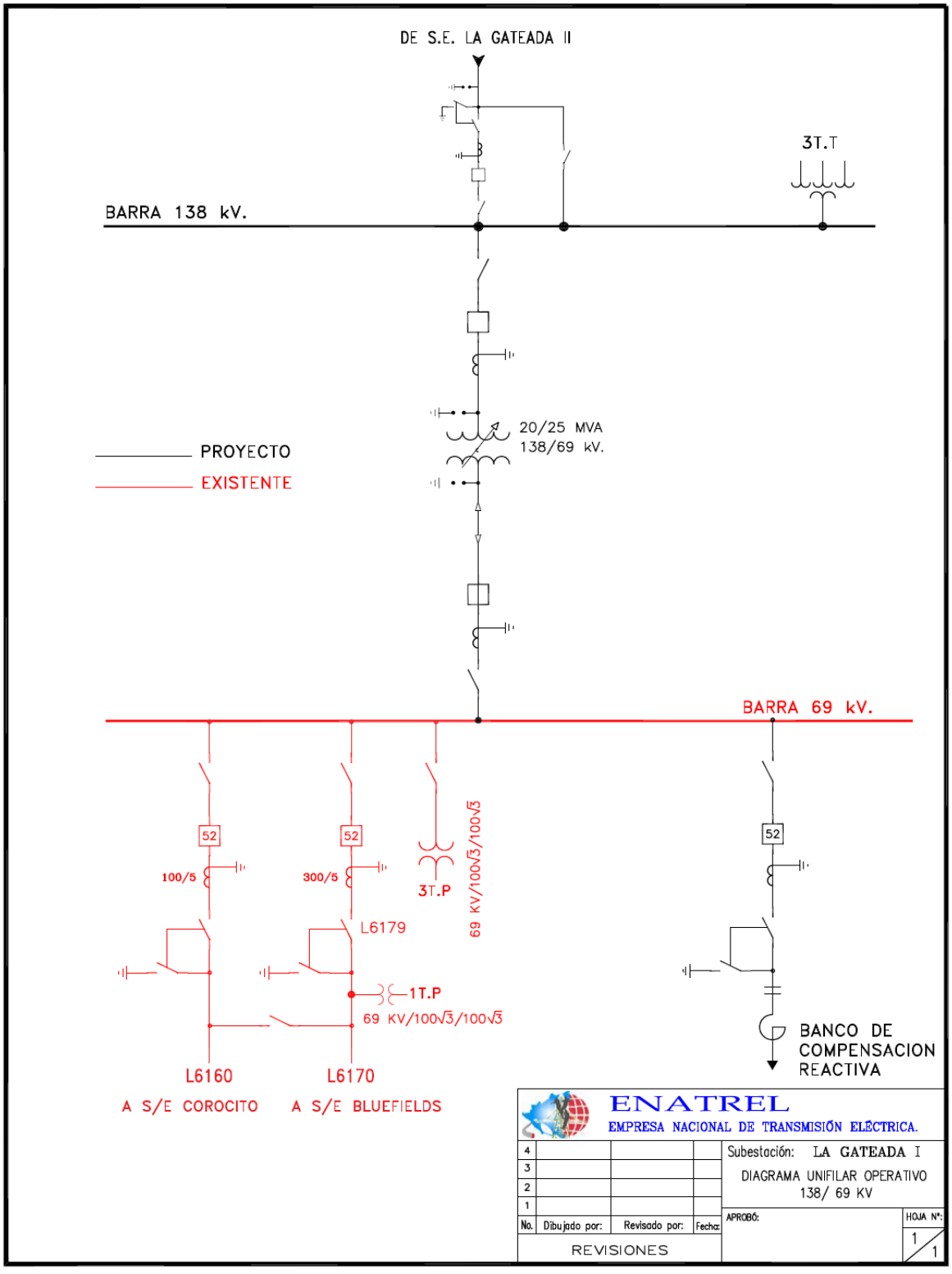
- **Diagrama Unifilar FUTURO de Subestación La Esperanza II con proyectos del Plan de Expansión**



- **Diagrama Unifilar nueva Subestación La Gateada II**



➢ **Diagrama Unifilar Subestación La Gateada I**



8.2.- Construcción Subestación El Tortuguero 138 kV, Construcción de línea La Esperanza- El Tortuguero en 138 kV y Ampliación de la Subestación La Esperanza.

- **Introducción**

La Región Autónoma de la Costa Caribe Sur (RACCS), está conectada al Sistema Nacional de Transmisión por 162 Km de línea de transmisión a través de las subestaciones La Esperanza y Bluefields.

La gran extensión de terreno de la Región Autónoma de la Costa Caribe Sur (RACCS), no permite que las comunidades más alejadas estén conectadas al SNT (Sistema Nacional de Transmisión) a través de las subestaciones La Esperanza y Bluefields. Existen zonas que se suplen de energía eléctrica a través de sistemas aislados de media tensión en 24.9 KV los cuales son operados por la DOSA (Dirección de Operación de Circuitos Aislados), tal es el caso de Orinoco y Karawala.

En el año 2013, se conectó el sistema eléctrico de El Tortuguero al SNT, mediante la construcción de una red de 63km de distancia, la cual se conectó a la red de la PCH de Wapi. El sistema de distribución de El Tortuguero es administrado y operado por la DOSA.

- **Objetivos**

General

- Suministrar energía confiable y segura a los usuarios que actualmente tienen el servicio de energía eléctrica y a los nuevos usuarios de las comunidades rurales de El Tortuguero, La Cruz de Rio grande y sectores aledaños.

Específicos

- Garantizar un suministro de energía eléctrica confiable y seguro en la zona de El Tortuguero.
- Permitir la conexión de nuevos clientes, ampliando la capacidad de transmisión en esta región del país
- Mejorar la calidad del servicio de los usuarios que poseen el servicio de Energía eléctrica.

- Incrementar el uso productivo de la electricidad en las zonas rurales.
- Crear la infraestructura en transmisión para la conexión de la planta hidroeléctrica El Tortuguero.

➢ **Identificación del problema**

Las subestaciones instaladas en la Región Autónoma de la Costa Caribe Sur (RACCS), La esperanza y Bluefields, no suplen las necesidades de demandas del suministro eléctrico a las zonas más aisladas, debido a que se requiere expandir el Sistema de Transmisión para llegar a mas comunidades con el servicio eléctrico ya que las redes de distribución se encuentran agotadas debido a la extensión que poseen.

Además de ello las comunidades del Kukrahill, Karawala, Tasbapauni, Sandy Bay, Set Net Point, Pueblo Nuevo, Laguna de Perlas, Orinoco, El Tortuguero y La Cruz de Rio Grande se encuentran alejadas de estas subestaciones, como resultado se presenta una mala calidad en el servicio de distribución.

Existen comunidades que tienen el servicio de energía eléctrica pero no cuentan con este las 24 horas al día ya que sufren interrupciones de la energía por largos periodos de hora lo que representa una pérdida de producción para las zonas afectadas e impide el buen desarrollo económico de las mismas.

➢ **Justificación**

El circuito que alimenta el poblado de El Tortuguero tiene más de 80km de distancia, desde la Subestación La Esperanza, lo que limita el desarrollo de la electrificación rural en la zona, ya que no se pueden seguir expandiendo las redes de distribución. El sistema del poblado El Tortuguero se conectó al Sistema Interconectado Nacional recientemente atreves de las redes de la pequeña Hidroeléctrica Wapi.

El Fondo para el Desarrollo de la Industria Eléctrica (FODIEN) está desarrollando los estudios de la central hidroeléctrica Salto Bosaya en el Municipio de El Tortuguero la cual tendrá una potencia de 5.5MW. La conexión de esta planta no se podría realizar al Sistema de 24.9kV de El Tortuguero ya que no cuenta con la capacidad y las perdidas serian demasiado altas.
La construcción de una nueva subestación en el municipio de El

Tortuguero permitirá que estos proyectos de pequeñas centrales eléctricas logren integrarse al sistema sin mayor inconveniente para suplir la demanda de estas comunidades.

La ampliación de la cobertura del servicio de electricidad y la inversión en fuentes renovables de generación eléctrica, son componentes claves dentro de los planes estratégicos de desarrollo de Nicaragua, sin embargo, el tema se convierte en un reto para el gobierno en el contexto de los recursos financieros, lo cual implica que para la asignación eficiente de dichos recursos deban realizarse estudios económicos que conlleven a invertir en proyectos procurando el máximo de rentabilidad financiera, sin embargo este zona del caribe la inversión que se realiza debe procurar analizar el máximo beneficio socioeconómico posible.

Al realizar la construcción e integración de la nueva subestación El Tortuguero se reducirán las distancias de los circuitos de distribución y se podrán integrar a estos sistemas nuevos clientes que no cuentan con este servicio, donde se proyecta alcanzar comunidades que no han sido electrificados y que se podrán incluirse en los programas de electrificación. Dentro de estos, se podrá incluir la electrificación a la comunidad de La Cruz de Rio Grande por su cercanía al Tortuguero.

- **Población Beneficiada**

Con la ejecución de este Proyecto, se beneficiará aproximadamente a más de 1,300 clientes pertenecientes a las comunidades del municipio El Tortuguero y sectores aledaños.

Se podrá brindar un servicio de energía eléctrica constante las 24 horas del día sin interrupciones que impliquen pérdidas para los productores del área. La ejecución de este proyecto mejorará el desarrollo económico y tecnológico de la zona ya que se llevará la fibra óptica por medio de la línea de transmisión.

- **Alcances**

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio para la construcción de:

- Nueva subestación El Tortuguero 138/24.9 kV
- Ampliación de la Subestación La Esperanza
- 80 km de línea en 138 kV

Nueva subestación El Tortuguero

- 1 bahía de transformación con relación de tensión 138/24.9 kV.
- 1 transformador de potencia de 10/15 MVA, 138/24.9 kV.
- 7 celdas Metaclad de 24.9kV, tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 4 salidas de distribución con su interruptor, de las cuales quedara 1 celda de reserva para conexión de PCH, 1 celda de entrada del transformador de potencia, 1 celda para los equipos de medición y la celda para el transformador de servicios propios).
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías) y transformador de servicios propios.
- Sistema de Automatizado de control, protección y medida.
- Sistema de red de tierra y blindaje aéreo de la subestación y del edificio de control.
- Sistema de iluminación perimetral y de las bahías de subestación.
- Estructuras metálicas para pórticos tipo celosía.
- Conductor, aisladores y herrajes para las barras, bajante y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control.
- Todas las obras civiles (movimiento de tierra, edificio de control, calles, andenes, muro perimetral, fachada, fundaciones de equipos, canalizaciones para cables, bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de subestación).
- Adquisición de terreno.

Ampliación Subestación La Esperanza

- 1 bahía de línea en 138kV, con interruptor y seccionador bypass.
- Barra de 138 KV, incluye pórticos, conductores, aisladores y herrajes.
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo.
- Ampliación del Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Ampliación del Sistema de Iluminación en las nuevas bahías.
- Cables de control.
- Todas las obras civiles de la nueva bahía (Movimiento de Tierra, Calles, Andenes, Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).

Línea de Transmisión

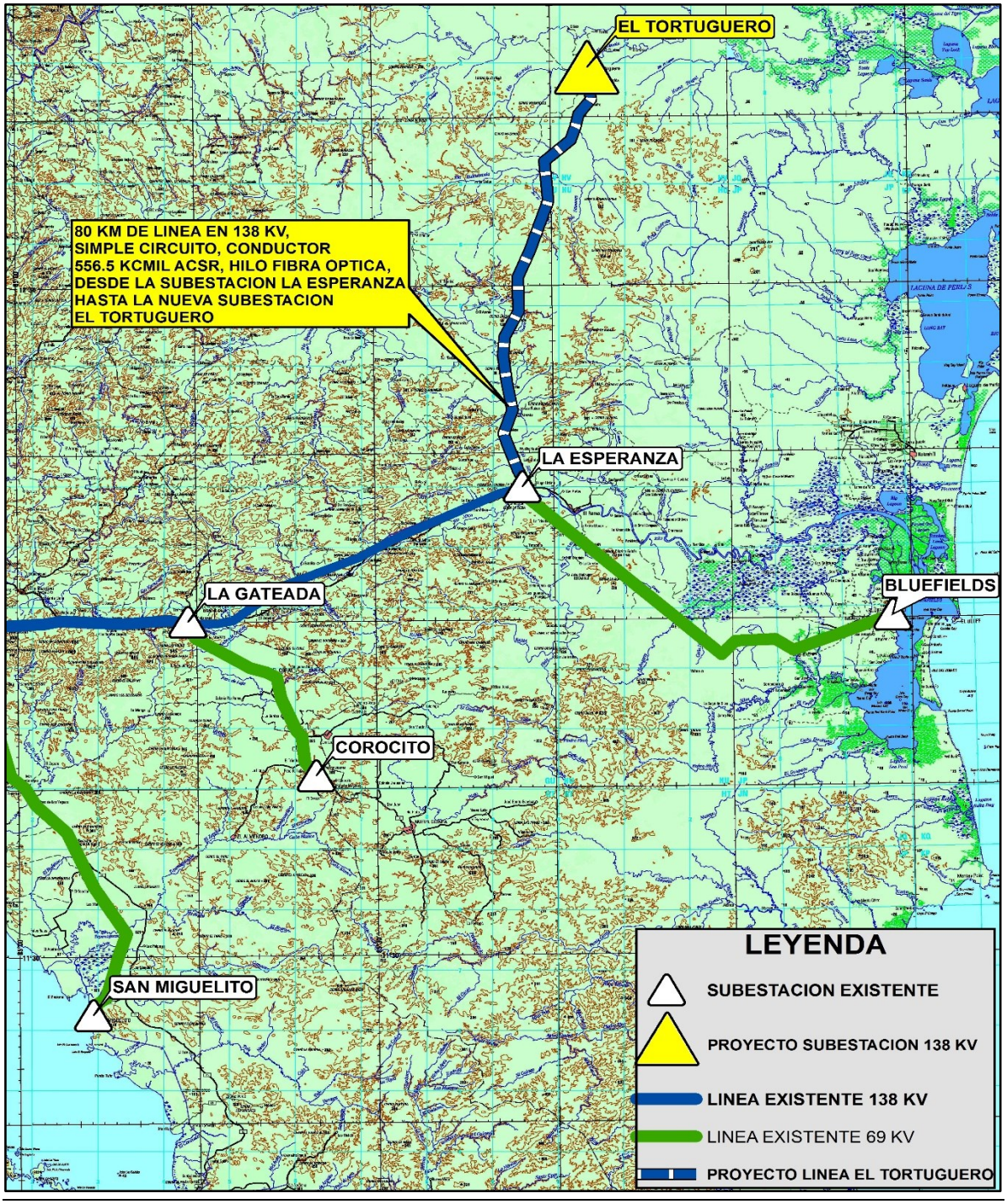
- 80 km de línea de transmisión de 138kV, entre la subestación La Esperanza y la nueva subestación El Tortuguero, con conductor 556.5 kcmil ACSR e hilo de guarda tipo OPGW, montada en estructuras de torres de celosía y postes.

➢ **Costos**

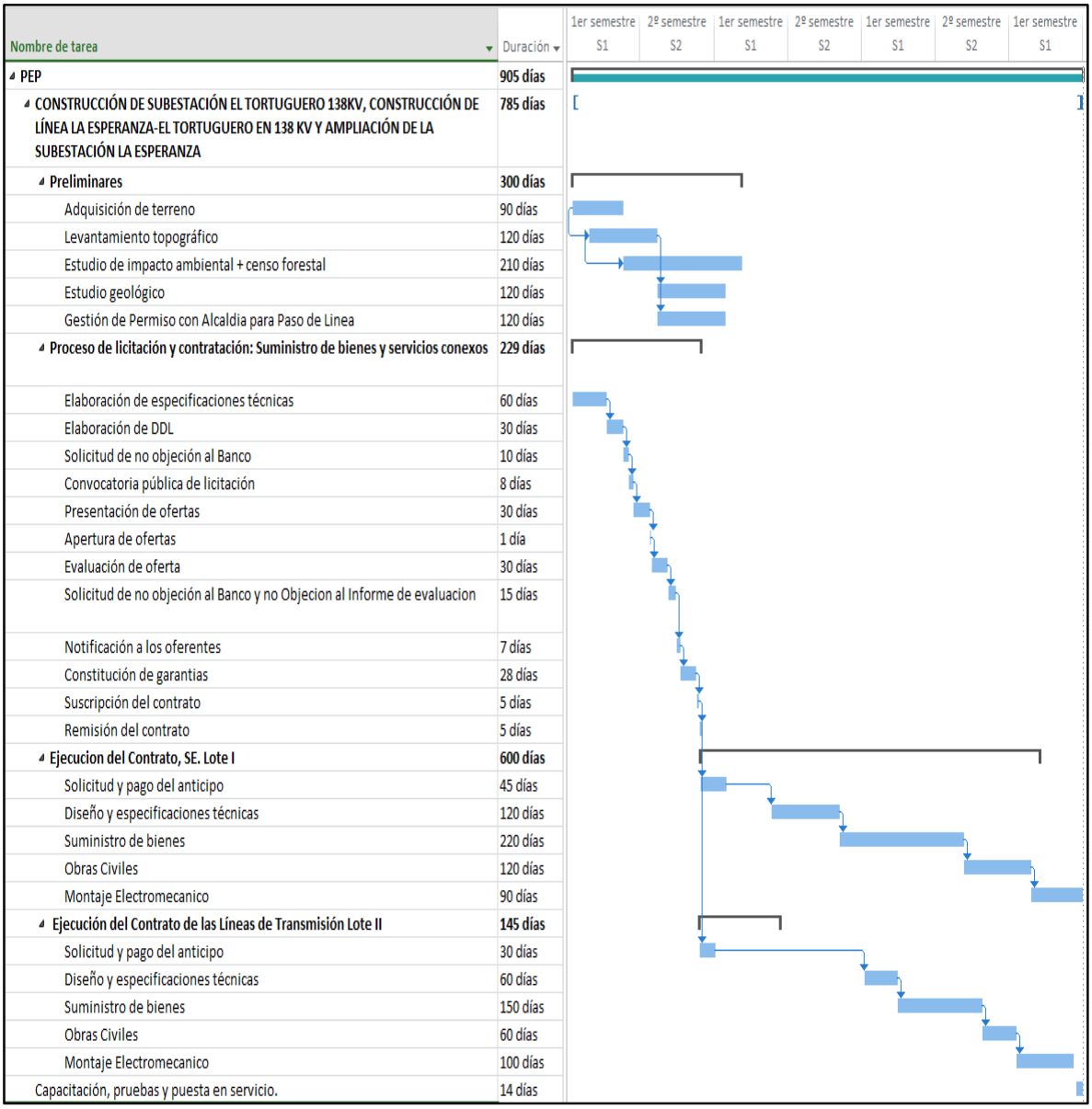
El proyecto tiene un costo total estimado de **US$ 22.590** millones de dólares, de los cuales **US$ 20.500** millones es financiamiento externo y **US$ 2.090** millones financiamiento local, el detalle se muestra en el siguiente cuadro:

Proyecto		
Construcción de Subestación El Tortuguero 138KV	**Fuente de Financiamiento**	**Costos $**
Moneda Extranjera	EN GESTIÓN OFID	**20500,000**
Moneda Extranjera	Recursos del Tesoro	**1507,433**
Moneda Local	Recursos Propios	**583,313**
	Costo Total $	**22590,746**

- **Localización Del Proyecto**

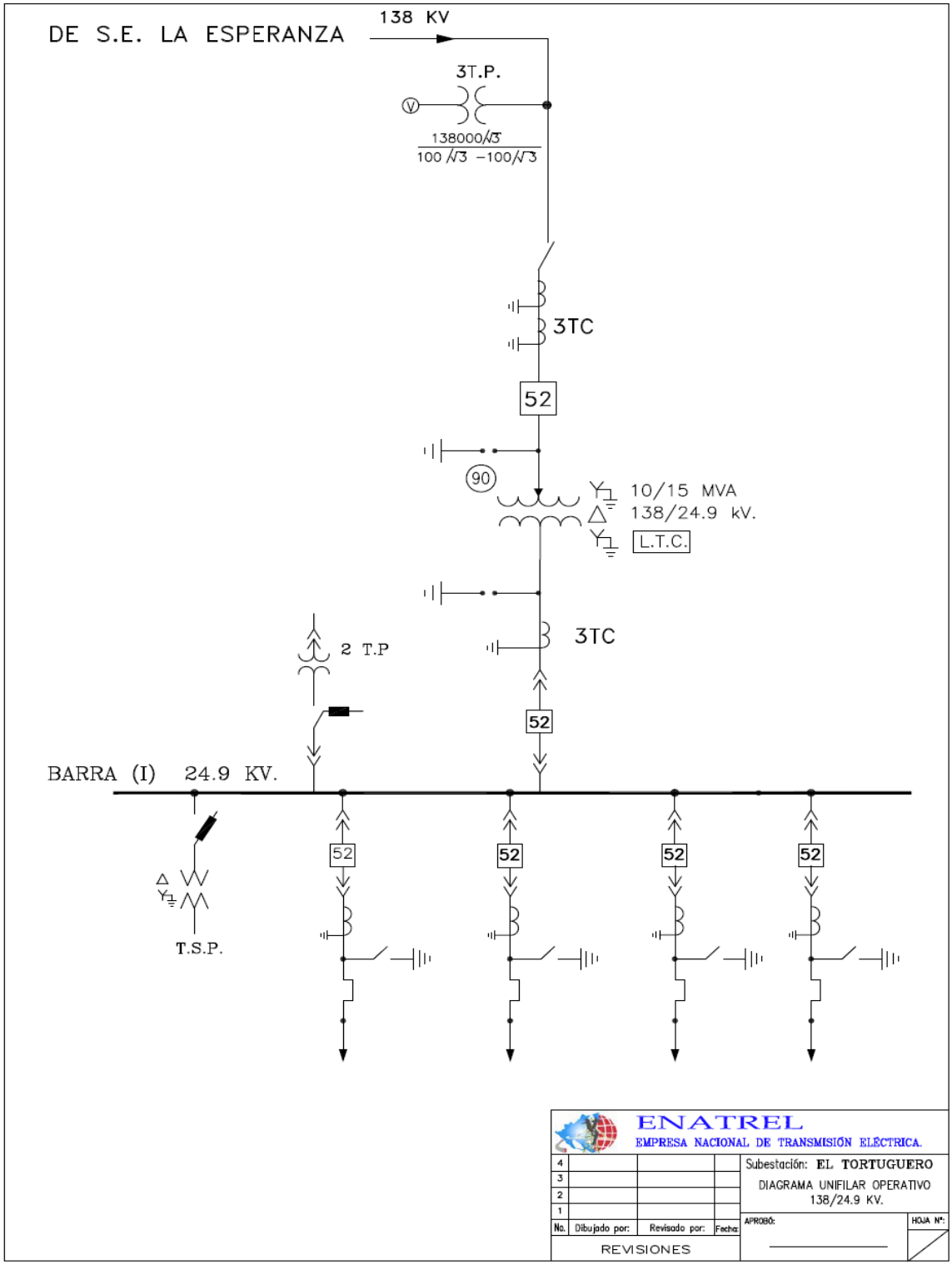


➢ Cronograma

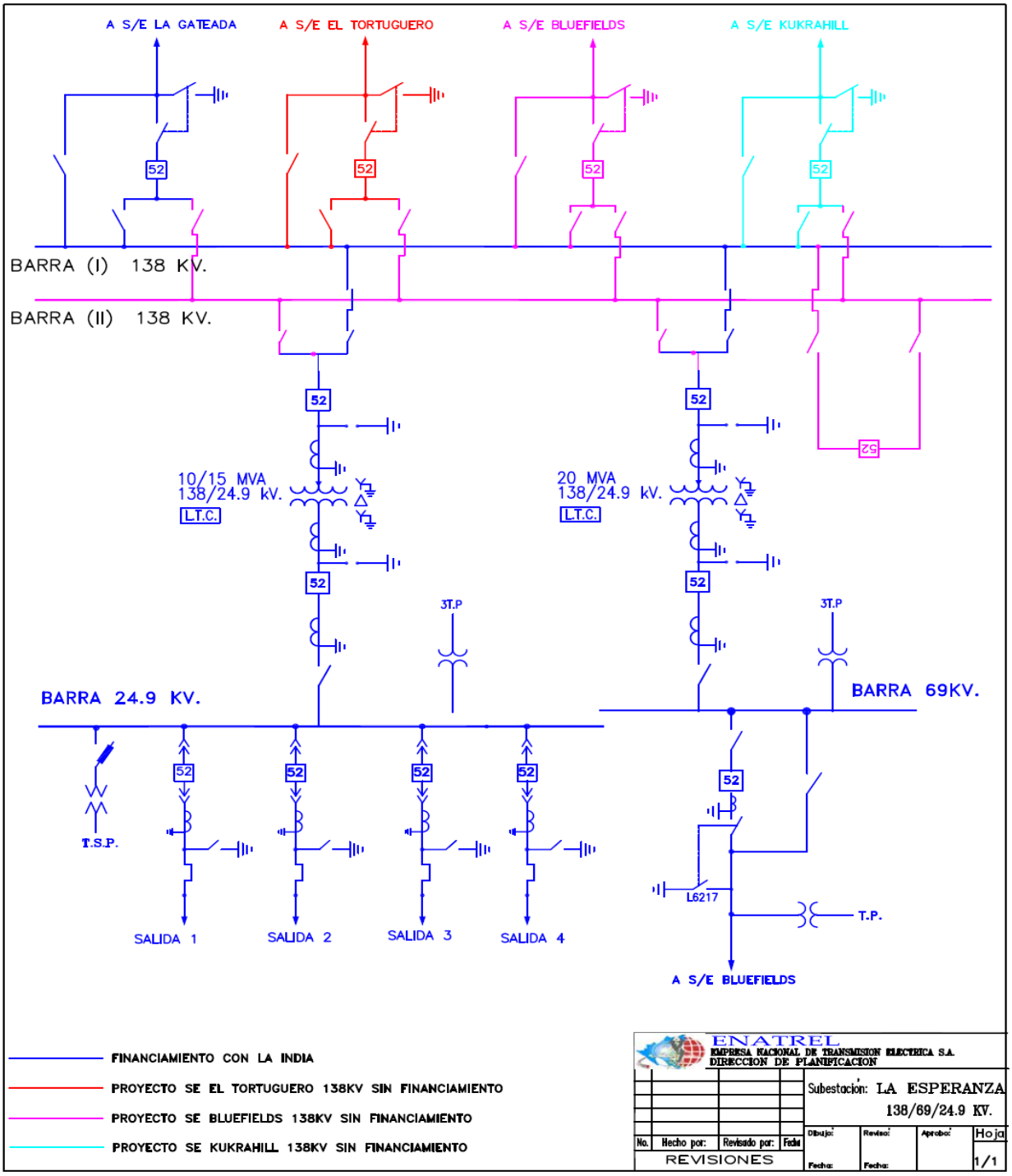


Nombre de tarea	Duración
PEP	905 días
CONSTRUCCIÓN DE SUBESTACIÓN EL TORTUGUERO 138KV, CONSTRUCCIÓN DE LÍNEA LA ESPERANZA-EL TORTUGUERO EN 138 KV Y AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN LA ESPERANZA	785 días
Preliminares	300 días
Adquisición de terreno	90 días
Levantamiento topográfico	120 días
Estudio de impacto ambiental + censo forestal	210 días
Estudio geológico	120 días
Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	120 días
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	229 días
Elaboración de especificaciones técnicas	60 días
Elaboración de DDL	30 días
Solicitud de no objeción al Banco	10 días
Convocatoria pública de licitación	8 días
Presentación de ofertas	30 días
Apertura de ofertas	1 día
Evaluación de oferta	30 días
Solicitud de no objeción al Banco y no Objecion al Informe de evaluacion	15 días
Notificación a los oferentes	7 días
Constitución de garantias	28 días
Suscripción del contrato	5 días
Remisión del contrato	5 días
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	600 días
Solicitud y pago del anticipo	45 días
Diseño y especificaciones técnicas	120 días
Suministro de bienes	220 días
Obras Civiles	120 días
Montaje Electromecanico	90 días
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión Lote II	145 días
Solicitud y pago del anticipo	30 días
Diseño y especificaciones técnicas	60 días
Suministro de bienes	150 días
Obras Civiles	60 días
Montaje Electromecanico	100 días
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	14 días

➢ **Diagrama unifilar Subestación El Tortuguero**



➢ **Diagrama Unifilar Subestación La Esperanza**



8.3. - Ampliación de la Capacidad Operativa del Centro Nacional de Despacho de Carga.

- **Introducción**

La Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL) en los últimos años ha realizado las inversiones necesarias en el Sistema Nacional de Transmisión (SNT) con el objetivo de incrementar la confiabilidad y calidad en el suministro de energía eléctrica y preparar las condiciones técnicas para enfrentar la demanda futura asociada al impulso económico que el país viene presentando.

Dentro de la estructura organizativa de ENATREL, el Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC por sus siglas) tiene a su cargo la coordinación y programación del despacho económico de los recursos energéticos, así como la supervisión y control de los sistemas de generación y transmisión asociados.

El CNDC es el área de ENATREL que se encarga de planear y controlar la generación de energía, coordinar los mantenimientos de los equipos de la red de transmisión, garantizar la seguridad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), efectuar transacciones de energía con los Agentes del Mercado local e internacional, así como recopilar la información económica y operativa diaria.

Para alcanzar estos objetivos, el CNDC cuenta con un sistema computarizado para la adquisición y procesamiento de información conocido como SCADA/EMS (Supervisory Control and Data Acquisition - Energy Management System) basado en Servidores de alto desempeño para el procesamiento de datos.

Este sistema está soportado por una infraestructura de comunicaciones a base de fibra óptica a través de las líneas de alta tensión, como medio de recolección de información proveniente de diferentes puntos remotos, incluyendo: plantas de generación de energía y subestaciones eléctricas.

Este documento contiene la formulación del proyecto "*Ampliación de la capacidad operativa del Centro Nacional de Despacho de*

Carga" y se presenta ante el Sistema de Inversiones Públicas (SNIP) del Ministerio de Hacienda y Crédito Público como parte de la gestión de solicitud del Aval Técnico para etapa de Ejecución.

Mucha de la información aquí contenida está soportada en parte por los productos de la consultoría "*Servicio de consultor individual especialista en sistemas SCADA/EMS para el proyecto de modernización del Centro Nacional de Despacho de Carga*", realizada por el ingeniero consultor Marco Tellez, este mismo año.

- **Antecedentes**

El CNDC es la unidad responsable de la administración del Mercado Eléctrico de Nicaragua (MEN) y de la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

El objetivo del CNDC es programar y realizar la operación integrada del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SIN) en forma económica, dando prioridad al mantenimiento de los parámetros de calidad y confiabilidad vigentes, así como administrar el Mercado Energético Nacional (MEN) en tiempo y forma, conforme los procedimientos y criterios definidos en la Normativa de Operación, aprobada por el INE.

Las instalaciones del CNDC están localizadas en la ciudad de Managua, específicamente en los Altos de Santo Domingo.

La infraestructura del CNDC permite que el personal especializado maniobre los equipos que llevaban a cabo las funciones de operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Dicha infraestructura se construyó y entró en operación en 1990.

Desde entonces el sistema eléctrico nacional ha crecido y se ha desarrollado, sin embargo, los equipos utilizados para su operación son los mismos y con tecnología de hace más de 25 años, por tanto, es necesario modernizar las instalaciones y equipos que soportan los servicios de operación del CNDC.

- **Objetivos**

I. Reemplazar los equipos que, por su obsolescencia, ponen en riesgo la operación continua de los servicios que presta el CNDC.

II. Reemplazar equipos que, debido al crecimiento del Sistema Eléctrico Nacional, ya no tienen la capacidad de incrementar el monitoreo ni el control de la Red Nacional y Regional, así como efectuar la administración del Mercado Eléctrico Mayorista de Nicaragua y las transacciones económicas con el Mercado Eléctrico Regional.

III. Adquirir equipos que incrementen de manera sustancial la eficiencia y por ende la reducción en el consumo de energía.

IV. Propiciar el incremento, la administración y control de las plantas de generación a base de fuentes renovables intermitentes (eólico y solar).

V. Rehabilitación y montaje electromecánico de la infraestructura existente del CNDC (Subestación, Planta de Emergencia, Impermeabilización del techo, sistema de climatización, UPS y banco de baterias, Sistema contra incendios y sistema fotovoltaico.)

- **Beneficios esperados**

I. Mejorar la confiablidad de la operación del Sistema Eléctrico Nacional, así como agilizar el proceso de las transacciones comerciales nacionales y regionales, propiciando que las mismas se realicen de forma segura y transparente.

II. Reducción del consumo de energía al adquirir equipos más eficientes.

III. Utilizar energía renovable para el consumo local.

IV. Rehabilitar la infraestructura del CNDC para operar de forma segura y confiable.

- **Justificación**

El Centro Nacional de Despacho de Carga (CNDC) está enmarcado en un mercado eléctrico regional en constante crecimiento, lo que requiere del continuo robustecimiento de las interconexiones entre países para permitir un intercambio energético cada vez más eficiente y seguro en la región, así como llevar el servicio de energía eléctrica con calidad a la población nicaragüense.

Estas condiciones de crecimiento y desarrollo exigen la adquisición de equipos con tecnología de punta instalados como parte de las nuevas Subestaciones y las nuevas líneas de transmisión.

El respaldo eléctrico es vital para mantener operativo al CNDC ante cualquier falla del servicio eléctrico convencional. Situación que actualmente es deficiente dada la carencia de respaldo de emergencia (subestación propia del CNDC en mal estado y planta de emergencia sin funcionar) que permita hacer frente a la totalidad de la carga demanda en las instalaciones del CNDC.

Los altos costos operativos asociados a la alta demanda eléctrica en las instalaciones del CNDC también es un punto que permite la aplicación de medidas de mejora en el servicio (Sistema de Climatización deficiente ya que lleva más de 20 años sin cambiar) sumado a los problemas en el techo del edificio del CNDC.

Los cambios propuestos con este proyecto es rehabilitar y modernizar la infraestructura existente en el CNDC (Subestación, Planta de Emergencia, Impermeabilización del techo, sistema de climatización, UPS y banco de baterias, Sistema contra incendios y sistema fotovoltaico.) para operar de manera segura y confiable.

Tales contextos demandan que el CNDC cuente con equipamiento moderno y con la suficiente capacidad para operar el SIN cumpliendo con criterios de seguridad, confiabilidad y calidad.

Por otra parte, en los últimos años se ha incorporado al sistema, de forma acelerada, generación de energía con recursos renovables (eólico, solar, filo de agua, bagazo de caña, geotérmico, entre otros), lo que ha agregado nuevos retos a la regulación y operación del SIN.

El "*Sistema de Control Supervisión y Adquisición de Datos*" (SCADA por su sigla en inglés) propuesto con este proyecto, proporcionará los medios para operar de forma remota los interruptores de transformadores, líneas de transmisión, equipo de compensación reactiva, y otros muchos elementos del sistema.

Adicionalmente, en la propuesta incluye la utilización de un sistema computacional con aplicaciones que faciliten la regulación, el control automático de generación, la proyección de la demanda, las simulaciones, el despacho económico, los cálculos de reservas de operación, las transacciones de intercambios, otras operaciones y funciones.

Estas aplicaciones son parte del "*Sistema de Gestión de Energía*" (EMS por su siglas en inglés) y permiten despachar la generación en forma segura, económica, mantener el balance carga – generación del sistema, proyectar la demanda para contar con los recursos necesarios a tiempo, mantener la seguridad operativa del sistema de acuerdo a los criterios nacionales y regionales, gestionar las transacciones internacionales, mantener registros históricos de la operación, crear reportes de operación, entre otras muchas funciones.

Los componentes generales del sistema SCADA/EMS se presentan en la siguiente ilustración.

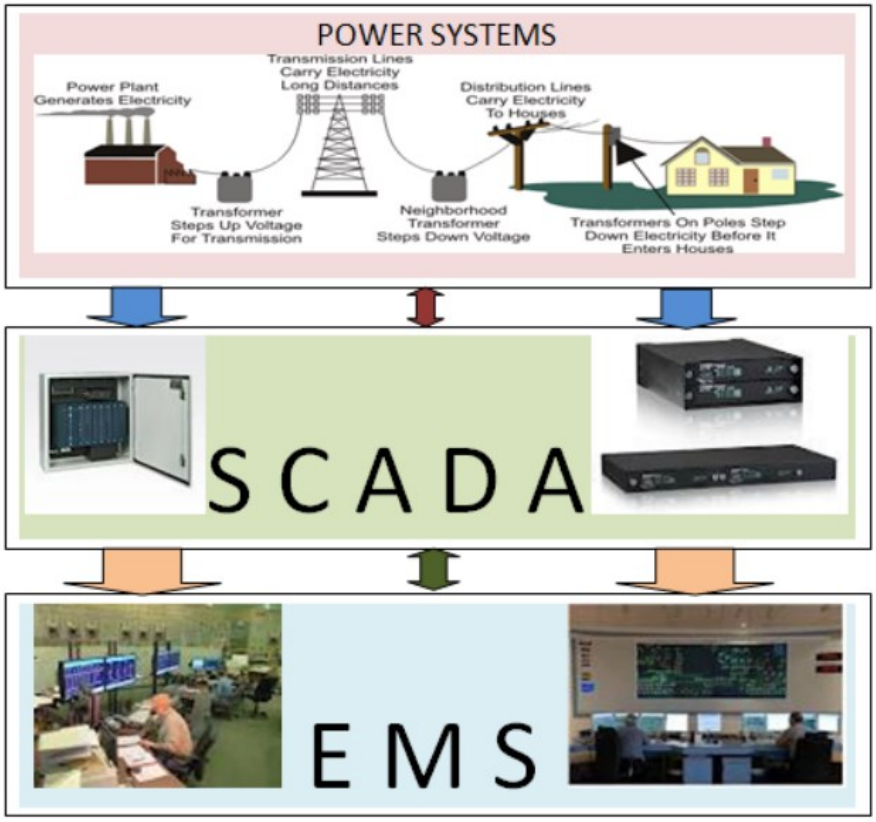


Ilustración 1. Componentes del SCADA/EMS

Sin un centro de control moderno, confiable y eficiente no es posible operar el SIN de acuerdo a los criterios de calidad, seguridad y desempeño referidos en el reglamento del Mercado Eléctrico Regional (MER) y de la Normativa de Operación Nacional. Por tanto, este proyecto de modernización es esencial para el cumplimiento de las normas antes referidas.

El SIEPAC es la red de interconexión Centroamérica, donde se realizan transacciones de energía entre los países centroamericanos que así lo requieran, la responsabilidad de Nicaragua (ENATREL) como país integrante de este, es garantizar la entrega de los 300 MW (norte – sur, sur – norte). Las líneas existentes en 230 y 138 kV necesitan los refuerzos y ampliación de su capacidad de transmisión.

En diciembre del año 2020 entra en operación El proyecto cambio del conductor y fibra óptica en los tramos: León-Frontera con Honduras, León- y Amayo-Frontera con Costa Rica, con financiamiento del BID y Corea.

Se encuentra con financiamiento la "Consultoría de Levantamiento LIDAR y Líneas de 230 kV (253 km)" y el proyecto "Líneas de 230 kV con capacidad de transmisión incrementada mediante retensado del conductor" con financiamiento del BID, para identificar la capacidad máxima real de las líneas de 230kV, los claros mínimos y los puntos críticos que generan violaciones. Lo anterior con el objetivo de determinar los refuerzos necesarios tales como retensado, instalación de nuevas estructuras, movimientos de tierra en puntos crítico, para la repotenciación de la línea de 230kV, optimizando la infraestructura existente.

Debido al cambio de conductores y ampliaciones de capacidad de las líneas de 230 kV, los actuales TC (Transformadores de Corriente), TP (Transformadores de Potencial) y Equipos SIMEC (Medición) limitan la capacidad operativa de los conductores.

En lo descrito anteriormente se propone en este proyecto realizar el cambio de TC, TP y Equipos SIMEC en los tramos de línea 230 y 138 kV por unos de mayor capacidad que garantice las condiciones técnicas necesarias para lograr la transferencia de 300MW de Nicaragua.

- **Descripción del Proyecto**

El proyecto consiste en el diseño, suministro y transporte de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, pruebas y puesta en servicio de las siguientes obras:

- **Obra 1:** Adquisición de bienes, montaje y obras civiles de las instalaciones electromecánicas del edificio del CNDC e Impermeabilización del Techo.

- **Obra 2:** Adquisición de Bienes, Equipos y Servicios Conexos Tecnológicos.

- **Obra 3:** Adquisición de Transformadores de Corriente, Transformadores de Potencial y Medidores para RTR.

Obra 1: Adquisición de bienes, montaje y obras civiles de las instalaciones electromecánicas del edificio del CNDC e Impermeabilización del Techo.

- **Equipamiento en Subestación (banco de transformadores) del CNDC:** Reemplazo de equipos de la Subestación del CNDC y reemplazo de la Planta Eléctrica de Emergencia.

  a. Reemplazar 2 Interruptores de media tensión: 13.8 kV, 200A, 60 Hz.
  b. Reemplazar 6 Interruptores termo-magnéticos: 208 V, 60 Hz.
  c. Cambiar Regulador de Voltaje: 500 KVA 208/120V, 60 Hz.
  d. Sustitución de la Planta de Emergencia: 250 kVA; 120/208 V.

Consiste en el reemplazo de la actual subestación eléctrica, la planta de emergencia (con sus dos tanques de combustible) y los servicios auxiliares de corriente continua, por equipos nuevos y de última tecnología, que cumplan con los requisitos de confiabilidad y resiliencia requeridos por el sistema encargado de la operación de la red de transmisión nacional, junto con sus equipos asociados.

- **Equipamiento del Sistema Contra-Incendios:**

  a. Reemplazar Sistema Contra-incendios en las Salas de Servidores y Comunicaciones.
  b. Agregar supervisión y detección de incendios en el resto de áreas del CNDC.
  c. Desinstalar sistema actual y poner en resguardo contenedores del gas Halón.

- **Instalación de Sistema Solar Fotovoltaico para la generación de energía eléctrica en el CNDC.**

  a. Acondicionar los techos del edificio principal, estacionamiento y subestación eléctrica para la instalación de paneles solares.

  b. Suministro e instalación de Sistema Solar Fotovoltaico con una capacidad de generación eléctrica de 58.41 kWp,

destinada al autoconsumo eléctrico.

❖ **Impermeabilización del Techo.**

a. Trabajo y suministro de materiales para realizar de impermeabilización de 220 metros cuadrados de loza de techo en edificio del CNDC.

❖ **Sistema de Climatización (Equipamiento de las Unidades Centrales de Aire Acondicionado):**

a. Suministrar e instalar 3 Unidades de 20 Toneladas.
b. Suministrar e instalar 2 Unidades de 12 Toneladas.
c. Suministrar e instalar 2 Unidades de 3 Toneladas.

❖ **Equipamiento del Sistema UPS y Banco de Baterías:**

a. Suministrar e instalar 2 UPS de 40 kVA con sus bancos de baterías.

Obra 2: Adquisición de Bienes, Equipos y Servicios Conexos Tecnológicos.

❖ **Equipamiento de Sistemas SCADA/EMS:** Remplazo del Sistema SCADA/EMS en el Centro de Operaciones y equipamiento de un sistema SCADA/EMS de respaldo en la Subestación San Benito.

a. Suministro e instalación de todos los Equipos (hardware) requeridos por las aplicaciones que componen el Sistema SCADA/EMS principal y de respaldo.
b. Suministro e instalación de las aplicaciones (software) que componen el Sistema SCADA/EMS principal y de respaldo.
c. Suministro e instalación de un sistema de visualización del Sistema SCADA/EMS principal en el Centro de Operaciones.
d. Suministro e instalación de 18 UTR con capacidad de manejo de protocolos de comunicación Ethernet y seriales.
e. Capacitación al personal CNDC para la operación y mantenimiento del nuevo Sistema SCADA/EMS.

❖ **Equipamiento de Sistema de Medición Comercial:** Equipamiento del Sistema de Medición Comercial Regional en los nodos de la Red de Transmisión Regional (RTR) que no cuentan con ello.

a. Suministro e instalación del sistema de medición comercial, principal y respaldo, en 20 nodos.

b. Reemplazo de equipos de línea o contadores de energía en 35 nodos.

c. Analizar, Desarrollar, Suministrar e Instalar un Sistema de Recolección de Datos para las Mediciones Comerciales, que garantice la recopilación diaria de las mediciones comerciales de los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista de Nicaragua (MEMN).

d. Suministro e instalación de Servidores y puertos de comunicación.

❖ **Obra 3:** Adquisición de Transformadores de Corriente, Transformadores de Potencial y Medidores para RTR.

a. Suministro e instalación de 117 Transformadores de corriente en 138 kV y 18 transformadores de corriente en 230 kV.

b. Suministro e instalación de 138 Transformadores de potencia en 138 kV y 36 transformadores de potencia en 230 kV.

c. Suministro e instalación de 131 medidores.

d. Suministro e instalación de 59 accesorios.

➢ Costos del Proyecto

El proyecto tiene un costo total estimado de **US$ 13.489 millones de dólares** (ver tabla 1), los cuales corresponderían a financiamiento del BCIE.

Tabla 1. Presupuesto

COMPONENTE	BCIE	LOCAL	TOTAL	
	US$	US$	US$	%
P1: Adquisición de bienes, montaje y obras civiles de las instalaciones electromecánicas del edificio del CNDC e Impermeabilización del Techo				
Equipamiento de la SE y la Planta Eléctrica de Emergencia	510,616		510,616	3.79%
Equipamiento del Sistema Contra Incendios	516,021		516,021	3.83%
Sistema Fotovoltaico (SFV)	64,027		64,027	0.47%
Impermeabilización del Techo	30,346		30,346	0.22%
Sistema de Climatización (Equipamiento de las Unidades Centrales de AA)	359,182		359,182	2.66%
Modernizar el Sistema UPS y Banco de Baterías	95,100		95,100	0.71%
Total P1: Adquisición de bienes, montaje y obras civiles de las instalaciones electromecánicas del edificio del CNDC e Impermeabilización del Techo	**1575,292**	**-**	**1575,292**	**11.68%**
P2: Adquisición de Bienes, Equipos y Servicios Conexos Tecnológicos				
Equipamiento del Sistema SCADA-EMS	5864,777		5864,777	43.48%
Equipamiento del Sistema de Recolección de las Mediciones Comerciales	118,870		118,870	6.29%
Total P2: Consultorías, adquisición de Bienes, Equipos y Servicios Conexos Tecnológicos	**6321,347**	**-**	**6321,347**	**49.77%**
Total P3: Adquisición de Transformadores de Corriente, Transformadores de Potencial y Medidores para RTR.	**3703,211**		**3703,211**	**27.45%**
GRAN TOTAL	**11599,850**	**-**	**11599,850**	**88.90%**
Auditoría Financiera y Operativa	**100,000**	**-**	**100,000**	0.74%
Supervisión Externa	**800,000**	**-**	**800,000**	5.93%
Imprevistos + Escalamiento	**989,301**	**-**	**989,301**	7.33%
Total Ingeniería y Supervisión	**1889,301**	**-**	**1889,301**	**14.01%**
TOTAL GENERAL U$	**13489,151**		**13489,151**	100%
PARTICIPACIÓN	100.00%			

➢ Cronograma

Proyecto del Centro Nacional Despacho de Carga	mar 08/03/22	lun 24/02/25	753 días
P3. Adquisición de bienes y montaje de las instalaciones electromecánicas del edificio del CNDC e Impermeabilización del Techo	jue 31/03/22	jue 14/03/24	496 días
P4. Adquisición de Bienes, Equipos y Servicios conexos Tecnológicos	mar 08/03/22	lun 24/02/25	753 días
P5. Adquisición de Transformadores de Corriente, Transformadores de Potencial y Medidores para RTR.	jue 31/03/22	lun 25/03/24	503 días

8.4. - Construcción de subestación Bluefields II en 138 kV, construcción de la línea la Esperanza-Bluefields en 138 kV y ampliación de la subestación la esperanza

- **Introducción**

El Sistema Nacional de Transmisión (SNT) cuenta con 663.22 Km de líneas de transmisión en 69 kV. De este total, 381.77 Km (57.6 %) fue construida originalmente en estructuras de madera. Todos los tramos construidos sobre postes de madera ya tienen un tiempo de servicio mayor a 20 años por lo que ENATREL ha venido realizando el cambio de estas estructuras paulatinamente.

A través del Programa de Ampliación del Sistema de Transmisión Eléctrica en Nicaragua con un financiamiento con el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), se considera construir el presente proyecto, el cual consiste en la construcción de una nueva Subestación en el poblado de Bluefields y se conectara a través de una línea en 138 kV desde la Subestación La Esperanza. La subestación Bluefields II se conectará a la actual Subestación Bluefields por medio de línea de 69 kV ambas subestaciones asumirá la carga de los poblados de Bluefields y zonas aledañas.

La oferta de energía eléctrica a todos los sectores del país es un paso necesario que una nación debe emprender para su desarrollo. Así mismo, ésta abarca las zonas más extensas, pero a su vez poseen grandes potencialidades en recursos naturales, productivos y aprovechables.

- **Objetivos Del Proyecto**

General

- Suministrar energía confiable y segura a los usuarios que actualmente tienen el servicio de energía eléctrica y a los nuevos usuarios que serán electrificadas en Bluefields y zonas aledañas.

Específicos

- Mejorar el nivel de voltaje en las subestaciones La Esperanza y Bluefields.
- Permitir la conversión de las subestaciones la esperanza y Bluefields a un nivel de voltaje en 138 kV.
- Aumentar la capacidad de Transmisión a la zona de RACCS.
- Poder abastecer a los nuevos usuarios que serán electrificados con el programa PNESER CARIBE en las zonas rurales de Bluefields y zonas aledañas.
- Incrementar el uso productivo de la electricidad en las zonas aisladas.
- Reducir las pérdidas de energía en la línea La Esperanza-Bluefields

➢ **Antecedentes**

Actualmente la línea Esperanza-Bluefields opera a una tensión de 69 KV, y es alimentada desde la subestación la esperanza por medio de la línea L6210, la cual posee una longitud de 78 km de línea.

Actualmente se está convirtiendo a 138 KV de la línea La Gateada – La Esperanza y con ello la construcción de la Subestación Bluefields II será posible en una tensión de 138 kV. Actualmente la línea consta en sus estructuras de calibre de conductor 4/0 con estructuras tipo "T", la cual quedara en operación junto con la subestación Bluefields II.

➢ **Justificación**

En la zona de influencia de las Subestación Bluefields existen aproximadamente 987 viviendas aproximadamente sin el servicio de energía eléctrica, La entrada en operación de la subestación Bluefields en 138 KV y la línea de transmisión en 138 KV La Esperanza-Bluefields es de importancia fundamental para coadyuvar a expandir la electrificación rural en las comunidades que no cuentan con el servicio de energía e impulsar el desarrollo económico de la zona, suministrando el servicio eléctrico al máximo número de consumidores posibles en las comunidades servidas y en nuevas comunidades que no cuentan con este servicio.

Se mejorará el nivel de tensión ya que con el actual nivel de tensión de 69 kV de la subestación no se cumple con los criterios de calidad al presentar bajo voltaje. Igualmente se disminuirán las pérdidas en el Sistema de 69 kV ocasionada al aumento de la demanda y se deja la infraestructura eléctrica en transmisión necesaria para el crecimiento de Bluefields de cara a la construcción del futuro puerto.

- **Población Beneficiada**

La población beneficiaria es de 61,540 habitantes que representan los clientes que se abastecen de la actual subestación Bluefields (12,824).
Adicionalmente se podrían electrificar a 987 viviendas que no poseen el servicio eléctrico.

Se podrá brindar un servicio de energía eléctrica con mayor calidad con un índice menor de interrupciones que impliquen pérdidas para los productores del área. La ejecución de este proyecto mejorara el desarrollo económico y tecnológico de la zona.

- **Alcances**

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, pruebas y puesta en servicio, para la construcción de:

- Nueva subestación Bluefields II 138kV
- Ampliación Subestación La Esperanza
- 68 km de línea transmisión de 138 kV
- 0.15 km de línea transmisión doble circuito en 69 kV

- **Nueva subestación Bluefields II 138kV**

- Bahía de Transformación 138/24.9 kV.
- Transformador de potencia de 20/25 MVA, 138/24.9 kV, Conexión tipo YnYnd y cambiador de Tap bajo carga.
- 7 celdas Metaclad, tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 4 salidas de distribución, la celda

de entrada del transformador de potencia, la celda para transformador de servicios propios y Celda de Medición).

- Transformador de potencia de 20/25 MVA, 138/69 kV, Conexión tipo YnYnd y cambiador de Tap bajo carga.
- Bahía de transformación 138/69 kV
- Bahía de línea en 69 kV
- Bahía de línea en 138 kV
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías.) y Transformador de Servicios Propios.
- Equipos de Comunicaciones, para fibra óptica.
- Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación y del edificio de control.
- Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida
- Sistema de Iluminación perimetral y de las Bahías de la Subestación
- Todas las obras grises (Movimiento de Tierra, Edificio de Control, Calles, andenes, Muro Perimetral, Fundaciones de Equipos, Bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de la Subestación).
- Adquisición de terreno de la Subestación

➢ **Ampliación Subestación La Esperanza**

- Construcción de una bahía de línea Doble Barra en 138kV en la subestación La Esperanza
- Construcción de 5 Seccionadores de Línea
- Construcción de una bahía de Acople en 138kV en la subestación La Esperanza

➢ **Línea de Transmisión**

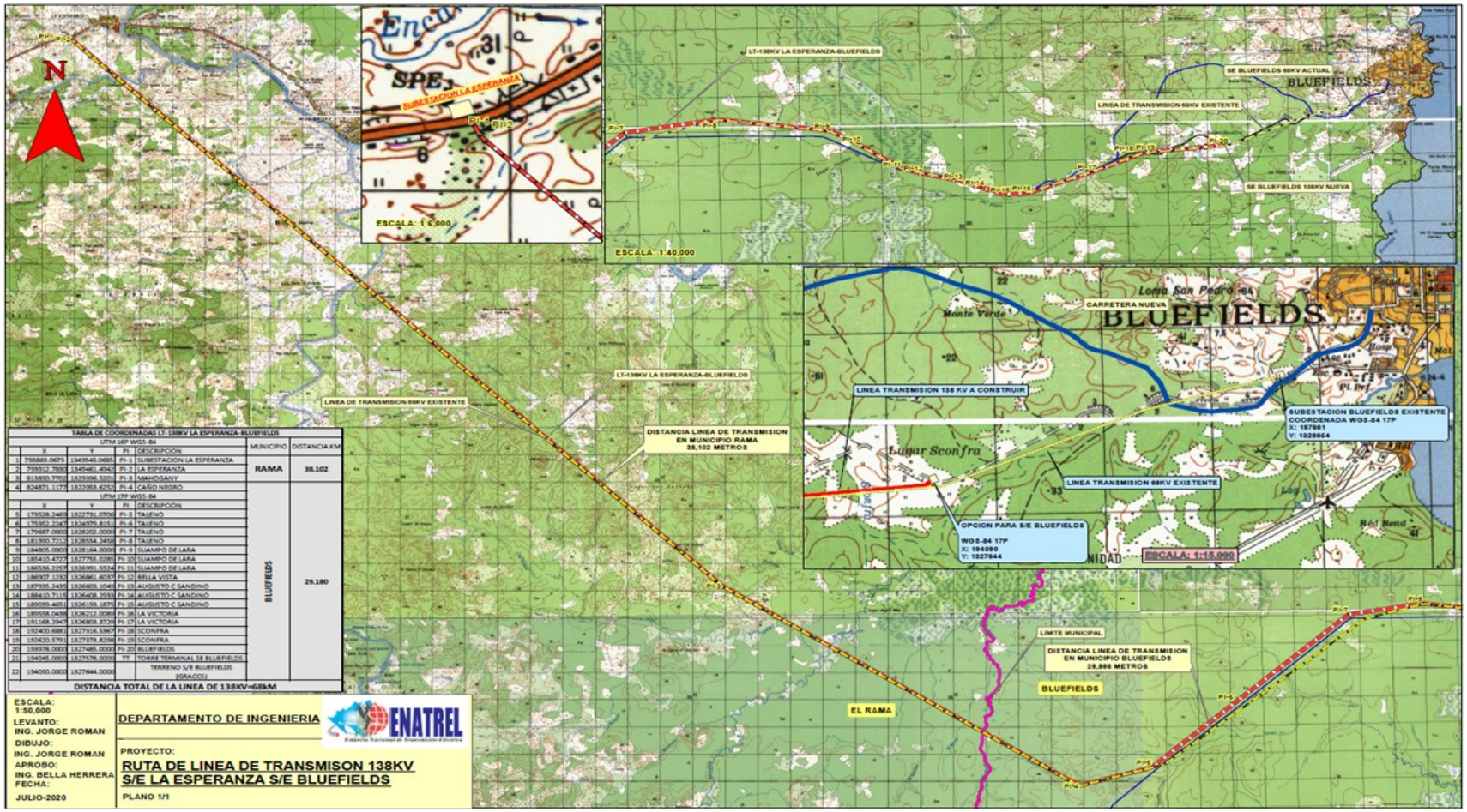
- Construcción de 68 km de línea en 138 kV, simple terna, con conductor Dove 556.5 kcmil ACSR e hilo de guarda tipo OPGW, desde la subestación La Esperanza a la subestación Bluefields.
- Construcción de 0.15 km de línea en 69 kV, doble terna, con conductor Dove 556.5 kcmil ACSR e hilo de guarda tipo OPGW, desde Subestación Bluefields 69 kV a Nueva Subestación Bluefields 138kV
- Adquisición de Servidumbre

- **Costo del Proyecto**

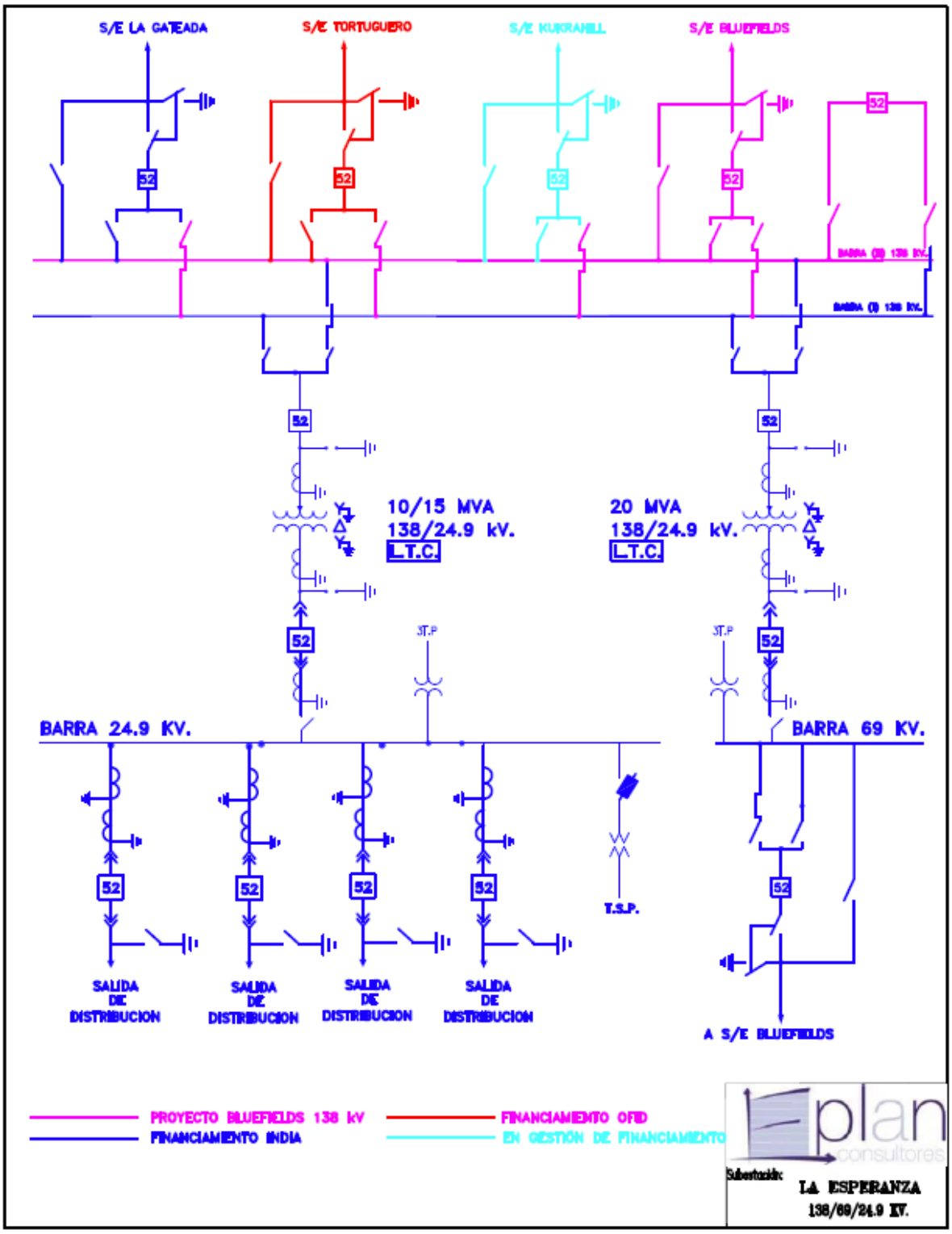
El costo total del proyecto corresponde a US$ 27.117 millones de dólares, de los cuales U$ 26.610 millones a financiamiento BCIE y U$ 0.507 millones corresponden a contrapartida local.

COMPONENTE	BCIE	LOCAL	TOTAL	
	US$	US$	US$	%
Levantamiento Topográfico	80,000	-	80,000	0.30%
Estudio Geológico, Geotécnico e Hidrológico	140,400	-	140,400	0.52%
Servidumbre		477,050	477,050	1.76%
Estudio de Impacto Ambiental	-	30,000	30,000	0.11%
Censo Forestal	15,000	-	15,000	0.06%
Total, Estudios y Actividades previas	**235,400**	**507,050**	**742,450**	**2.74%**
Total, P1: Subestación Bluefields y Ampliación SE La Esperanza	8843,033	-	8843,033	32.61%
Total, P2: Línea de Transmisión 138 KV (68 km)	13180,202	-	13180,202	48.60%
Total, Subestaciones y Línea	**22023,236**	**-**	**22023,236**	**81.21%**
Auditoría Financiera y Operativa	200,000	-	200,000	0.74%
Supervisión Externa	2400,000	-	2400,000	8.85%
Imprevistos + Escalamiento	1752,213	-	1752,213	6.46%
Total Ingeniería Supervisión y Administración	**4352,213**	**-**	**4352,213**	**16.05%**
TOTAL, GENERAL U$	**26610,849**	**507,050**	**27117,899**	100.00%
PARTICIPACIÓN	98.13%	1.87%	100.0%	

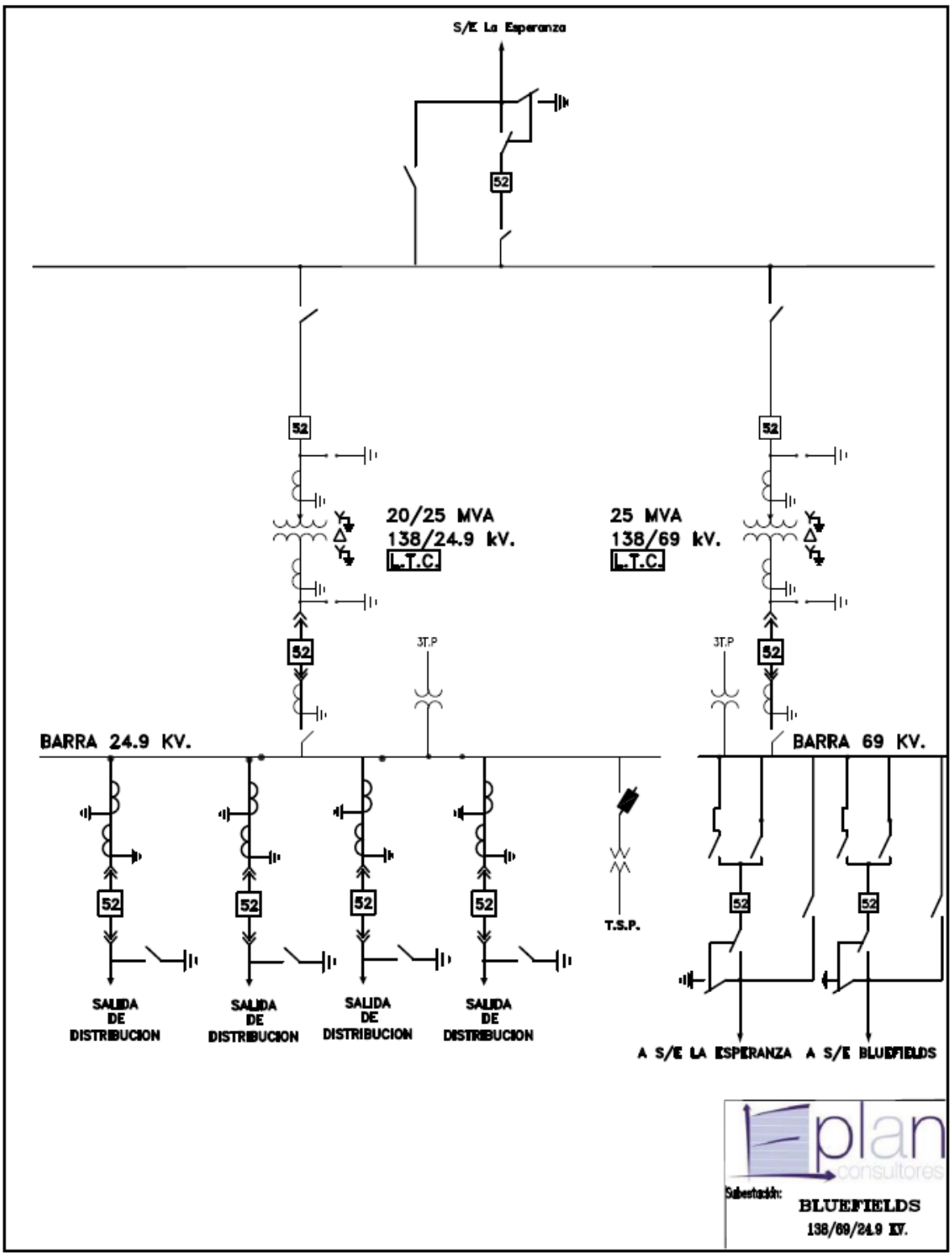
- **Localización Del Proyecto**



➢ **Diagrama Unifilar Subestación La Esperanza**



- **Diagrama Unifilar Subestación Bluefields**



➢ Cronograma

Projecto	lun 15/02/21	mié 09/09/26	1417 días
Construcción SE Bluefields, LT La Esperanza - Bluefields y ampliación SE La Esperanza y Ampliación de la capacidad operativa del CNDC	lun 15/02/21	mié 09/09/26	1417 días
Inicio	lun 15/02/21	lun 15/02/21	1 día
Cumplimiento Condiciones Previas al 1er desembolso	lun 15/02/21	jue 11/05/23	571 días
Proyecto Nueva Subestación Bluefields, Línea de Transmisión de 138 Kv La Esperanza - Bluefields y Ampliación de la subestación La Esperanza.	mar 03/01/23	vie 13/02/26	791 días
Resolución de inicio y dictamen presupuestario	mar 10/01/23	lun 30/01/23	15 días
Suministro de bienes y servicios conexos de Subestacion Blueflields en 138 kv, ampliacion de la subestacion La Esperanza y Línea de Transmision La Esperanza-Bluefields en 138 Kv .Licitaciòn Pùblica Internacional (LPI)	mar 03/01/23	jue 07/12/23	237 días
P1 y P2: Ejecucion Contrato Lote 1 y 2	lun 11/12/23	vie 13/02/26	554 días
P1: Subestación Blufields y Ampliación SE La Esperanza	lun 11/12/23	vie 13/02/26	554 días
P2: Línea de Transmisión 138 KV (78 km)	lun 11/12/23	vie 13/02/26	554 días
Proyecto del Centro Nacional Despacho de Carga	mar 08/03/22	lun 24/02/25	753 días
P3. Adquisición de bienes y montaje de las instalaciones electromecánicas del edificio del CNDC e Impermeabilización del Techo	jue 31/03/22	jue 14/03/24	496 días
P4. Adquisición de Bienes, Equipos y Servicios conexos Tecnológicos	mar 08/03/22	lun 24/02/25	753 días
P5. Adquisición de Transformadores de Corriente, Transformadores de Potencial y Medidores para RTR.	jue 31/03/22	lun 25/03/24	503 días
Auditoría	lun 15/02/21	mié 09/09/26	1417 días
Auditoría Financiera y Operativa. Proceso de Licitaciòn	lun 26/07/21	lun 10/10/22	309 días
Resolucion de inicio y dictamen presupuestario	lun 26/07/21	vie 30/07/21	5 días
Auditoria Financiera y Operativa. Concurso Pùblico Internacional (CPI). Lote 1 y 2	lun 02/08/21	lun 10/10/22	304 días
Auditoría CNDC. Ejecuciòn	lun 15/02/21	lun 04/05/26	1325 días
Auditoria para SE y LT. Ejecuciòn	mar 12/04/22	mié 09/09/26	1120 días
Imprevistos + Escalamiento CNDC	vie 28/04/23	vie 28/04/23	1 día
Imprevistos + Escalamiento SE y LT	lun 16/02/26	lun 16/02/26	1 día
Fin	mié 09/09/26	mié 09/09/26	0 días

8.5.- Aumento de Capacidad en Línea Acahualinca – Managua 138 kV.

- **Introducción**

En los últimos años se ha venido desarrollando el establecimiento del Mercado Eléctrico Regional (MER), donde se puedan efectuar transacciones de potencia de manera confiable de hasta 300 MW con el SIEPAC. Sin embargo, actualmente las transferencias se encuentran limitadas, una razón de esto es que se requieren refuerzos en transmisión en cada uno de los países.

Estos refuerzos nacionales constituyen un compromiso de los países de la América Central los cuales deben construir estas obras, Con transferencias de 300MW por el Sistema Eléctrico de Nicaragua, ante contingencias N-1 en el anillo de Managua, el flujo de potencia que pasa por la línea Acahualinca - Managua se incrementa y sobrepasa su capacidad máxima (134MW correspondientes a su límite térmico).

Debido a lo anterior, se planifico cambiar el conductor existente y utilizar conductores de baja flecha y alta temperatura, utilizando las mismas torres existentes e instalando el nuevo conductor DOVE ACSS/TW HTLS, el cual a 100 grados posee una ampacidad de aprox. 880A y a 150 grados de 1100 Amperios.

- **Antecedentes**

El Banco Interamericano de Desarrollo viene impulsando desde hace varios años el Proyecto Sistema de Interconexión de los Países de la América Central (SIEPAC). La infraestructura del SIEPAC, en conjunto con refuerzos de los sistemas de transmisión nacionales, permitirá disponer de una capacidad confiable y segura de transporte de energía de hasta 300 MW, entre los países de la región.

El proyecto SIEPAC ha contado de con varios estudios desde el año 1987. Uno de estos estudios fue elaborado por consultores internacionales en los años 2003-2004, y que estudiaron los refuerzos necesarios con que debe contar cada sistema de transmisión de los países de la América Central para realizar las transferencias de 300 MW de potencia de manera confiable.
ENATREL como parte de su compromiso regional ha realizado las siguientes obras de refuerzo nacional:

1) Subestación Sandino 230 kV en Esquema de Interruptor y Medio. (Entro en operación en el año 2012)

2) Línea de Transmisión de 230 kV entre las subestaciones Sandino y Masaya. (Entro en operación en el año 2013)

3) Instalación de 94 MVAr en compensación de potencia reactiva. (En el año 2004 se instaló 40 MVAr en bancos capacitores en las barras de 13.8 kV del anillo de Managua y Masaya, los cuales se adquirieron con el proyecto Híbrido con financiamiento del BID. Posteriormente en los años 2011 y 2012, se instaló 32 MVAr adicionales en las barras de 13.8 kV del anillo de Managua y actualmente se están instalando 17 MVAR restantes en la línea radial de Tipitapa-Bluefields)

4) Adición de un autotransformador de potencia de 75 MVA, 230/138 kV en la subestación Masaya. (Entro en operación en el año 2011)

En el año 2011, el EOR convoco a las empresas transmisoras de cada uno de los países para presentar los resultados del nuevo estudio "Actualización del Estudio de los Refuerzos Nacionales del Proyecto SIEPAC" realizado por el consultor Alfredo Povedano. En este estudio los refuerzos determinados para Nicaragua fueron:

1) Incrementar de la capacidad térmica de la línea de 69kV León I-León II-La Paz Centro-Nagarote.
2) Incrementar la capacidad térmica de la línea Honduras-León-Sandino-Los Brasiles-Ticuantepe-Masaya-Amayo-Frontera Costa Rica a 330MVA
3) Instalación de 249MVAr de compensación reactiva

Posteriormente en el año 2015, Pacific Northwest National Laboratory (PNNL) a solicitud del EOR, realizo el estudio Refuerzos de Transmisión en los sistemas de América Central, en los resultados obtenidos además de los refuerzos anteriormente mencionados se ha identificado también la necesidad de Incrementar la capacidad de la línea Acahualinca-Managua de 138kV.

- **Objetivos del Proyecto**

General

- Garantizar las transferencias de hasta 300MW por el Sistema Eléctrico de Nicaragua, incrementando la capacidad de la Línea Acahualinca-Managua para cumplir con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo del Sistema establecidos en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.

Específicos

- Aumentar la capacidad de transporte de la línea de 138kV existente en las subestaciones Acahualinca –Managua.

- Crear los refuerzos en el anillo de Managua para el transporte de 300MW por el Sistema de Nicaragua.

- Mejorar la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional y del Sistema Eléctrico Regional creando los refuerzos necesarios en el Sistema Nacional de Transmisión.

- **Justificación**

En el año 2018, el EOR elaboro el estudio "Planificación a Largo Plazo de la generación y la transmisión regional de América Central 2019-2028", TOMO II PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN REGIONAL, contiene los resultados y análisis, para determinar la expansión de la transmisión regional relacionada a los escenarios evaluados en la planificación indicativa de la generación para el período 2019-2028, conforme lo establece el numeral 10.2.2 del Libro III del RMER.

El estudio presenta la necesidad de refuerzos de transmisión que se tienen que realizar en Nicaragua, ante contingencias la línea Acahualinca-Mangua 138 kV existen sobrecargas que generan que la línea no cumpla con los criterios de calidad y seguridad establecida en la Normativa de Operación de Nicaragua, se adjunta como anexo el estudio.

A pesar de las mejoras realizadas en el Sistema Eléctrico de Nicaragua, aún existen limitantes de capacidad, como la que se

presenta en el anillo de Managua, ante transferencias de 300 MW y contingencias N-1; bajo estas condiciones el flujo de potencia que transporta la línea Acahualinca - Managua se incrementa y sobrepasa su capacidad máxima (134 MW correspondientes a su límite térmico). Cumpliendo con los compromisos de país ante el MER y como parte de las continuas obras de mejoras y refuerzo del SNT, ENATREL propone el incremento de la capacidad de la línea Acahualinca-Managua, sustituyendo 8 km de conductor en línea Acahualinca-Managua, esta última compuesta por 3 km de línea aérea montada sobre las torres existentes y 5 km de línea sumergida en el lecho del lago Xolotlán.

El SIEPAC es un sistema de transmisión regional pero interconectado con los sistemas eléctricos nacionales, por lo cual, parte de su capacidad se utiliza por los flujos eléctricos propios de cada país.

Dado que cada país realiza cambios en sus sistemas de transmisión, el sistema regional requiere de nuevos y continuos estudios que identifiquen las debilidades y vulnerabilidades a las que está expuesto el sistema regional.
Esta vigilancia continua permite proponer oportunamente los refuerzos requeridos para solventar dichas debilidades y vulnerabilidades; tal sería el caso, de que un estudio revele las necesidades de incrementar la capacidad térmica de conductores, realizar compensación inductiva en algunas líneas, u otras mejoras que se requieran a partir de los cambios que se presenten en cada sistema nacional de transmisión, de tal forma que continuamente se promuevan y desarrollen obras de refuerzos nacionales o regionales que permitan cumplir con los criterios de calidad, seguridad y desempeño mínimo del sistema establecidos en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).

En análisis eléctricos realizados al Sistema Interconectado Nacional (SIN), se ha identificado la necesidad de realizar refuerzos en la red de transmisión de 138 kV de Managua.

Estos refuerzos requieren el aumento en la capacidad de la línea entre las subestaciones Acahualinca - Managua, puesto que en condiciones de contingencias los conductores instalados sobrepasan su límite térmico.

Específicamente, según los análisis de flujo, cuando existe una contingencia en la línea Los Brasiles-Batahola, el flujo de potencia sobrepasa los 134 MW, lo que corresponde al límite térmico de la línea Acahualinca-Managua.

Si lo anterior se presenta en un escenario que considere una transferencia regional de 300 MW a través del sistema eléctrico de Nicaragua, el flujo en las líneas antes mencionadas se incrementa aún más; convirtiendo a la línea Acahualinca-Managua en una restricción al sistema regional.

Con esta iniciativa se propone eliminar la restricción técnica mencionada, cambiando el conductor actual de la línea Acahualinca-Managua por un conductor de mejores prestaciones térmicas y conductivas, como el DOVE ACSS/TW, el cual tiene un menor coeficiente de dilatación (baja flecha) y mayor resistencia a alta temperatura (hasta 250°C). Dicho conductor a 100°C posee una ampacidad1 de aproximadamente 880 A y a 150°C de 1,100 A.

Debido a las obras incluidas en el Plan Maestro del Desarrollo Urbano de la ciudad de Managua, a cargo de la Alcaldía de Managua el Proyecto original sufrió modificaciones en el tramo Acahualinca-Managua. Inicialmente se tuvo que contemplar un desvío de la línea por la construcción del Puerto Salvador Allende e infraestructura aledaña, pero luego la Alcaldía de Managua ha estado desarrollando varias etapas de construcción del Centro turístico a la orilla del lago Xolotlán, en el área que está atravesada por la línea de transmisión 138 KV de doble circuito (una en 138 KV Acahualinca- Managua y la segunda está operando en 69 KV Managua – Nagarote).

Con el Plan de Revitalización del Centro Tradicional y Patrimonial de Managua, que fue elaborado con el apoyo técnico y financiero del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), los proyectos de la Alcaldía se van extendiéndose a mayores áreas en dirección Este del Puerto Salvador Allende, donde se mantiene la presencia de la Línea de transmisión.

Debido al desarrollo que ha tenido esta zona de Managua y a su futuro crecimiento se hace necesario realizar el desvío de la línea, esto ha sido requerido por la Alcaldía de Managua, ya que la línea obstruye sus planes de ampliación, tiene un impacto visual negativo,
construcciones, y representa un alto riesgo en la seguridad de las personas, al ser un lugar turístico y muy concurrido por la población.

Por otro lado, la línea Acahualinca – Managua genera una problemática paisajística y de seguridad que ha sido expuesta en varias ocasiones a ENATREL por parte de la alcaldía de Managua.

El problema radica en que un tramo de dicha línea pasa por el sector del Puerto Salvador Allende. Afectando los planes de ampliación del centro, creando impacto visual negativo y generando sensación de inseguridad al estar en las cercanías de un espacio turístico muy concurrido.

Lo anterior obliga a desviar un tramo de aproximadamente 5 km de la línea Acahualinca – Managua e instalar dicho tramo de forma sumergida en el lecho del lago Xolotlán.

- **Alcances**

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio para la construcción de:

- 8 km de línea Doble Circuito en 138 kV (una de las líneas operara en 69 kV) entre Acahualinca-Managua, que incluye cambio de conductor en 3 kms sobre las torres existentes y 5 kms de construcción de línea 138 KV subacuática en el lecho del lago Xolotlán.

i. Línea Acahualinca-Managua

- Desmontaje 8 km de conductor Doble Circuito (una de 138 kV y la otra de 69 kV) existente en la línea Acahualinca-Managua.

- Cambio de conductor Doble Circuito 138 kV (un circuito operara en 69 kV) en 3 km de la línea existente saliendo de la Subestación Acahualinca. Se realizará tendido del nuevo conductor Dove ACSS /TW, instalación de aisladores, herrajes y accesorios sobre las torres existentes.

- Construcción de 5 km de nueva línea 138 kV doble circuito, con cable submarino y cable de fibra óptica (Para desvío de las Líneas de 138 kV y 69kV).

- Construcción de 2 Torres de Transición Especial Aérea – Subterránea, con sus pararrayos y accesorios.

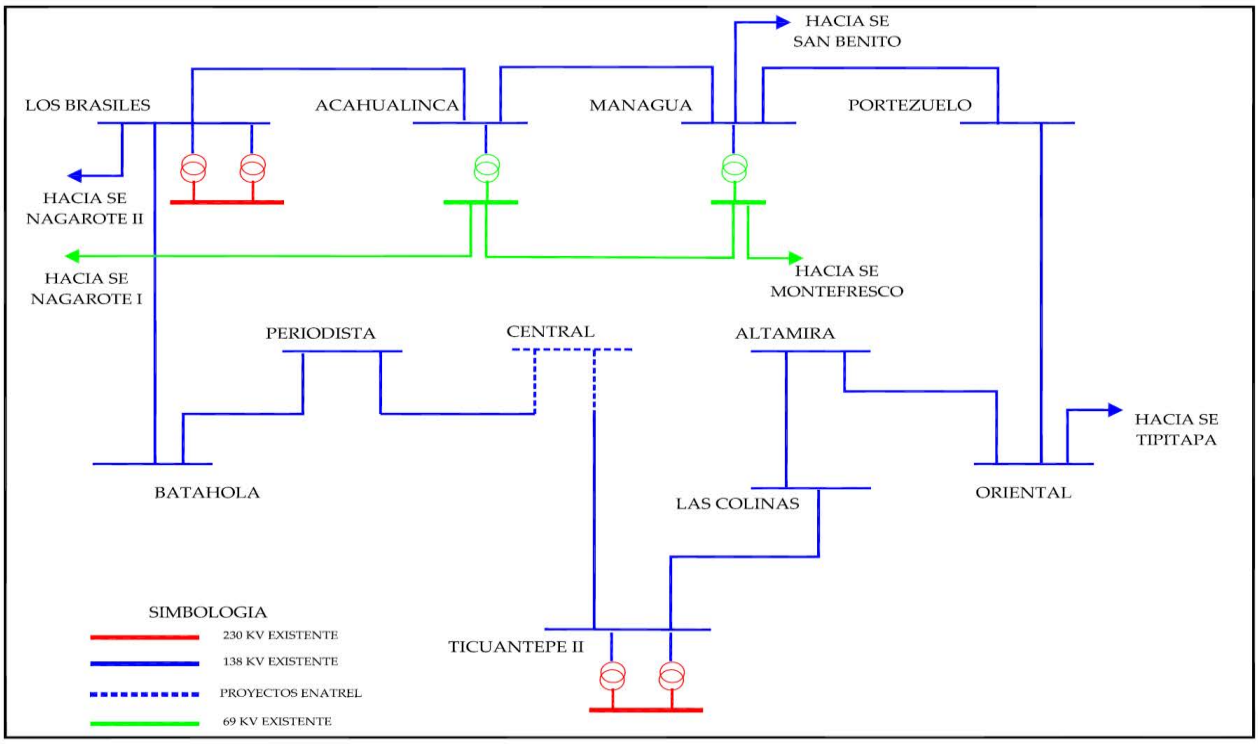
- Desmontaje y traslado a los almacenes de las estructuras que pasan por el puerto Salvador Allende y Centro Histórico de Managua y su traslado a los almacenes.

➢ **Costo del Proyecto**

El proyecto tendrá un costo directo de US$ 6, 908,168 millones de dólares, que se cubrirán con el financiamiento externo.

Línea	Descripción	longitud (km)	Costo Unitario US$	Total US$
Desmontaje del conductor de la Línea Doble Circuito que contempla el 138 y 69 kV Acahualinca-Managua	Desmontaje y traslado de los conductores existente de la torre Doble Circuito que contempla la línea en 138 y 69 kV Acahualinca-Managua	8	5,000.00	40,000.00
Cambio de Conductores en Línea aérea existente Acahualinca-Managua 138 y 69 kV	Tendido de conductor Dove ACSS HTLS TW, Doble Circuito que incluye la línea en 69 kV (Las dos líneas son en 138 kV pero una operara en 69 kV) instalación de aisladores, herrajes, accesorios y cambio de TC´s en SE Acahualinca	3	48,000.00	144,000.00
Construcción Nueva Línea Acahualinca - Managua	Construcción LT subacuática 138kV Doble circuito que incluye la línea en 69 kV (Las dos líneas son en 138 kV pero una operara en 69 kV), cable, empalmes, instalación de aisladores, herrajes, accesorios, cable de fibra óptica y cambio de TC´s en SE Managua	5	1200,000.00	6,000,000.00
Tramo Línea Aérea Acahualinca - Managua Doble Circuito que incluye la línea en 138 y 69 kV	Desmontaje y traslado a los almacenes de las estructuras	5	30,000.00	150,000.00
Torres de Transición Especial Aérea - Subterránea	Compra y Montaje de Estructuras Especiales de la Entrada y Salida de la línea Subacuática	2	80,000.00	160,000.00
Pararrayos y accesorios	Compra y Montaje de Pararrayos para Estructuras Especiales (Torres de transición Aérea - Subterránea)	6	3,856.68	23,140.06
Sub Total Líneas				**6,517,140.06**
Imprevisto				**391,028.40**
Total				**6,908,168.5**

8.9.7.- Diagrama de Conexión



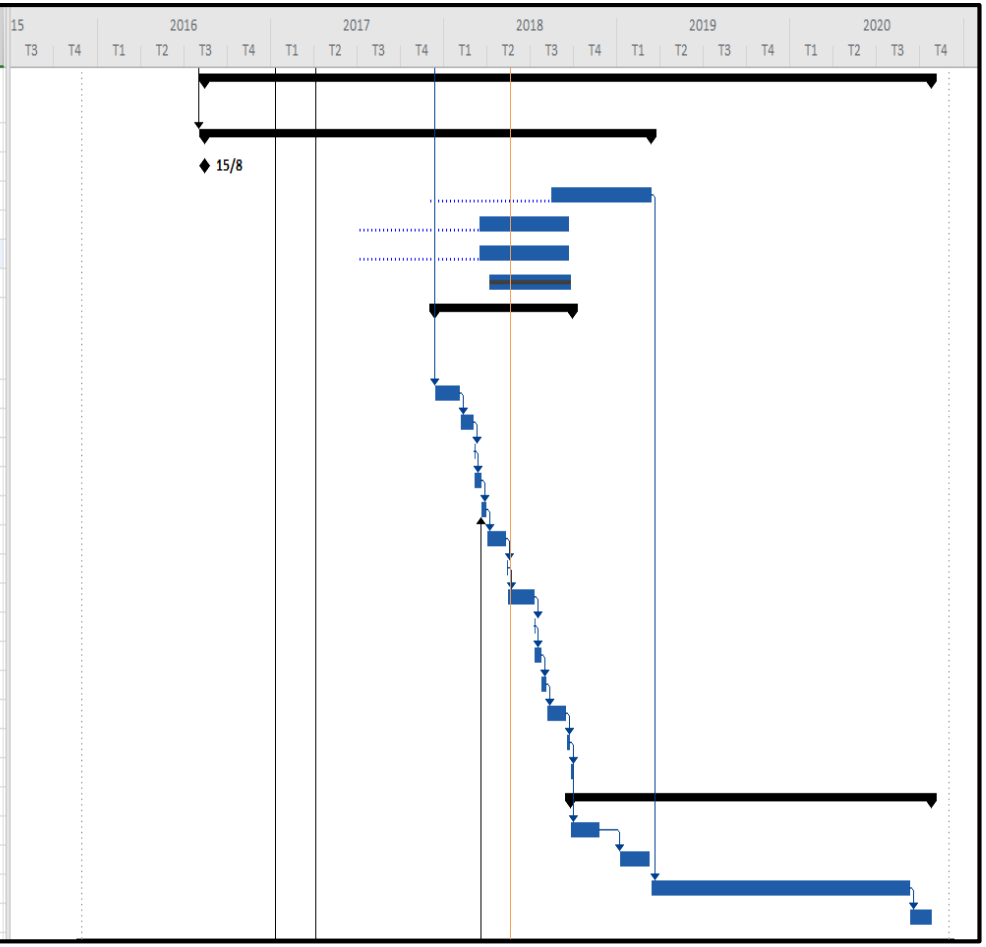
8.9.8.- Mapa de Ubicación

Detalle del desvío de la Línea Acahualinca-Managua 138kV

Linea de Transmision Existente
Poste de Transicion
Tramo Submarino Dos Circuitos (5 km)
Cable Submarino
Poste de Transicion
Barrio Manchester
Casas del Pueblo
Barrio La Cruz
Santa Ana
Barrio Rubén Darío
Barrio Los Pescadores
Barrio Julio Buitrago
Barrio Santo Domingo
Poste de Transicion
S/E Planta Managua

8.9.10.- Cronograma

Task Name	Duración	Comienzo	Fin
P1: Capacidad de la linea Los Brasiles-Acahualinca-Managua Aumentado.	**1079 días**	**lun 15/8/16**	**vie 23/10/20**
Preliminares	**659 días**	**lun 15/8/16**	**mar 12/3/19**
Adquisición de terreno	0 días	lun 15/8/16	lun 15/8/16
Estudio de impacto ambiental	150 días	vie 1/12/17	mar 12/3/19
Levantamiento topográfico	132 días	lun 3/7/17	jue 20/9/18
Estudio geológico	132 días	lun 3/7/17	jue 20/9/18
Servidumbre	120 días	jue 5/4/18	lun 24/9/18
Proceso de licitación y contratación:Suministro de bienes y servicios conexos Los Brasiles - Acahualinca – Managua 138 Kv.	**207 días**	**mar 12/12/17**	**vie 28/9/18**
Elaboración de especificaciones técnicas	40 días	mar 12/12/17	vie 2/2/18
Elaboración de DDL	20 días	lun 5/2/18	vie 2/3/18
Solicitud de no objeción del BID	1 día	lun 5/3/18	lun 5/3/18
No objeción del BID a la elegibilidad	10 días	mar 6/3/18	lun 19/3/18
Convocatoria pública de licitación	9 días	mar 20/3/18	vie 30/3/18
Presentación de ofertas	30 días	lun 2/4/18	vie 11/5/18
Apertura de ofertas	1 día	lun 14/5/18	lun 14/5/18
Evaluación de oferta	40 días	mar 15/5/18	lun 9/7/18
Solicitud de no objeción del BID	1 día	mar 10/7/18	mar 10/7/18
No objeción del BID al informe de evaluación	10 días	mié 11/7/18	mar 24/7/18
Notificación a los oferentes	7 días	mié 25/7/18	vie 3/8/18
Constitución de garantias	28 días	lun 6/8/18	jue 13/9/18
Suscripción del contrato	5 días	lun 17/9/18	vie 21/9/18
Remisión del contrato	5 días	lun 24/9/18	vie 28/9/18
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión	**542 días**	**lun 24/9/18**	**vie 23/10/20**
Solicitud y pago del anticipo	45 días	lun 24/9/18	vie 23/11/18
Diseño y especificaciones técnicas	45 días	lun 7/1/19	vie 8/3/19
Suministro de bienes y obras civiles y montaje de equip	390 días	mié 13/3/19	mié 9/9/20
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	30 días	jue 10/9/20	vie 23/10/20



8.6. - Construcción Subestación Pantasma 138 kV.

➢ Introducción

La subestación Centroamérica alimenta por medio del circuito PCA-L4010 a los poblados de Santa María de Pantasma, La Concordia, San Rafael del Norte, San Sebastián de Yalí, Comunidades Apanás, Asturias, Toma toya, Wiwilí, Las Praderas y sectores aledaños. El circuito PCA-L4020 alimenta exclusivamente a la ciudad de Jinotega.

El circuito PCA-L4010 que alimenta al poblado de Wiwilí posee una distancia aproximada de 85 km, lo que limita el desarrollo de la electrificación rural por medio de extensión de redes en la zona de Santa María de Pantasma, Wiwilí y sectores aledaños.

La distribuidora Gas Natural está solicitando una nueva subestación en el poblado de Pantasma para poder dar respuesta a las nuevas solicitudes de conexión de electrificación rural, el Proyectos PNESER, incrementos de potencia en Wiwilí de Jinotega y la interconexión del proyecto hidroeléctrico Kurawas ubicado fuera de la concesión de DISNORTE S.A.

➢ Objetivo

- Mejorar la calidad del suministro eléctrico en la zona de Santa María de Pantasma y sectores aledaños.
- Satisfacer el incremento de la demanda en la zona y permitir la electrificación rural prevista en el programa PNESER.
- Incrementar el uso productivo de la electricidad en las zonas rurales.
- Permitir la conexión al SIN (Sistema Interconectado Nacional) a pequeños proyectos hidroeléctricos localizados en las cercanías del poblado de Estancia Cora.

➢ Justificación

El municipio de Santa María de Pantasma y Wiwilí de Jinotega son abastecidos a través del circuito PCA-L4010 en 24.9 kV, este circuito tiene una distancia de más de 85 km, desde la Subestación Centroamérica. Lo anterior provoca grandes pérdidas de energía en los circuitos de distribución,

ocasionando problemas de voltaje en el servicio eléctrico de esta zona y no es posible técnicamente brindar un servicio de energía eléctrica con un perfil de voltaje aceptable y dentro de los rangos normados.

Actualmente el circuito PCA-4010 está agotado y su tipología es extensa, siendo uno de los circuitos con más de 800 Km de líneas aérea de media tensión monofásica (incluye líneas troncales y ramales). Debido a lo anterior, muchas comunidades rurales no gozan del servicio de energía eléctrica debido a la saturación de las líneas de distribución y largas distancias de los circuitos existentes.

En el poblado de Wiwilí la concesión de distribución la tiene la Dirección de Operación de los Sistemas Aislados (DOSA). La frontera de las concesiones de DISNORTE-DISSUR y DOSA se encuentra en el poblado de Estancia Cora.
Actualmente la DOSA para el consumo de energía de los clientes de Wiwilí, Plan de Grama y Casa Quemada realiza compras de energía a la Distribuidora DISNORTE-DISSUR lo que ocasiona que con las tarifas actuales los sistemas (Wiwilí y Casa quemada) operen con pérdidas económicas que limitaran en el futuro la operatividad requiriendo subsidio del gobierno central.

Es necesaria una nueva subestación que permita una mejor calidad y continuidad de energía para los clientes que se encuentran asociados a estos circuitos. Esta nueva subestación es necesaria para el desarrollo de la electrificación rural en la zona de manera que una nueva configuración de redes en los circuitos de distribución permita la conexión de todos los nuevos proyectos de electrificación previstos en la zona.

Construir una subestación en Pantasma en el poblado de Estancia Cora, le permitirá a la DOSA (Dirección Operación Sistemas Aislados) comprar la energía residual que se genere en las pequeñas hidroeléctricas de la zona (Casa Quemada, Yakalwás, La Camaleona, El Bote, Benjamín Linder y Las Peñitas); o bien podrá contratar con las Hidroeléctricas de ENEL, la energía que requiera en la ZONA de Wiwilí a un precio inferior que el ofertado por DISNORTE-DISSUR abaratando los costos de operación y para beneficiar a nuevos usuarios de la energía eléctrica.

- **Población Beneficiada**

Con la ejecución de este Proyecto, se beneficiará aproximadamente un total de 57,718 habitantes.

- **Sectores Beneficiados**

Santa María de Pantasma, Penquillas, Los cuatros esquinas, El Portal, El Charcón, El Payacal, Estancia Cora, El Ventarrón 1 y 2, El Malecón, La Brellera 1 y 2, EL chile, El Consuelo, La Esperanza, La Rica, Santa Cruz, San Luis, El Prisionero y sectores aledaños.

- **Alcances**

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, pruebas y puesta en servicio, para la construcción de:

- Obra 1: Nueva subestación Pantasma 138 kV.
- Obra 2: Ampliación Subestación Jinotega 138 kV.
- Obra 3: Construcción de línea transmisión en 138 kV.

Obra 1: Subestación Pantasma

- 1 bahía de transformación 138/24.9 kV.
- 1 transformador de Potencia de 30 MVA, con relación de voltaje 138 kV/24.9 kV.
- 7 celdas Metalclad de 24.9 kV, tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 5 salidas de distribución con su interruptor, de las cuales quedara 2 celda de reserva para conexión de PCH, 1 celda de entrada del transformador de potencia, 1 celda para los equipos de medición y la celda para el transformador de servicios propios).
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías) y transformador de servicios propios.
- Sistema de Automatizado de control, protección y medida.
- Sistema de red de tierra y blindaje aéreo de la subestación y del edificio de control.
- Sistema de iluminación perimetral y de las bahías de subestación.

- Estructuras metálicas para pórticos tipo celosía.
- Conductor, aisladores y herrajes para las barras, bajante y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control.
- Todas las obras civiles (movimiento de tierra, edificio de control, calles, andenes, muro perimetral, fachada, fundaciones de equipos, canalizaciones para cables, bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de subestación).
- Adquisición de terreno.

Obra 2: Ampliación Subestación Jinotega

- 1 bahía de línea en 138 kV, en esquema de doble barra, con interruptor y seccionador bypass.
- 1 bahía de acople de barras en 138 kV
- Barras de 138 KV, incluye pórticos, conductores, aisladores y herrajes.
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo.
- Ampliación del Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Ampliación del Sistema de Iluminación en las nuevas bahías.
- Cables de control.
- Todas las obras civiles de las nuevas obras (Movimiento de Tierra, Calles, Andenes, Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).

Obra 3: Línea de Transmisión

- Construcción de 47.5 km de línea, con conductor 556.5 kcmil ACSR simple circuito e hilo de guarda tipo OPGW de 48 hilos, soportada en torres de celosía y postes, desde la nueva Subestación Jinotega hasta la nueva Subestación Pantasma.

- **Costos**

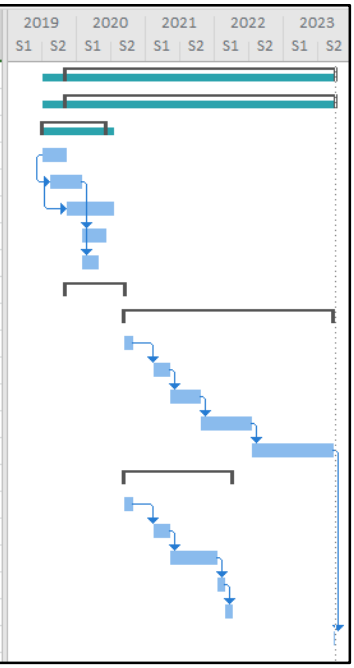
El costo del proyecto tiene un valor de **US$ 14.29 millones de dólares** sin incluir imprevistos, de los cuales **US$ 13.40 millones de dólares** serán financiados con financiamiento externo y **US$ 0.885 millones de dólares** serán contrapartida local.

Proyecto		
Construcción Subestación Pantasma	**Fuente de Financiamiento**	**Costos $**
Moneda Extranjera	EN GESTIÓN BCIE	**13,407,861**
Moneda Extranjera	Recursos del Tesoro	**521,460**
Moneda Local	Recursos Propios	**363,269**
Costo Total $		**14,292,590**

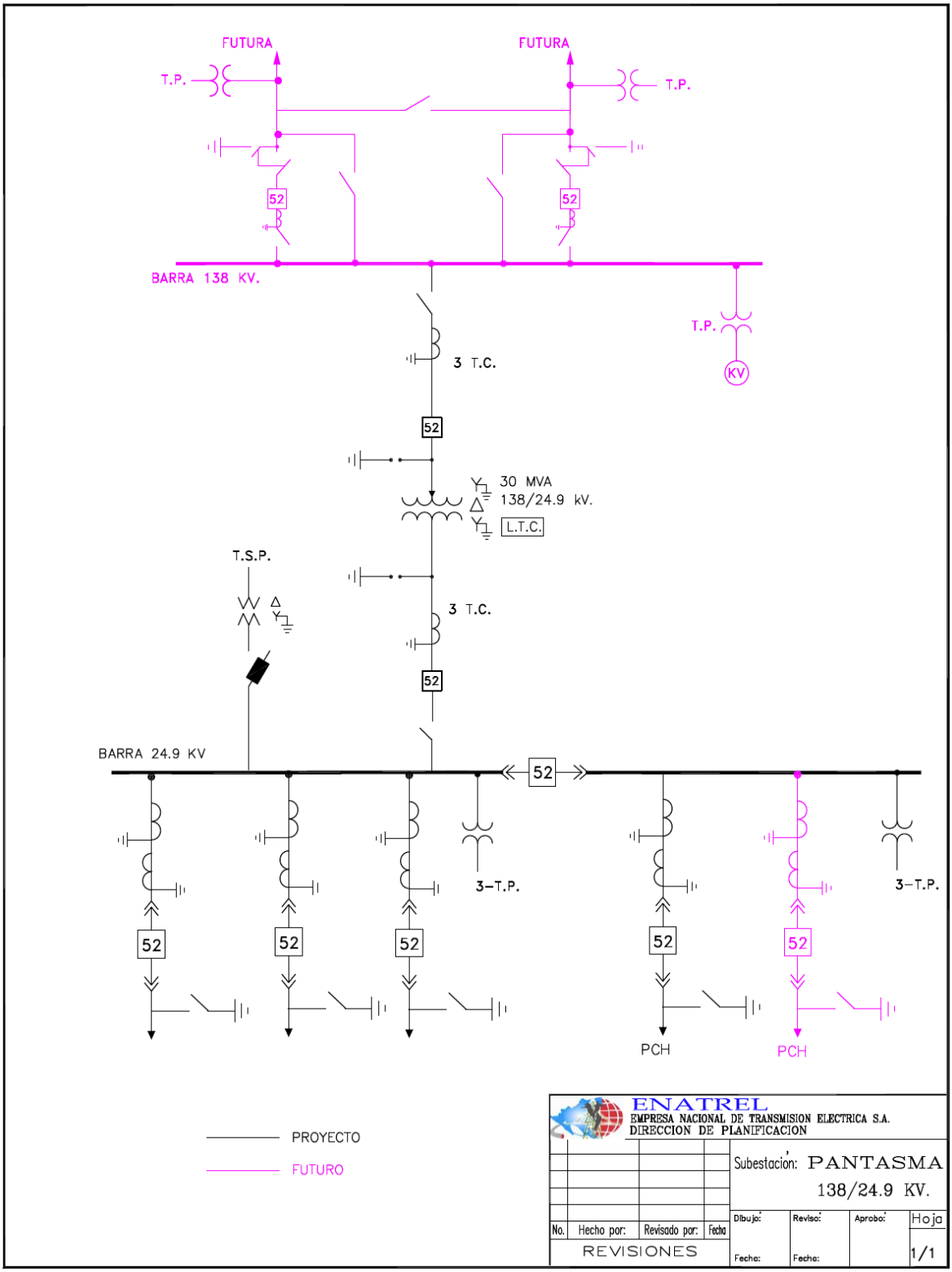
- **Mapa de Localización**

➢ Cronograma

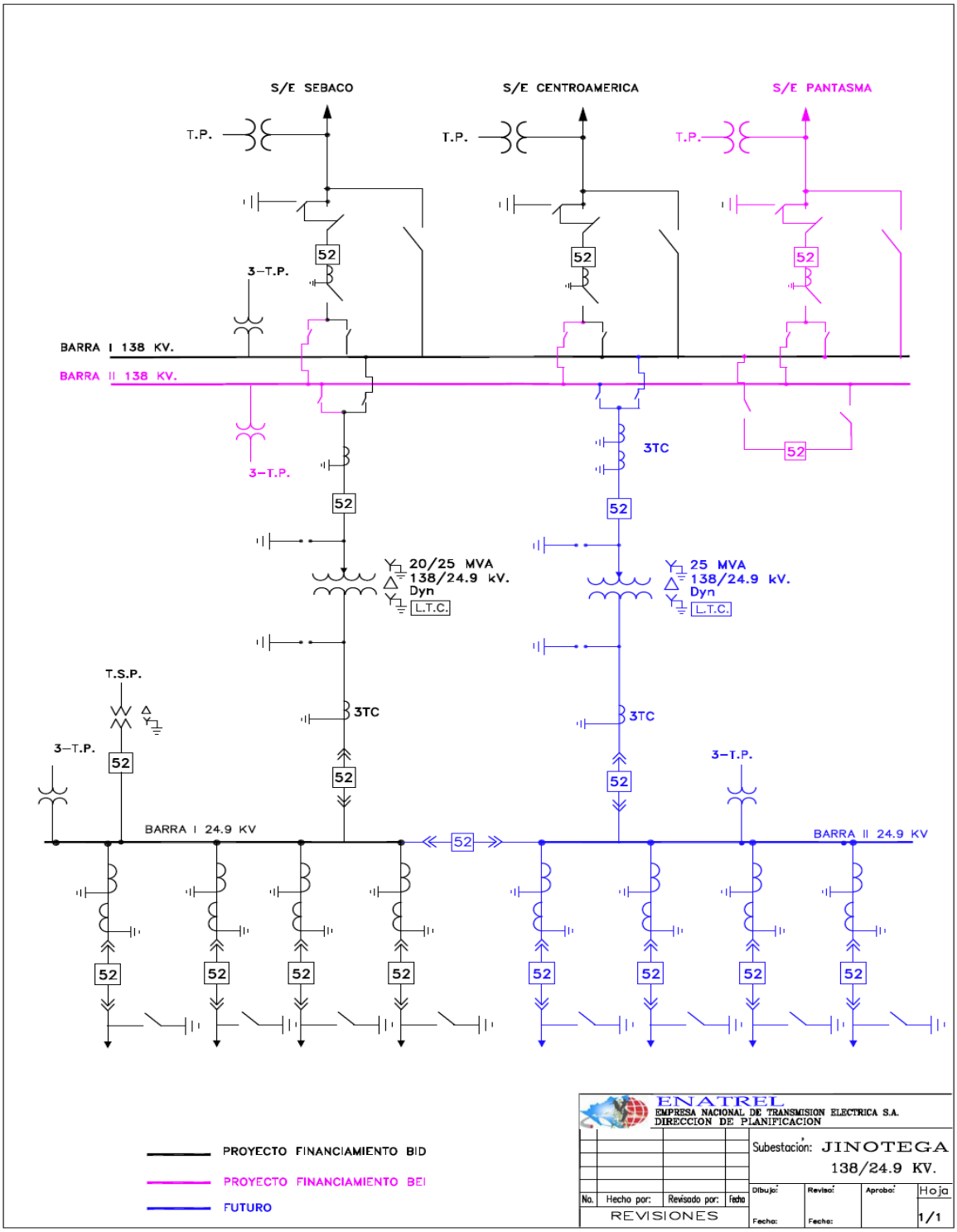
Nombre de tarea	Comienzo	Fin
PEP	**vie 1/11/19**	**mié 4/10/23**
CONSTRUCCIÓN DE SUBESTACIÓN PANTASMA EN 138 KV	**vie 1/11/19**	**mié 4/10/23**
Preliminares	**lun 1/7/19**	**vie 5/6/20**
Adquisición de terreno	mié 3/7/19	mar 5/11/19
Levantamiento topográfico	mié 14/8/19	mar 28/1/20
Estudio de impacto ambiental + censo forestal	mié 6/11/19	mar 14/7/20
Estudio geológico	mié 29/1/20	mar 2/6/20
Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	mié 29/1/20	mar 21/4/20
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	**vie 1/11/19**	**mié 16/9/20**
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	**jue 10/9/20**	**mié 20/9/23**
Solicitud y pago del anticipo	jue 10/9/20	mié 21/10/20
Diseño y especificaciones técnicas	jue 11/2/21	mié 5/5/21
Suministro de bienes	jue 6/5/21	mié 20/10/21
Obras Civiles	jue 21/10/21	mié 13/7/22
Montaje Electromecanico	jue 14/7/22	mié 20/9/23
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión - Lote II	**jue 10/9/20**	**mié 6/4/22**
Solicitud y pago del anticipo	jue 10/9/20	mié 21/10/20
Diseño y especificaciones técnicas	jue 11/2/21	mié 5/5/21
Suministro de bienes	jue 6/5/21	mié 12/1/22
Obras Civiles	jue 13/1/22	mié 23/2/22
Montaje Electromecanico	jue 24/2/22	mié 6/4/22
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	**jue 21/9/23**	**mié 4/10/23**



➢ **Diagrama Unifilar SE Pantasma**



➢ Diagrama Unifilar SE Jinotega



8.7.- Construcción Subestación Tola y Línea de transmisión Rivas – Tola- San Juan del Sur en 138 kV.

➢ Introducción

En los últimos años la demanda de potencia en la subestación Rivas ha tenido un crecimiento acelerado, del período 2007-2009: 19 %; 2009-2011: 25%; 2011-2014: 33% y al 2017: 55%. Esto se debe a que parte del área de influencia de sus circuitos de distribución corresponde a la zona costera de los municipios de Tola y San Juan del Sur. Hay que destacar que esta zona costera es la de mayor crecimiento en infraestructura turística de la costa del pacífico de Nicaragua.

ENATREL construirá una nueva subestación en Tola con el objeto de asegurar y mejorar el suministro de la zona costera y descargar la Subestación Rivas. Con esta nueva subestación se mejorará la calidad del servicio eléctrico (nivel de tensión), se podrá atender la demanda en la zona de desarrollo turístico de Tola, se reducirán las pérdidas en los circuitos de distribución y podrá brindarse cobertura de servicio eléctrico a nuevas comunidades.

Esta nueva subestación es clave para el desarrollo turístico en la zona costera del municipio de Tola, sin ella no es posible brindar un suministro energético confiable.

➢ Antecedentes

En 1972 se energizo la subestación de Rivas con cuatro circuitos de distribución. Dicha subestación posee una capacidad instalada en transformación de 40 MVA. A continuación, se muestra los circuitos que posee y los sectores que alimenta.

Subestación	Circuito	DN/DS	Sectores
RIVAS	RIV4030	Dissur	Popoyuapa, Candelaria, Buenos Aires, Potosí, Apompua, El Cocal, San Antonio, La Rinconada Enacal y sectores aledaños
RIVAS	RIV4040	Dissur	Belén, Pueblo Nuevo, Ochomogo, Comunidades Pica Pica, El Menco y Las Banderas, Km 78 al 109 carretera Nandaime - Rivas
RIVAS	RIV4050	Dissur	Rivas, San Jorge, comunidades 29 de Mayo, Apataco, Chatilla 1 y 2, Mico Negro, Nagüalapa, Nancite Dulce, Norteamérica, Tolesmaida, El Papaturro, La Chocolata, La Puebla, La Tigrera y sectores aledaños
RIVAS	RIV4060	Dissur	Sector este de Rivas, San Juan del Sur, Cárdenas, Sapoá, Peñas Blancas, El Ostional, Tirurí, La virgen, La Talanguera, Nacascolo, El Bastón, Cerro La Cuesta, Condominio Bahia del Mar, Reserva El Aguacate, Playas Manzanillo, Majahualt, Escameca, Marsella, Los Cocos, La Tortuga, El Coyol y sectores aledaños
RIVAS	RIV4070	Dissur	Tola, Las Salinas, Marina de Guacalito, Guachipilín, Nancimí, Los Horcones, El Limón, Barrios las Piedras, Palo Negro, La Flor, El Palmar, Hospital Gaspar García Laviana, Rancho Sta Ana, Playa Gigante, Jiquelite, Guasacate, Popoyo y sectores aledaños

El crecimiento promedio anual de la demanda de Rivas ha sido de 5.7% en los últimos años. A continuación, se muestra la demanda de la subestación Rivas en los últimos 5 años

	2013	2014	2015	2016	2017
DEMANDA (MW)	20.10	21.3	22.6	23.3	23.5
TASA CRECIMIENTO	7.5%	6.2%	5.9%	3.1%	4.8%

Los circuitos mayormente cargados son el 4060 y el 4070 que alimentan las zonas costeras del pacifico de Rivas. El circuito 4060 ya fue seccionado en el 2016 con la puesta de un transformador provisional (Móvil) en la subestación La Virgen mientras entra en operación la Subestación San Juan del Sur.

El circuito 4070 de la subestación Rivas alimenta actualmente la zona de Tola y sectores aledaños, su carga máxima registrada en abril del 2016 fue de 8.5 MVA. Siendo la capacidad del circuito de 9.9 MVA. Estos circuitos tienen 44 años de estar operando.

La infraestructura eléctrica de distribución asociada al circuito RIV4070 consiste en 280 km de red de media tensión, 668 transformadores de distribución que suman una capacidad instalada de 24,681 KVA.

Las capacidades de las líneas de distribución existentes no son capaces de transportar la energía requerida por la población y los inversionistas (hoteles, condominios, etc.) lo que ocasiona una demanda insatisfecha, por lo que los hoteles poseen sus propios generadores electrógenos para suplirse de su propia energía en caso de faltar el suministro o bien durante la temporada alta de turismo.

- **Justificación**

La subestación de Rivas está alimentada radialmente de la subestación Nandaime y abastece las cargas de San Juan del Sur, Tola, San Jorge, Sapoa, Buenos Aires, Potosí, Cárdenas y sectores aledaños.

La demanda máxima de energía ocurre en Semana Santa, debido a la afluencia de turismo nacional e internacional en la zona costera de este departamento. Por lo que los hoteles poseen

sus propios generadores electrógenos para suplirse de su propia energía en caso de faltar el suministro.

Así mismo en esta época hay conciertos y fiestas donde los organizadores no dependen de la red sino de su propia fuente de generación para evitar cancelaciones por falta de energía.

En la situación actual dada la extensión del circuito RIV4070 y su demanda energética, los cuales ya cuentan con expediente de solicitud de nuevo suministros y otros proyectos por venir, no es posible técnicamente abastecer toda la demanda a futuro de esta zona.

Adicionalmente, por la gran cantidad de red de media tensión conectada a una misma cabecera de circuito la probabilidad de re cierres, perturbaciones en la continuidad e interrupciones incrementa proporcionalmente (entre menos cantidad de red menos probabilidad y entre más cantidad de red la probabilidad aumenta).

Índice de Falla:

Salida de línea Nandaime-Rivas 2017
Salidas forzadas autorizadas.

Tensión	Circuito	Kilómetros Instalados	Localización	Forzadas Autorizadas		
				Nro.	**Horas**	**ENS**
138 kV	Línea L8220	40.29	NANDAIME - RIVAS	16.00	17.33	206.85

Con la construcción de la nueva subestación Tola y tener conectadas las subestaciones quedando un anillo en el sur del pacifico de Nicaragua, se mejorará la confiabilidad del servicio eléctrico y podrá brindarse cobertura de servicio eléctrico a los proyectos turísticos futuros y actuales que requieren ampliarse así mismo a nuevos usuarios residenciales del departamento de Rivas a electrificarse.

- **Objetivos**

General

- Construir una nueva subestación eléctrica en el municipio de Tola para asegurar el suministro de energía a los clientes actuales y futuros, con calidad y confiabilidad.

Específicos

- Satisfacer el crecimiento de la demanda en la zona costera del departamento de Rivas.
- Proveer las condiciones técnicas necesarias para el desarrollo de la electrificación rural en los municipios de Tola y zonas aledañas.
- Mejorar la calidad del servicio a los usuarios que poseen el servicio de energía eléctrica.
- Proveer las condiciones técnicas necesarias para el desarrollo turístico en la zona costera de Tola.
- Mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico en el municipio de Tola y San Juan del Sur.

- **Población beneficiada**

Esta nueva subestación beneficiaría a 40,960 habitantes.

- **Sectores beneficiada**

Tola, Las Salinas, El Astillero, Marina Guacalito, Los Horcones, El Limón, Guachipilín, Nancimí, Barrio las Piedras, Palo Negro, La Flor, El Palmar, Hospital Gaspar García Laviana, Rancho Santa Ana, Playa Gigante, Playa Jiquelite, Playa Guasacate, Playa Popoyo, La Virgen Morena, Güiscoyol, Mico Negro y sectores aledaños.

- **Alcances del proyecto**

El proyecto se divide en dos fases, la primera fase considera la construcción de la subestación Tola, ampliación de la subestación Rivas y una línea en 138 kV de 16 km de distancia entre las subestaciones Rivas –Tola.

La segunda fase consiste en la construcción de 21km de línea 138 kV entre las subestaciones de Tola y San Juan del Sur y la ampliación de ambas subestaciones.

- **Alcances Fase I**

Consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio para la construcción de:

- Obra 1: Construcción Subestación Tola en 138 KV.
- Obra 2: Ampliación Subestación Rivas
- Obra 3: Línea de Transmisión en 138 kV entre las Subestaciones Rivas y Tola.

Obras 1: Subestación Tola

- Barra de 138kV
- 1 Bahía de transformación en 138/24.9 kV.
- 1 Transformador de Potencia de 30/40 MVA con relación 138/24.9 kV.
- celdas Metalclad, tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 4 salidas de distribución con sus interruptores, una celda de entrada del transformador de potencia con su interruptor, una celda para equipos de medición y una celda para el transformador de servicios propios).
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías.) y Transformador de Servicios Propios.
- Equipos de Comunicaciones, para fibra óptica.
- Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación y del edificio de control.
- Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Sistema de Iluminación perimetral y de las Bahías de la Subestación.

- Todas las obras civiles (Movimiento de Tierra, Edificio de Control, Calles, andenes, Muro Perimetral, Fachada, Fundaciones de Equipos, Canalización para Cables,

  Bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de la Subestación).
- Adquisición de terreno.

Obras 2: Ampliación Subestación Rivas

- Ampliación Barra 138 kV.
- 1 bahía de línea en 138 kV con su interruptor y seccionador bypass.
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo.
- Ampliación del Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Ampliación del Sistema de Iluminación de la nueva Bahía.
- Todas las obras civiles de las nuevas obras (Movimiento de Tierra, Calles, Andenes, Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).

Obras 3: Línea de Transmisión

- Construcción de 16 km de línea, simple circuito, en 138kV entre la subestación Rivas y la subestación Tola, con conductor 556.5 kcmil ACSR y cable de guarda tipo OPGW.

➢ **Alcances Fase II**

Consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio para la construcción de:

- Obra 1: Ampliación Subestación Tola en 138 kV.
- Obra 2: Ampliación Subestación San Juan del Sur 138 KV.
- Obra 3: 21 km de Línea de Transmisión en 138 kV entre las Subestaciones Tola y San Juan del Sur.

Obras 1: Ampliación Subestación Tola 138 kV

- Barra de 138 kV.
- 2 bahías de línea en 138 kV, en esquema de doble barra, con interruptor y seccionador bypass.
- 1 Bahía de acople de barras en 138 kV
- 1 Bahía de transformación en 138/24.9 kV.
- 1 Transformador de Potencia de 30/40 MVA con relación 138/24.9 kV.
- celdas Metalclad, tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 4 salidas de distribución con sus interruptores, una celda para interruptor de acople de barras, una celda de entrada del transformador de potencia con su interruptor y una celda para equipos de medición).
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías.) y Transformador de Servicios Propios.
- Equipos de Comunicaciones, para fibra óptica.
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación y del edificio de control.
- Ampliación del Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Ampliación del Sistema de Iluminación perimetral y de las Bahías de la Subestación.
- Todas las obras civiles de las nuevas obras (Movimiento de Tierra, Edificio de Control, Calles, andenes, Muro Perimetral, Fachada, Fundaciones de Equipos, Canalización para Cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de la Subestación).

Obras 2: Ampliación Subestación San Juan del Sur 138 kV

- Ampliación Barra 138kV
- 2 bahías de línea en 138kV con su interruptor y seccionador bypass.
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo
- Ampliación del Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida
- Ampliación del Sistema de Iluminación de la nueva Bahía

- Todas las obras civiles de las nuevas obras (Movimiento de Tierra, Calles, Andenes, Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).

Línea de Transmisión

- Construcción de 21 km de línea, simple circuito, en 138 kV entre la subestación San Juan del Sur y la subestación Tola, con conductor 556.5 kcmil ACSR y cable de guarda tipo OPGW, utilizando torres de celosía y postes.

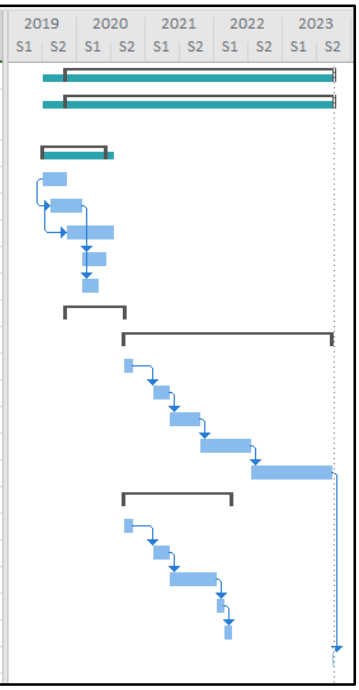
➢ Costos del Proyecto

El costo del proyecto tiene un valor de **US$ 19.55 millones de dólares** sin incluir imprevistos, de los cuales **US$ 18.45 millones de dólares** serán financiados con financiamiento externo y **US$ 1.10 millones de dólares** serán contrapartida local.

Proyecto		
Construcción de Subestación Tola y Línea de Transmisión Rivas -Tola -San Juan del Sur en 138 KV	Fuente de Financiamiento	Costos $
Moneda Extranjera	EN GESTIÓN BCIE	18,452,141
Moneda Extranjera	Recursos del Tesoro	713,550
Moneda Local	Recursos Propios	392,710
Costo Total $		**19558,401**

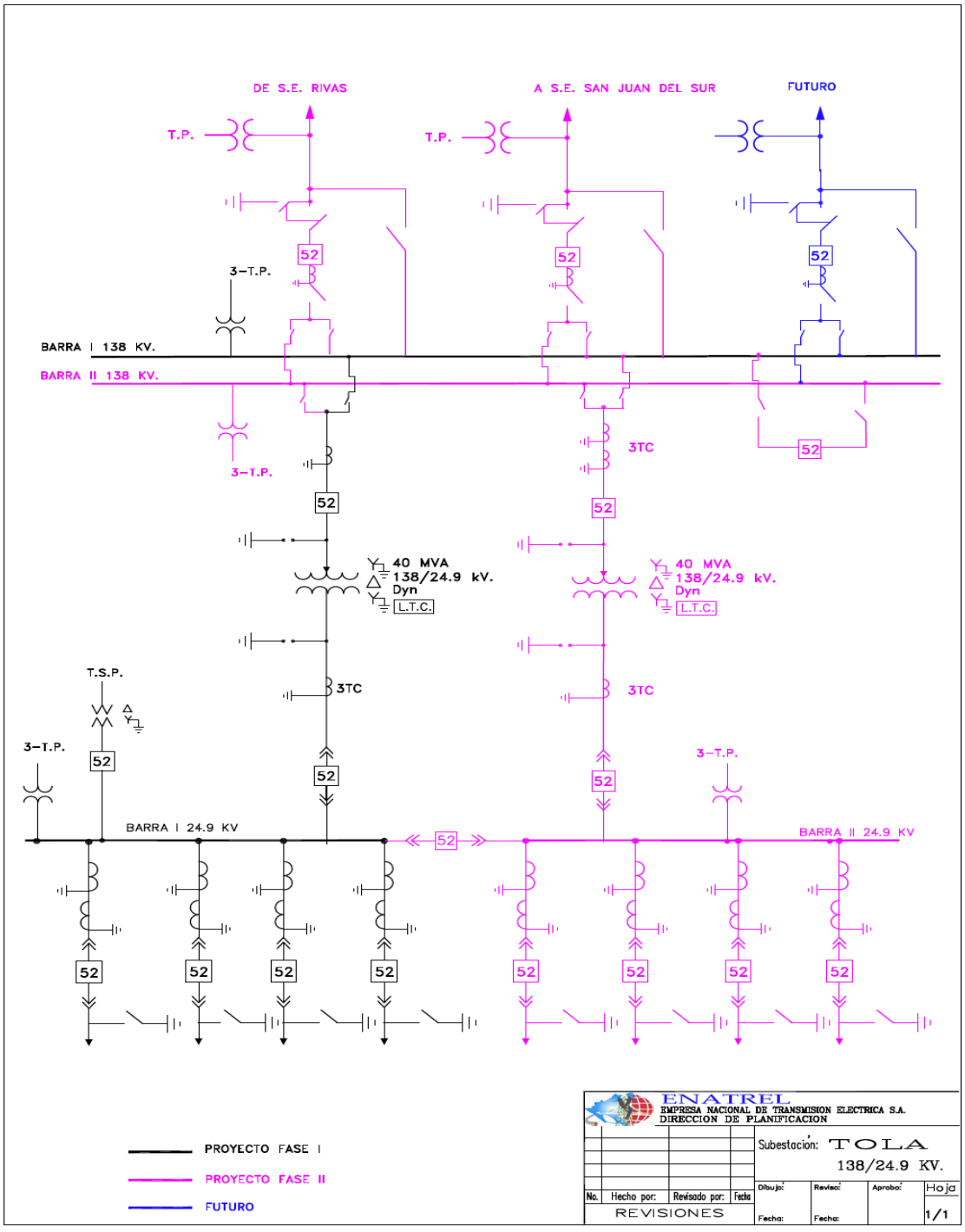
➢ Cronograma

Nombre de tarea	Comienzo	Fin
PEP	**vie 1/11/19**	**mié 4/10/23**
CONSTRUCCIÓN DE SUBESTACIÓN TOLA Y LINEA DE TRANSMISION RIVAS - TOLA - SAN JUAN DEL SUR EN 138 KV	**vie 1/11/19**	**mié 4/10/23**
Preliminares	**lun 1/7/19**	**vie 5/6/20**
Adquisición de terreno	mié 3/7/19	mar 5/11/19
Levantamiento topográfico	mié 14/8/19	mar 28/1/20
Estudio de impacto ambiental + censo forestal	mié 6/11/19	mar 14/7/20
Estudio geológico	mié 29/1/20	mar 2/6/20
Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	mié 29/1/20	mar 21/4/20
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	**vie 1/11/19**	**mié 16/9/20**
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	**jue 10/9/20**	**mié 20/9/23**
Solicitud y pago del anticipo	jue 10/9/20	mié 21/10/20
Diseño y especificaciones técnicas	jue 11/2/21	mié 5/5/21
Suministro de bienes	jue 6/5/21	mié 20/10/21
Obras Civiles	jue 21/10/21	mié 13/7/22
Montaje Electromecanico	jue 14/7/22	mié 20/9/23
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión - Lote II	**jue 10/9/20**	**mié 6/4/22**
Solicitud y pago del anticipo	jue 10/9/20	mié 21/10/20
Diseño y especificaciones técnicas	jue 11/2/21	mié 5/5/21
Suministro de bienes	jue 6/5/21	mié 12/1/22
Obras Civiles	jue 13/1/22	mié 23/2/22
Montaje Electromecanico	jue 24/2/22	mié 6/4/22
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	**jue 21/9/23**	**mié 4/10/23**

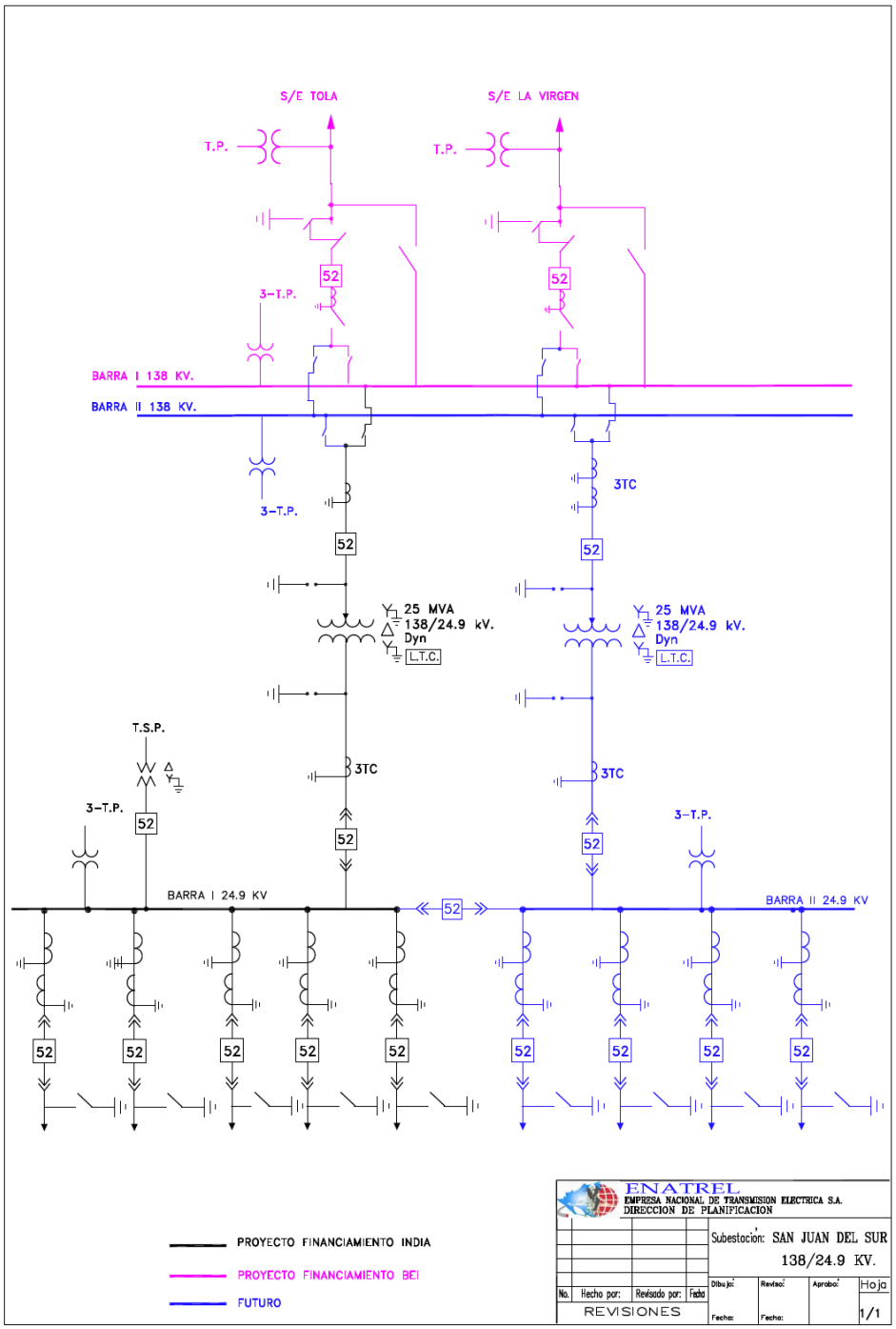


- **Mapa de ubicación**

➢ **Diagrama Unifilar Subestación TOLA**



➢ **Diagrama Unifilar Subestación San Juan del Sur**



8.8. - Construcción Subestación Jiquilillo y Obras Conexas.

➢ Introducción

Existe una declaración conjunta de los presidentes de Honduras, Nicaragua y El Salvador del 25 de agosto del año 2014 para promover propuestas concretas que coadyuven a alcanzar el desarrollo del Golfo de Fonseca, promover proyectos en los sectores turísticos, de infraestructura, agroindustria y energía renovable.

Adicionalmente la distribuidora Disnorte – Dissur ha solicitado a ENATREL una nueva subestación en las cercanías del balneario Jiquilillo, en las proximidades de la comunidad del Congo en el departamento de Chinandega.
En la actualidad la zona de Jiquilillo, Cosigüina, Sta. María del Mar, Mechapa, Padre Ramos, Tom Valle, La Reforma, El Fortín, Los Zorros y sectores aledaños son alimentados por medio del circuito 4030 de la subestación El Viejo.

El circuito EVJ-4030, tiene una longitud de 284 Km, con demanda de potencia de 3.3 MW, este circuito tiene el 88% de cargabilidad con respecto a su capacidad instalada, existen solicitudes de conexión de nuevas cargas las cuales no se aceptan debido a la caída de voltaje existente provocado por la lejanía de las mismas.

➢ Objetivos

General

- Suministrar energía confiable y segura a los usuarios que actualmente tienen el servicio de energía eléctrica y a los usuarios futuros.

Específicos

- Proveer a los nuevos clientes y a los proyectos de generación de la zona, de una subestación eléctrica con

capacidad para satisfacer la demanda de electricidad actual, y su crecimiento vegetativo en el mediano y largo plazo.

- Garantizar un suministro de energía eléctrica confiable a los usuarios Jiquilillo, Cosigüina, Sta. María del Mar, Mechapa, Padre Ramos, Tom Valle, La Reforma, El Fortín, Los Zorros y sectores aledaños.
- Mejorar la confiabilidad de la subestación El Viejo al proveer de una subestación con capacidad para retroalimentar parte de las cargas en momentos de mantenimientos o fallas del transformador.
- Garantizar el suministro de energía a la zona de influencia de la futura S/E Jiquilillo y descargar la subestación El Viejo.
- Crear la infraestructura en Transmisión para la conexión de la futura planta Geotérmica Cosigüina.

➢ Situación Actual

Actualmente la subestación de El Viejo abastece de energía eléctrica la zona por medio de los circuitos de distribución EVJ4030, EVJ4040, EVJ4060, EVJ4070 a los sectores que se muestran en la siguiente tabla.

Subestación	Circuito	Depart.	Distrito	DN/DS	Sectores
EL VIEJO	EVJ4030	Chinandega	Occidente	Disnorte	El Viejo, Potosí, Aposentillo, Apascalí, Cosigüina, Sta María del Mar, Mechapa, Padre Ramos, Tom Valle, La Reforma, El Fortín, Los Zorros y sectores aledaños
EL VIEJO	EVJ4040	Chinandega	Occidente	Disnorte	Ranchería, San José del Obraje, Comarca 10-14, Santa Rita de Tonala, Telpetate, Km 138 al 163 de la carretera El Viejo - Somotillo
EL VIEJO	EVJ4060	Chinandega	Occidente	Disnorte	Sectores norte y sur de El Viejo, Tonalá, Puerto Morazán, 4 Esquinas de Amayo, Colonia Germán Pomares, Quebrada Honda, Arnecom, Procamsa, Sahlman Seaffods, Hdas San Carlos, Relámpago, Azacualpa y sectores aledaños
EL VIEJO	EVJ4070	Chinandega	Occidente	Disnorte	Comunidades La Bolsa, San Isidro, San Benito, La Grecia, La Mora, El Pellizco y Santa Bárbara

- **Justificación**

El circuito de la subestación EL Viejo EVJ-4030, se encuentra saturado y ya no hay más disponibilidad de conexión en el mismo, registrando una caída de voltaje del 7.76% la cual se hace más pronunciada en los tramos de la red que están más alejados de la cabecera del circuito, por lo tanto, no se pueden realizar más conexiones o extensiones a este circuito que pertenece a la subestación El Viejo.

El crecimiento de la demanda no se está satisfaciendo debido a las limitantes de este circuito, para remediar esta situación se propone la construcción de la S/E Jiquilillo con una línea de transmisión de 45 Km de longitud (El Viejo-Jiquilillo).

Esto ha impedido el desarrollo de proyectos turísticos en el área de Chinandega especialmente el segmento hotelero, debido a que la distribuidora ha rechazado las nuevas solicitudes de inversionistas interesados en el desarrollo de hoteles en los balnearios.

De tal manera que se ha incrementado el porcentaje de cargabilidad de los circuitos de distribución, que junto con el crecimiento de la demanda; requieren de una nueva subestación eléctrica.

Con esta subestación disminuirán así las caídas de voltajes existentes, aumentado la capacidad de transmisión del sistema volviéndolo más confiable y robusto.

Como parte del desarrollo del golfo de Fonseca esta subestación suministraría la energía necesaria para el desarrollo del área del Golfo de Fonseca.

- **Alcances**

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio para la construcción de:

- Obra 1: Nueva subestación Jiquilillo con nivel de tensión de 138/24.9 kV.
- Obra 2: Ampliación subestación El Viejo.
- Obra 3: Construcción Línea de Transmisión en 138 kV.
- Obra 4: Circuitos de Distribución.

Obra 1: Nueva Subestación Jiquilillo

- 1 una bahía de transformación 138/24.9 kV. La bahía estará equipada con interruptor en el lado de alta y de baja tensión.
- 1 transformador de potencia de 25 MVA, 138/24.9 kV.
- celdas Metalclad 24.9 KV, tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 4 salidas de distribución con sus interruptores, la celda de entrada del transformador de potencia con su interruptor, la celda para equipos de medición y la celda para el transformador de servicios propios).
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC, DC, Rectificadores y Baterías) y Transformador de Servicios Propios.
- Equipos de Comunicaciones, para fibra óptica.
- Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación y del edificio de control.
- Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Sistema de Iluminación perimetral y de las Bahías de la Subestación.
- Estructuras Metálicas para Pórticos Tipo Celosía.
- Conductor, aisladores y herrajes para las barras, bajante y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control.

- Todas las obras civiles (Movimiento de Tierra, Edificio de Control, Calles, andenes, Muro Perimetral, Fachada, Fundaciones de Equipos, Canalización para Cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de la Subestación).
- Compra de Terreno.

Obra 2: Ampliación Subestación El Viejo

- 1 una bahía de línea 138 kV con interruptor de potencia y seccionador bypass.
- Ampliación de las barras de 138 KV, incluye pórticos, conductores, aisladores y herrajes.
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo.
- Ampliación del Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Ampliación del Sistema de Iluminación de la nueva Bahía.
- Cables de control.
- Todas las obras civiles de las nuevas obras (Movimiento de Tierra, Ampliación caseta de control y Muro perimetral, Calles, Andenes, Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).
- Ampliación del Terreno.

Obra 3: Línea de Transmisión 138 kV

- Construcción de 45 Km de línea de 138 kV, conductor 556.5 kcmil ACSR, simple circuito, con hilo de guarda tipo OPGW de 48 hilos, soportados en torres de celosía y postes.

Obra 4: Circuitos de Distribución

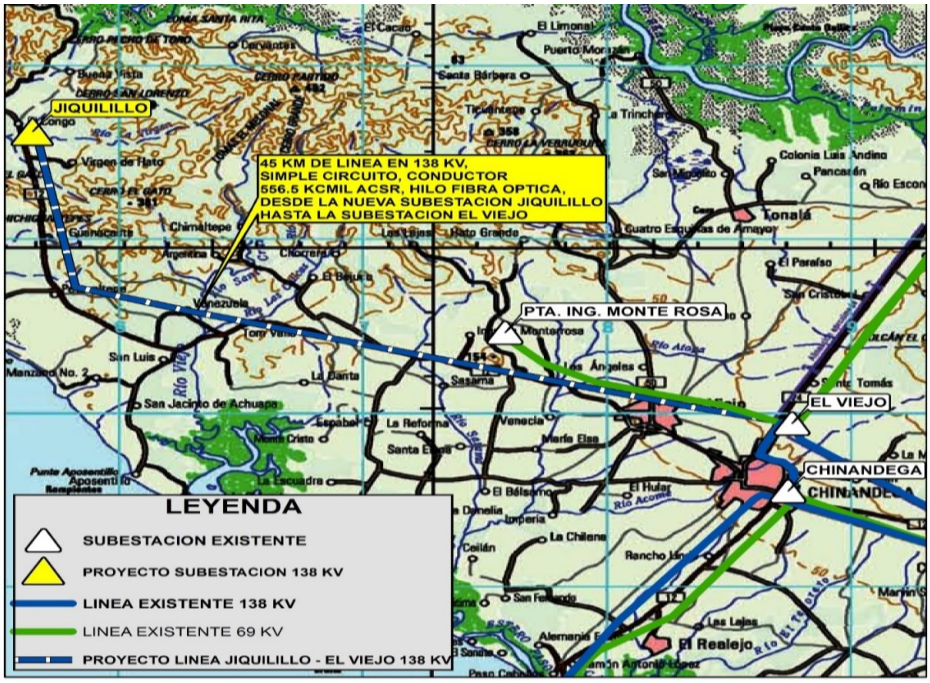
El proyecto considera la construcción de 100 km de líneas de distribución trifásica en 24.9 kV

8.12.6. - Costos

El costo del proyecto tiene un valor de **US$ 17.37 millones de dólares,** de los cuales **US$ 16.51 millones de dólares** serán con financiamiento externo y **US$ 0.869 millones de dólares** financiamiento local.

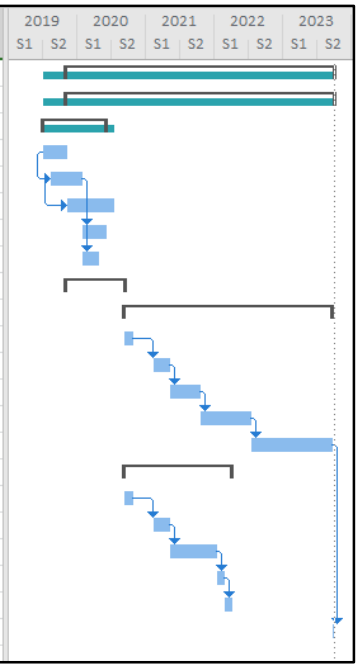
Proyecto		
Construcción de Subestación Jiquilillo y Obras Conexas	**Fuente de Financiamiento**	**Costos $**
Moneda Extranjera	EN GESTIÓN BCIE	16,510,000
Moneda Extranjera	Recursos del Tesoro	602,100
Moneda Local	Recursos Propios	266,900
	Costo Total $	**17,379,000**

- **Mapa de Localización**

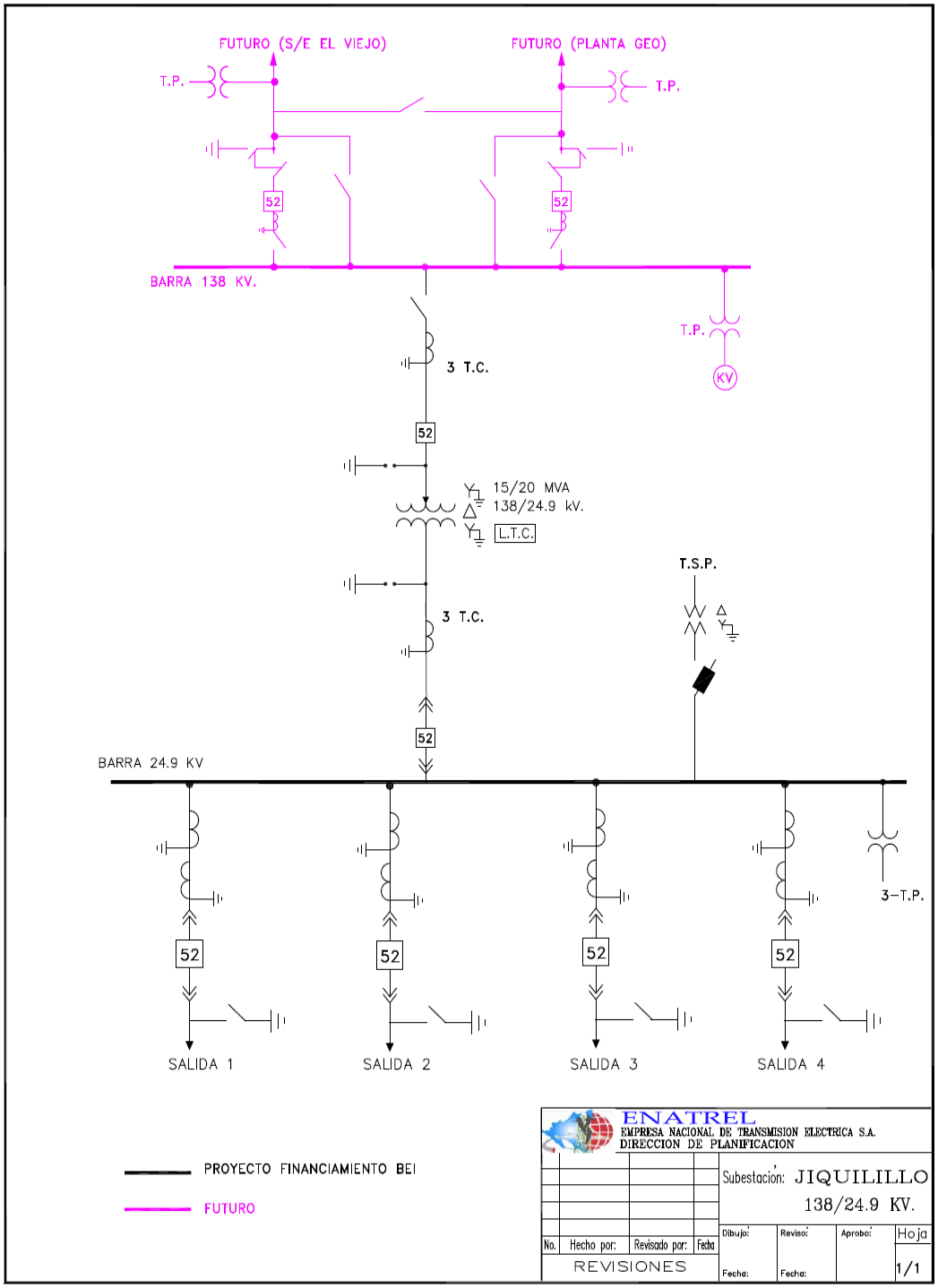


➢ Cronograma de Ejecución

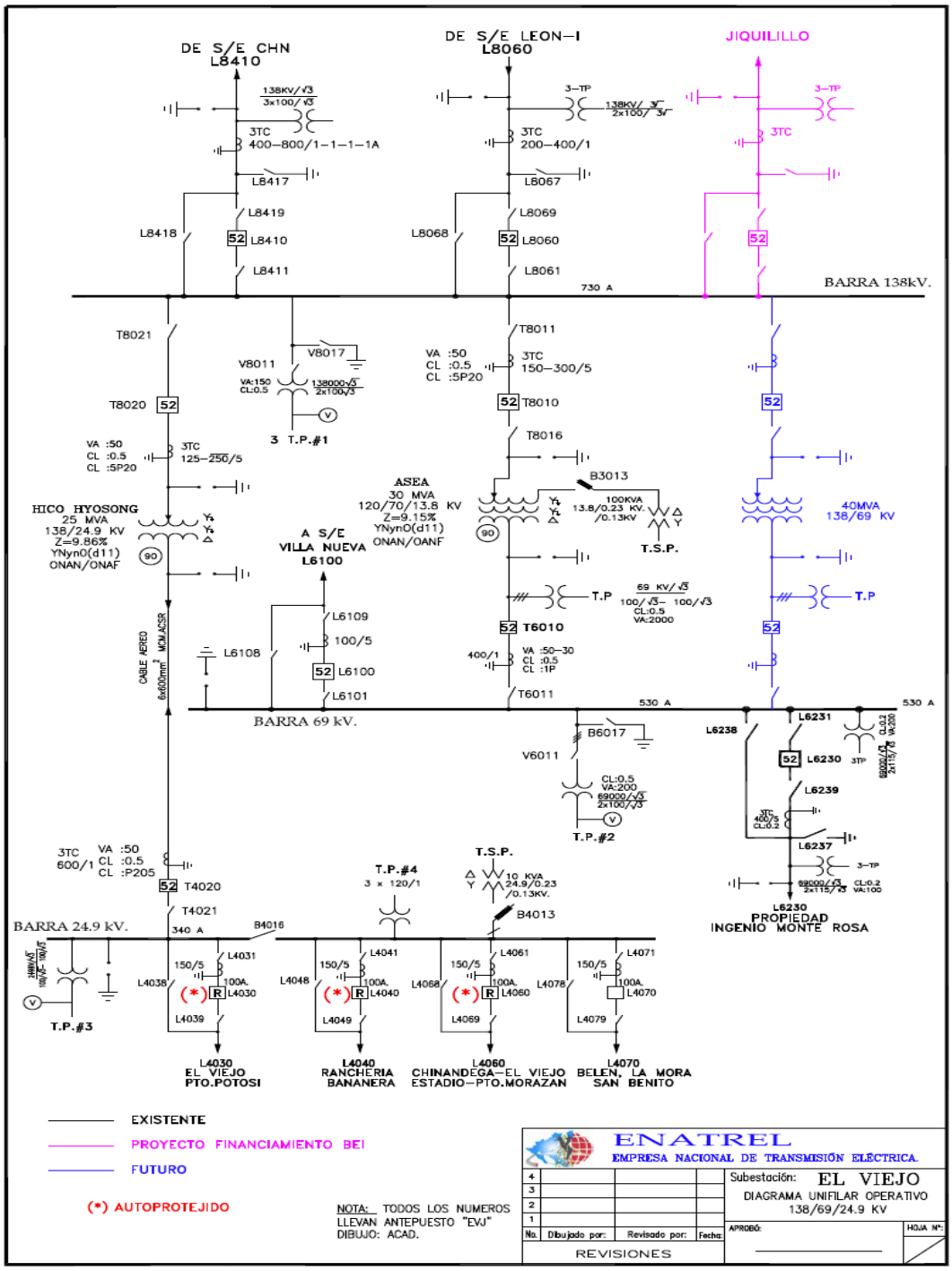
Nombre de tarea	Comienzo	Fin
PEP	**vie 1/11/19**	**mié 4/10/23**
CONSTRUCCIÓN DE SUBESTACIÓN JIQUILILLO EN 138 KV	**vie 1/11/19**	**mié 4/10/23**
Preliminares	**lun 1/7/19**	**vie 5/6/20**
Adquisición de terreno	mié 3/7/19	mar 5/11/19
Levantamiento topográfico	mié 14/8/19	mar 28/1/20
Estudio de impacto ambiental + censo forestal	mié 6/11/19	mar 14/7/20
Estudio geológico	mié 29/1/20	mar 2/6/20
Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	mié 29/1/20	mar 21/4/20
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	**vie 1/11/19**	**mié 16/9/20**
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	**jue 10/9/20**	**mié 20/9/23**
Solicitud y pago del anticipo	jue 10/9/20	mié 21/10/20
Diseño y especificaciones técnicas	jue 11/2/21	mié 5/5/21
Suministro de bienes	jue 6/5/21	mié 20/10/21
Obras Civiles	jue 21/10/21	mié 13/7/22
Montaje Electromecanico	jue 14/7/22	mié 20/9/23
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión - Lote II	**jue 10/9/20**	**mié 6/4/22**
Solicitud y pago del anticipo	jue 10/9/20	mié 21/10/20
Diseño y especificaciones técnicas	jue 11/2/21	mié 5/5/21
Suministro de bienes	jue 6/5/21	mié 12/1/22
Obras Civiles	jue 13/1/22	mié 23/2/22
Montaje Electromecanico	jue 24/2/22	mié 6/4/22
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	**jue 21/9/23**	**mié 4/10/23**



➢ Diagrama Unifilar Subestación Jiquilillo



➢ Diagrama Unifilar Subestación El Viejo



8.9. - Construcción Línea de Transmisión 230 kV Boaco - La Gateada II.

- **Introducción**

La línea de transmisión que alimenta la zona Caribe Sur del país tiene una longitud total de 314.68 km, de los cuales 187.16 km son en 138 kV y 127.52 km en 69 kV. Esta línea (L8100) se encuentra conectada radialmente a la subestación Tipitapa y alimenta a un total de 11 subestaciones entre estas: Las Banderas, Boaco, Amerrisque, Santa María, El Mojón, La Gateada, Acoyapa, San Miguelito, Corocito y Bluefields siendo el nodo terminal la subestación de Bluefields.

Línea de Transmisión que alimenta la Zona Caribe Sur del País

En una primera etapa se tiene planeado realizar la ampliación de la Subestación Boaco a 230 kV, para contribuir a mejorar la confiabilidad de esta radial ya que en caso que fallará la línea Tipitapa – Boaco el servicio de energía no sería descontinuado en las 11 subestaciones restantes.

Una vez realizada la primera etapa se pretende realizar la ampliación de la Subestación La Gateada a 230 kV y la construcción de 142 km de línea en 230 kV desde la Subestación Boaco a la Subestación La Gateada. Con este proyecto se logrará mejorar la confiabilidad en el resto de las subestaciones ya que quedaría una línea alterna de alimentación en caso que fallara, cualesquiera de las líneas Tipitapa-Boaco, Boaco-Amerrisque, Amerrisque-Santa María, Santa María – Acoyapa o bien Acoyapa – La Gateada.

- **Objetivos**

- Mejorar la confiabilidad de las Subestaciones Amerrisque, La Gateada, Acoyapa, Santa María, San Miguelito, Corocito, La Esperanza y Bluefields.
- Disminuir la energía no suministrada debido fallas en las líneas de transmisión.
- Mejorar el nivel de voltaje en las Subestaciones La Gateada, Acoyapa, Santa María, La Esperanza y Bluefields.
- Contribuir al cambio de la matriz energética del país creando los refuerzos necesarios en el Sistema Nacional de Transmisión.

- **Justificación**

Las subestaciones Las Banderas, Boaco, Amerrisque, La Gateada, Acoyapa, Santa María, El Mojón, San Miguelito, Corocito, La Esperanza y Bluefields se encuentran conectadas radialmente por medio de una línea de 314.68 km de longitud.

Cuando existe una falla en la línea Boaco - Amerrisque salen fuera de servicio 10 subestaciones, dejando sin alimentación a los departamentos de Boaco, Chontales y la Región Caribe, lo

cual representa una carga de aprox. 29 MW. Con la construcción de este proyecto, se logrará mejorar la confiabilidad del

sistema en la zona Caribe y disminuir la energía no servida debido a fallas en la línea radial desde subestación Boaco hasta la subestación La Gateada.

Además, se mejorará los niveles de voltaje en los nodos de La Gateada, Acoyapa, Santa María y Amerrisque, ya que por ser una línea radial con una longitud considerable existen problemas de voltaje y al ir incrementando la demanda en esta zona, este problema se intensificará, por lo que en un futuro los niveles del voltaje en estas subestaciones en horas de demanda máxima estarán por debajo de la condición de desempeño mínimo que especifica la normativa de operación.

Adicionalmente, con la construcción de este proyecto se logrará realizar una parte de los refuerzos necesarios para la conexión de las hidroeléctricas El Carmen de 100 MW y de Copalar Bajo de 150 MW.

- **Alcances**

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, pruebas y puesta en servicio, para la construcción de:

- Obra 1: Ampliación Subestación Boaco 230 kV.
- Obra 2: Subestación La Gateada en 230 kV.
- Obra 3: Construcción de 152km de línea de transmisión.

Obra 1: Ampliación Subestación Boaco 230 kV

- 1 bahía de línea en 230 kV, en configuración de Interruptor y Medio.
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo.
- Ampliación del Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Ampliación del Sistema de Iluminación de la nueva Bahía.
- Cables de control.

- Todas las obras civiles de las nuevas obras (Movimiento de Tierra, Ampliación Caseta de control, Calles, Andenes, Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).
- Ampliación de Terreno.

Obra 2: Subestación Gateada en 230 kV:

- 1 bahía de línea en 230 kV en configuración de Interruptor y Medio.
- 1 autotransformador 230/138 kV, de 120 MVA.
- 1 bahía de transformación 230/138 (lado de 138 kV).
- 2 Bahías de Línea en 138 KV hacia la subestación Acoyapa y La Esperanza. (En caso no se haya realizado el proyecto de la línea La Gateada – La Esperanza en 138 kV se reemplazará una bahía de 138 kV por una de 69 kV para la salida de la línea hacia La Esperanza).
- 1 Bahía de Línea en 69 KV hacia la subestación Corocito.
- 1 transformador 138/69 kV, de 25 MVA.
- 1 bahía de transformación 138/69 kV.
- 1 transformador 138/24.9 kV, de 20/25 MVA.
- 1 bahía de transformación 138/24.9 kV.
- celdas Metalclad 24.9 KV, tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 3 salidas de distribución con sus interruptores, la celda de entrada del transformador de potencia con su interruptor, la celda para equipos de medición y la celda para el transformador de servicios propios).
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC, DC, Rectificadores y Baterías) y Transformador de Servicios Propios.
- Equipos de Comunicaciones, para fibra óptica.
- Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación y del edificio de control.
- Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Sistema de Iluminación perimetral y de las Bahías de la Subestación.

- Estructuras Metálicas para Pórticos Tipo Celosía.
- Conductor, aisladores y herrajes para las barras, bajante y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control.
- Todas las obras civiles (Movimiento de Tierra, Edificio de Control, Calles, andenes, Muro Perimetral, Fachada, Fundaciones de Equipos, Canalización para Cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de la Subestación).
- Compra de Terreno.

(Se dejará el espacio previsto para ampliación de la subestación en 230 kV, para conexión a la Subestación Mulukukú).

(Se dejará el espacio previsto para ampliación de la subestación en 138 kV a esquema de doble barra y salidas de líneas en 138kV, para la futura SE Corocito en 138 kV, SE La Esperanza 138 kV y para los proyectos hidroeléctricos de la zona ya sea El Consuelo o Piedra Cajón).

Obra 3: Línea de Transmisión:

- Suministro y Construcción de 142 kilómetros de línea de transmisión en 230 kV, en torres para doble circuito y tendido de un solo circuito, conductor 1024 kcmil ACAR, hilo de guarda tipo OPGW de 48 hilos, entre las subestaciones Boaco y La Gateada.
- Suministro y Construcción de 5 kilómetros de línea de transmisión, circuito simple, conductor 556 kcmil ASCR, hilo de guarda tipo OPGW para completar la línea que viene de Acoyapa hasta la nueva SE La Gateada o bien para la línea La Esperanza.
- Suministro y Construcción de 5 kilómetros de línea de transmisión, circuito simple, conductor 556 kcmil ASCR, para completar la línea que viene de Corocito hasta la nueva SE La Gateada.

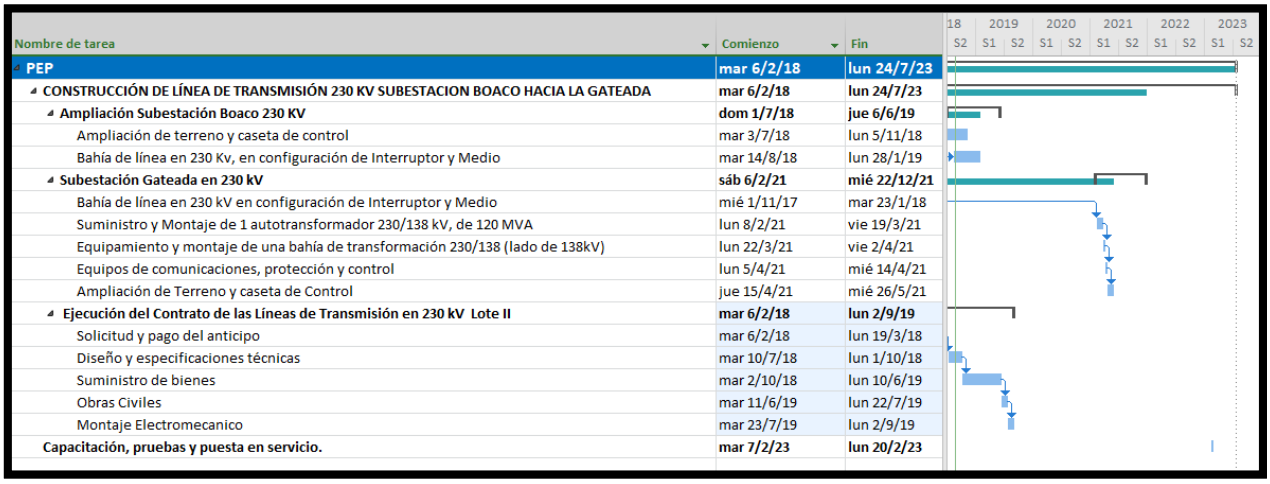
- **Costos**

El costo del proyecto tiene un valor de **US$ 49.85 millones de dólares** sin incluir imprevistos, de los cuales **US$ 47.36 millones de dólares** serán con financiamiento externo y **US$ 2.77 millones de dólares** financiamiento local.

Proyecto		
Construcción de Línea de 230 kV de Subestación Boaco a la Subestación a Gateada	**Fuente de Financiamiento**	**Costos $**
Moneda Extranjera	EN GESTIÓN BCIE	**47,365,000**
Moneda Extranjera	Recursos del Tesoro	**1,789,980**
Moneda Local	Recursos Propios	**703,020**
	Costo Total $	**49,858,000**

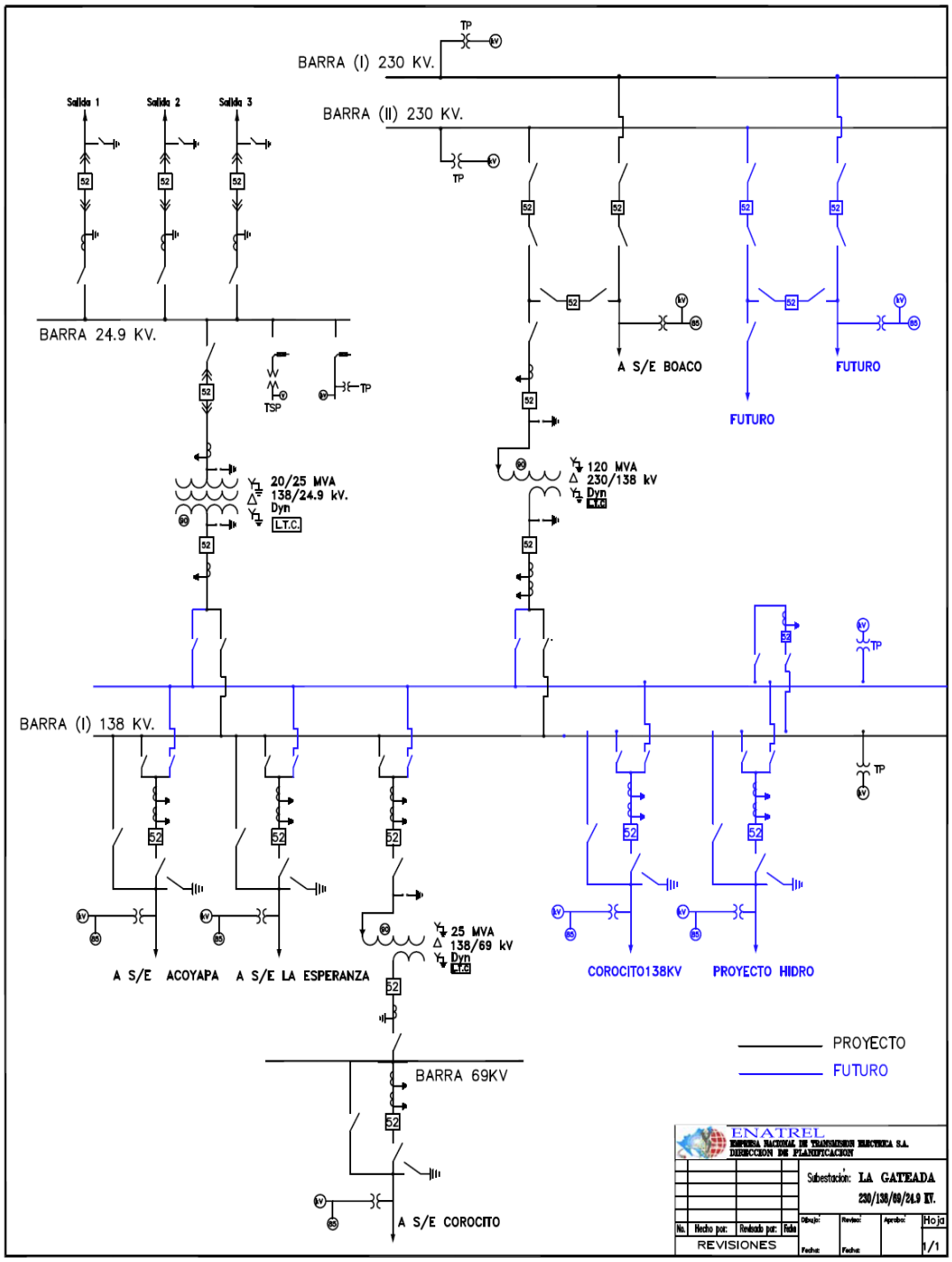
- **Mapa de Localización**

➢ Cronograma



Nombre de tarea	Comienzo	Fin
PEP	**mar 6/2/18**	**lun 24/7/23**
CONSTRUCCIÓN DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN 230 KV SUBESTACION BOACO HACIA LA GATEADA	**mar 6/2/18**	**lun 24/7/23**
Ampliación Subestación Boaco 230 KV	**dom 1/7/18**	**jue 6/6/19**
Ampliación de terreno y caseta de control	mar 3/7/18	lun 5/11/18
Bahía de línea en 230 Kv, en configuración de Interruptor y Medio	mar 14/8/18	lun 28/1/19
Subestación Gateada en 230 kV	**sáb 6/2/21**	**mié 22/12/21**
Bahía de línea en 230 kV en configuración de Interruptor y Medio	mié 1/11/17	mar 23/1/18
Suministro y Montaje de 1 autotransformador 230/138 kV, de 120 MVA	lun 8/2/21	vie 19/3/21
Equipamiento y montaje de una bahía de transformación 230/138 (lado de 138kV)	lun 22/3/21	vie 2/4/21
Equipos de comunicaciones, protección y control	lun 5/4/21	mié 14/4/21
Ampliación de Terreno y caseta de Control	jue 15/4/21	mié 26/5/21
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión en 230 kV Lote II	**mar 6/2/18**	**lun 2/9/19**
Solicitud y pago del anticipo	mar 6/2/18	lun 19/3/18
Diseño y especificaciones técnicas	mar 10/7/18	lun 1/10/18
Suministro de bienes	mar 2/10/18	lun 10/6/19
Obras Civiles	mar 11/6/19	lun 22/7/19
Montaje Electromecanico	mar 23/7/19	lun 2/9/19
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	**mar 7/2/23**	**lun 20/2/23**

➢ Diagrama Unifilar Subestación La Gateada



8.10. - Construcción Subestación San Francisco Libre, Línea de Transmisión 138 kV y Obras Conexas.

➢ Introducción

El municipio de San Francisco Libre actualmente es alimentado por la subestación Punta Huete conectada en "T" a la línea de 138kV Carlos Fonseca-San Benito, dicha subestación está equipada actualmente de un transformador de 5.6 MVA, con relación de voltaje 138/24.9kV.

En el municipio de San Francisco Libre existen proyectos de desarrollo que tendrán importantes demandas. La empresa Mangosa se encuentra ubicada en la comunidad El Jicaral y tiene en sus planes expandirse para la producción de mangos de calidad, en la actualidad se queja de bajo voltaje en sus instalaciones.
Así mismo la empresa Melonicsa que se encuentra localizada en la comarca Las Mojarras, de El Jicaral, se dedica a la producción y comercialización de arroz.
Adicionalmente la distribuidora Disnorte - Dissur ha solicitado a ENATREL una nueva subestación para suplir las nuevas solicitudes de estos clientes.

➢ Objetivos

General

- Suministrar energía confiable y segura a los usuarios que actualmente tienen el servicio de energía eléctrica y a los usuarios futuros en el poblado de San Francisco Libre.

Específicos

- Proveer a los nuevos clientes y a los proyectos de desarrollo de la zona, de una subestación eléctrica con capacidad para satisfacer la demanda de electricidad actual y su crecimiento vegetativo en el mediano y largo plazo.
- Garantizar un suministro de energía eléctrica confiable a los usuarios El Jocotal, Laurel Galán, Los Tiesos, Santa María, Los Giménez, Valle San Francisco, El Congo y sectores aledaños.

- Reducir las distancias de los circuitos de distribución que alimentan cargas industriales importantes como Mangosa y Melonica, lo cual reducirá las pérdidas de energía en las redes.

➢ **Situación Actual**

Actualmente la Subestación de Punta Huete abastece de energía eléctrica la zona por medio de los circuitos de distribución PHT4010 que se muestran en la siguiente tabla.

Tabla.1

Sector	Subestación	CIRCUITO	KV	KM Línea			Total general	CANTIDAD DE CT	CANTIDAD DE TRANSFORMADORES	POTENCIA KVA
				1	2	3				
	PHT	CIRCUITO PHT4010	24.9	44.1	0.8	53.9	98.8	112	137	3,316

El circuito PHT4010 tiene una extensión de 44 kilómetros y alimenta a 1,040 clientes.

➢ **Justificación**

La subestación Punta Huete está conectada en "T" lo que ocasiona falta de selectividad en las protecciones, ya que cuando existe una falla en el tramo Carlos Fonseca-Punta Huete o en el tramo Punta Huete-San Benito, sale fuera de servicio toda la línea desde San Benito hasta Carlos Fonseca sacando fuera de servicio la subestación Punta Huete. Con el proyecto, haciendo la subestación San Francisco Libre con entrada y salida, cuando exista una falla en cualquiera de los tramos Carlos Fonseca-San Francisco Libre o San Francisco Libre-San Benito no saldrá fuera de servicio la subestación San Francisco Libre, mejorando la confiabilidad del suministro eléctrico de este poblado.

Las solicitudes de demanda de Mangosa y Melonicsa es de aproximadamente 5MW, las cuales actualmente son atendidas con el circuito MLP-4020 el cual no tiene la capacidad para abastecer ninguna de ellas ya que se quejan de mala calidad de voltaje y fallas en las redes de distribución, lo cual limita su expansión. Estas cargas se encuentran en las terminales de los circuitos de distribución MLP-4020 en los poblados El

Jicaral y en Larreynaga aproximadamente existente 37 km desde la subestación Malpaisillo hasta Mangosa.

Una vez se construya la nueva subestación San Francisco quedarán a una distancia aprox. de 12km de distancia para conectar las cargas de Melonicsa
y Mangosa, lo que reducirá las perdidas y mejorará la calidad de voltaje que reciben. Para la conexión de estas cargas se instalará en la nueva subestación un transformador con relación de tensión de 24.9kV a 13.8kV para poder empalmar y alimentar parte del circuito de Malpaisillo (MLP-4020).

Con la construcción y entrada en operación de la subestación San Francisco Libre 138/24.9kV se planifica suministrar energía de manera confiable a los que ya cuentan con el servicio eléctrico y que son alimentados desde la Subestación Punta Huete, también se permitirá la conexión de Mangosa y Melonicsa a través de un circuito exclusivo en 24.9kV desde la nueva Subestación y se contará con capacidad para futuras ampliaciones de sus cargas y para retroalimentación de carga con la Subestación Malpaisillo.

- **Alcances**

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio para la construcción de:

- Obra 1: Nueva Subestación San Francisco Libre con nivel de tensión de 138/24.9/13.8 kV
- Obra 2: Línea de Transmisión en 138kV
- Obra 3: Redes de Distribución en 13.8kV

Obra 1: Nueva Subestación San Francisco Libre

- 1 bahía de transformación con nivel de tensión 138/24.9 kV. La bahía estará equipada con interruptor en el lado de alta y de baja tensión.
- 1 transformador de potencia de 10/15 MVA, 138/24.9 kV.

- 2 bahías de línea (entrada y salida de la subestación), con interruptor y seccionador bypass.
- 7 celdas Metalclad 24.9 kV, tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 4 salidas de distribución con sus interruptores (una de ellas para el circuito de Malpaisillo), la celda de entrada del transformador de potencia con su interruptor, la celda para equipos de medición y la celda para el transformador de servicios propios).
- 1 transformador 2.5 MVA, con nivel de tensión 24.9 / 13.8 kV.
- 2 celda Metalclad 13.8 kV tipo interior con sus equipos respectivos (incluye 1 salida de distribución y 1 celda de entrada del transformador).
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC, DC, Rectificadores y Baterías) y transformador de Servicios Propios.
- Equipos de Comunicaciones, para fibra óptica.
- Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación y del edificio de control.
- Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Sistema de Iluminación perimetral y de las Bahías de la Subestación.
- Estructuras Metálicas para Pórticos Tipo Celosía.
- Conductor, aisladores y herrajes para las barras, bajante y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control.
- Todas las obras civiles (Movimiento de Tierra, Edificio de Control, Calles, andenes, Muro Perimetral, Fachada, Fundaciones de Equipos, Canalización para Cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de la Subestación).
- Compra de Terreno.

Obra 2 Línea de Transmisión

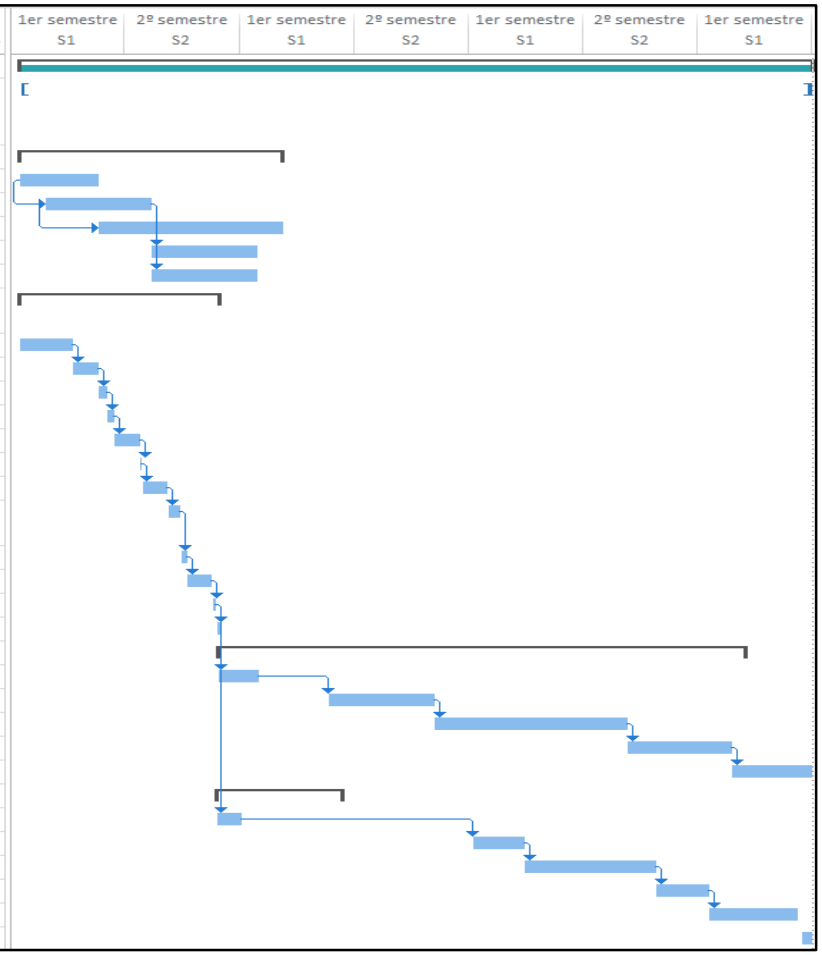
- Construcción de 10 Km de línea de 138 kV doble circuito, conductor 556.5 kcmil ASCR, con hilo de guarda tipo OPGW, abriendo la Línea Carlos Fonseca-San Benito.

Obra 3 Redes de Distribución

- Construcción de 12 Km de red de distribución, trifásica, con conductor Linnet 336 kcmil ASCR, desde la Subestación San Francisco Libre hasta Melonicsa y Mangosa, conectándose con las redes de Malpaisillo.

➢ Cronograma

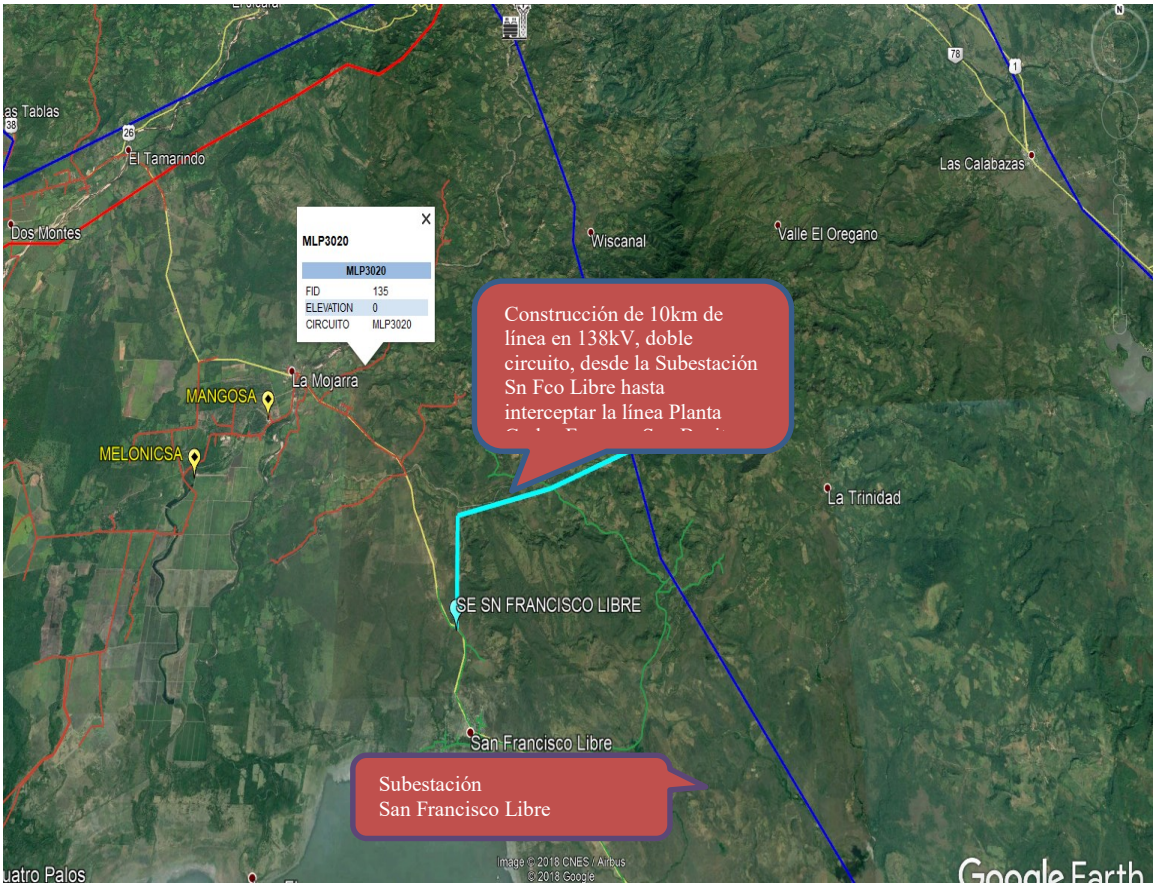
Nombre de tarea	Duración
PEP	**905 días**
CONSTRUCCIÓN SUBESTACIÓN SAN FRANCISCO LIBRE, LINEA DE TRANSMISION 138 KV Y OBRAS CONEXAS.	**785 días**
Preliminares	**300 días**
Adquisición de terreno	90 días
Levantamiento topográfico	120 días
Estudio de impacto ambiental + censo forestal	210 días
Estudio geológico	120 días
Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	120 días
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	**229 días**
Elaboración de especificaciones técnicas	60 días
Elaboración de DDL	30 días
Solicitud de no objeción al Banco	10 días
Convocatoria pública de licitación	8 días
Presentación de ofertas	30 días
Apertura de ofertas	1 día
Evaluación de oferta	30 días
Solicitud de no objeción al Banco y no Objecion al Informe de evaluacion	15 días
Notificación a los oferentes	7 días
Constitución de garantias	28 días
Suscripción del contrato	5 días
Remisión del contrato	5 días
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	**600 días**
Solicitud y pago del anticipo	45 días
Diseño y especificaciones técnicas	120 días
Suministro de bienes	220 días
Obras Civiles	120 días
Montaje Electromecanico	90 días
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión Lote II	**145 días**
Solicitud y pago del anticipo	30 días
Diseño y especificaciones técnicas	60 días
Suministro de bienes	150 días
Obras Civiles	60 días
Montaje Electromecanico	100 días
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	14 días



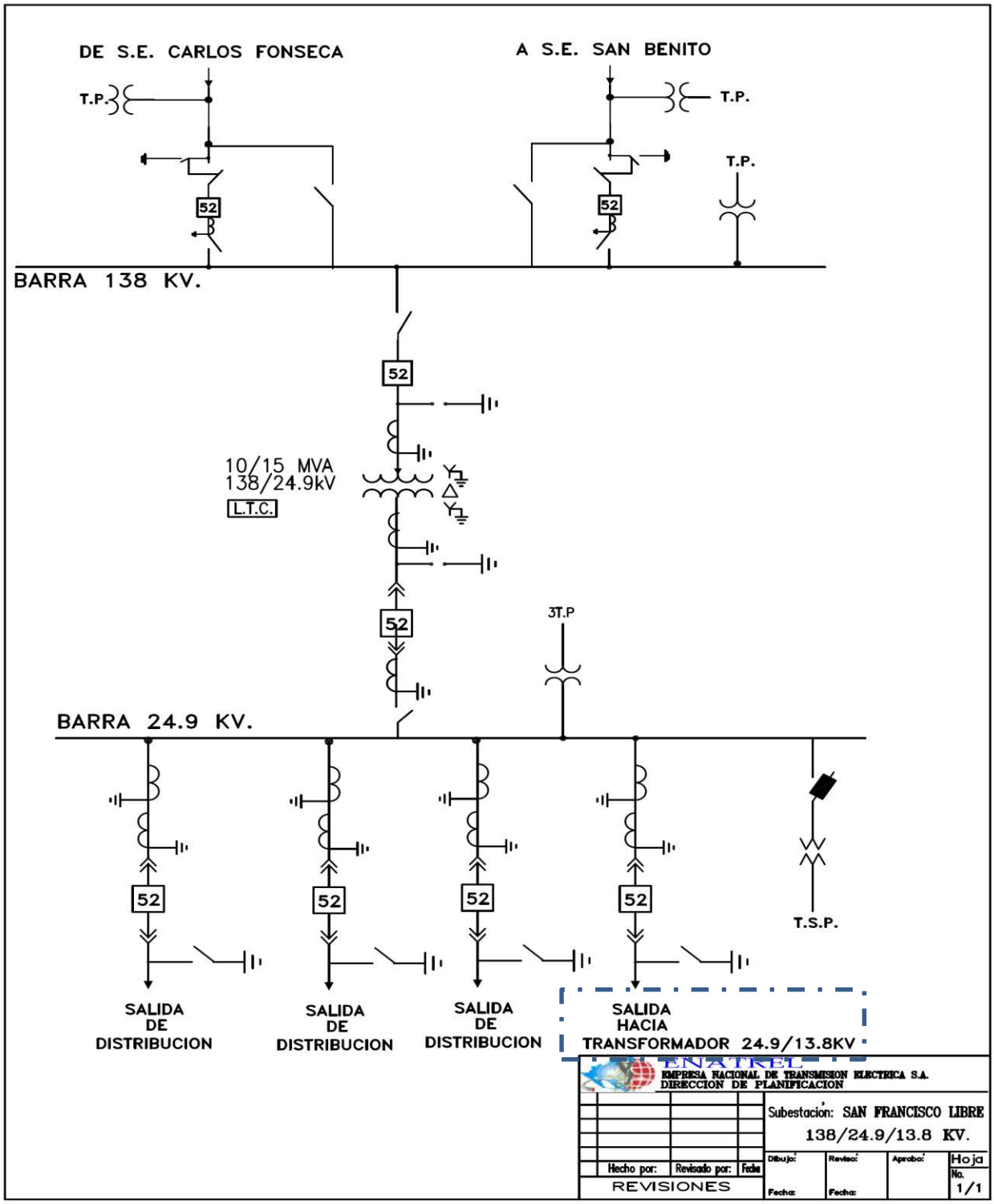
- **Población Beneficiada**

Con la ejecución de este Proyecto, se beneficiará a 1,976 clientes actuales de San Francisco Libre y usuarios de El Jocotal, Laurel Galán, Los Tiesos, Santa María, Los Giménez, Valle San Francisco, El Congo y sectores aledaños.
Se podrá satisfacer la demanda de energía de las empresas agroindustriales de la zona y brindar un servicio de energía eléctrica con mayor calidad sin interrupciones que impliquen pérdidas para las actividades económicas del área. La ejecución de este proyecto mejorara el desarrollo económico y tecnológico de la zona.

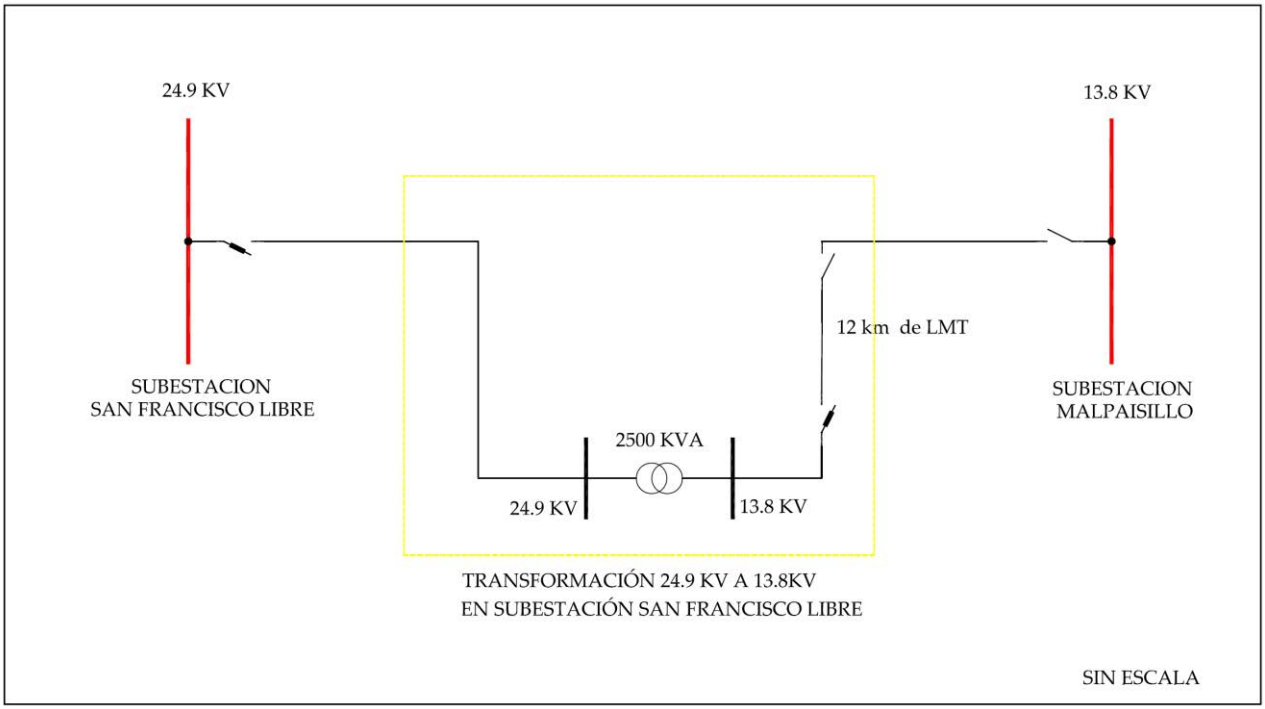
- **Localización Del Proyecto**



- **Diagrama Unifilar Subestación San Francisco Libre**



- **Diagrama Unifilar Subestación San Francisco Libre (Continuación)**



- **Costos**

El costo del proyecto tiene un valor de **US$ 10.516 millones de dólares** sin incluir imprevistos, de los cuales **US$ 9.637 millones de dólares** serán con financiamiento externo y **US$ 0.879 millones de dólares** financiamiento local.

Proyecto		
Construcción Subestación San Francisco Libre, Linea de Transmisión 138 kV y obras conexas.	**Fuente de Financiamiento**	**Costos $**
Moneda Extranjera	EN GESTIÓN BCIE	9,637,000
Moneda Extranjera	Recursos del Tesoro	607,100
Moneda Local	Recursos Propios	271,900
	Costo Total $	**10,516,000**

8.11.- Construcción Subestación San Miguelito 138 kV, subestación Acoyapa II y Línea de Transmisión Acoyapa - San Miguelito en 138 kV.

- **Introducción**

La ampliación de la cobertura del servicio eléctrico es un componente clave dentro de los planes estratégicos para continuar impulsando el desarrollo económico del país. No obstante, el tema se convierte en un reto debido a los altos niveles de inversión requeridos, principalmente en las zonas alejadas de los mayores centros urbanos del Pacifico de Nicaragua.

En la zona Caribe de Nicaragua el sistema de transmisión es menos confiable y robusto que en la zona del Pacífico. En los últimos años la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL) ha realizado inversiones en el sistema eléctrico que han permitido llevar el servicio con mayor calidad a zonas aisladas de los grandes centros urbanos. No obstante, aún se requiere de muchas mejoras y expansión de la infraestructura de transmisión actual, lo que implica hacer inversiones nuevas y eficientes.

El presente proyecto consiste en la construcción de una subestación en el poblado de San Miguelito, la cual se conectará a través de una línea en 138 kV a la Subestación Acoyapa II.

La Subestación San Miguelito en 138 kV sustituirá a la actual Subestación San Miguelito en 69 kV y asumirá la carga de los poblados de San Miguelito y zonas aledañas.

- **Objetivos**

General

Suministrar energía confiable y Segura a los usuarios que actualmente tienen el servicio de energía eléctrica y a los nuevos usuarios que recibirán el servicio eléctrico en San Miguelito y zonas aledañas Específicos.

Específicos

• Mejorar la confiabilidad del suministro de energía eléctrica en las zonas de San Miguelito.
• Mejorar la calidad del servicio de los usuarios que poseen actualmente el servicio de energía eléctrica en la zona de influencia de la Subestación San Miguelito.
• Ampliar la capacidad de transmisión para contribuir a que nuevos usuarios sean electrificados con el programa PNESER-FODIEN en las zonas rurales de San Miguelito y zonas aledañas.
• Incrementar el uso productivo de la electricidad en las zonas rurales.
• Disminuir la cantidad de Energía No Servida (ENS) debido a colapsos de estructuras de madera en el subsistema de 69 kV.

- **Situación Actual**

La Línea Acoyapa-San Miguelito (L 6110) fue construida en 1971, es una línea radial en 69 kV, con una longitud de 75 km, sus estructuras son postes de madera y el calibre de su conductor es 4/0 AWG ACSR. Actualmente la capacidad de transmisión de la línea es de 6 MVA. Considerando una vida útil operativa de 40 años, la línea L 6110 lo sobrepasa en 8 años. La caída de tensión en la línea de transmisión se mantiene dentro de lo establecido por la norma de transmisión, para esto se restringe la capacidad del conductor a 6 MVA como ya se indicó.

En cuanto a las pérdidas o caídas de voltaje que se producen en las redes de distribución, es un dato con el que no cuenta ENATREL.

Los años de servicio de las estructuras de madera ya superan su vida útil, por lo que muchos se encuentran deteriorados y es frecuente la ocurrencia de colapsos, principalmente en invierno, lo cual ocasiona interrupción del suministro de energía eléctrica en la zona.

La demanda y la cargabilidad del transformador de la Subestación San Miguelito en 69 kV en los últimos tres años se presenta en la siguiente tabla. Cabe destacar que el transformador instalado tiene una capacidad de 6.25 MVA, unos

5.7 MW, y fue instalado en 1981. Tomando una vida útil de 40 años, al igual que en el caso de la línea, al transformador le restan únicamente 3 años de vida operacional.

Por otra parte, el transformador de la Subestación Acoyapa tiene una capacidad de 15 MVA, unos 14.25 MW, y fue instalado en 1994. Tomando una vida útil de 40 años, al igual que en el caso del transformador de la Subestación San Miguelito, al transformador le restan 25 años de vida operacional.

- **Justificación**

La línea Acoyapa-San Miguelito (L6110) de 69kV, tiene más de 45 años de operación, debido a la antigüedad de las estructuras de madera, muchas se encuentran muy deterioradas y es común la ocurrencia de colapsos en época de invierno. Adicionalmente, estas estructuras se ven afectadas por la quema de maleza en las zonas de cultivo.
Esta línea a presentando hasta más de 60 salidas al año. Debido a su extensión y su configuración radial un fallo de la misma conlleva la pérdida total del servicio de energía eléctrica en la zona de San Miguelito.

Además de la gran cantidad de fallas, la localización de la línea (249 km desde Managua) provoca que un fallo conlleve largos periodos de restablecimientos del servicio. Todo esto provoca altos índice de indisponibilidad en esta línea, lo que consecuentemente significan altos costos de mantenimiento y una gran cantidad de ENS anualmente.

La justificación del proyecto está sujeto a dos consideraciones fundamentales. La primera es la cantidad de fallas en la línea que interconecta a las subestaciones Acoyapa y San Miguelito, como ya se expuso esta línea es en 69 kV, para mejorar las prestaciones del servicio, se propone pasar a líneas de 138 kV, esto ya de por si requiere del cambio en las subestaciones Acoyapa y San Miguelito. La siguiente consideración, aunque menos relevantes, son las fallas propias de las subestaciones. Las cuales se presentan más adelante en este mismo capítulo.

Por otra parte, una vez se realice la sustitución de la Subestación San Miguelito de 69 kV a 138 kV, se podrá expandir el sistema de transmisión hacia San Carlos, donde se proyecta la construcción de una nueva subestación eléctrica dentro de

los planes de expansión de ENATREL. Cosa que, debido a las grandes distancias, sería imposible en un sistema de 69 kV.

En cuanto a la decisión de construir una nueva subestación en Acoyapa y realizar una ampliación de la capacidad en San Miguelito, obedece a la disponibilidad de terreno.

En el caso de Acoyapa no es posible utilizar para el proyecto algún terreno adyacente al utilizado por la Subestación Acoyapa actual. Por ende, se entiende que la localización de la nueva subestación deberá ser distinta, y ambas subestaciones trabajaran al unísono.

Para el caso de la Subestación Miguelito en 138 kV, se cuenta con un terreno propicio para el proyecto, y es el terreno utilizado por la subestación actual. Por tanto, se habla de una ampliación de capacidad, ya que se sustituirá una subestación por otra.

- **Alcances**

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, pruebas y puesta en servicio de las siguientes obras:

Obra 1: Construcción de Subestación San Miguelito a 138 kV, con capacidad de 10/15 MVA.

Obra 2: Construcción de Subestación Acoyapa II 138 kV, con capacidad de 10/15 MVA.

Obra 3: Línea transmisión 138 kV, con una longitud total aproximada de 90 km.

Obra 1: Construcción de subestación San Miguelito 138kV

• 1 bahías de línea en 138kV, con interruptor y seccionador bypass.
• 1 barra de 138kV
• 1 bahía de transformación con relación de tensión 138/24.9 kV.
• 1 transformador de potencia de 10/15 MVA, 138/24.9 kV.
• 7 celdas Metaclad de 24.9kV, tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 4 salidas de distribución con su interruptor, 1 celda de entrada del transformador de potencia,

1 celda para los equipos de medición y la celda para el transformador de servicios propios).
• Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías) y transformador de servicios propios.
• Sistema de Automatizado de control, protección y medida.

• Sistema de red de tierra y blindaje aéreo de la subestación y del edificio de control.
• Sistema de iluminación perimetral y de las bahías de subestación.
• Estructuras metálicas para pórticos tipo celosía.
• Conductor, aisladores y herrajes para las barras, bajante y conexiones entre equipos.
• Cables de potencia y control.
• Todas las obras civiles (movimiento de tierra, edificio de control, calles, andenes, muro perimetral, fachada, fundaciones de equipos, canalizaciones para cables, bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de subestación).
• Adquisición de terreno.

Obra 2: Construcción de Subestación Acoyapa II 138kV

• 3 bahías de línea en 138kV, con interruptor y seccionador bypass, para las salidas a las subestaciones Santa Maria y San Miguelito
• 2 Barra de 138 KV, incluye pórticos, conductores, aisladores y herrajes.
• 2 Bahías de Acople de barras 138kV
• 1 bahía de transformación con relación de tensión 138/24.9 kV.
• 1 transformador de potencia de 10/15 MVA, 138/24.9 kV.
• 7 celdas Metaclad de 24.9kV, tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 4 salidas de distribución con su interruptor, 1 celda de entrada del transformador de potencia, 1 celda para los equipos de medición y la celda para el transformador de servicios propios).
• Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías) y transformador de servicios propios.
• Sistema de Automatizado de control, protección y medida.
• Sistema de red de tierra y blindaje aéreo de la subestación y del edificio de control.
• Sistema de iluminación perimetral y de las bahías de subestación.
• Estructuras metálicas para pórticos tipo celosía.
• Conductor, aisladores y herrajes para las barras, bajante y conexiones entre equipos.

• Cables de potencia y control.
• Todas las obras civiles (movimiento de tierra, edificio de control, calles, andenes, muro perimetral, fachada, fundaciones de equipos, canalizaciones para cables, bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de subestación).
• Adquisición de terreno.

Obra 3: Construcción de Línea de Transmisión 138kV

• 85 km de línea de transmisión de 138kV, simple terna, entre la Subestación Acoyapa y la nueva Subestación San Miguelito, con conductor 556.5 kcmil ACSR e hilo de guarda tipo OPGW de 48 hilos, montada en estructuras de torres de celosía y postes.
• 1.5 km de línea de transmisión de 138kV, doble terna, desde la subestación Acoyapa II hasta interceptar la línea existente Acoyapa-La Gateada, con conductor 556.5 kcmil ACSR e hilo de guarda tipo OPGW de 48 hilos, montada en estructuras de torres de celosía y postes.
• En la subestación Acoyapa actual se deberá by pasear las líneas de 138kV actuales.

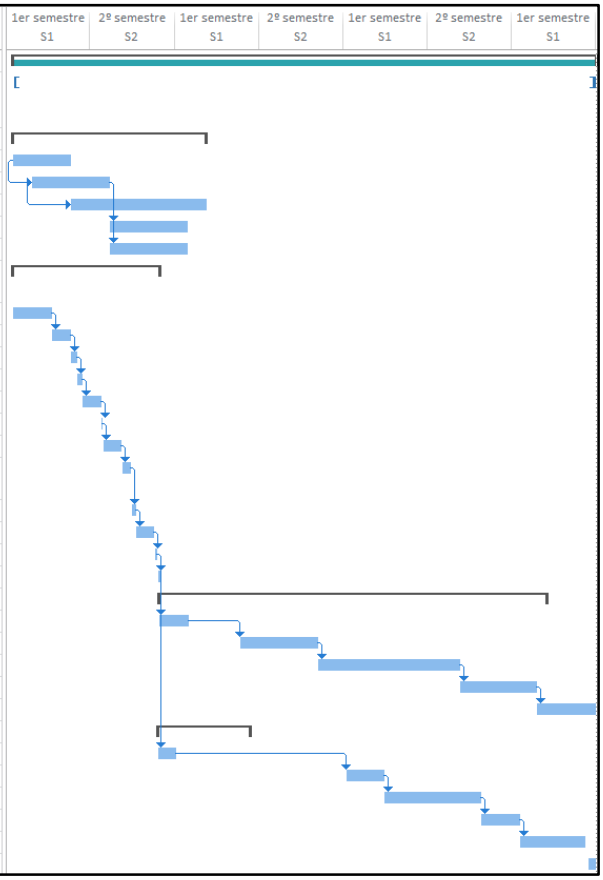
- **Costos**

El costo total del proyecto corresponde a **USD 30.572** millones de dólares, de los cuales **USD 29.346** millones será Financiamiento externo y **USD 1.225** millones corresponden a Financiamiento local.

Proyecto		
Construcción de subestación San Miguelito 138 kV, subestación Acoyapa II y línea acoyapa - san miguelito en 138 kV	**Fuente de Financiamiento**	**Costos $**
Moneda Extranjera	EN GESTIÓN BCIE	29,346,449
Moneda Extranjera	Recursos del Tesoro	735,547
Moneda Local	Recursos Propios	490,365
	Costo Total $	**30,572,362**

➢ Cronograma

Nombre de tarea	Duración
PEP	**905 días**
CONSTRUCCIÓN DE SUBESTACIÓN SAN MIGUELITO EN 138 KV, NUEVA SUBESTACIÓN ACOYAPA II Y CONSTRUCCIÓN DE LA LÍNEA ACOYAPA-SAN MIGUELITO EN 138 KV.	**785 días**
Preliminares	**300 días**
Adquisición de terreno	90 días
Levantamiento topográfico	120 días
Estudio de impacto ambiental + censo forestal	210 días
Estudio geológico	120 días
Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	120 días
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	**229 días**
Elaboración de especificaciones técnicas	60 días
Elaboración de DDL	30 días
Solicitud de no objeción al Banco	10 días
Convocatoria pública de licitación	8 días
Presentación de ofertas	30 días
Apertura de ofertas	1 día
Evaluación de oferta	30 días
Solicitud de no objeción al Banco y no Objecion al Informe de evaluacion	15 días
Notificación a los oferentes	7 días
Constitución de garantias	28 días
Suscripción del contrato	5 días
Remisión del contrato	5 días
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	**600 días**
Solicitud y pago del anticipo	45 días
Diseño y especificaciones técnicas	120 días
Suministro de bienes	220 días
Obras Civiles	120 días
Montaje Electromecanico	90 días
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión Lote II	**145 días**
Solicitud y pago del anticipo	30 días
Diseño y especificaciones técnicas	60 días
Suministro de bienes	150 días
Obras Civiles	60 días
Montaje Electromecanico	100 días
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	14 días



➢ Población Beneficiada

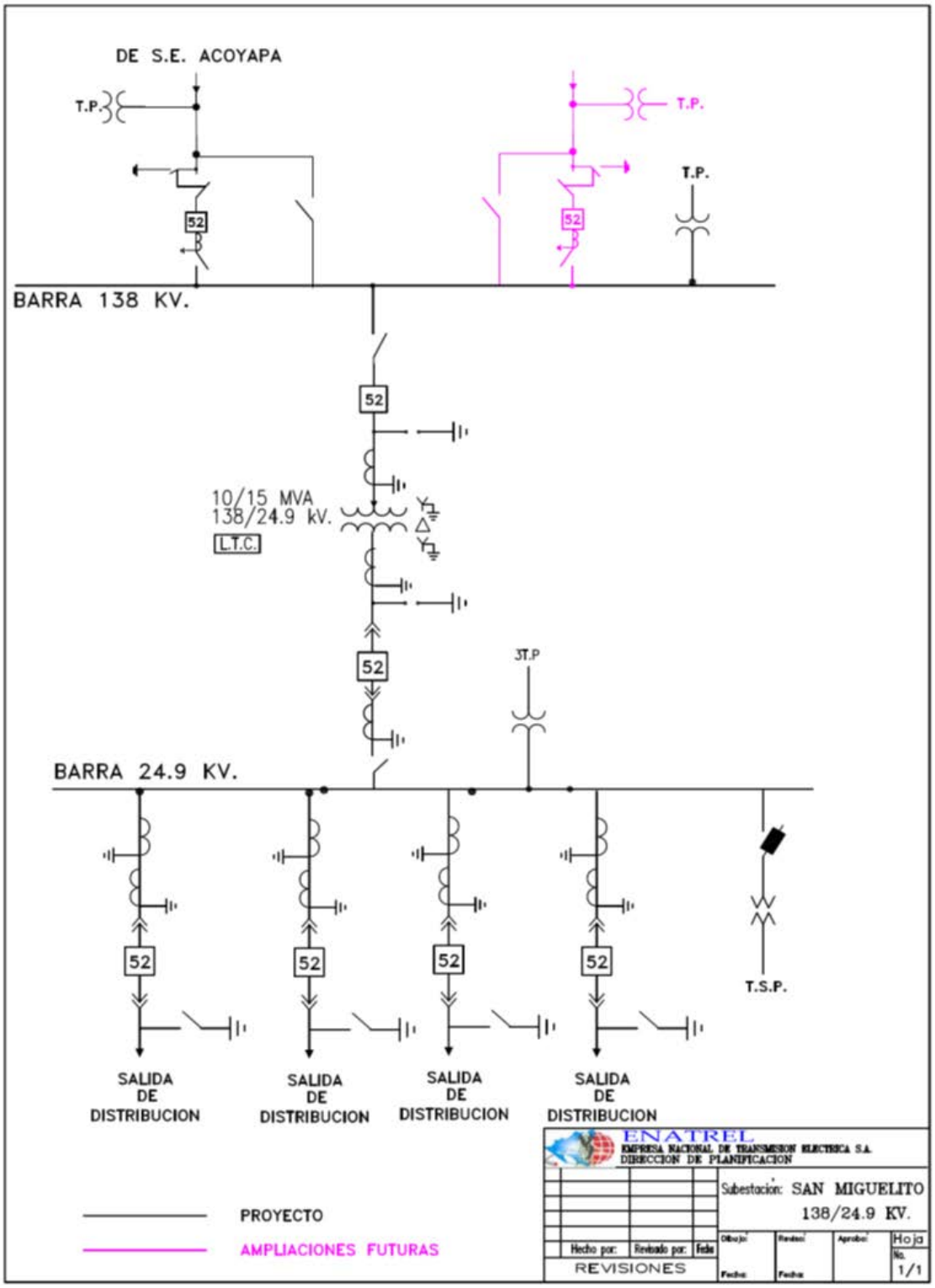
Con la ejecución de este Proyecto, se beneficiará a 11,866 clientes actuales de la Subestación San Miguelito.

Se estima que en la zona de influencia del proyecto tiene un índice de cobertura eléctrica de aproximadamente el 48.3 % y existen unas 21 comunidades sin electrificar, que representaría unas 2,127 viviendas, con una población de 9,700 personas que potencialmente sería beneficiada con el nuevo servicio.

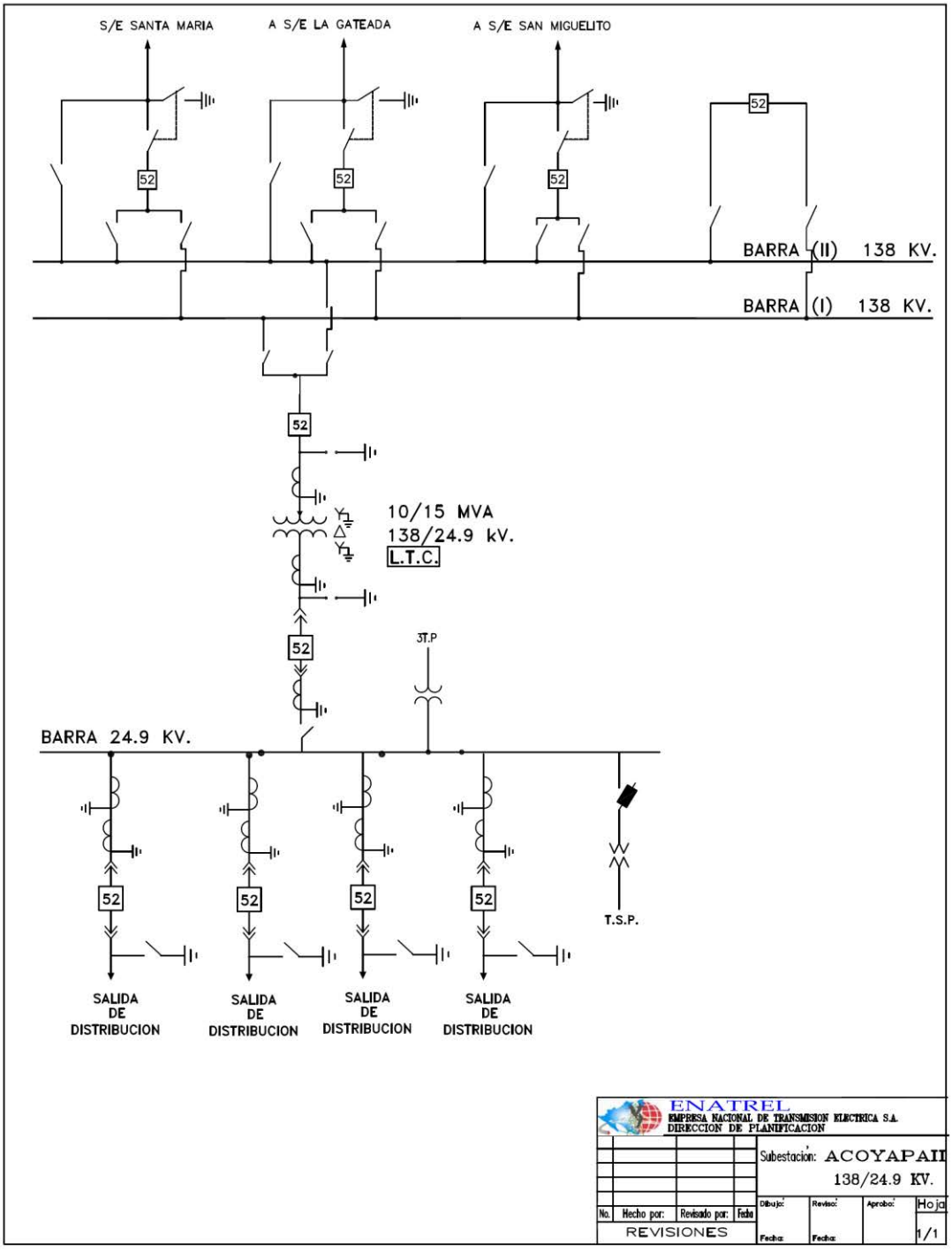
Siendo así, se estima que, en total, podrían ser beneficiados unas 21, 563 personas.

- **Localización Del Proyecto**

➢ **Diagrama Unifilar Subestación San Miguelito**



- **Diagrama Unifilar Subestación Acoyapa II**



8.12. - Subestación San Carlos 138 kV, Construcción de Línea San Miguelito - San Carlos en 138 kV y Ampliación de Subestación San Miguelito.

- **Introducción**

La ampliación de la cobertura del servicio eléctrico es un componente clave dentro de los planes estratégicos para continuar impulsando el desarrollo económico del país. No obstante, el tema se convierte en un reto debido a los altos niveles de inversión requeridos, principalmente en la zona alejadas de los mayores centros urbanos del Pacifico de Nicaragua.

En la zona Caribe del país el sistema de transmisión es menos confiable y robusto que en la zona del Pacífico. La zona del Caribe es la región más extensa y a su vez la región menos poblada del país, por lo que los pocos centros urbanos de tamaño considerable se encuentran distantes entre sí, provocando que las subestaciones existentes estén cerca de algunos centros de carga importante, pero lejos de otros, por lo que para llegar con el servicio eléctrico a las zonas más alejadas se procede a extender excesivamente los circuitos de distribución, con lo cual se brinda un suministro de energía eléctrica de baja calidad. Esta es la situación que históricamente se ha presentado en el departamento de Río San Juan.

Sin embargo, en los últimos años ENATREL ha realizado inversiones en el sistema eléctrico que han permitido llevar el servicio con mayor calidad a zonas aisladas de los grandes centros urbanos. No obstante, aún se requiere de muchas mejoras y expansión de la infraestructura de transmisión actual, lo que implica hacer inversiones nuevas y eficientes.

Por otro lado, en los últimos años la empresa distribuidora de energía eléctrica ha solicitado a ENATREL una nueva subestación en San Carlos, municipio del departamento de Río San Juan. Al sureste del país. Esta solicitud se realiza en base a los estudios que la propia empresa distribuidora lleva a cabo para planificar su expansión y para garantizar la calidad del servicio en toda su zona concesionada.

Bajo estas premisas la iniciativa descrita en este documento consiste en construir una nueva Subestación entre los poblados de La Vega y La Azucena en el municipio de San Carlos, dicha subestación tendrá un transformador de potencia de 10/15 MVA y se conectará a través de una línea de 48 km en 138 kV a la Subestación San Miguelito.

- **Objetivos**

General

Mejorar la confiabilidad en la transmisión eléctrica para favorecer la calidad del servicio de los usuarios actuales y futuros en San Carlos, Boca de Sábalos y zonas aledañas.

Específicos

• Proveer una mejor calidad del servicio eléctrico en las zonas de San Carlos y Boca de Sábalos, fortaleciendo el sistema de transmisión local.

• Disminuir la longitud de las redes de distribución provenientes de la Subestación San Miguelito actual.

• Disminuir la carga de la Subestación San Miguelito.

• Disminuir las pérdidas por distribución eléctrica del circuito SNM 4020.

• Satisfacer el crecimiento de la demanda del suministro eléctrico asociado al desarrollo del casco urbano del municipio de San Carlos y de algunos sectores aledaños.

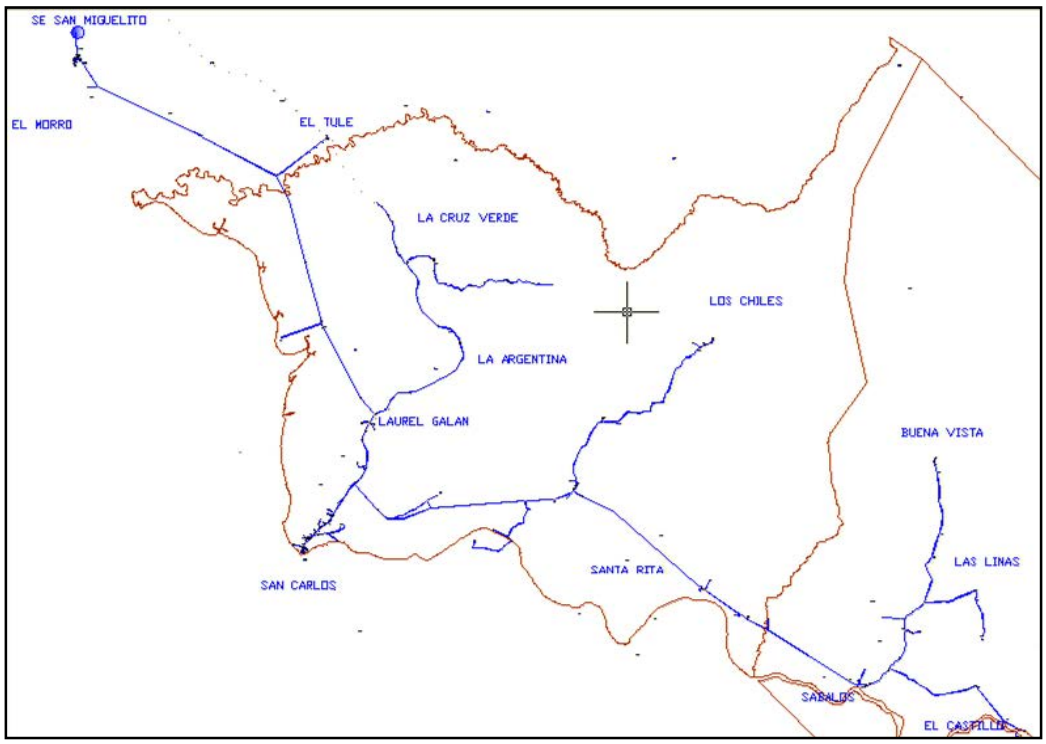
• Fortalecer el sistema eléctrico de transmisión para permitir la electrificación rural en la zona.

- **Situación Actual**

La Subestación San Miguelito tiene un transformador de 6.25 MVA instalado en 1980 y está interconectada con la Subestación Acoyapa a través de una línea (L6110) en 69 kV de 75 km de longitud, construida en 1971, la mayor parte de la cual está montada en estructuras de madera.

Esta subestación tiene una demanda de potencia máxima cercana a los 4.1 MW y alimenta los sectores de San Carlos, San Miguelito, El Castillo, Boca de Sábalos, Los Chiles, El Tule, Las Azucenas, La Esperanza, Buena Vista, La Argentina, La Culebra, Laurel Galán, La Cruz Verde, Santa Fe y sectores aledaños.

Actualmente los poblados de Boca de Sábalos y El Castillo, los cuales están localizados a más de 90 km de la Subestación San Miguelito, son alimentados por el circuito SNM 4020, que tiene una demanda de 3.1 MW y una capacidad de acuerdo a sus condiciones de operación actual y su conductor de 5.1 MW. A continuación, se presenta una ilustración del circuito en mención.



Circuito de Distribución (SNM4020) en el municipio de San Carlos.

En la ilustración se observa la sección troncal del circuito SNM 4020 y los principales poblados y zonas que sirve. Es un circuito con una extensión excesiva que ha crecido en función de la necesidad de electrificar las zonas más alejadas del departamento.

El desarrollo de este proyecto es clave para el futuro desarrollo socioeconómico del municipio de San Carlos y en particular para los planes de desarrollo turístico implementados en los últimos años en el extremo sur del departamento de Rio San Juan.

- **Justificación**

El servicio eléctrico para la zona del casco urbano de San Carlos es provisto a través de una infraestructura de distribución (circuito SNM 4020), que consta de 285 km de red primaria y secundaria y 384 transformadores, lo que suma una capacidad instalada de 7.67 MVA.

El circuito SNM 4020 tiene una demanda máxima de potencia superior a los 3 MW y una capacidad restringida por las condiciones actuales (tipo de conductor, topología y longitud del circuito) de 5.1 MW.

Bajo las condiciones de topología de red de distribución, el estado de la infraestructura eléctrica de alta y media tensión, la demanda eléctrica y su crecimiento, técnicamente no es posible proveer un servicio eléctrico de calidad en la zona del proyecto.

Según la información presentada por la empresa distribuidora, al final del extenso circuito SNM 4020 de San Miguelito se presenta una caída de tensión de 27 %. Por tanto, el servicio actual no cumple con la calidad requerida y el crecimiento de la demanda no podría ser satisfecho debido a las restricciones técnicas del circuito.

Este no es el único problema técnico que adolece el servicio prestado a través del SNM 4020. Las fallas intempestivas son muy frecuentes en el circuito.

Para mejora la calidad del suministro eléctrico del departamento de Río San Juan y en particular de los municipios de San Carlos, Boca de Sábalos y El Castillo, se propone la construcción de la Subestación San Carlos en 138 kV, interconectada con una línea de transmisión de 48 km de longitud, construida desde la Subestación San Miguelito en 138 kV.

Con esta subestación disminuirán las caídas de voltajes existentes, aumentará la capacidad de transmisión de potencia en el sistema, permitiendo que el servicio eléctrico de la zona sea más confiable, robusto, con capacidad para abastecer nuevos proyectos turísticos y continuar conectando a nuevos usuarios, mediante los proyectos de electrificación rural.

- **Alcances**

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, pruebas y puesta en servicio, de las siguientes obras:

Obra 1: Construcción de Subestación San Carlos 138 kV, con capacidad de 10/15 MVA.
Obra 2: Ampliación Subestación San Miguelito
Obra 3: Construcción de 48 km de línea transmisión de 138 KV
Obra 4: Construcción de 40 km de línea en 24.9 kV

A continuación, se detallan cada una de las obras:

Obra 1: Construcción de Subestación San Carlos 138 kV, con capacidad de 10/15 MVA.

- 1 Bahía de Transformación 138/24.9 kV.
- 1 Transformador de potencia de 10/15 MVA, 138/24.9 kV.
- 7 celdas Metaclad de 24.9kV, tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 4 salidas de distribución con su interruptor, 1 celda de entrada del transformador de potencia, 1 celda para los equipos de medición y la celda para el transformador de servicios propios).
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías) y transformador de servicios propios.
- Sistema de Automatizado de control, protección y medida.
- Sistema de red de tierra y blindaje aéreo de la subestación y del edificio de control.
- Sistema de iluminación perimetral y de las bahías de subestación.
- Estructuras metálicas para pórticos tipo celosía.
- Conductor, aisladores y herrajes para las barras, bajante y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control.

- Todas las obras civiles (movimiento de tierra, edificio de control, calles, andenes, muro perimetral, fachada, fundaciones de equipos, canalizaciones para cables, bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de subestación).
- Adquisición de terreno.

Obra 2: Ampliación Subestación San Miguelito

- 1 bahías de líneas en 138kV, con interruptor y seccionador bypass.
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo.
- Ampliación del Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Ampliación del Sistema de Iluminación en las nuevas bahías.
- Cables de control.
- Todas las obras civiles de la nueva bahía (Movimiento de Tierra, Calles, Andenes, Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).

Obra 3: Construcción de 48 km de línea transmisión de 138 KV

- 48 km de línea de transmisión de 138kV, simple terna, entre la subestación San Miguelito y la nueva subestación San Carlos, con conductor 556.5 kcmil ACSR e hilo de guarda tipo OPGW de 48 hilos, montada en estructuras de torres de celosía y postes.

Obra 4: Construcción de 40 km en 24.9 kV

- El proyecto considera la construcción de 40 km de red troncal trifásica en 24.9kV, con conductor 3/0 ACSR, para las cuatro salidas de distribución de la subestación.

Una vez concluido el proyecto, la Subestación San Carlos se conectará por medio de una línea de 48 km desde la Subestación San Miguelito, la cual será ampliada para tal fin, todo en nivel de tensión de 138 kV.

Con la Subestación San Carlos en operación se tomará parte de la carga del circuito SNM 4020, liberando de carga a la Subestación San Miguelito, reduciendo la longitud del circuito y las pérdidas en distribución, adicionalmente permitiendo la

anexión de nuevas cargas producto de los proyectos de electrificación rural.

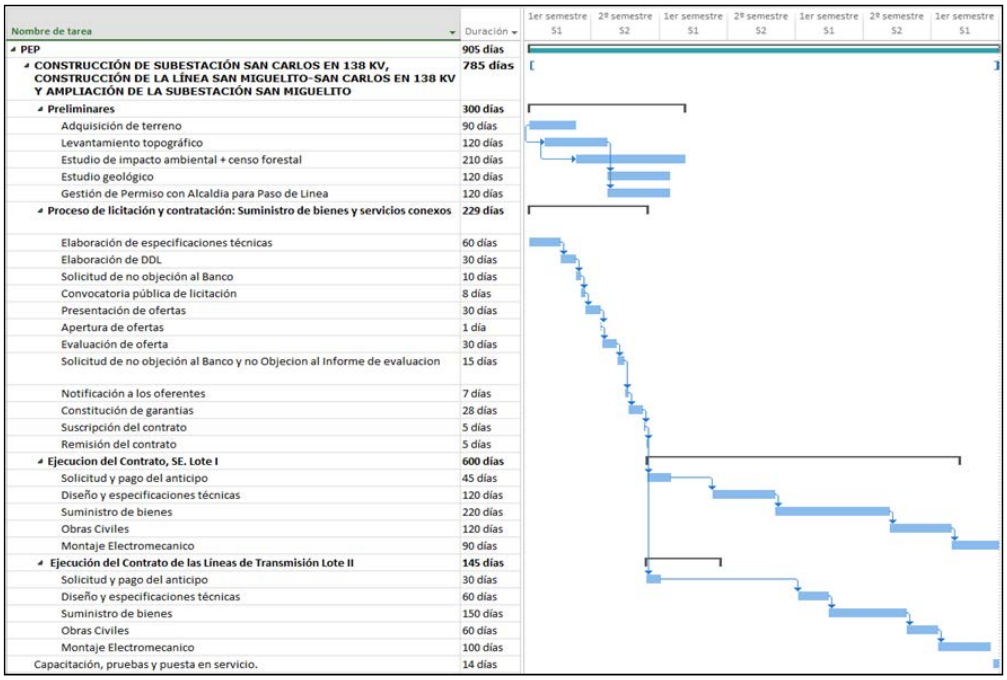
El proyecto permitirá ampliar y robustecer el sistema de transmisión en el departamento de Río San Juan y sentará las bases para seguir expandiendo el sistema de transmisión hacia el sur del departamento donde existe un creciente potencial turístico.

- **Costos**

El costo total del proyecto corresponde a USD 16.331 millones de dólares, de los cuales USD 15.534 millones será Financiamiento externo y USD 0.797 millones corresponden a Financiamiento local.

Proyecto		
Subestación San Carlos 138 kv, Construcción de línea san miguelito - san carlos en 138 kV y ampliación de subestación san miguelito	**Fuente de Financiamiento**	**Costos $**
Moneda Extranjera	EN GESTIÓN BCIE	**15534,069**
Moneda Extranjera	Recursos del Tesoro	**566,100**
Moneda Local	Recursos Propios	**230,900**
	Costo Total $	**16331,358**

- **Cronograma**



Nombre de tarea	Duración
PEP	905 días
CONSTRUCCIÓN DE SUBESTACIÓN SAN CARLOS EN 138 KV, CONSTRUCCIÓN DE LA LÍNEA SAN MIGUELITO-SAN CARLOS EN 138 KV Y AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN SAN MIGUELITO	785 días
Preliminares	300 días
Adquisición de terreno	90 días
Levantamiento topográfico	120 días
Estudio de impacto ambiental + censo forestal	210 días
Estudio geológico	120 días
Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	120 días
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	229 días
Elaboración de especificaciones técnicas	60 días
Elaboración de DDL	30 días
Solicitud de no objeción al Banco	10 días
Convocatoria pública de licitación	8 días
Presentación de ofertas	30 días
Apertura de ofertas	1 día
Evaluación de oferta	30 días
Solicitud de no objeción al Banco y no Objecion al Informe de evaluacion	15 días
Notificación a los oferentes	7 días
Constitución de garantias	28 días
Suscripción del contrato	5 días
Remisión del contrato	5 días
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	600 días
Solicitud y pago del anticipo	45 días
Diseño y especificaciones técnicas	120 días
Suministro de bienes	220 días
Obras Civiles	120 días
Montaje Electromecanico	90 días
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión Lote II	145 días
Solicitud y pago del anticipo	30 días
Diseño y especificaciones técnicas	60 días
Suministro de bienes	150 días
Obras Civiles	60 días
Montaje Electromecanico	100 días
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	14 días

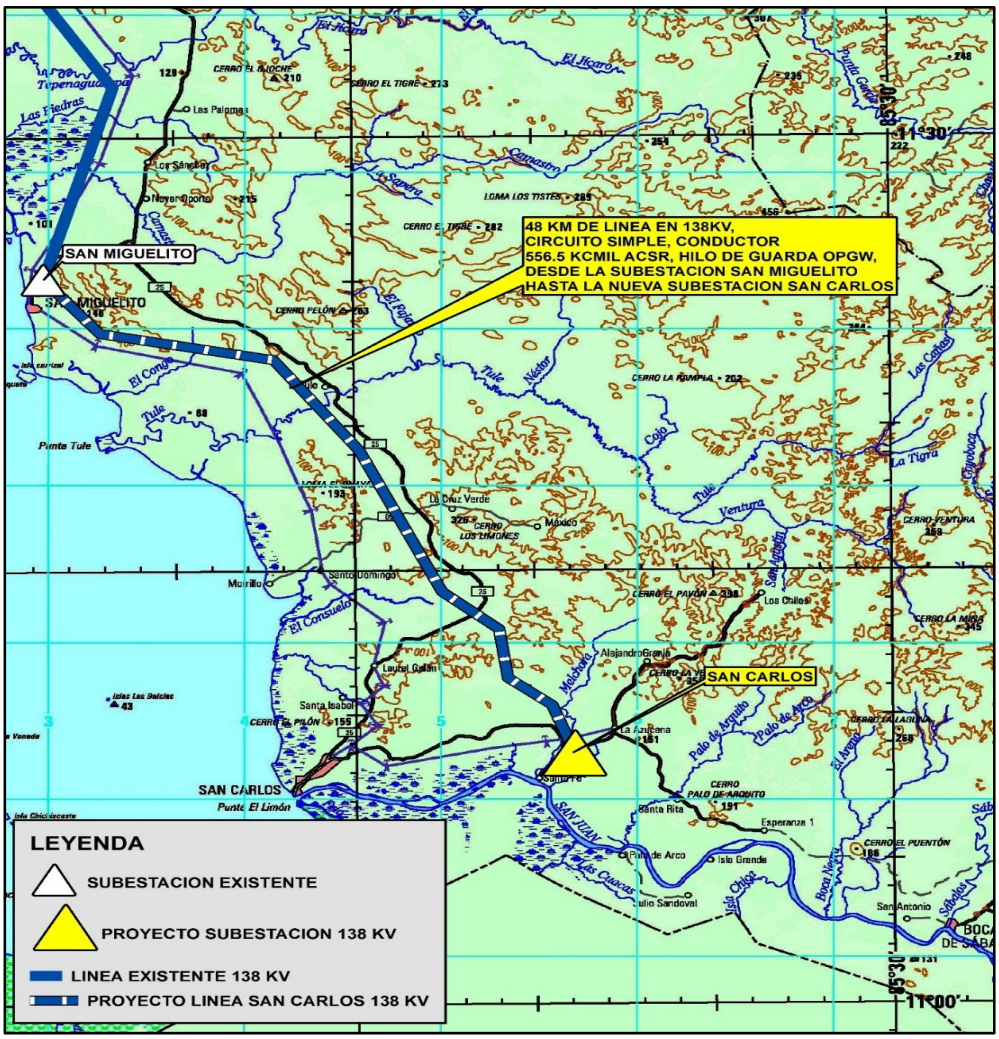
- **Población Beneficiada**

Con el proyecto se mejorará el servicio a 12,037 clientes de los municipios de San Carlos y El Castillo.

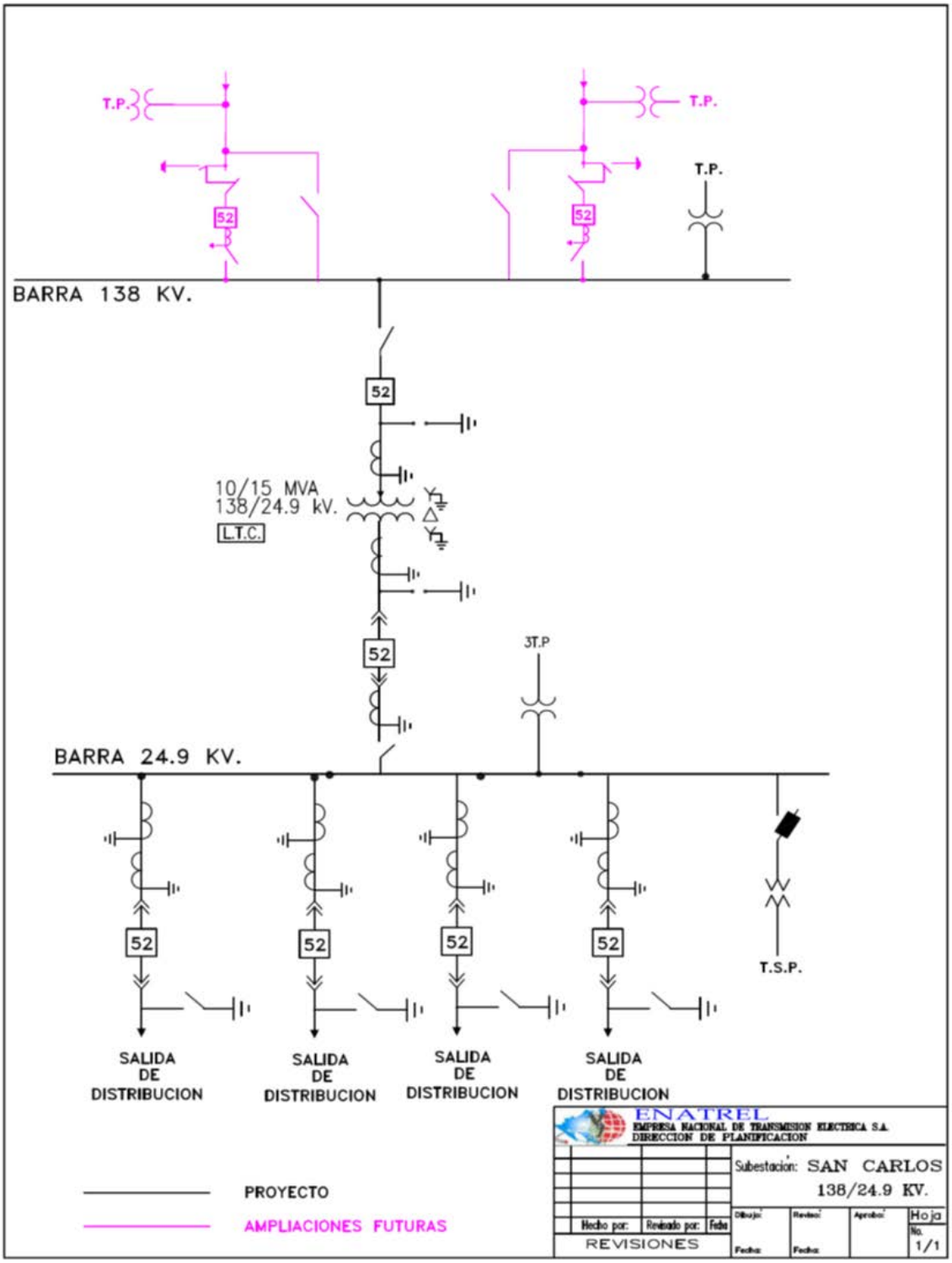
Así mismo, podrán ser beneficiados 7,938 pobladores que aún no cuentan con el servicio eléctrico en ambos municipios. Esto corresponde a unas 1,464 viviendas de 83 comunidades. Dando un total de beneficiarios de 19,975.

- **Localización Del Proyecto**

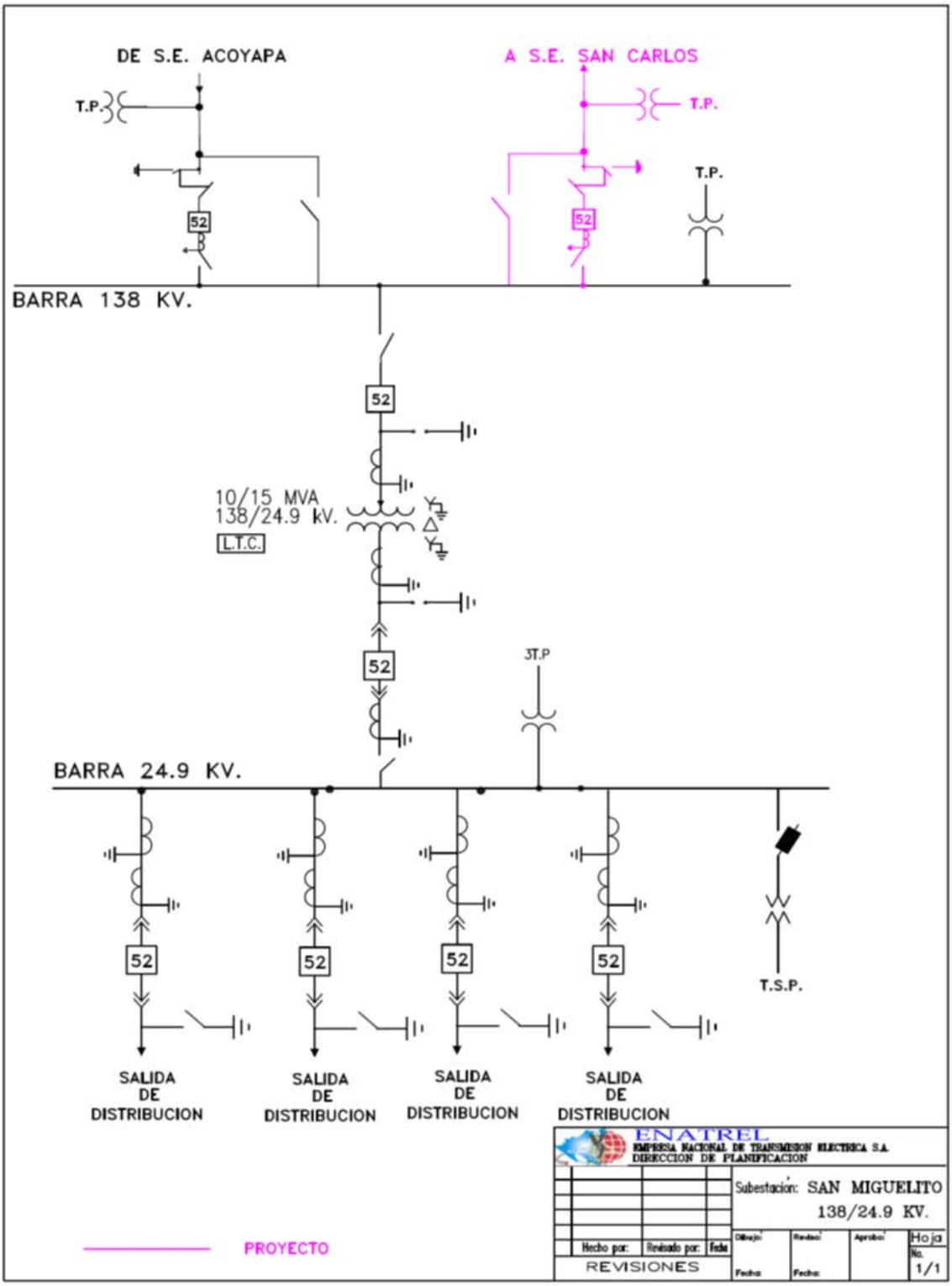
El proyecto se localiza en el municipio de San Carlos, en el departamento de Río San Juan. La figura a continuación muestra la localización de la Subestación San Carlos.



- **Diagrama unifilar subestación San Carlos 138 kV**



- **Diagrama unifilar subestación San Miguelito 138 kV**



8.13.- Ampliación de la Capacidad de Transmisión de la Línea de 138 kV Catarina-Nandaime-Rivas

➢ Introducción

La línea Catarina – Nandaime (L8120) y Nandaime-Rivas (L8220) se construyeron en el año 1982, ambas líneas utilizan el conductor Linnet 336.4 MCM ASCR el cual tiene una capacidad de hasta 96MW.

En la zona Sur del Sistema se encuentran limitadas las transferencias con los países vecinos (Costa Rica-Panamá) ya que en la línea Masaya-Amayo se encuentran conectadas las plantas eólicas las cuales totalizan una potencia de 186 MW, por lo que en la época de verano las transferencias se limitan hasta 50MW ya que en estos meses es donde se presentan los mayores aportes de la generación eólica alcanzando hasta su máxima capacidad.

Es por ello que ENATREL está ejecutando el proyecto de Refuerzos de Transmisión para la generación eólica en donde se considera la Subestación La Virgen (actualmente en servicio) y la construcción de aprox. 118 km de líneas (82 km en 230kV entre las subestaciones La Virgen-Masaya, 20km entre Amayo-La Virgen y 16km en 138kV entre Rivas y La Virgen). De esta forma existe una línea paralela a la línea de 230kV existente, desde la Subestación Amayo hasta la Subestación Masaya (además de la línea Siepac, Ticuantepe-Cañas).

Sin embargo, para poder trasegar los 300MW en la zona Sur del país es necesario repotenciar la línea Catarina – Nandaime – Rivas.

Estos refuerzos nacionales constituyen un compromiso de los países de la América Central los cuales deben construir estas obras.

➢ Antecedentes

En los últimos años se ha venido desarrollando el establecimiento del Mercado Eléctrico Regional (MER) donde se puedan efectuar transacciones de potencia de manera confiable de hasta 300 MW con el SIEPAC. Sin embargo, actualmente las transferencias se encuentran limitadas siendo la máxima transferencia de Sur a Norte de 50MW y de Norte a Sur de 180MW, una razón de esto es que se requieren refuerzos en transmisión

en el Sistema Nacional para poder alcanzar la capacidad del proyecto SIEPAC.

Se han realizado diversos estudios para determinar los refuerzos en transmisión para permitir las transferencias de 300MW entre pares de países.
En el estudio más reciente "DIAGNÓSTICO DE MEDIANO PLAZO DE LA RED DE TRANSMISIÓN REGIONAL DE AMÉRICA CENTRAL 2019-2023" realizado por el Ente Operador Regional (EOR) para dicho periodo, se indica como parte de los refuerzos de transmisión para Nicaragua lo siguiente:

- Instalación de un tercer auto transformador en la subestación Ticuantepe II
- Aumento de la capacidad de la línea Nandaime – Rivas

Así mismo se indica que EPR deberá realizar la apertura de la línea Siepac (en el tramo Ticuantepe-Cañas) y conectarla a la Subestación Rivas.

- **Situación Actual**

ENATREL está realizando la construcción de las líneas de transmisión asociadas a la Subestación La Virgen: Línea de 230kV Amayo-La Virgen, Línea de 230kV Masaya-La Virgen, Línea de 138kV Rivas-La Virgen. La Subestación La Virgen entro en operación en el año 2017.

Así mismo se realizó la instalación de un autotransformador de 120MVA con relación de tensión 230/138kV en la Subestación La Virgen, el cual se conectará a la subestación Rivas a través de una línea de 16 km con conductor 556.5 ASCR. El proyecto Refuerzos de Transmisión para la generación eólica considera el cambió de los transformadores de corrientes de las subestaciones Catarina, Nandaime y Rivas, ya que actualmente la capacidad operativa entre estos tramos de líneas es de 50MW y con dicho proyecto se aumentará a 96MW (capacidad del conductor 336.4 ASCR).

- **Objetivos**

General

- Incrementar la capacidad de transporte de las Líneas de 138kV Catarina-Nandaime y Nandaime-Rivas, para cumplir con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo del Sistema establecidos la Normativas Nacional y Regional.

Específicos

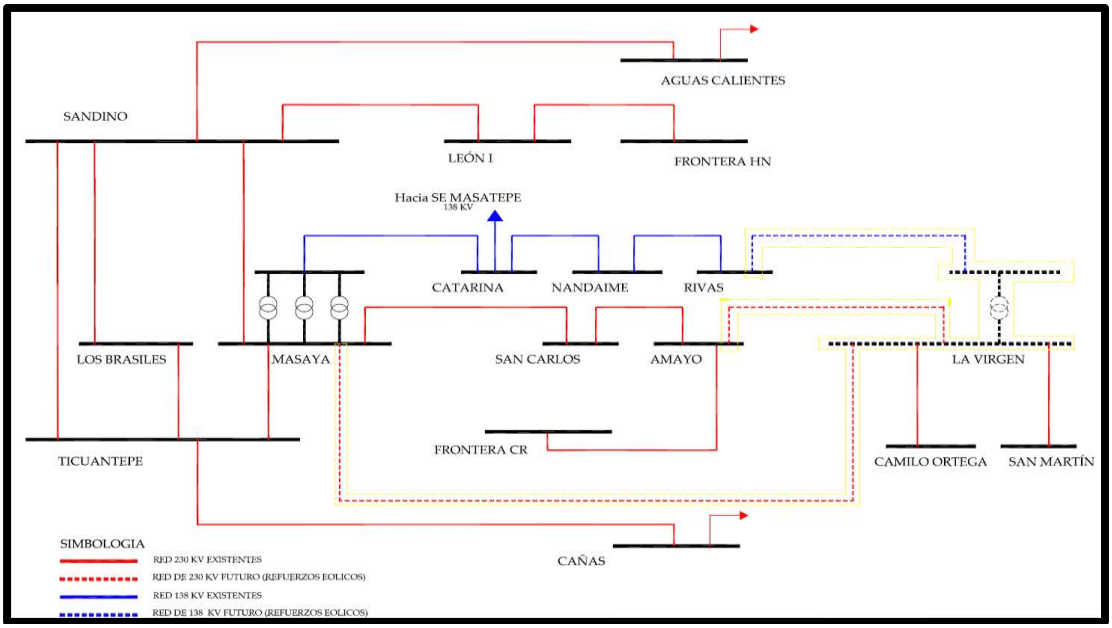
- Realizar el cambio del conductor existente por uno de alta temperatura y baja flecha.

- Mejorar la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional y del Sistema Eléctrico Regional creando los refuerzos necesarios en el Sistema Nacional de Transmisión.

- Garantizar las condiciones técnicas necesarias para lograr la transferencia de 300MW de Nicaragua.

- **Justificación**

El proyecto SIEPAC al ser un sistema de transmisión interconectado con los sistemas eléctricos nacionales, para las transferencias los flujos de electricidad utilizan las redes a lo interno de los países, por lo cual se requieren realizar nuevos y continuos estudios que identifiquen oportunamente las debilidades, necesidades de incrementar la capacidad térmica u otras, que se vayan creando en el sistema de transmisión regional, para continuar impulsado las mejoras y refuerzos nacionales o regionales que se requieran.
Cuando entre en operación el enlace de 138kV Rivas –La Virgen se formará un anillo en 138Kv y 230Kv desde la Subestación Masaya conectando las subestaciones Catarina-Nandaime-Rivas-La Virgen-Amayo-San Carlos-Masaya-Catarina, a como se muestra en el siguiente diagrama:



Cuando entre en operación el enlace de 138kV Rivas –La Virgen los flujos en la línea Catarina – Rivas aumentaran, ya que al ser parte la subestación Masaya y Amayo de la Red de Transmisión Regional (RTR), en condiciones de trasiego parte de los flujos de las transferencia utilizan las red de 138KV Masaya-Catarina-Nandaime-Rivas-La Virgen, esta línea será utilizada y en situaciones de contingencia esta línea se llega a sobrecargar a más de 96MW, siendo necesario aumentar su capacidad como mínimo a 150MW. En los casos sin transferencia no se producen sobrecargas, por lo cual, la sobrecarga es atribuible a las transferencias.

Para esto se debe realizar un levantamiento lidar de la línea y realizar los análisis para determinar si las estructuras existentes pueden utilizar el conductor ASCC Dove 556.5 para aumentar la capacidad de estos tramos a 200MW o bien en su defecto utilizar el ASCC Linnet 336.4.

- **Alcances**

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio para la construcción de:

- 20 km de cambio de conductor linnet 336.4 ACSR por Conductor linnet 336.4 ACSS/TW / Dove 556.5 ACSS/TW HTLS e Instalación de Aisladores, Herrajes y Accesorios. Instalación de Fibra Óptica OPGW de 48 hilos. Se realizará el desmontaje de los conductores existentes y su traslado a los almacenes.

- 41 km de cambio de conductor linnet 336.4 ACSR por Conductor linnet 336.4 ACSS/TW / Dove 556.5 ACSS/TW HTLS e Instalación de Aisladores, Herrajes y Accesorios. Instalación de Fibra Óptica OPGW de 48 hilos. Se realizará el desmontaje de los conductores existentes y su traslado a los almacenes.

- Realización de estudio Levantamiento LIDAR de las líneas Catarina-Nandaime y Nandaime-Rivas existentes, con el propósito de determinar el conductor que se puede utilizar ya sea 556.5 Dove ASCC/TW o 336.4 Linnet ASCC/TW con la utilización de las estructuras existentes, o bien adecuaciones necesarias a las mismas con el propósito de elevar la capacidad de esta línea de 96MW a 150MW- 200MW.

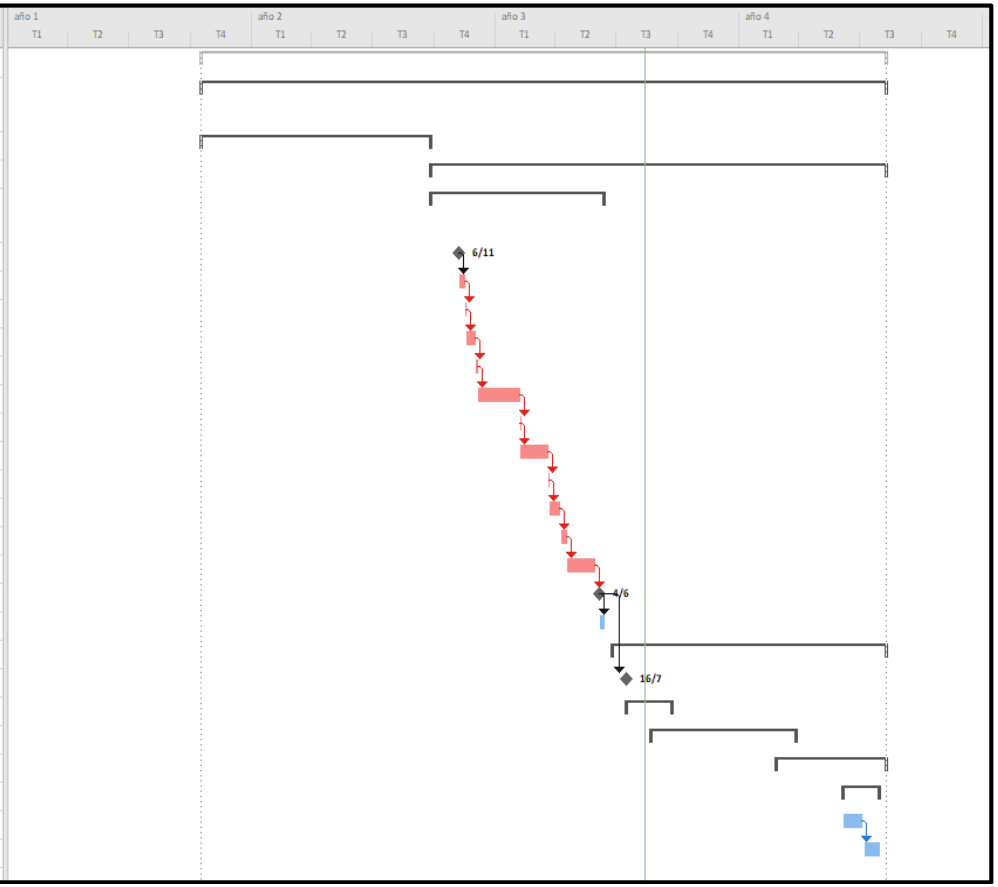
- **Costos del Proyecto**

El proyecto tiene un costo total estimado de US$ 4.432 millones de dólares, de los cuales US$ 4.356 millones es financiamiento externo y 0.076 millones financiamiento local, el detalle se muestra en el siguiente cuadro:

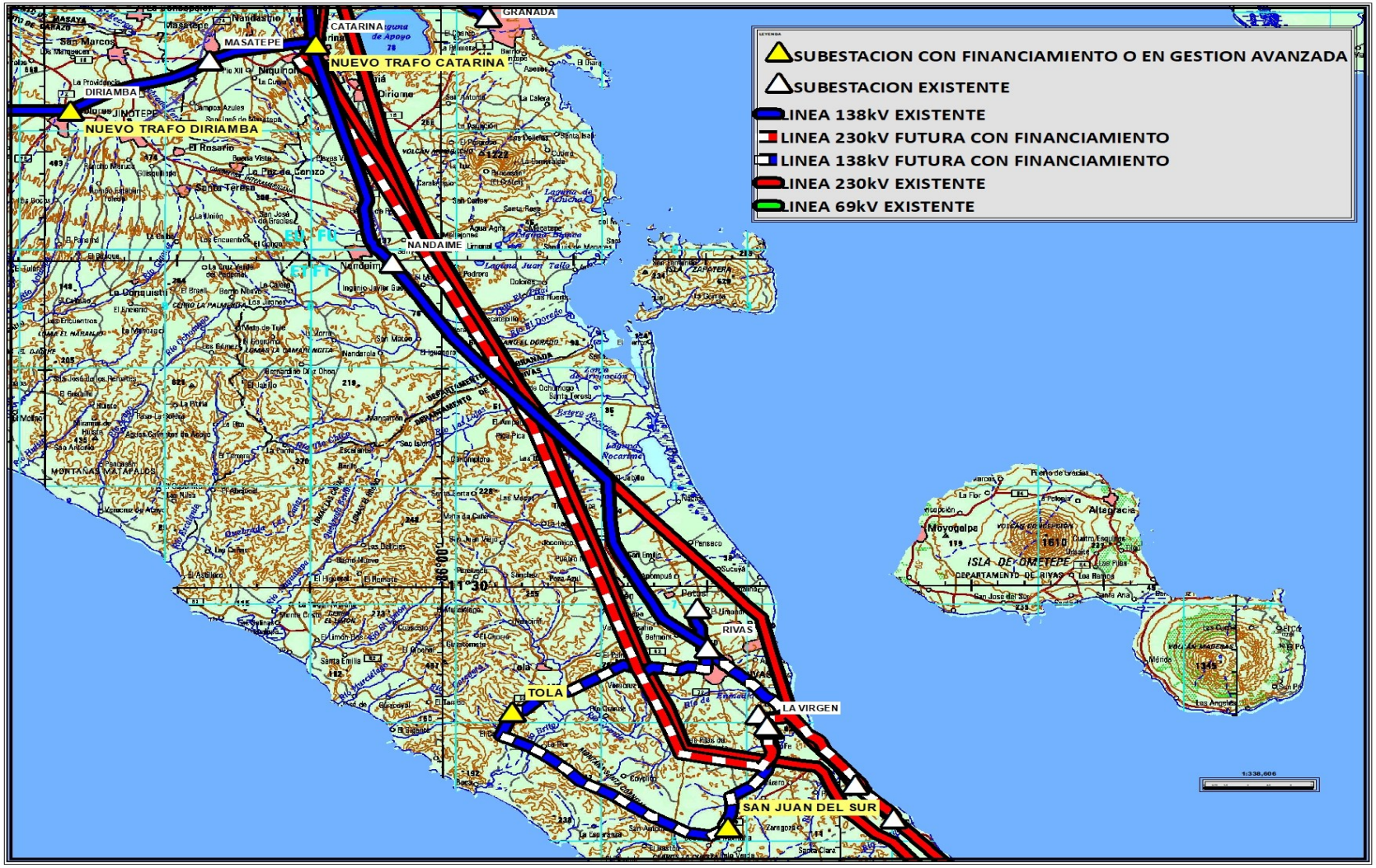
Descripción	longitud (km)	Costo Unitario US$	Total US$	Financiamiento Local US$	Financiamiento Externo US$	Total US$
Cambio de conductor en línea 138kV Catarina-Nandaime (Tendido de Conductor ACSS HTLS, cambio de fibra óptica, cambio de aisladores, Herrajes y Accesorios)	20	53,142	1,062,840		1,062,840	1,062,840
Cambio de conductor en línea 138kV Nandaime-Rivas (Tendido de Conductor ACSS HTLS, cambio de fibra óptica, cambio de aisladores, Herrajes y Accesorios)	41	53,142	2,178,823		2,178,823	2,178,823
Realización de estudio Levantamiento LIDAR en líneas existentes (LT CAT-NDE-RIV)	61	5,000	305,000		305,000	305,000
Desmontaje del conductor de las Líneas Catarina-Nandaime y Nandaime-Rivas	61	6,474	394,900		394,900	394,900
Ingeniería y Diseño		240,136	240,136	72,041	168,095	240,136
Sub Total			**4,181,699**	**72,041**	**4,109,658**	**4,181,699**
Imprevisto (6%)			**250,902**	**4,322**	**246,580**	**250,902**
Total			**4,432,601**	**76,363**	**4,356,238**	**4,432,601**

➢ Cronograma

Task Name	Duración
AUMENTO DE LAS LINEAS CAT-NDE-RIV	708 días
P9: Aumento de capacidad de transmision de 138 Kv mediante cambio de conductor	**708 días**
Levantamiento LIDAR en lineas de transmisión 138kV existentes	**237 días**
Ejecución de la Repotenciación	**471 días**
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	**179 días**
Elaboración de especificaciones técnicas	30 días
Elaboración de DDL	7 días
Solicitud de no objeción los DDL	1 día
No objeción del BID a los DDL	10 días
Convocatoria pública de licitación	3 días
Elaboración de Ofertas	41 días
Apertura de ofertas	1 día
Evaluación de oferta	30 días
Solicitud de no objeción del BID	1 día
No objeción del BID al informe de evaluación	10 días
Notificación a los oferentes	7 días
Constitución de garantías	28 días
Suscripción del contrato	5 días
Remisión del contrato y Solicitud de número Prism	5 días
Ejecucion del Contrato de las líneas de transmisión	**282 días**
Solicitud y Pago del Anticipo (20%)	15 días
Diseño y Especificaciones Técnicas (15%)	**45 días**
Suministro de Bienes (65%)	**152 días**
Montaje Electromecánico (80%)	**114 días**
Pruebas y Puesta en Servicio (80%)	**37 días**
Ejecución	20 días
Pago de Servicios Conexos (80%)	15 días



➢ **Localización Del Proyecto**



8.14.- Ampliación de Capacidad Línea Tipitapa – Guanacastillo – Masaya 138 kV.

➢ Introducción

La línea L8090 opera a 138 kV, tiene una longitud de 19.5 km, su conductor es Linnet 336.4 kcmil ACSR, y su capacidad de transferencia es de 113 MVA (471 Amperios a 138 kV).

Actualmente, en demanda máxima y en condiciones normales del sistema, la línea L8090 transfiere 36 MVA (aproximadamente) en dirección Tipitapa – Masaya, sin embargo, si se produce una apertura de la línea L9060 Ticuantepe-Masaya (o de la línea L9070 Los Brasiles - Ticuantepe), el flujo de potencia a través de la línea L8090 llega a 105 MVA (93% de su límite de carga).

Es necesaria la ampliación de capacidad de transporte en la línea Masaya – Tipitapa para cumplir con los criterios de calidad, seguridad y desempeño mínimo del sistema.

➢ Objetivo

- Aumentar la capacidad de transferencia a 200 MVA en la línea L8090.

- Evitar la ocurrencia de blackout en la zona sur debido a la sobrecarga de la línea L8090.

➢ Justificación

Cuando hay trasferencias en las líneas de interconexión. Bajo esta condición, si llega a producirse la salida de la línea L9060 (o de la línea L9070), los flujos de potencia en la línea L8090 llegan a ser de 140 MVA (o más, dependiendo de la transferencia de potencia por la interconexión), sobrepasando la capacidad de del conductor de la línea Tipitapa-Masaya, lo que produciría el disparo por sobrecarga.
Como consecuencia de esta sobrecarga se cortaría el suministro de potencia a la zona sur del sistema, quedando sin suministro de electricidad las subestaciones: Masaya, Granada, Masatepe, Diriamba, San Rafael del Sur, Nandaime y Rivas.

Así mismo, cuando entre en operación el proyecto Ticuantepe – anillo de Managua y se produzca contingencias en las líneas EL Periodista-Ticuantepe, Ticuantepe-Las Colinas y Las Colinas-Altamira se produce sobrecarga en la línea Masaya-Tipitapa, esto considerando la nueva generación de la planta Montelimar de 30MW.

Para evitar los eventos descritos, ENATREL pretende aumentar la capacidad de transferencia entre las subestaciones Tipitapa – Masaya, para lo cual se requiere cambiar el conductor de la existente en la línea L8090 por un conductor cuya capacidad de transferencia sea de al menos 200 MVA, para lo cual se utilizará conductor HTLS de alta temperatura y baja flecha.

- **Alcances del Proyecto**

El proyecto consiste en:

- Desmontaje de 20km aprox. del conductor Linnet 336.4 kcmil ACSR existente en la línea de Masaya-Tipitapa y su traslado a los almacenes.

- Suministro y Montaje de 20 km de línea de transmisión simple circuito conductor Dove ACSS HTLS TW, entre las subestaciones Tipitapa y Masaya. Asociado se deberá realizar el suministro y cambio de herrajes.

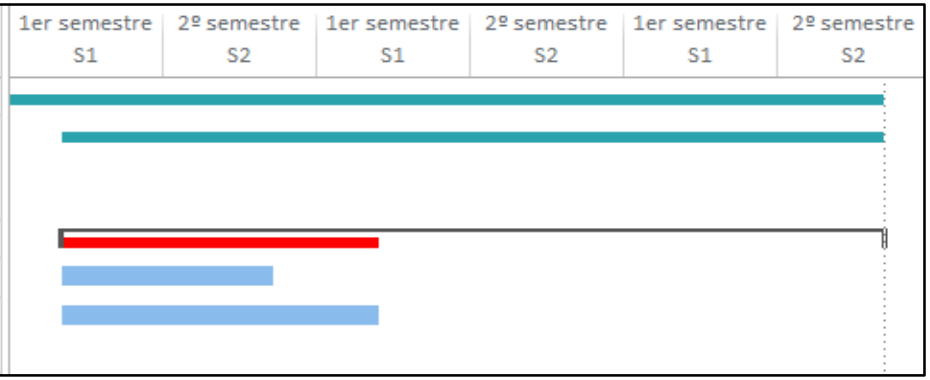
➢ Costo total

El proyecto tiene un costo total estimado de US$ 2.064millones de dólares, de los cuales U$ 1.937 millones con Financiamiento externo y U$ 0.126 millones con Financiamiento local.

Línea	Tipo	longitud (km)	Costo Unitario US $	Total US $	Financiamiento Local US$	Financiamiento Externo US$	Suma Financ. Local y Externo US$
	Estudios Técnicos Previos (Estudio de Impacto Ambiental, Estudios Topográficos y Geológicos)	1	$ 103,997.16	$ 103,997.16	103997.16		103997.16
	Desmontaje del conductor de Línea	20	$ 15,500.00	$ 310,000.00		310000.00	310000.00
	Estructuras	10	$ 24,300.00	$ 243,000.00		243000.00	243000.00
Línea Tipitapa-Guanacastillo-Masaya	Línea 138 kV, Conductor Linnet ACSS HTLS TW e instalación de herrajes y accesorios	20	$ 63,033.06	$ 1260,661.22		1260661.22	1260661.22
	Servidumbre			$ -	$ -		$ -
	Ingeniería y Diseño		$ 75,531	$ 75,531.44	$ 22,659	$ 52,872.01	$ 75,531
Subtotal-LINEAS				**$ 1993,190**	**$ 126,657**	**$ 1866,533**	**$ 1993,189.81**
TOTAL SIN IMPREVISTO				**$ 1993,190**	**$ 126,657**	**$ 1866,533**	**$ 1993,190**
IMPREVISTO				**$ 71,358**		**$ 71,358**	**$ 71,358**
TOTAL CON IMPREVISTO				**$ 2064,548**	**$ 126,657**	**$ 1937,891**	**$ 2064,548**

- **Cronograma**

Nombre de tarea	Duración
PEP	**700 días**
AMPLIACIÓN DE CAPACIDAD LÍNEA TIPITAPA-GUANACASTILLO-MASAYA	**700 días**
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión Lote II	**700 días**
Desmontaje del conductor de Línea	180 días
Línea 138 kV, Conductor Linnet ACSS HTLS TW e instalación de herrajes y accesorios	270 días



➢ **Localización Del Proyecto**

8.15. - Construcción de subestación Gis Corinto 138 kV, línea de transmisión 138 kV y obras conexas

➢ Introducción

Corinto es un municipio del departamento de Chinandega. Tiene aprox. 18,300 habitantes repartidos en una extensión de 70,67 km², el desarrollo de este municipio depende mucho de la actividad portuaria.

El puerto de Corinto es el puerto más importante de Nicaragua. La mayor parte del petróleo entra al país por este puerto. Además, mucho de los productos agrícolas son importados y exportados por Corinto, también se desarrolla la industria turística en el mismo.

Este municipio es de gran importancia para el país por lo antes descrito, por tal razón el suministro de energía del mismo debe ser continuo y confiable, actualmente está conectado al SNT (Sistema Nacional de Transmisión) mediante una línea de transmisión y subestación en 69 kV con una antigüedad de 38 años, lo que requiere de una actualización y reforzamiento de la integridad operativa de la misma.

➢ Antecedentes

La subestación Corinto entro en operaciones al SNT en 1976, tiene 38 años de operación conectada en (T) a línea El viejo-Chinandega, las estructuras han entregado su periodo de vida útil, además de ello con el reciente proyecto realizado en 138 kV anillo de occidente la subestación podrá conectarse en doble circuito a línea Chinandega-Planta Energética Corinto. Afianzando su seguridad y estabilidad de operación garantizando el suministro de energía eléctrica a la actividad portuaria, turística y consumo doméstico.

➢ Situación Actual

La actual subestación corinto conectada en T resulta ser más sensible por su condición de derivación sin contar con una estructura más robusta que garantice su estabilidad ante condiciones N-1, el transformador actual existente de 3.75 MW se encuentra cargado al 91% de su capacidad, este resulta ser inconveniente mayor ya que la ciudad y sus actividades incrementan con ello incrementara la demanda de energía.

En el corto plazo la demanda del puerto de corinto se verá incrementada paulatinamente con la remodelación y ampliación de la infraestructura portuaria hasta llegar a tener una demanda instalada de 13MW, lo cual dejará al transformador de la subestación cargado al máximo de su capacidad, siendo necesario la ampliación de la subestación Corinto.

- **Objetivos**

General

- Suministrar energía confiable y segura a los usuarios que actualmente tienen el servicio de energía eléctrica, a los nuevos usuarios de las comunidades rurales y al proyecto de desarrollo del puerto de Corinto.

Específicos

- Garantizar un suministro de energía eléctrica confiable y seguro conforme a la Normativa.
- Permitir la conexión de nuevos clientes, ampliando la capacidad de transmisión y distribución en esta región del país
- Abastecer con calidad y seguridad la ampliación de demanda de energía del Puerto Corinto
- Mejorar la calidad del servicio de los usuarios que poseen el servicio de Energía eléctrica.
- Incrementar el uso productivo de la electricidad en las zonas rurales y costeras del país.

- **Justificación**

En el año 2017 la demanda de la subestación de Corinto fue de 3.2MW de los cuales aprox. 1MW corresponde a la demanda del puerto. Con esta demanda el transformador presenta una carga de más del 90%. Dicho equipo tiene aprox. 60 años de servicio, lo cual representa un riesgo para su operación y para la confiabilidad del suministro eléctrico.

La Empresa Portuaria Nacional (EPN), iniciará el reordenamiento de Puerto Corinto y construcción de un Centro Logístico que se

llamará San Isidro, con una demanda de energía eléctrica de hasta 10.66 MW en administración portuaria Corinto y 2.25 MW para el centro logístico.

El presente proyecto consiste en una nueva subestación GIS en 138kV con la cual se podrá suministrar un servicio eléctrico con mayor confiabilidad y aumentara la capacidad de abastecimiento eléctrico con lo que se beneficiara al máximo número de consumidores posibles en las comunidades servidas y en nuevas comunidades que no cuentan con este servicio, con una mayor confiablidad del sistema.

Adicionalmente, con este proyecto se considera mejorar el desarrollo del sector de La industria portuaria y las actividades económicas presentes de la zona, se ampliará la robustez del sistema y se reducirá el índice de fallas presente en esta conexión.

- **Alcances**

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio para la construcción de:

- Subestación Eléctrica GIS Corinto con relación de tensión de 138kV/13.8 kV.
- Línea de Transmisión en 138 Kv.
- Circuitos de Distribución en 13.8kV

Obra 1: Subestación Corinto GIS con nivel de tensión de 138/13.8 kV

- 1 módulo de barra en 138 kV.
- 1 módulo de bahía de transformación 138-13.8 kV.
- 2 módulos de bahías de línea en 138 kV.
- 1 transformador de potencia de 20/25 MVA, 138-13.8 kV.
- 8 Celdas 13.8 KV, de las cuales, cinco celdas para conectar los circuitos de distribución y sus interruptores, una celda para el transformador de uso propio, una celda de equipos de medición y una celda

con su interruptor de barra para conectar el transformador de potencia).

- Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías.) y transformador de Servicios Propios.
- Equipos de Comunicaciones, para fibra óptica.
- Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo del edificio de control.
- Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida
- Sistema de Iluminación perimetral
- Todas las obras civiles (Movimiento de Tierra, Edificio de Control, Calles, andenes, Muro Perimetral, Fundaciones de Equipos, Bordillos, drenajes, etc.).
- Adquisición de terreno de la Subestación

Obra 2: Línea de Transmisión

- 2 km de línea de transmisión 138kV, doble circuito, con conductor 556.5 kcmil ACSR e hilo de guarda tipo OPGW, hasta interceptar la línea existente Chinandega-Planta Corinto, montada en estructuras de torres de celosía y postes.

Obra 3: Circuitos de Distribución

- 1.2 km de circuito trifásico de distribución en voltaje 13.8kV, con conductor 336 kcmil ACSR, para las cargas de puerto corinto y el centro logístico en San Isidro, montados en postes de concreto.

- **Costos del Proyecto**

El proyecto tiene un costo total estimado de **US$ 8.357** millones de dólares, de los cuales **US$ 8.106** millones es financiamiento externo y **0.250** millones financiamiento local, el detalle se muestra en el siguiente cuadro:

Proyecto		
Construcción de subestación Gis Corinto 138 kV, línea de transmisión 138 kV y obras conexas	**Fuente de Financiamiento**	**Costos $**
Moneda Extranjera	EN GESTIÓN BCIE	8,106,756
Moneda Extranjera	Recursos del Tesoro	149,000
Moneda Local	Recursos Propios	99,983
	Costo Total $	**8,357,481**

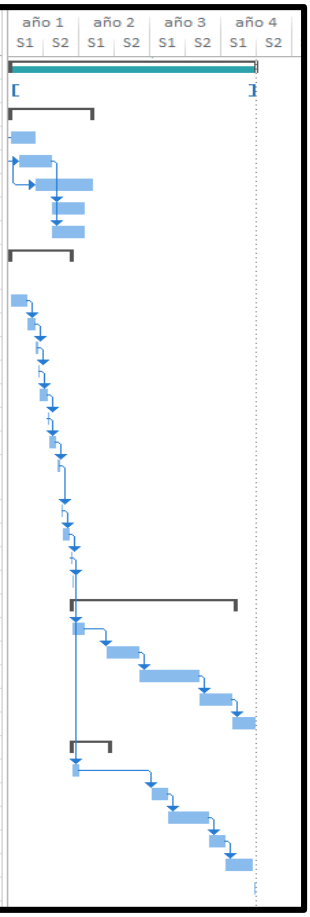
- **Población Beneficiada**

Con la ejecución de este Proyecto, se beneficiará a 5,485 clientes actuales de Corinto, Paso Caballos, Alemania Federal y sectores aledaños.

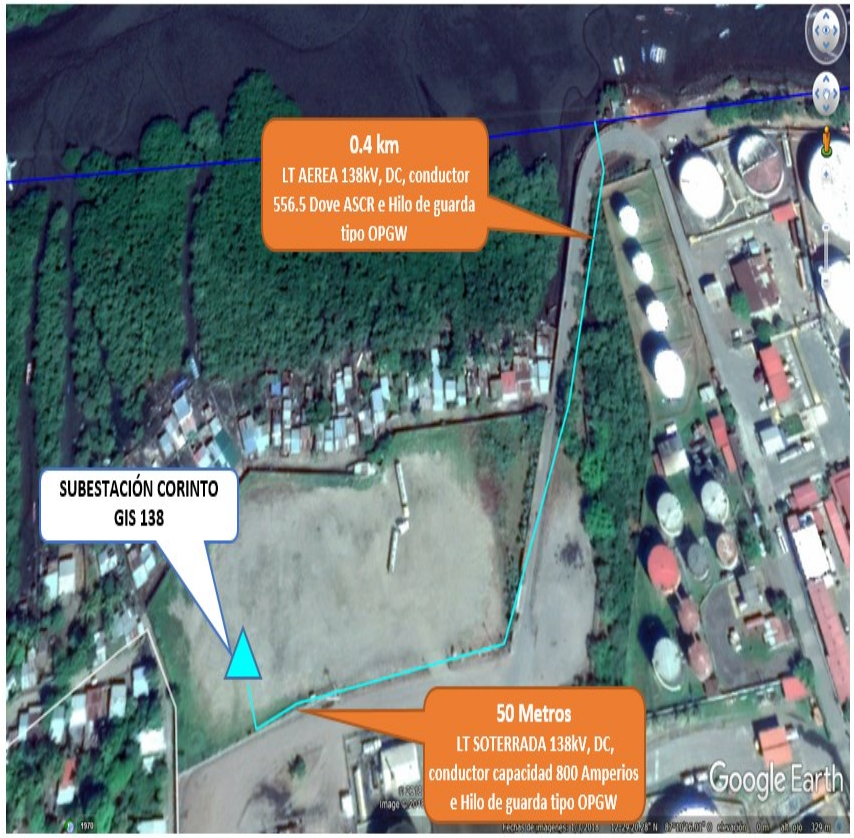
Se podrá brindar un servicio de energía eléctrica con mayor calidad sin interrupciones que impliquen pérdidas para las actividades económicas del área. La ejecución de este proyecto mejorara el desarrollo económico y tecnológico de la zona.

8.19.9. - Cronograma

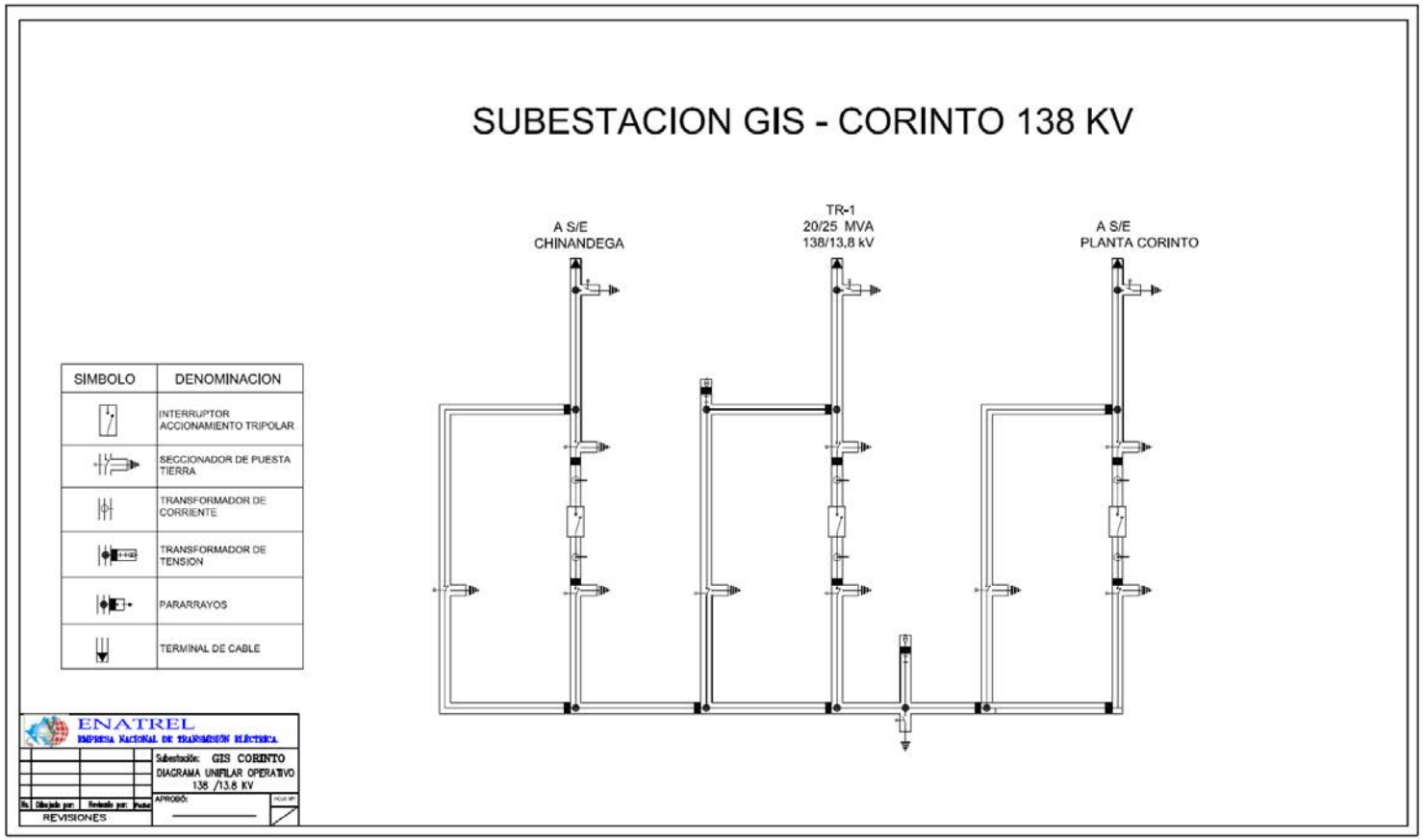
	Nombre de tarea	Duració
1	**PEP**	**905 días**
2	**SUBESTACION CORINTO 138 kV**	**785 días**
3	**Preliminares**	**300 días**
4	Adquisición de terreno	90 días
5	Levantamiento topográfico	120 días
6	Estudio de impacto ambiental + censo forestal	210 días
7	Estudio geológico	120 días
8	Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	120 días
9	**Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos**	**229 días**
10	Elaboración de especificaciones técnicas	60 días
11	Elaboración de DDL	30 días
12	Solicitud de no objeción al Banco	10 días
13	Convocatoria pública de licitación	8 días
14	Presentación de ofertas	30 días
15	Apertura de ofertas	1 día
16	Evaluación de oferta	30 días
17	Solicitud de no objeción al Banco y no Objecion al Informe de evaluacion	15 días
18	Notificación a los oferentes	7 días
19	Constitución de garantias	28 días
20	Suscripción del contrato	5 días
21	Remisión del contrato	5 días
22	**Ejecucion del Contrato, SE. Lote I**	**600 días**
23	Solicitud y pago del anticipo	45 días
24	Diseño y especificaciones técnicas	120 días
25	Suministro de bienes	220 días
26	Obras Civiles	120 días
27	Montaje Electromecanico	90 días
28	**Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión Lote II**	**145 días**
29	Solicitud y pago del anticipo	30 días
30	Diseño y especificaciones técnicas	60 días
31	Suministro de bienes	150 días
32	Obras Civiles	60 días
33	Montaje Electromecanico	100 días
34	Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	14 días



- **Localización Del Proyecto**



- **Diagrama Unifilar Subestación Corinto**



8.16.- Línea de Transmisión Terrabona – Mulukuku y Boaco – Mulukuku (Refuerzos de Transmisión para la conexión de proyectos Hidroeléctricos Fase II)

- **Introducción**

El plan indicativo de Generación del Ministerio de Energía y Minas de la república (MEM) de Nicaragua establece como uno de sus principales ejes de desarrollo la generación con fuentes renovables de energía, especialmente la generación hidroeléctrica de la cual Nicaragua tiene un alto potencial y poco aprovechamiento.

El plan indicativo de Generación contempla la instalación de aproximadamente 1223 MW de los cuales son: 440 Térmicos, 138 MW Biomasa, 74 Solar, 143 MW Eólico, 135 Geotérmico y 293 MW hidroeléctricos.

Por eso el Programa Nacional de Electrificación Sostenible y Energía Renovable (PNESER) ha puesto énfasis en el desarrollo de las fuentes renovables incluyendo en sus alcances la realización del "Plan Maestro de la Cuenca del Río Grande de Matagalpa y Cuenca Superior del Río Coco", ubicados en la parte norte y Región Atlántica Costa Caribe Norte. El potencial hidroeléctrico identificado a la fecha en la zona Norte- Atlántica es de 573 MW, con proyectos como Copalar (150 MW), Boboké (70 MW), Tumarín (253MW) y El Carmen (100 MW), sin incluir otros proyectos que están en estudios dentro del mismo PNESER. La red de transmisión actual en esta zona no tiene la capacidad suficiente para transportar los proyectos hidroeléctricos de la zona, por lo que para el desarrollo de uno de ellos es necesario la realizaron de refuerzos de Transmisión especialmente en la región de Mulukukú.

El objetivo del proyecto de Refuerzos Hidroeléctricos es ampliar la capacidad de transporte del Sistema Nacional de Transmisión (SNT) en la Región Costa Caribe Norte mediante la construcción de obras de refuerzos en Transmisión que permitan la conexión inicial de 300MW de potencia de centrales Hidroeléctricas en el nodo de Mulukukú de igual forma se crearán las condiciones iniciales para la conexión de otros 300 MW adicionales. Además, con el Proyecto se mejorará el suministro y el perfil de voltaje en la costa caribe Sur.

- **Objetivos del Proyecto**

General

- Reforzar el Sistema Nacional de Transmisión que permitan el transporte de energía hidroeléctrica de hasta 300 MW de potencia, cumpliendo con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo que establece la Normativa de Operación

Específicos

- Realizar la ampliación a 230KV de las subestaciones Terrabona y Mulukukú.

- Construcción de una línea de transmisión simple terna a un nivel de tensión de 230kV, entre las subestaciones Boaco-Mulukukú y Terrabona-Mulukukú.

- Mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico de las subestaciones Matagalpa, San Ramón, Matiguás, Mulukukú, Siuna, Rosita y Bilwí.

- Mejorar el control de tensión de las subestaciones Siuna, Rosita y Bilwí.

- Cumplir con la regulación regional permitiendo transferencias de 300 MW de Norte a Sur por el sistema de Nicaragua.

- Contribuir al cambio de la matriz energética del país creando los refuerzos necesarios en el Sistema Nacional de Transmisión.

- **Estudios de Potencial Hidroeléctricos en las Cuencas del Rio Grande de Matagalpa y Cuenca Superior del Rio Coco**

El PNESER está elaborando el plan maestro de las Cuencas del Rio Grande de Matagalpa y del río Coco, dividido en 2 etapas:

- Etapa I: Estudios Iniciales de Evaluación del Potencial Hidroeléctrico.

  En esta etapa fueron identificados 22 sitios potenciales para centrales hidroeléctricas, de los resultados obtenidos, solamente 10 sitios fueron seleccionados para estudios de Pre-Factibilidad.

- Etapa II: Ejecución de los Estudios de Pre-Factibilidad, selección y priorización de los sitios para estudios de factibilidad.

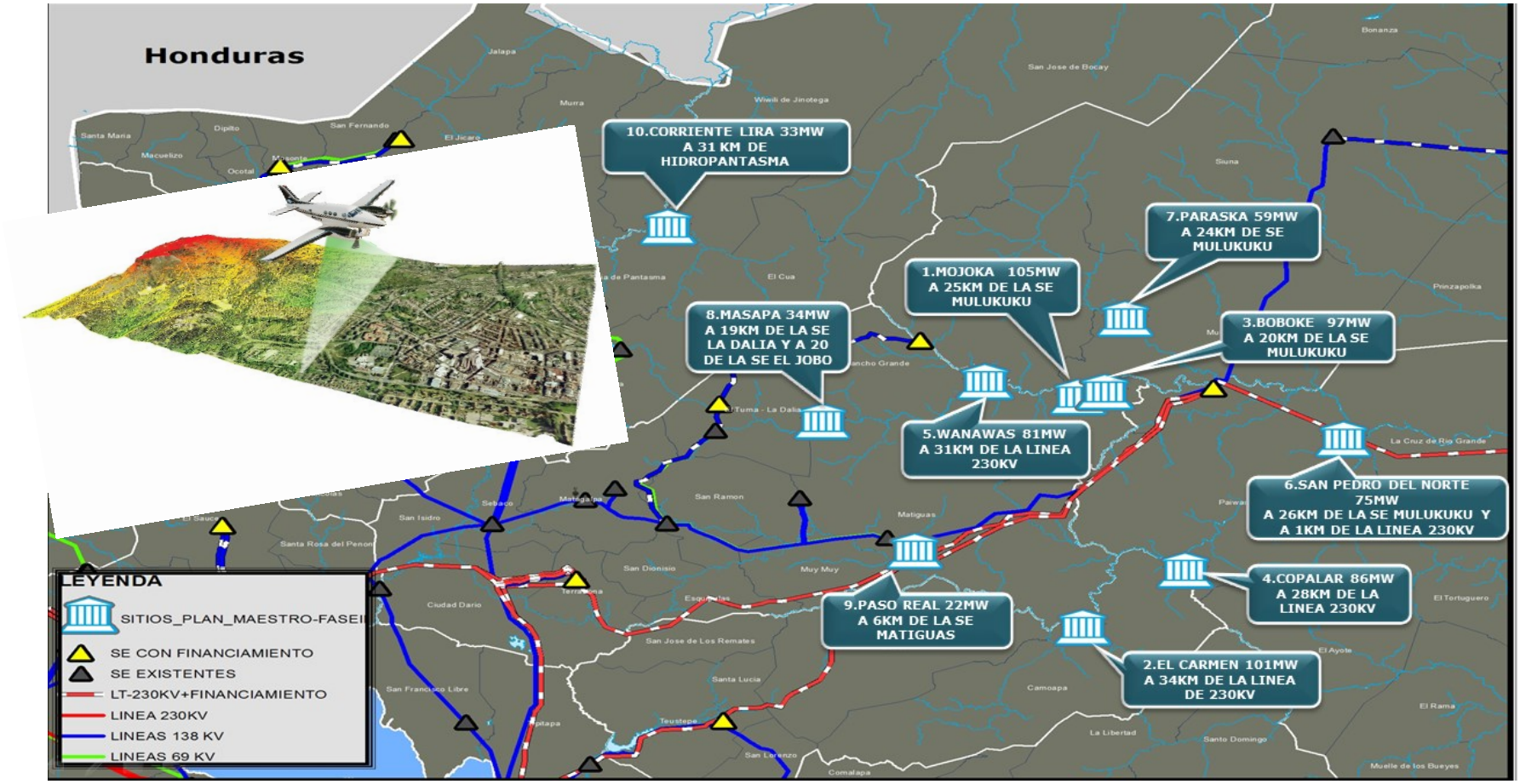
En esta etapa se profundiza en los estudios y definiciones de los diez sitios seleccionados en la Etapa I para, de un modo comparativo, determinar cuáles son los cincos planteamientos mas atractivos.

La siguiente tabla muestra el potencial hidroeléctrico de los 10 mejores sitios seleccionados:

Cuenca	No.	Sitio	Potencial (MW)
Rio Grande de Matagalpa	1	Mojolka	105
	2	El Carmen	101
	3	Boboké	97
	4	Copalar	86
	5	Wanawás	81
	6	San Pedro del Norte	75
	7	Paraska	59
	8	Masapa	34
	9	Paso Real	22
Rio Coco	10	Corriente Lira	33

A continuación, se muestra en el mapa las ubicaciones de los diez sitios seleccionados:

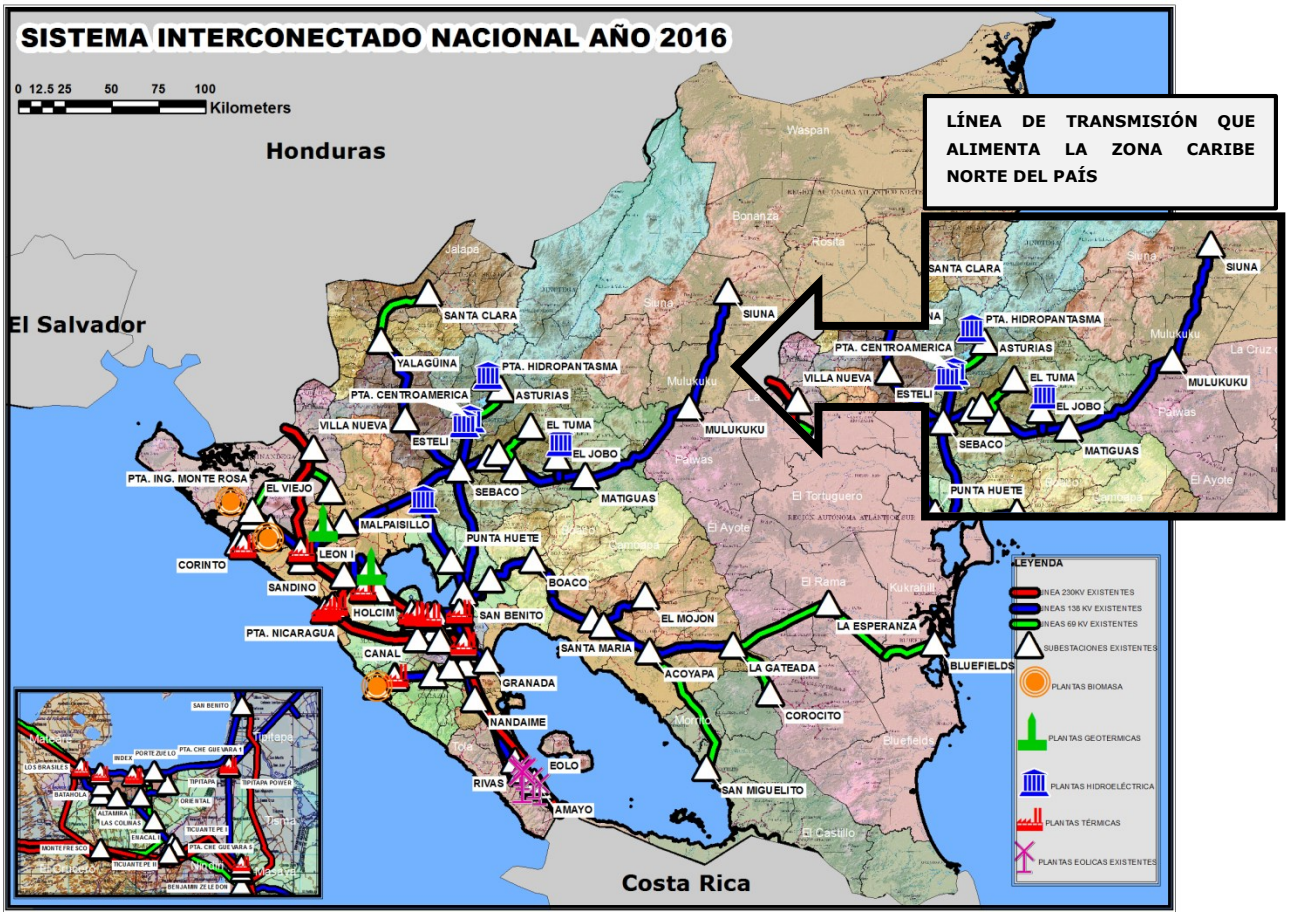
Este estudio cuenta con la utilización de tecnología LIDAR (Light detection and ranging or laser imaging detection and ranging), (escáner laser aerotransportado). Esta tecnología permitirá definir la cerrada o sitio de presa específico, la zona de embalse, delimitación de la zona de inundación y posibles estructuras geológicas que afecten a los sitios seleccionados.



- **Situación Actual**

Situación Actual del Sistema Nacional de Transmisión en la zona Caribe Norte

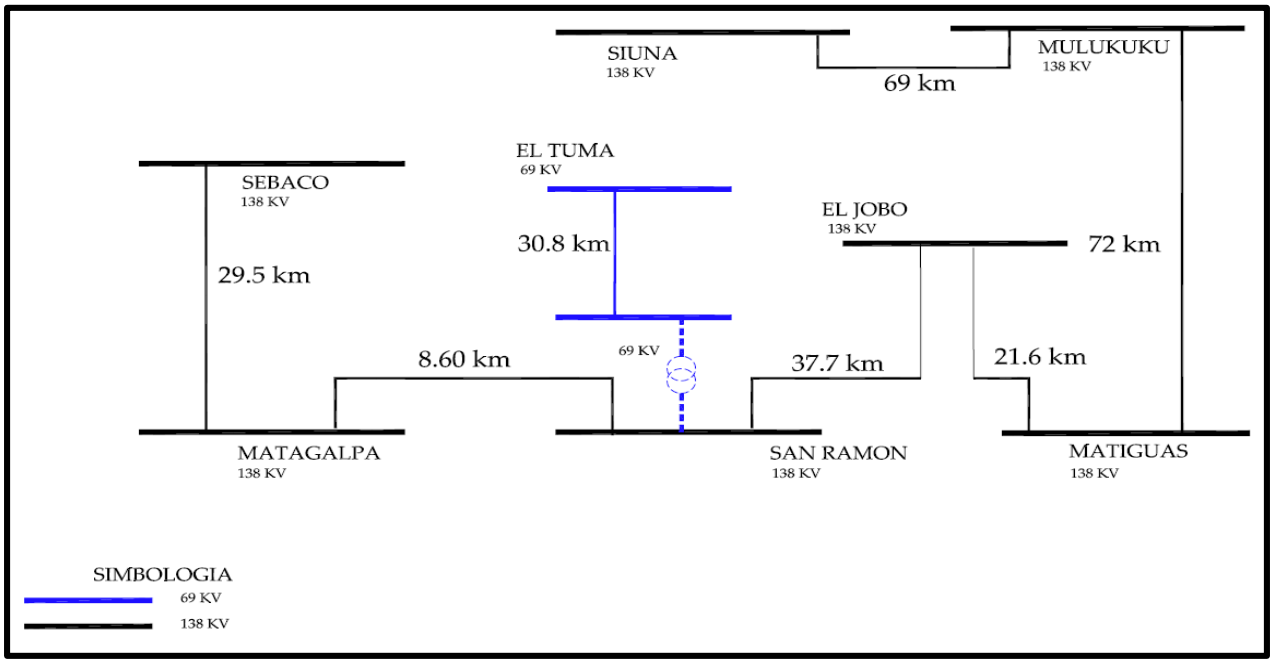
La zona del Caribe Norte se encuentra alimentada por medio de una línea radial que posee una longitud total de 221 km, operando en 138kV. Esta línea radial parte de la subestación Sébaco y conecta a 7 subestaciones: Matagalpa, San Ramón, El Tuma, El Jobo, Matiguás, Mulukukú y Siuna, tal a como se muestra en el siguiente mapa:



Actualmente la subestación Mulukukú opera en una tensión de 138 kV alimentada desde la subestación Sébaco. En la subestación El Jobo actualmente está conectada una planta hidroeléctrica de 4MW.

ENATREL finalizó en el año 2016 la conversión a 138 kV de las subestaciones Mulukukú y Siuna que actualmente se encuentran en operación

Diagrama Actual Costa Caribe Norte



Esta red no tiene la capacidad para evacuar la potencia generada de los proyectos hidroeléctricos considerados en el Plan Indicativo de Generación del MEM tales como Tumarín de 253MW, El Carmen de 100MW, Copalar bajo de 150MW y Boboke de 70MW.

- **Justificación**

Los Refuerzos de transmisión consisten en dos fases descritas a continuación:

La primera fase incluye la ampliación en 230KV de las subestaciones Boaco, San Benito y Terrabona y la construcción de dos líneas de transmisión simple terna en 230kV, una de ellas entre las subestaciones Boaco y San Benito y la otra entre San Benito y Terrabona. Esta Fase tiene financiamiento del Kexim Bank de Corea, LAIF, BCIE, BID y del GDN.

La segunda fase considera la construcción de una línea en 230kV que conectará las subestaciones Mulukukú – Terrabona, una línea en 230kV que enlace las subestaciones Mulukukú – Boaco; y la ampliación las subestaciones de Mulukukú y Terrabona a 230 kV. Esta segunda fase se encuentra sin financiamiento.

El tamaño de la Centrales hidroeléctricas ubicadas en la zona de la subestación Mulukukú, las cuales suman aprox. 750MW, exige contar con una red de transmisión en la zona con capacidad de transportar 300 MW de forma confiable; y con interconexiones robustas con el resto del sistema, con el fin de suplir una posible salida intempestiva de la central o de las unidades generadoras, sin provocar inestabilidad en la operación del sistema nacional o regional.

Actualmente la red de transmisión de 138kV existente en la costa caribe norte posee una capacidad de 90 MW, esta red no posee la capacidad para la conexión de las plantas hidroeléctricas consideradas en el Plan de Generación ubicadas en la zona de la subestación Mulukukú; por lo cual se llevará la red de 230 kV a esta subestación, con lo cual se dispondrá de una capacidad de transporte de 374 MVA. Además, se incrementará la confiabilidad del suministro eléctrico de la costa caribe norte y de los departamentos de Matagalpa y Jinotega.

Además, con la conversión de la subestación Mulukukú a 230 Kv y la instalación de un autotransformador de 230/138kV se podrá regular el voltaje en los nodos de Siuna, Rosita y Bilwi, ya que por ser una línea radial con una longitud considerable existe dificultades para mantener el nivel de tensión de acuerdo a norma y al ir incrementando la demanda y la red en esta zona, este problema se intensificará, por lo que a realizar la ampliación de la subestación Mulukukú en 230kV el autotransformador instalado servirá como nodo de control de voltaje.

Con la conexión de Terrabona a Mulukukú y de Boaco a Mulukukú se mejorará la confiabilidad de las subestaciones Matagalpa, San Ramón, Matiguás, Mulukukú y Siuna, que actualmente se encuentran conectadas de forma radial desde la subestación Sébaco. Es decir se mejorara la confiabilidad del suministro eléctrico a aprox. 69,000 viviendas, las que representan una demanda de 33MW aprox y que son alimentadas de las subestaciones Matagalpa, San Ramón, Matiguás, Mulukukú y Siuna que actualmente se encuentran conectadas de forma radial desde la subestación Sébaco.

- **Alcances del Proyecto de Refuerzos Hidroeléctricos**

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio para la construcción de:

- Obra 1: Ampliación Subestación Mulukukú a 230kV e instalación de autotransformador de 100MVA.

- Obra 2: Ampliación Subestación Terrabona en 230kV e instalación de autotransformador de 120MVA.

- Obra 3: Compensación inductiva en Subestación Rosita

- Obra 4: Compensación inductiva en Subestación Bilwí
- Obra 5: Líneas de Transmisión en 230Kv

Obra 1: Ampliación Subestación Mulukuku a 230kV.

- Equipamiento y montaje de 3 Bahías de Línea 230kV, en configuración de interruptor y medio.
- Equipamiento y montaje de una bahía de transformación 230/138 kV.
- Suministro y Montaje de 1 autotransformador 230/138 kV, de 100 MVA.
- Equipamiento y montaje de 1 Bahía de Línea de 138kV, con seccionador bypass para la salida de línea que va hacia la SE Matiguás.
- 2 Reactores Shunt de 25 MVAr
- PLC esclavo para DAG
- Equipos de Comunicaciones y radiofrecuencia, protección y control.
- Ampliación de Terreno y caseta de Control.

Obra 2: Para Subestación Terrabona.

- Equipamiento y montaje de 2 bahías de líneas en configuración de interruptor y medio.
- Suministro y Montaje de 1 reactor inductivo de 25MVAr
- Equipos de Comunicaciones y radiofrecuencia, protección y control.

Obra 3: Compensación Inductiva Subestación Rosita

- Suministro y Montaje de 1 reactor de 5MVAr en 138kV, con su bahía equipada de un interruptor y seccionadores.
- Equipos de Comunicaciones y radiofrecuencia, protección y control.

Obra 4: Compensación Inductiva Subestación Bilwí

- Suministro y Montaje de 1 reactor de 5MVAr en 138kV, con su bahía equipada de un interruptor y seccionadores.
- Equipos de Comunicaciones y radiofrecuencia, protección y control.

Obra 5: Líneas de Transmisión.

- Suministro y construcción de 143 kilómetros de línea de transmisión en 230 kV, doble terna, con tendido de un solo circuito, con conductor 1024 kcmil ACAR e hilo de guarda tipo OPGW, entre las subestaciones Terrabona y Mulukukú.

- Suministro y construcción de 140 kilómetros de línea de transmisión en 230 kV, doble terna, con tendido de un solo circuito, con conductor 1024 kcmil ACAR e hilo de guarda tipo OPGW, entre las subestaciones Boaco y Mulukukú.

➢ Costo del Proyecto

La Fase II del proyecto tiene un costo directo de US$ 101.603 millones, de los cuales U$ 97.202 millones serán cubiertos con financiamiento externo y U$ 4.401 millones con financiamiento local.

Subestación	Obra	Cantidad	Costo Unitario US $	Total US $	Financiamiento Local	Financiamiento Externo	Suma Financ. Local y Externo US$
	Estudios Previos (Estudio de Impacto Ambiental, Estudios Topográficos y Geológicos)	1	279,876	279,876	279,876		279,876
MULUKUKU	Ampliación de terreno	1	250,000	250,000	250,000		250,000
	Caseta de Control, Iluminación, Muro Perimetral y resto de Obras civiles de la SE	1	400,000	400,000		400,000	400,000
	Bahía de Interruptor y Medio (ramas)	3	1,875,558	5,626,675		5,626,675	5,626,675
	Bahía de transformación 230/138 kV	1	1,098,531	1,098,531		1,098,531	1,098,531
	Autotransformador 100 MVA, 230/138 kV	1	3,356,984	3,356,984		3,356,984	3,356,984
	Bahía de línea 138 kV con seccionador bypass	1	864,876	864,876		864,876	864,876
	Reactor Inductivo 25MVAr	2	3,274,515	6,549,031		6,549,031	6,549,031
	PLC Esclavo para DAG	1	42,536	42,536		42,536	42,536
TERRABONA	Bahía de Interruptor y Medio (ramas)	1	1,875,558	1,875,558		1,875,558	1,875,558

	Reactor Inductivo 25MVAr	1	3,274,515	3,274,515		3,274,515	3,274,515
ROSITA	Reactor Inductivo 5 MVAr	1	654,903	654,903		654,903	654,903
	Bahía para Reactor	1	864,876	864,876		864,876	864,876
BILWI	Reactor Inductivo 5 MVAr	1	654,903	654,903		654,903	654,903
	Bahía para Reactor	1	864,876	864,876		864,876	864,876
	Ingeniería y Diseño	1	1,748,768	1,748,768	699,507	1,049,261	1,748,768
			SUBESTACIONES	**$28,406,907.96**	**$1,229,383**	**$27,177,525**	**$28,406,908**
Línea	**Tipo**	**longitud (km)**	**Costo Unitario US $**	**Total US $**			
LINEA MULUKUKU-TERRABONA	Línea 230kV, 1024 kcmil Doble Circuito-Tendido un solo circuito en torres, hilo de guarda tipo OPGW	143	218,236	31,207,698		31,207,698	31,207,698
	Servidumbre	143	5,286	755,849	755,849		755,849
	Ingeniería y Diseño	143	14,800	2,116,379	846,551	1,269,827	2,116,379
LINEA MULUKUKU-BOACO	Línea 230kV, 1024 kcmil Doble Circuito-Tendido un solo circuito en torres, hilo de guarda tipo OPGW	140	218,236	30,552,991		30,552,991	30,552,991
	Servidumbre	140	5,286	739,993	739,993		739,993
	Ingeniería y Diseño	140	14,800	2,071,979	828,792	1,243,187	2,071,979
LINEAS	**$67,444,889**	**$3,171,185**	**$64,273,704**	**$67,444,889**			
SUB TOTAL SIN IMPREVISTO	**95,851,797**	**4,400,568**	**91,451,229**	**95,851,797**			
IMPREVISTO (6%)	**5,751,108**		**5,751,108**	**5,751,108**			
TOTAL CON IMPREVISTO	**101,602,905**	**4,400,568**	**97,202,337**	**101,602,905**			

***Estos costos corresponden a los costos directos del proyecto; no incluyen Gastos Financieros y Consultoría por Supervisión.**

➢ **Beneficios del Proyecto de Refuerzos Hidroeléctricos**

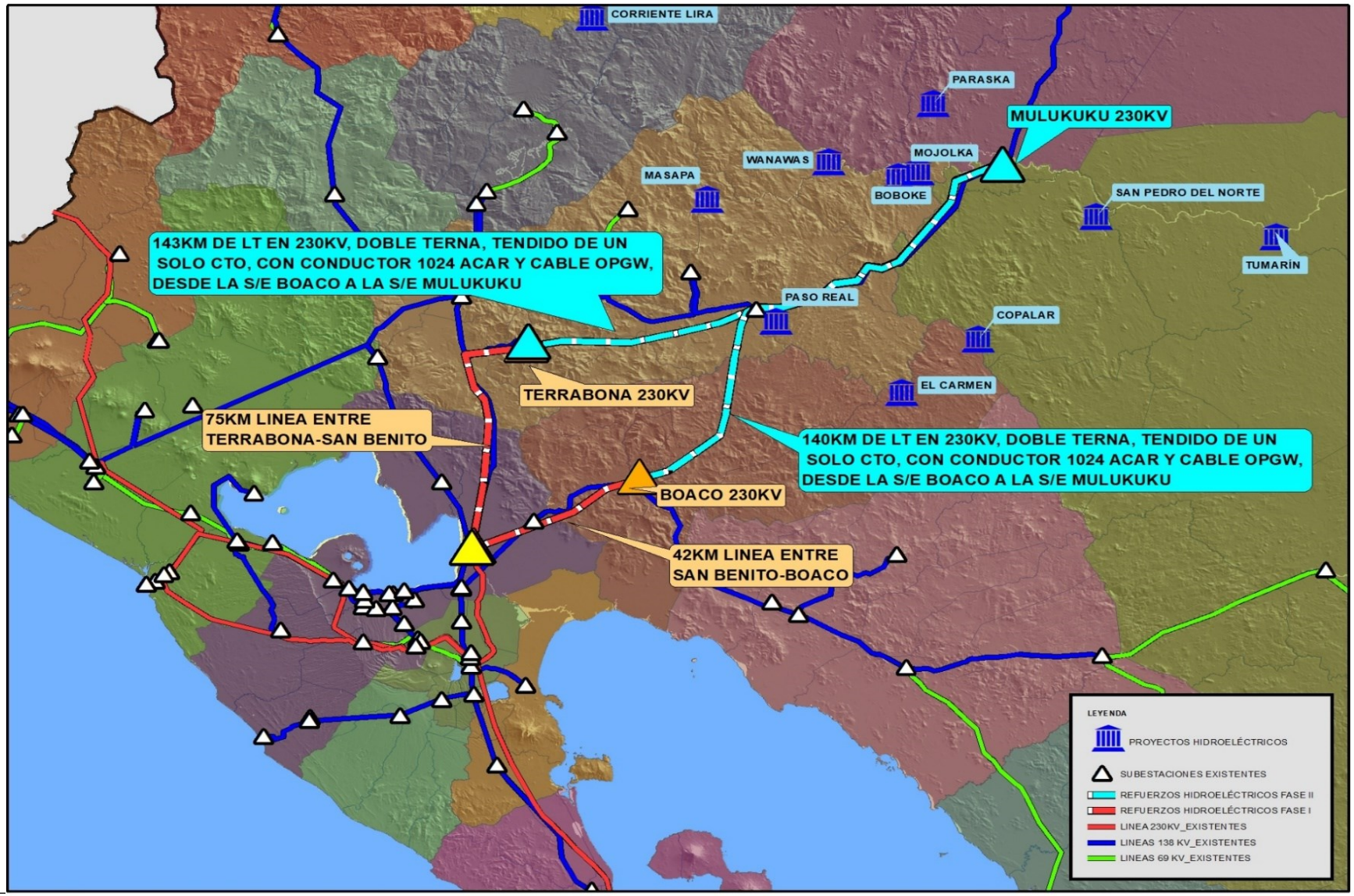
- Se incrementará la confiabilidad del suministro eléctrico de las subestaciones Matagalpa, San Ramón, Matiguás, Mulukukú, Siuna, Rosita y Bilwí.

- Se mejorará el control de tensión de las subestaciones Siuna, Rosita y Bilwí.

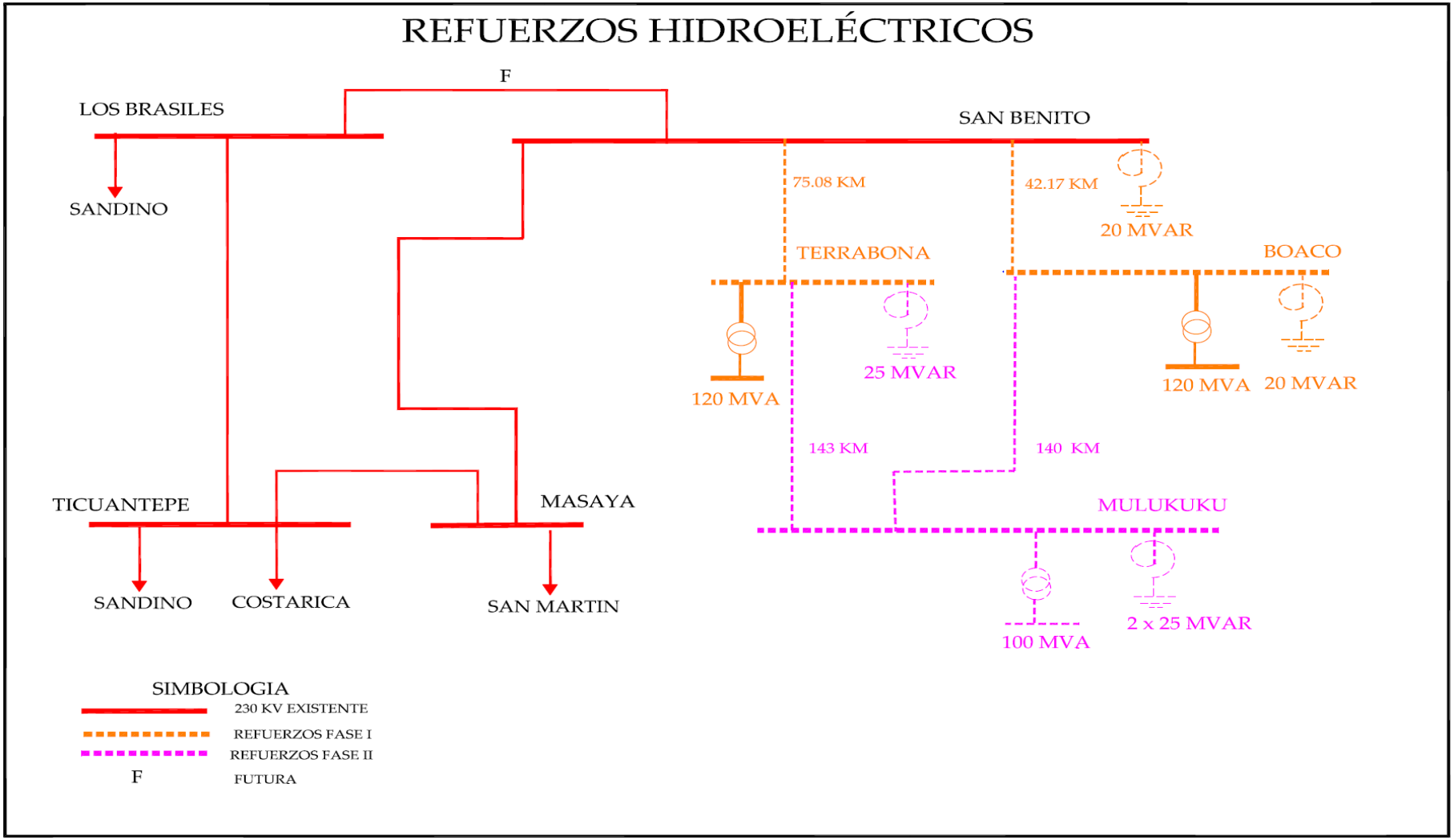
- Se construirá los refuerzos necesarios para la entrada en operación de 300MW de generación Hidroeléctrica en la zona de Mulukukú, de manera de garantizar que la incorporación de esta generación no provoque efectos adversos en el SIN.

- Se contribuirá al cambio de la matriz energética del país creando los refuerzos necesarios en el Sistema Nacional de Transmisión.

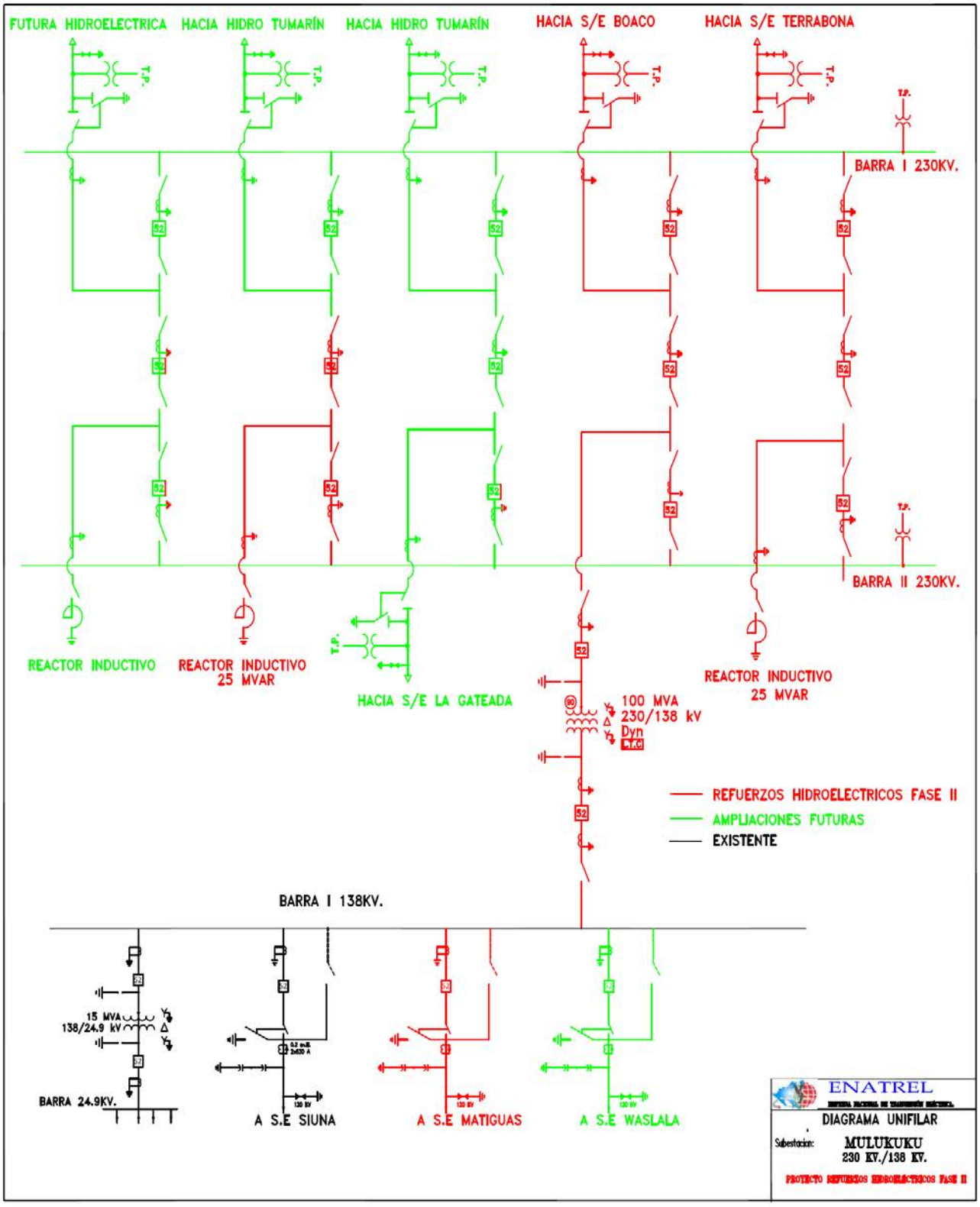
➢ **Mapa de Localización de los Refuerzos Hidroeléctricos**



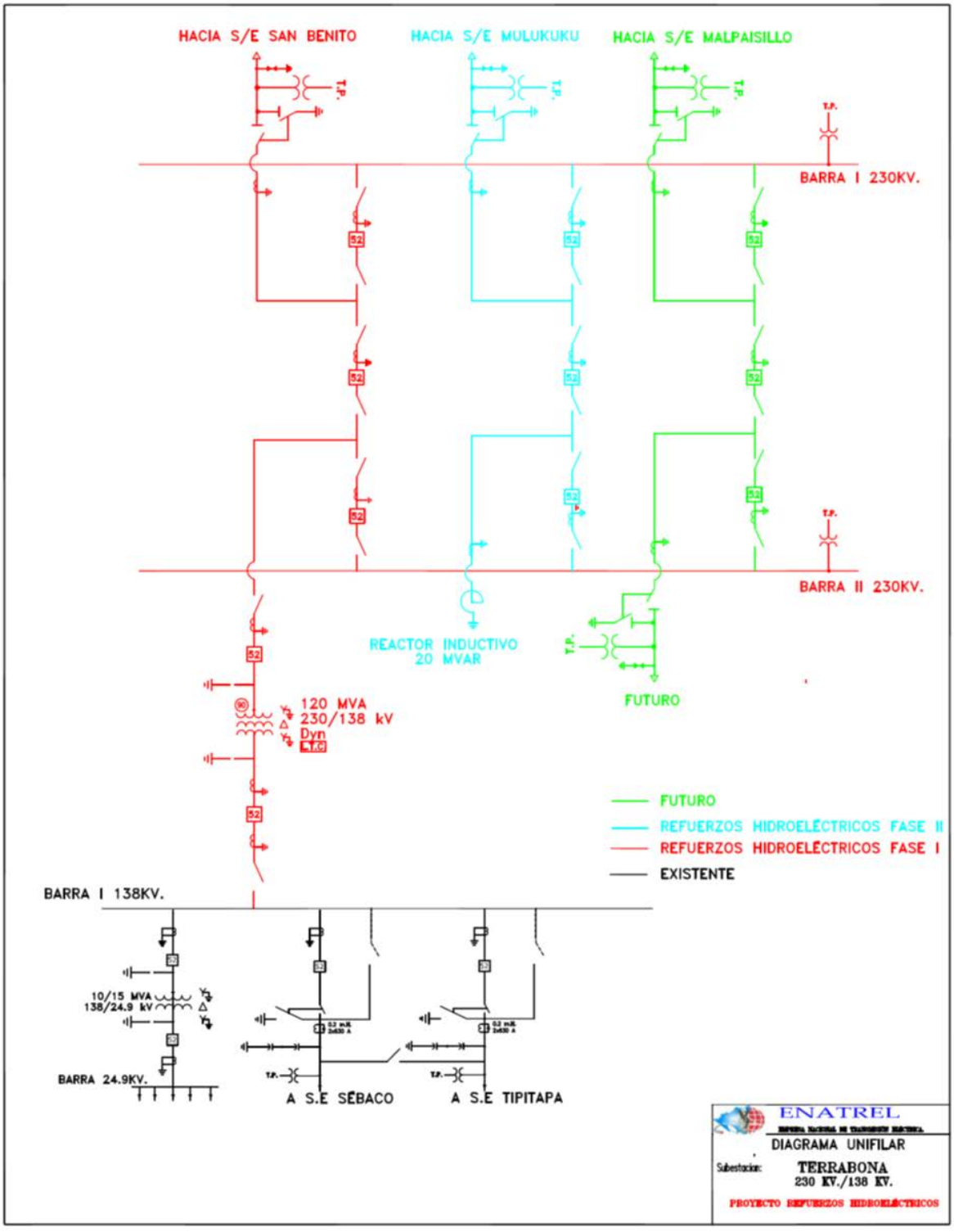
- **Diagrama de Conexión de Refuerzos**



- **Diagrama Unifilar Subestación Mulukukú**



➢ **Diagrama Unifilar Subestación Terrabona**



8.17.- Construcción de Subestación Nueva Guinea 138 kV, Línea La Gateada-Nueva Guinea 138 kV y Ampliación Subestación La Gateada.

- **Introducción**

La Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL), ha estado efectuando las inversiones necesarias en el Sistema Nacional de Transmisión (SNT), para incrementar la confiabilidad y calidad en el suministro de energía eléctrica actual, así como enfrentar la demanda de mediano plazo que permita mejorar las condiciones del servicio eléctrico del país.

El sistema nacional de transmisión (SNT) cuenta con 663.22 Km de líneas de transmisión en 69 kV. De este total, 381.77 Km (57.6 %) fue construida originalmente en estructuras de madera. Todos los tramos construidos sobre postes de madera ya tienen un tiempo de servicio mayor a 20 años por lo que ENATREL ha venido realizando el cambio de estas estructuras paulatinamente.

Se considera construir el presente proyecto, el cual consiste en la construcción de una nueva Subestación en el poblado de Nueva Guinea y se conectara a través de una línea en 138 kV a la Subestación La Gateada. La subestación Nueva Guinea sustituirá a la actual subestación Corocito de 69 kV y asumirá la carga de los poblados de Corocito, Nueva Guinea y zonas aledañas.

Las grandes distancias que recorren las redes de media tensión en la Región Autónoma del Atlántico Sur, provoca un perfil de bajo voltaje en las mismas y un suministro de energía eléctrica de mala calidad.

Las exigencias del sector eléctrico son cada día más estrictas, en cuanto a la continuidad y calidad del servicio brindado, debido a esto se hace necesario dar seguimiento periódico a los parámetros dieléctricos de los aislamientos sólidos y líquidos del transformador, con el objetivo de realizar los mantenimientos preventivo a tiempo, así como dar una solución rápida ante salidas intempestivas de estos equipos de transformación.

- **Objetivos Del Proyecto**

General

- Suministrar energía confiable y segura a los usuarios que actualmente tienen el servicio de energía eléctrica y a los nuevos usuarios que serán electrificadas en el municipio de Nueva Guinea y zonas aledañas.

Específicos

- Mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico en las zonas de Nueva Guinea y sectores aledaños.
- Mejorar la calidad del servicio de los usuarios que poseen actualmente el servicio de energía eléctrica en la zona de influencia de la SE Corocito.
- Poder abastecer a los nuevos usuarios que serán electrificados con el programa PNESER-FODIEN en las zonas rurales de Corocito y zonas aledañas.
- Incrementar el uso productivo de la electricidad en las zonas rurales.
- Disminuir la cantidad de energía no servida (ENS) anualmente debido a colapsos de estructuras de madera en el subsistema de 69 kV.

- **Situación Actual**

El servicio de energía eléctrica en el municipio de Nueva Guinea es suplido a través de la subestación Corocito (S/E COR).

La subestación se encuentra conectada al sistema Nacional de Transmisión (SNT) en 69 kV a través de la línea La Gateada – Corocito (L-6160).

La Línea La Gateada-Corocito L6160 es una línea radial en 69 kV con una distancia de 35 Km y construida en 1979, sus estructuras son postes de madera y su calibre es 4/0 AWG ACRS.

Esta línea presenta varias salidas al año sobre todo en el periodo de invierno, debido que los años de servicio que posee. El fallo de esta línea conlleva largos tiempos sin energía debido a la extensión que posee y su ubicación. (283km desde Managua).

Año	Localización	Forzadas No Autorizadas			Forzadas Autorizadas			Programadas		
		Nro	**Horas**	**ENS**	**Nro**	**Horas**	**ENS**	**Nro**	**Horas**	**ENS**
2016	LA GATEADA - EL COROCITO	3	21.66	43.32	58	19.626	45.839	0	0	0
2017	LA GATEADA - EL COROCITO	3	14.22	32.1	44	25.033	58.38	1	0.71	0

- **Justificación**

Debido a la antigüedad de las estructuras de madera, aprox. 40 años, muchas se encuentran muy deterioradas y es común la ocurrencia de colapsos en época de invierno. También estas estructuras se ven afectadas por la quema de maleza en las zonas de cultivo. Todo esto provoca altos índice de indisponibilidad en las líneas, lo cual, consecuentemente significa altos costos de mantenimiento y una gran cantidad de energía no servida anualmente.

Debido a que la línea es radial (35 km) en 69 kV, el fallo de la referida, conlleva largos tiempos sin energía eléctrica en el municipio de Nueva Guinea y son causa de indisponibilidad de la línea.

Adicionalmente la subestación actual Corocito no se encuentra en su centro de carga, razón por la cual se debe mover a las afueras del poblado de Nueva Guinea.

Es necesaria una nueva subestación que permita una mejor calidad y continuidad de energía para los clientes que se encuentran asociados a estos circuitos. Esta nueva subestación es clave para el desarrollo de la electrificación rural en la zona de manera que una nueva configuración de redes en los circuitos de distribución permita la conexión de todos los nuevos proyectos de electrificación previstos en la zona.

- **Alcances**

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, pruebas y puesta en servicio, para la construcción de:

- Nueva subestación Nueva Guinea 138 kV.
- Ampliación Subestación La Gateada.
- 55 km de línea transmisión en 138 KV.

Nueva subestación Nueva Guinea 138kV

- 1 Barra de 138 KV, incluye pórticos, conductores, aisladores y herrajes.
- Bahía de Transformación 138/24.9 kV.
- Transformador de potencia de 10/15 MVA, 138/24.9 kV, Conexión tipo YnYnd y cambiador de Tap bajo carga.
- 7 celdas Metaclad, tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 4 salidas de distribución, la celda de entrada del transformador de potencia, la celda para transformador de servicios propios y Celda de Medición).
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías.) y Transformador de Servicios Propios.
- Equipos de Comunicaciones y radiofrecuencia, para fibra óptica.
- Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación y del edificio de control.
- Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Sistema de Iluminación perimetral y de las Bahías de la Subestación.
- Todas las obras grises (Movimiento de Tierra, Edificio de Control, Calles, andenes, Muro Perimetral, Fundaciones de Equipos, Bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de la Subestación).
- Adquisición de terreno de la Subestación.

Ampliación Subestación La Gateada

- 1 bahía de línea en esquema doble barra en 138kV en la subestación La Gateada.
- 3 Seccionadores de Línea en 138 kV para las salidas de líneas existentes.
- Bahía de Acople en 138 kV.
- Barra de 138 KV, incluye pórticos, conductores, aisladores y herrajes.
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo.
- Ampliación del Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Ampliación del Sistema de Iluminación en las nuevas bahías.
- Cables de control.
- Todas las obras civiles de las nuevas bahías (Movimiento de Tierra, Calles, Andenes, Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).

Líneas de 138 KV

- Construcción de 55 km de línea en 138 kV, simple terna, con conductor Dove 556.5 kcmil ACSR e hilo de guarda tipo OPGW, desde la subestación La Gateada a la subestación Nueva Guinea.
- Adquisición de Servidumbre

➢ **Población Beneficiada**

Con la ejecución de este Proyecto, se beneficiará aproximadamente a 13,388 clientes existentes pertenecientes a clientes de la Distribuidora, de los siguientes sectores:

Circuito	Sectores
CTO4010	El Almendro, El Nisperal, Comarca Grandaino, Rio Rama, La Santo, El Rotulo, El Fósforo, El Triunfo y sectores aledaños.
CTO4020	Municipio de Nueva Guinea, La Angostura, Nuevo León, Rio Plata, Yolaina, Verdum, Puerto Príncipe, Naciones Unidas, El Serrano, Caracito y sectores aledaños.
CTO4030	Los Laureles, El Guayabo, Jacinto Vaca, Talolinga, Kurinwas, San José, Miravalle y sectores aledaños.

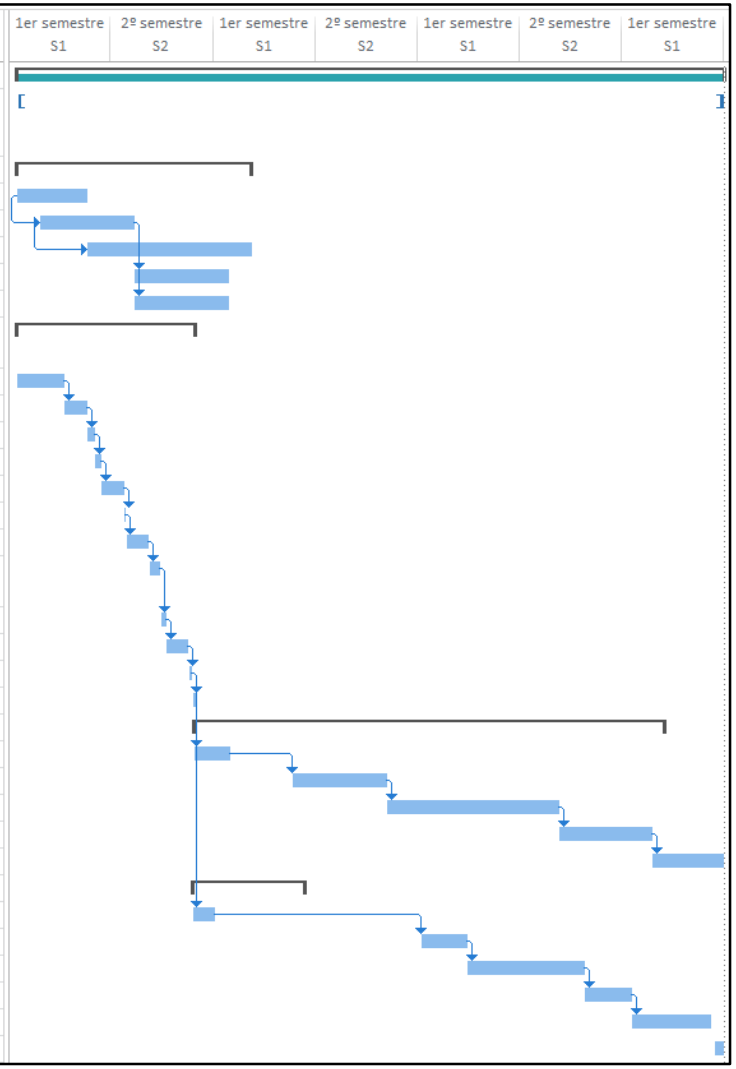
- **Costo del Proyecto**

El costo total del proyecto corresponde a US$ 17.478 millones de dólares, de los cuales U$ 16.649 millones a Financiamiento externo y U$ 0.829 millones corresponden a Financiamiento local.

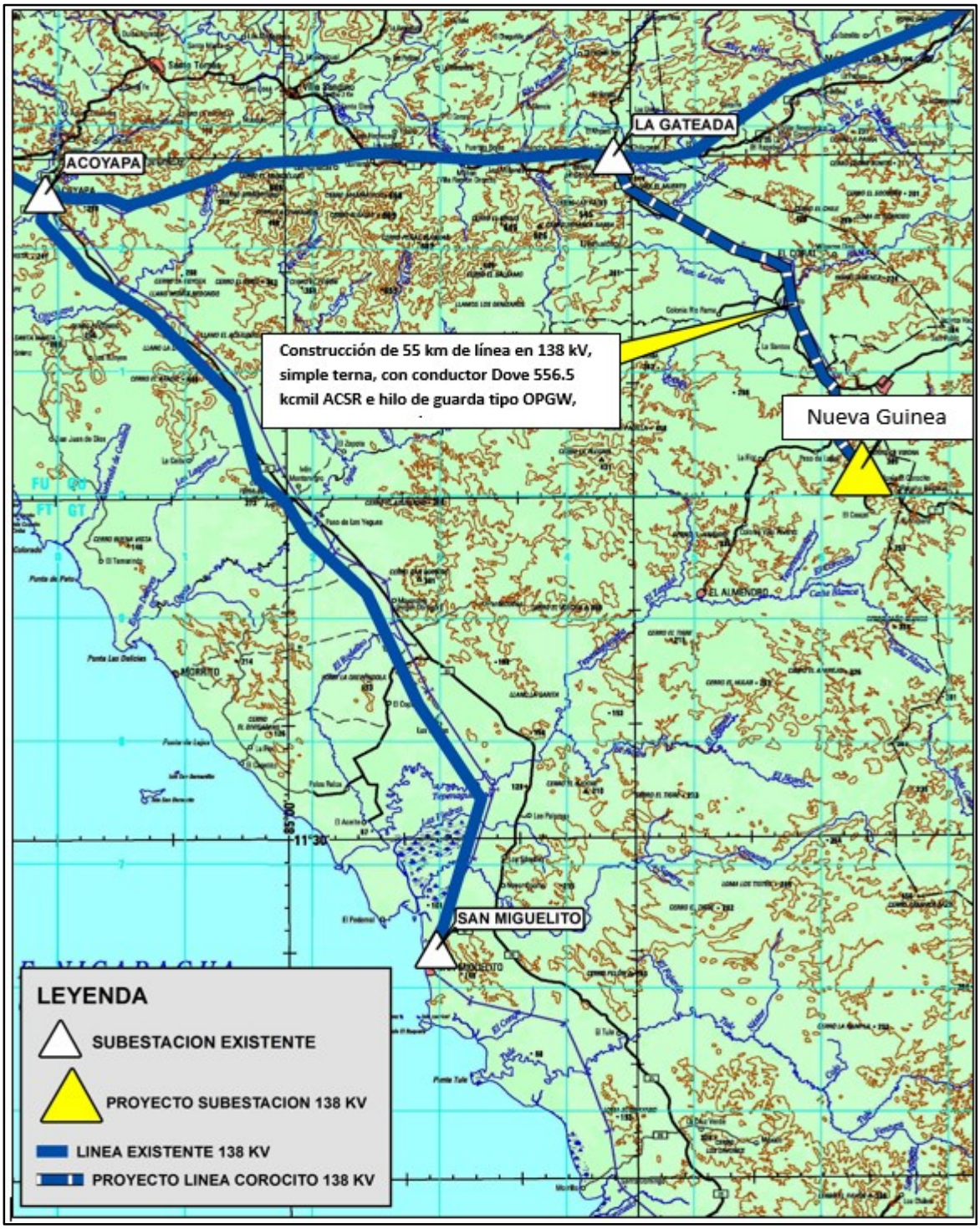
Proyecto		
Construcción de subestación Nueva Guinea en 138 kV, Construcción de la línea la gateada-nueva guinea en 138 kV y ampliación de la subestación La Gateada	**Fuente de Financiamiento**	**Costos $**
Moneda Extranjera	EN GESTIÓN BCIE	**16,649,948**
Moneda Extranjera	Recursos del Tesoro	**497,408**
Moneda Local	Recursos Propios	**331,605**
	Costo Total $	**17,478,961**

➢ Cronograma

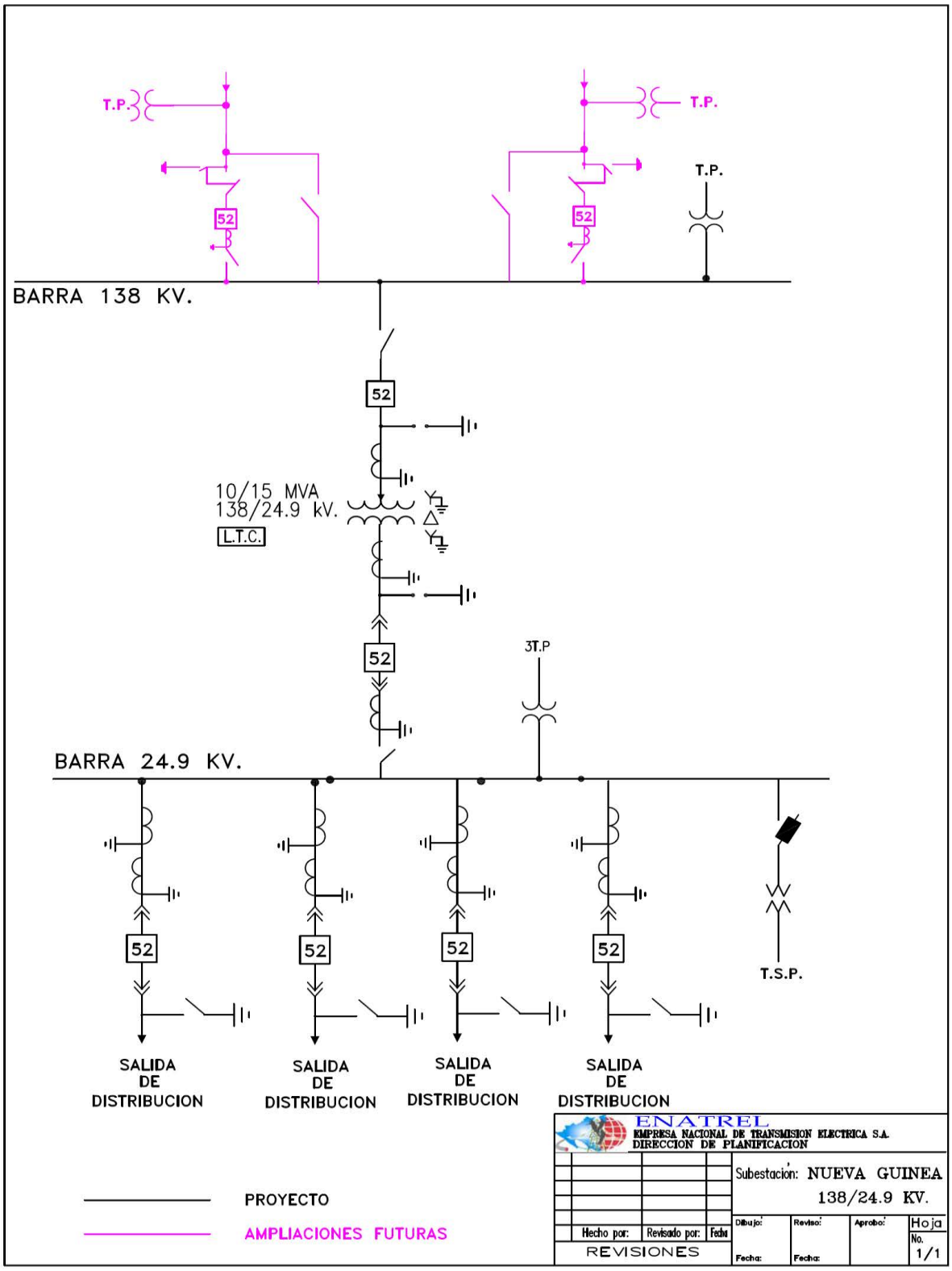
Nombre de tarea	Duración
PEP	**905 días**
CONSTRUCCIÓN DE SUBESTACIÓN NUEVA GUINEA EN 138 KV, CONSTRUCCIÓN DE LA LÍNEA LA GATEADA-NUEVA GUINEA EN 138 KV Y AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN LA GATEADA	**785 días**
Preliminares	**300 días**
Adquisición de terreno	90 días
Levantamiento topográfico	120 días
Estudio de impacto ambiental + censo forestal	210 días
Estudio geológico	120 días
Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	120 días
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	**229 días**
Elaboración de especificaciones técnicas	60 días
Elaboración de DDL	30 días
Solicitud de no objeción al Banco	10 días
Convocatoria pública de licitación	8 días
Presentación de ofertas	30 días
Apertura de ofertas	1 día
Evaluación de oferta	30 días
Solicitud de no objeción al Banco y no Objecion al Informe de evaluacion	15 días
Notificación a los oferentes	7 días
Constitución de garantias	28 días
Suscripción del contrato	5 días
Remisión del contrato	5 días
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	**600 días**
Solicitud y pago del anticipo	45 días
Diseño y especificaciones técnicas	120 días
Suministro de bienes	220 días
Obras Civiles	120 días
Montaje Electromecanico	90 días
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión Lote II	**145 días**
Solicitud y pago del anticipo	30 días
Diseño y especificaciones técnicas	60 días
Suministro de bienes	150 días
Obras Civiles	60 días
Montaje Electromecanico	100 días
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	14 días



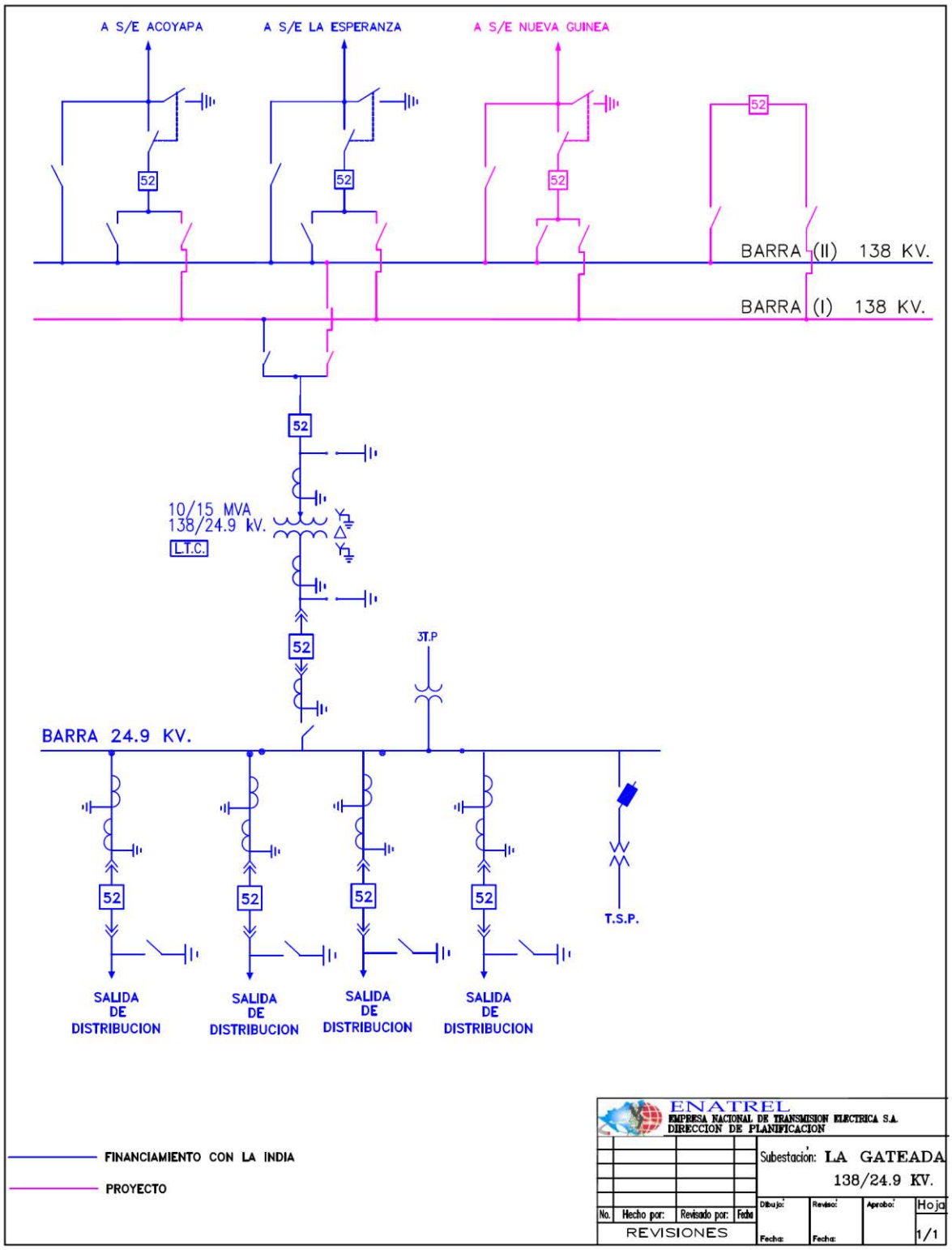
➢ **Localización Del Proyecto**

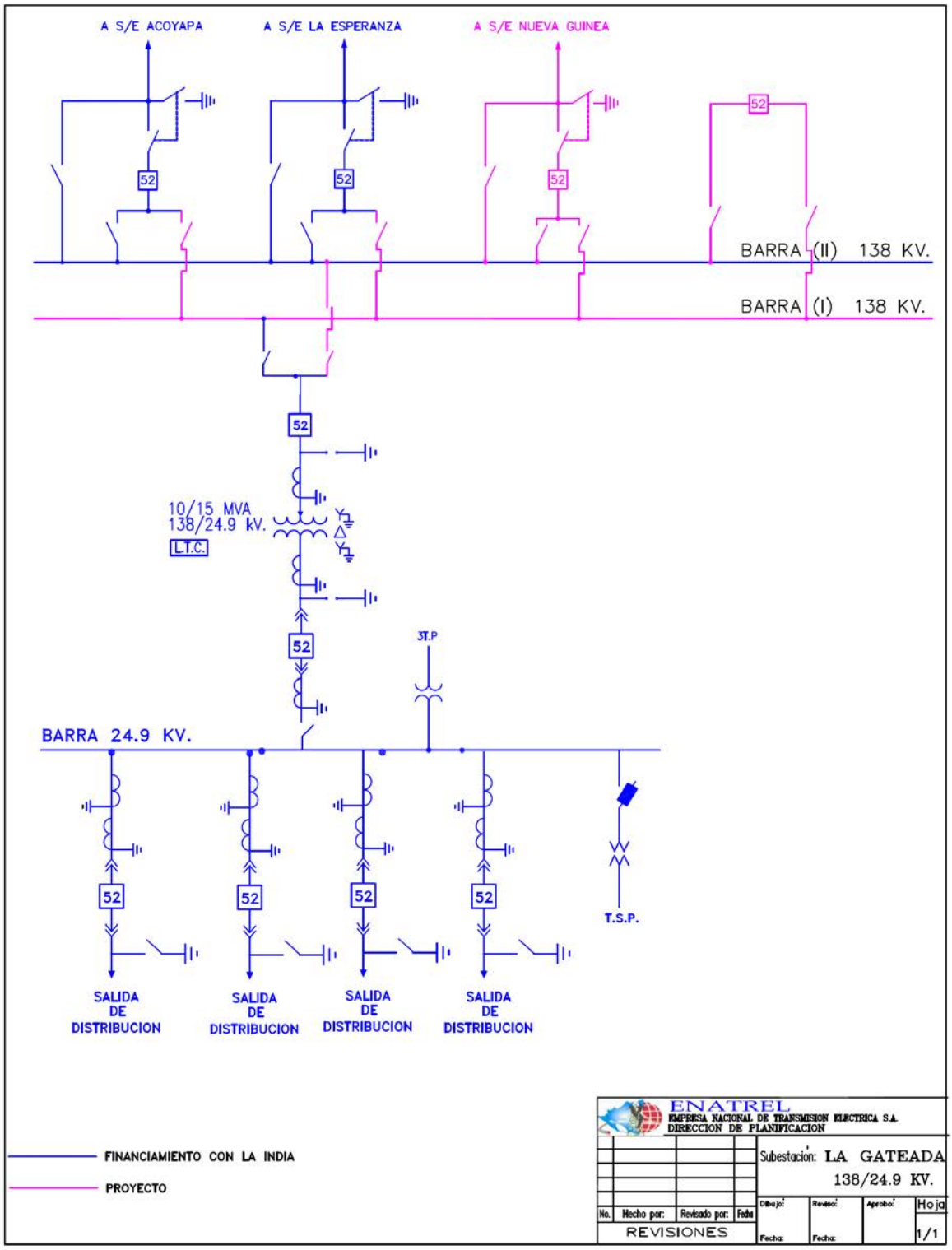


- **Diagrama Unifilar Subestación Nueva Guinea**



- **Diagrama Unifilar de la subestación La Gateada**




A S/E ACOYAPA
A S/E LA ESPERANZA
A S/E NUEVA GUINEA
52
BARRA (II) 138 KV.
BARRA (I) 138 KV.
10/15 MVA
138/24.9 kV.
LT.C.
JT.P
BARRA 24.9 KV.
T.S.P.
SALIDA DE DISTRIBUCION
SALIDA DE DISTRIBUCION
SALIDA DE DISTRIBUCION
SALIDA DE DISTRIBUCION
FINANCIAMIENTO CON LA INDIA
PROYECTO
ENATREL
EMPRESA NACIONAL DE TRANSMISION ELECTRICA S.A.
DIRECCION DE PLANIFICACION
Subestacion: LA GATEADA
138/24.9 KV.
No. Hecho por: Revisado por: Fecha
REVISIONES
Dibujo: Fecha:
Revisó: Fecha:
Aprobo:
Hoja 1/1

8.18.- Conversión de las Subestaciones León II la Paz Centro y Nagarote I a 138kv y Construcción Línea de transmisión 138 kV León II – La Paz Centro- Nagarote II.

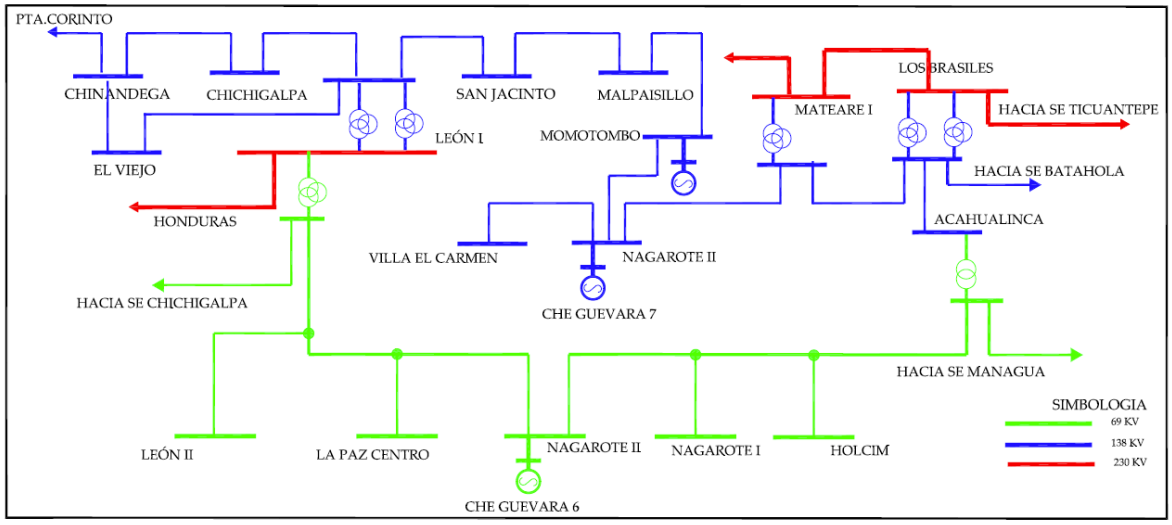
➢ Introducción

La línea de subtransmisión de 69 kV que va desde la Subestación Acahualinca a la Subestación León I fue una de las primeras líneas del SIN, posee una distancia total de 75.68 km y fue construida en el año 1958. La subestación Nagarote entro en operación en este mismo año. Las subestaciones La Paz Centro y León II se conectaron posteriormente en "T" a esta línea de 69 kV en los años 1969 y 1979 respectivamente.

Los transformadores que actualmente operan en las subestaciones de León II, La Paz Centro y Nagarote poseen 44, 40 y 53 años respectivamente. Estos equipos superan su vida útil y no se cuenta con repuestos para su mantenimiento ya que estos han sido descontinuados por sus fabricantes.

➢ Situación Actual

Actualmente las subestaciones de León II, La Paz Centro y Nagarote I se encuentran conectadas en 69 kV, tal a como se muestra en el siguiente diagrama:



Estas subestaciones están conectadas al SIN mediante un esquema en T, este tipo de conexión no garantiza la continuidad del suministro eléctrico en estas subestaciones ya que no existe selectividad en el sistema de protección para despejar las fallas. Una contingencia en la línea La Paz Centro – Nagarote II provoca el disparo de las subestaciones León II y La Paz Centro.

Sumado a lo anterior debido a los años de operación de esta línea que sobrepasa los 50 años, envejecimiento del conductor, las pérdidas de transmisión son considerables.

- **Objetivos**

General

- Suministrar energía confiable y segura a los usuarios que actualmente tienen el servicio de energía eléctrica y a los nuevos usuarios de las subestaciones Nagarote, La Paz Centro y León II.

Específicos

- Dotar a los municipios de Nagarote, La Paz Centro y León de una subestación eléctrica con capacidad para atender la demanda actual de electricidad y su crecimiento a largo plazo.

- Mejorar la Confiabilidad y calidad del suministro de energía de las subestaciones León II, La Paz Centro y Nagarote I.

- Evitar sobrecargas en las líneas de 69 KV del Sistema Nacional cuando se realicen transferencias de 300 MW.

- Disminuir las pérdidas de transmisión en el SNT.

- **Justificación**

En los estudios de Actualización de los Refuerzos del Proyecto Siepac, se indica en los refuerzos necesarios para el sistema de Nicaragua, aumentar el límite térmico de la línea de 69 kV desde León II hasta Acahualinca. Lo anterior se debe a que esta línea se sobrecarga a más de su capacidad cuando existe transferencia de 300MW y falla la línea Sandino-León I.

A como se mencionó anteriormente, estas subestaciones (León II, La Paz Centro y Nagarote I) poseen más de 50 años de operación, por lo que la mayoría de sus equipos se encuentran obsoletos y en mal estado, incluyendo los equipos de

transformación los cuales sobrepasan su vida útil en estas tres subestaciones. Debido a lo anterior el sistema de 69 kV presenta considerables pérdidas en transmisión, las cuales varían con las condiciones ambientales del entorno, el envejecimiento del conductor y la frecuencia de mantenimiento.

Considerando los años de vida útil que posee esta línea de 69 kV y los requerimientos para poder realizar transferencias de 300 MW por el Sistema de Nicaragua, se hace necesario la construcción de una línea en 138kV desde la SE León II a la SE Nagarote, así como la conversión de las Subestaciones León II, La Paz Centro y Nagarote I a 138 kV.

- **Alcances**

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, pruebas y puesta en servicio, para la construcción de:

Obra 1: Construcción de Subestación GIS León II a 138 KV:
Obra 2: Construcción Subestación La Paz Centro 138 kV
Obra 3: Construcción Subestación Nagarote 138 kV
Obra 4: Línea de Transmisión 138KV

Obra 1: Construcción de Subestación GIS León II 138 KV:

- 1 módulo de bahía de transformación con relación de 138/13.8 kV.
- 2 módulo de barra en 138 kV.
- 3 módulos de bahías de línea 138 kV.
- 1 módulos de bahías de Acople 138 kV.
- 1 transformador de potencia 30/40 MVA, con relación de voltaje 138/13.8 kV.
- 7 módulos de celdas metalclad 13.8 kV, tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 4 salidas de distribución con su interruptor, 1 celda de entrada del transformador de potencia, 1 celda para los equipos de medición y la celda para el transformador de servicios propios).

- Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías) y transformador de servicios propios.
- Sistema de Automatizado de control, protección y medida.
- Sistema de red de tierra y blindaje del edificio de control.
- Sistema de iluminación perimetral.
- Ampliación de terreno.
- Todas las obras civiles (movimiento de tierra, edificio de control, calles, andenes, muro perimetral, fachada, fundaciones de equipos, canalizaciones para cables, bordillos, drenajes, etc).

Obra 2: Construcción de Subestación La Paz Centro a 138 kV:

- 2 bahías de línea 138 kV para barra simple.
- 1 barra en 138 kV.
- 1 bahía de transformación con relación de voltaje 138/13.8 kV.
- 1 transformador de potencia de 10/15 MVA, con relación de voltaje 138/13.8 kV.
- 7 celdas de distribución 13.8 kV. tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 4 salidas de distribución con su interruptor, 1 celda de entrada del transformador de potencia, 1 celda para los equipos de medición y la celda para el transformador de servicios propios).
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías) y transformador de servicios propios.
- Sistema de Automatizado de control, protección y medida.
- Sistema de red de tierra y blindaje aéreo de la subestación y del edificio de control.

- Sistema de iluminación perimetral y de las bahías de subestación.
- Conductor, aisladores y herrajes para las barras, bajante y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control.
- Adquisición de terreno.
- Todas las obras civiles (movimiento de tierra, edificio de control, calles, andenes, muro perimetral, fachada, fundaciones de equipos, canalizaciones para cables, bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de subestación).

Obra 3: Construcción de Subestación Nagarote I 138 kV:

- 3 bahías de línea 138 kV
- 2 barras en 138 kV.
- 1 bahía de acople en 138 kV.
- 1 bahía de transformación con relación de voltaje 138/13.8 kV.
- 1 transformador de potencia 10/15 MVA, con relación de voltaje 138/13.8 kV.
- 7 celdas de distribución 13.8 kV. tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 4 salidas de distribución con su interruptor, 1 celda de entrada del transformador de potencia, 1 celda para los equipos de medición y la celda para el transformador de servicios propios).
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías) y transformador de servicios propios.
- Sistema de Automatizado de control, protección y medida.
- Sistema de red de tierra y blindaje aéreo de la subestación y del edificio de control.

- Sistema de iluminación perimetral y de las bahías de subestación.
- Conductor, aisladores y herrajes para las barras, bajante y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control.
- Adquisición de terreno.
- Todas las obras civiles (movimiento de tierra, edificio de control, calles, andenes, muro perimetral, fachada, fundaciones de equipos, canalizaciones para cables, bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de subestación).

Obra 4: Construcción Línea de transmisión:

- 18 km de línea en 138kV, doble circuito, conductor 556.5 ACSR e hilo de guarda tipo OPGW, desde la nueva SE León II hasta aperturar la línea Chichigalpa-León I 138kV.
- 25 km de línea en 138kV, conductor 556.5 ACSR e hilo de guarda tipo OPGW, de la subestación León II hasta la subestación La Paz Centro.
- 19 km de línea en 138kV, conductor 556.5 ACSR e hilo de guarda tipo OPGW, de la subestación La Paz Centro hasta la subestación Nagarote I.
- 1.2 km de línea en 138kV, doble circuito, conductor 556.5 ACSR e hilo de guarda tipo OPGW, de la derivación Nagarote II - Villa El Carmen hacia Nagarote I 138 KV.

- **Costos**

El costo del proyecto es de **US$ 39.296 millones,** de los cuales US$ 36.255 millones corresponden a financiamiento externo y U$ 3.042 millones corresponden a financiamiento local.

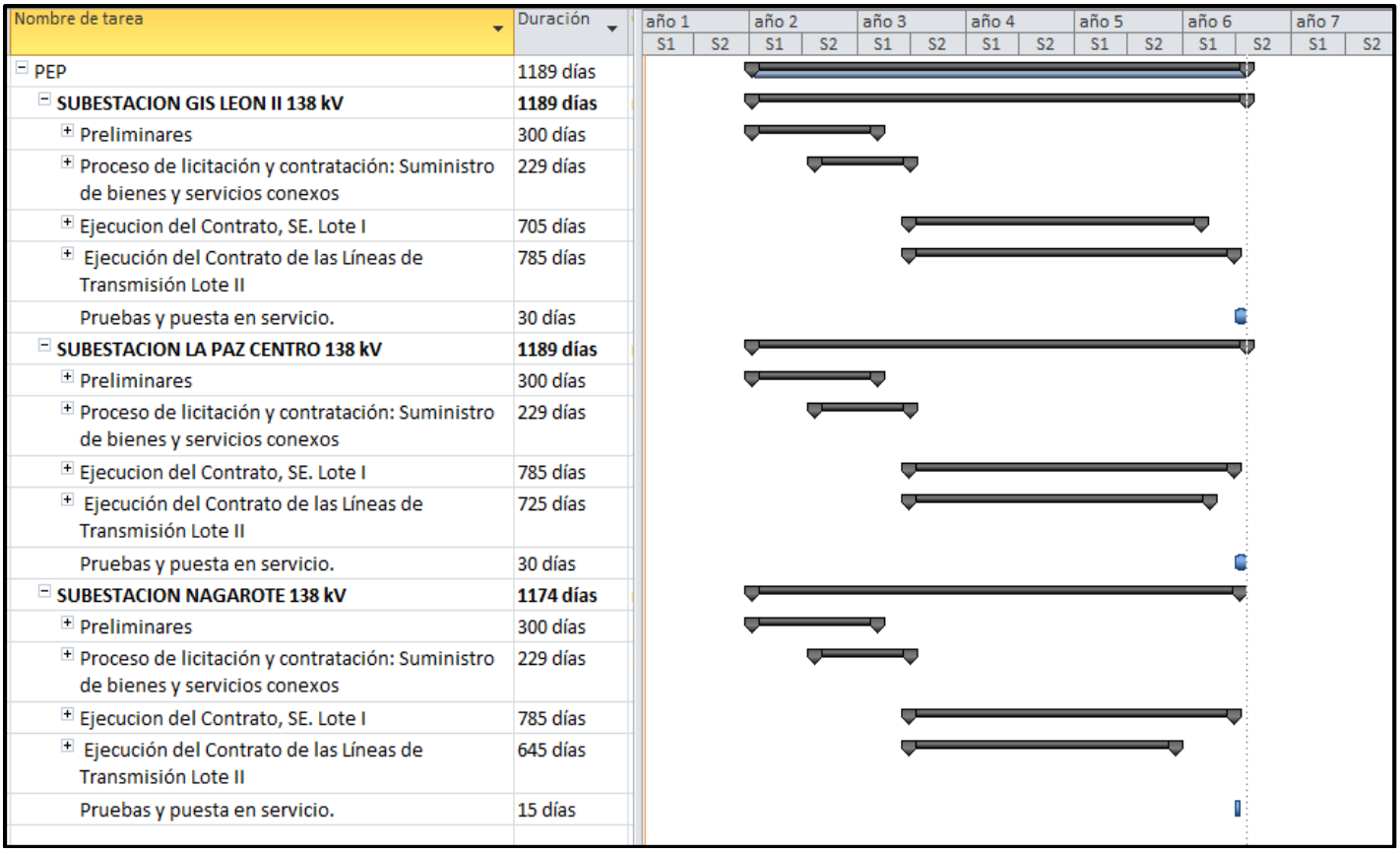
Subestación	Obra	Cantidad	Costo Unitario US $	Total US $	Financiamiento Local US$	Financiamiento Externo US$	Suma Financ. Local y Externo US$
	Estudios Previos (Estudio de Impacto Ambiental, Estudios Topográficos y Geológicos)	1	160,943	160,943	160,943		160,943
LEON II GIS	Modulo Bahía de transformación 138/13.8 kV	1	1,181,979	1,181,979		1,181,979	1,181,979
	Modulo Barra de 138 kV	2	174,885	349,769		349,769	349,769
	Módulo Bahía de línea 138 kV, con seccionador bypass	3	1,229,065	3,687,194		3,687,194	3,687,194
	Transformador de Potencia 30/40 MVA, 138/13.8 Kv	1	1,767,952	1,767,952		1,767,952	1,767,952
	Modulo Celdas de distribución 13.8 kV	7	64,572	452,001		452,001	452,001
	Módulo de Bahía de acople (Interruptor) 138kV	1	1,009,436	1,009,436		1,009,436	1,009,436
	Ampliación de terreno	1	550,000	550,000		550,000	550,000
	Caseta de Control, Iluminacion, Muro Perimetral y resto de Obras civiles de la SE	1	1,800,000	1,800,000	1,800,000		1,800,000
LA PAZ CENTRO	Bahia de línea 138 kV, barra simple	2	898,306	1,796,613		1,796,613	1,796,613
	Barra de 138 kV	1	74,800	74,800		74,800	74,800
	Bahía de transformación 138/13.8 Kv	1	784,563	784,563		784,563	784,563

	Transformador de Potencia 10/15 MVA, 138/13.8 Kv	1	824,923	824,923		824,923	824,923
	Celdas de distribución 13.8 kV	7	101,867	713,066		713,066	713,066
	Adquisición de terreno	1	550,000	550,000		550,000	550,000
	Caseta de Control, Iluminación, Muro Perimetral y resto de Obras civiles de la SE	1	850,000	850,000		850,000	850,000
NAGAROTE 138 kV	Bahía de línea 138 kV	3	898,306	2,694,919		2,694,919	2,694,919
	Barra de 138 kV	2	74,800	149,599		149,599	149,599
	Bahía de acople 138 kV	1	556,134	556,134		556,134	556,134
	Bahía de transformación 138/13.8 Kv	1	784,563	784,563		784,563	784,563
	Transformador de Potencia 10/15 MVA, 138/13.8 Kv	1	824,923	824,923		824,923	824,923
	Celdas de distribución 13.8 kV	7	101,867	713,066		713,066	713,066
	Adquisición de terreno	1	550,000	550,000		550,000	550,000
	Caseta de Control, Iluminación, Muro Perimetral y resto de Obras civiles de la SE	1	850,000	850,000		850,000	850,000
	Ingeniería y Diseño Subestaciones		1,242,211	1,242,211	372,663	869,548	1,242,211
SubTotal-SUBESTACIONES				**24,918,654**	**2,333,607**	**22,585,048**	**24,918,654**

Línea	Tipo	longitud (km)	Costo Unitario US $	Total US $	Financiamiento Local US$	Financiamiento Externo US$	Suma Financ. Local y Externo US$
Desde la nueva SE Leon II hasta aperturar la línea Chichigalpa-Leon I	Línea 138 kV, conductor 556.5 kcmil, doble circuito	18	233,633	4,205,399		4,205,399	4,205,399
Línea Leon II - La Paz Centro	Línea 138 kV, conductor 556.5 kcmil, circuito simple	25	194,652	4,866,291		4,866,291	4,866,291
Línea La Paz Centro – Nagarote I 138 kV	Línea 138 kV, conductor 556.5 kcmil, circuito simple	19	194,652	3,698,381		3,698,381	3,698,381
Línea Derivacion Nagarote II - Villa El Carmen hacia Nagarote I 138 Kv	Línea 138 kV, conductor 556.5 kcmil, doble circuito	1.2	233,633	280,360		280,360	280,360
	Ingenieria y Diseño	1	885,027	885,027	265,508	619,519	885,027
	Servidumbre	1	442,400	442,400	442,400		442,400
SubTotal-LINEAS				**14,377,858**	**707,908**	**13,669,950**	**14,377,858**
TOTAL				**39,296,512**	**3,041,515**	**36,254,998**	**39,296,512**

Precios Referidos al Año 2018

➢ Cronograma



Nombre de tarea	Duración
PEP	1189 días
SUBESTACION GIS LEON II 138 kV	**1189 días**
Preliminares	300 días
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	229 días
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	705 días
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión Lote II	785 días
Pruebas y puesta en servicio.	30 días
SUBESTACION LA PAZ CENTRO 138 kV	**1189 días**
Preliminares	300 días
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	229 días
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	785 días
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión Lote II	725 días
Pruebas y puesta en servicio.	30 días
SUBESTACION NAGAROTE 138 kV	**1174 días**
Preliminares	300 días
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	229 días
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	785 días
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión Lote II	645 días
Pruebas y puesta en servicio.	15 días

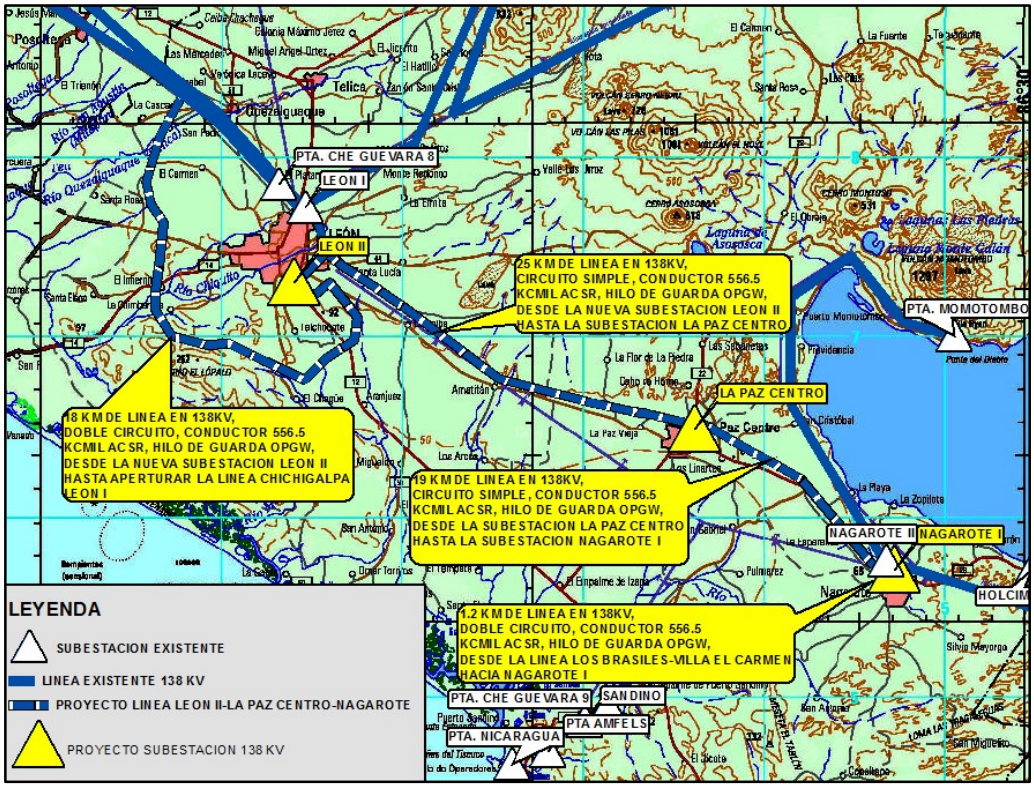
- **Población Beneficiada**

La población beneficiaria es aprox. 199,007 habitantes que se abastecen de las actuales subestaciones La Paz Centro, León II y Nagarote I. En total con el presente proyecto se beneficiará a 37,834 clientes con un servicio de energía eléctrica de mejor calidad y más confiable, a como se muestra en la siguiente tabla:

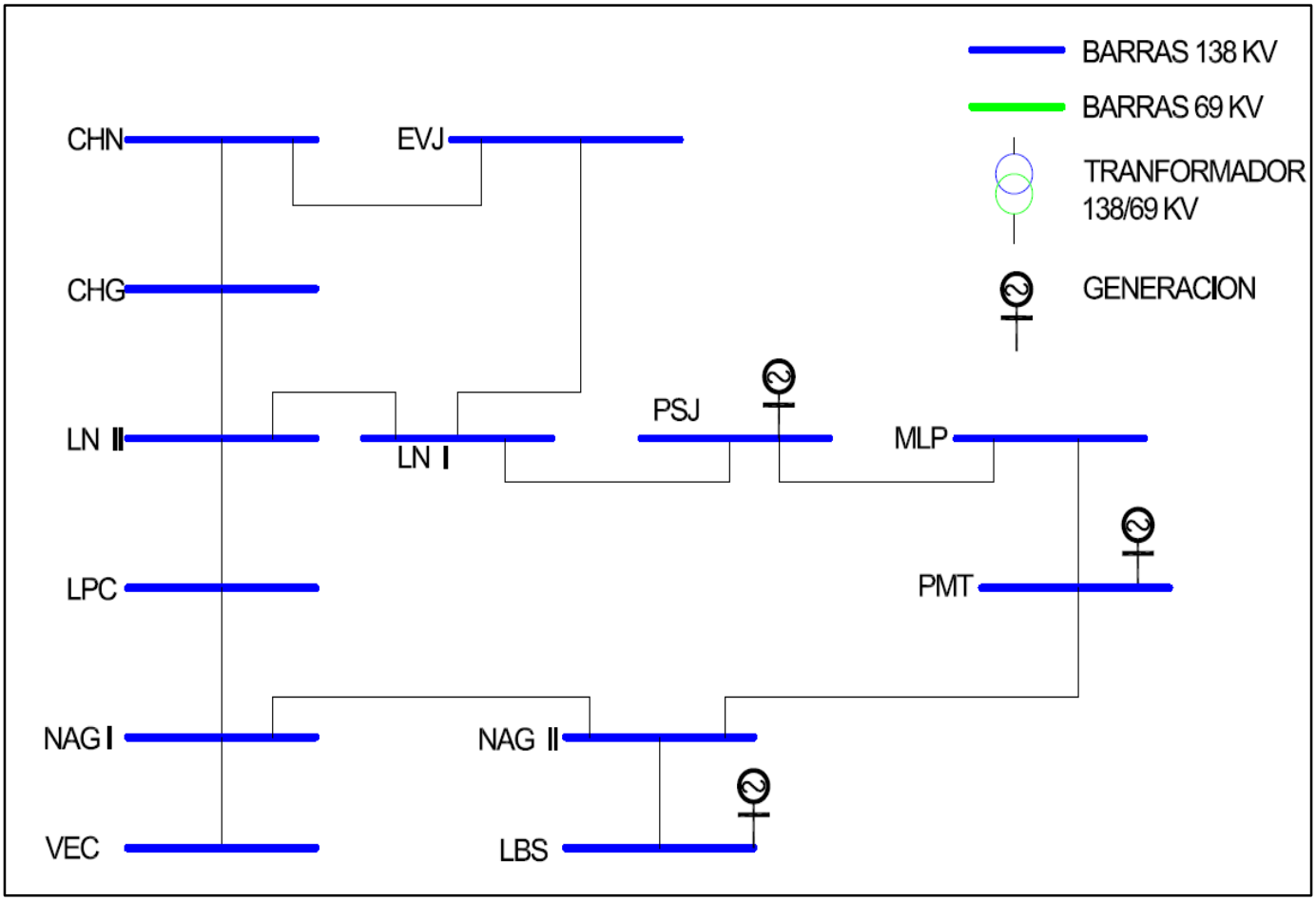
SUBESTACIONES	CLIENTES
LA PAZ CENTRO	6,855
LEON II	23,102
NAGAROTE I	7,877
TOTAL	**37,834**

Así mismo con la conversión de estas subestaciones se instalará capacidad suficiente para abastecer a nuevos usuarios de las zonas circundantes.

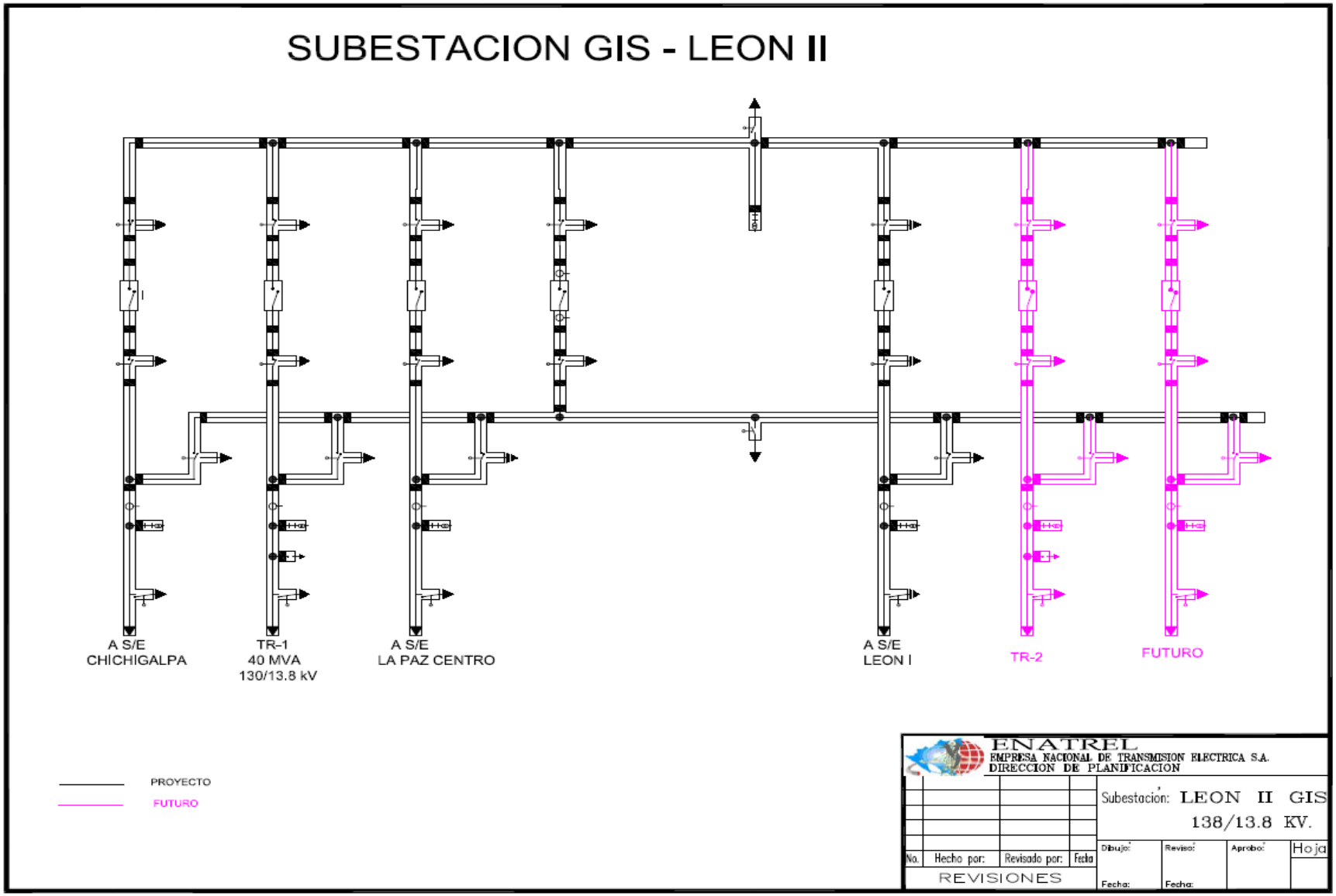
- **Localización**



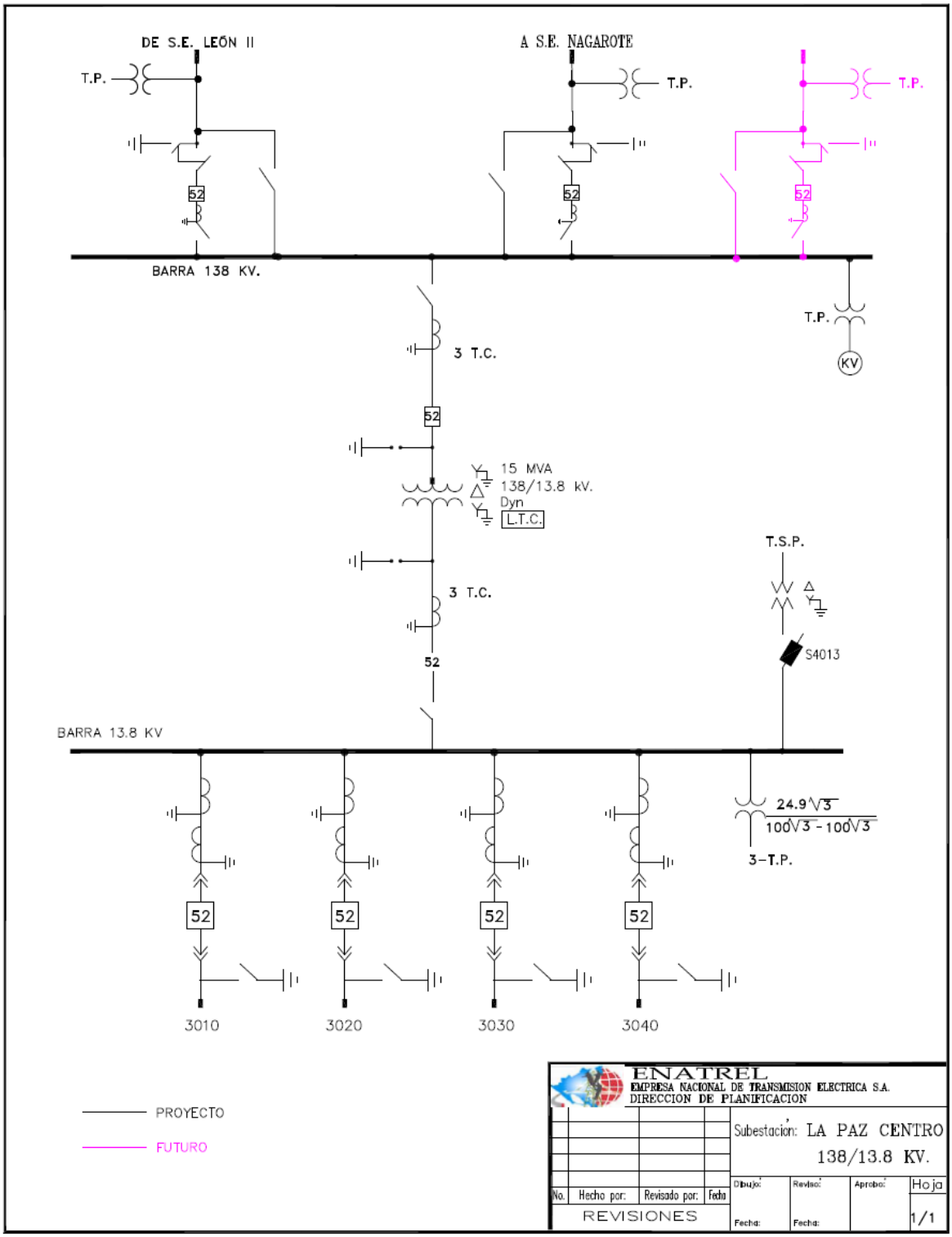
➢ **Diagrama de Conexión con proyecto**



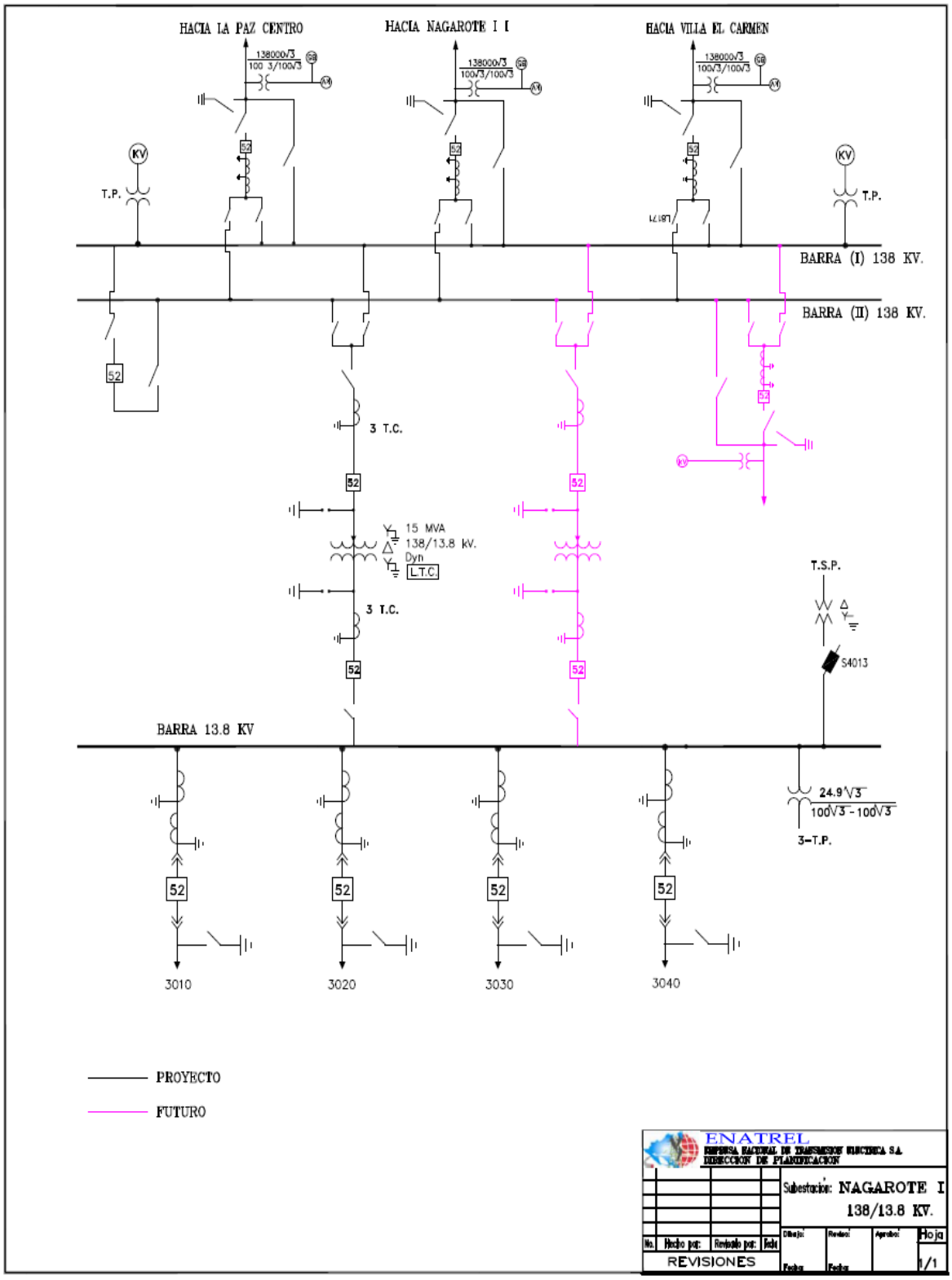
- **Diagrama Unifilar Subestación León II**



➢ Diagrama Unifilar Subestación La Paz Centro



➢ Diagrama Unifilar Subestación Nagarote I 138 kV



8.19.- Aumento de la Capacidad de Transformación en las Subestaciones: Granada, Las Colinas, Masaya, Masatepe, Mateare 1, Nandaime, Estelí, Chinandega.

- **Introducción**

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) está compuesto de 96 subestaciones, desglosadas según el tipo de la siguiente manera:

	TOTAL		PROPIEDAD DE ENATREL		PROPIEDAD DE OTROS	
TIPO	No.	CAPACIDAD (MVA)	No.	CAPACIDAD (MVA)	No.	CAPACIDAD (MVA)
Enlace	3	0	3	0	0	0
Enlace/ Reductoras	11	1320	11	1,320	0	0
Elevadoras	27	2491	12	558	15	1933
Reductoras	55	1103	49	1,052	6	50.75
TOTAL	**96**	**4913**	**75**	**2,929.3**	**21**	**1,983.8**

Actualmente se cuenta con 4,931 MVA instalados en el SIN. De este total, son propiedad de ENATREL 2,929 MVA, correspondiente a 75 subestaciones.

De estos 100 transformadores, 12 corresponden a auto transformadores de 230,000 voltios, los cuales representan el 13% de los equipos instalados, 62 equipos están conectados a la red de 138,000 voltios, es decir el 60 % de los transformadores instalados y 26 transformadores están conectados a la red de 69,000 voltios, que representan el 27 % de los equipos instalados.

- **Antecedentes**

En el año 2011 se sustituyeron **11** transformadores de potencia, 2 transformadores el año 2013, **3** transformadores en el año 2014, **5** transformadores en el año 2015, **4** transformadores en el año 2016, para el año 2017 se instalaron 7 nuevos transformadores.

En la carretera a Masaya se han dado construcciones de nuevos edificios, que requieren las demandas ser atendidas, se detalla en el siguiente cuadro:

AÑO	2017
SUBESTACION	MVA
BATAHOLA I	22.84
BATAHOLA II	13.26
EL PERIODISTA 1	22.21
EL PERIODISTA 2	21.58
LAS COLINAS	18.32
MASATEPE	16.42

* Energía Demandada (Estimaciones)

- **Situación Actual**

Managua es la ciudad capital de Nicaragua, cabecera del Municipio, Departamento homónimos, en donde se concentra aprox. el 50% de la demanda del país e importantes cargas industriales, comerciales y residenciales.

Se encuentran con financiamiento del Banco Interamericano Desarrollo (BID) 5 transformadores (Catarina, San Benito, Diriamba, Acahualinca, Ticuantepe) y se encuentra en periodo de aprobación financiamiento con el Banco Europeo Inversiones (BEI) para adquirir 3 transformadores (El Periodista, Los Brasiles, León I).

En la siguiente tabla se muestra la demanda máxima actual de las subestaciones BATAHOLA, EL PERIODISTA, LAS COLINAS, MASATEPE, MASAYA.

Cuadro situación actual:

Edificio	Estado	Energia Demandada MW
La Colonia	Nuevo	1*
Pricesmart	Nuevo	1*
Centro Financiero Kakau	Nuevo	1*
Oficinas Arcalay	Nuevo	1*
Galerías santo Domingo	Ampliación	1*

*Fuente: Centro nacional de despacho de carga CNDC

- **Justificación**

Se requieren la instalación de 7 transformadores y 1 Autotransformadores de potencia para ampliar la capacidad de las subestaciones Granada, Las Colinas, Masaya, Masatepe, Mateare 1, Nandaime, Estelí, Chinandega.

- **Objetivos**

Objetivo General

- Abastecer la demanda actual y futura la capacidad de transformación a las subestaciones de Granada, Las Colinas, Masaya, Masatepe, Mateare 1, Nandaime, Estelí, Chinandega.

Objetivos Específicos

- Instalación de nuevos transformadores para Aumento de capacidad de transformación en las subestaciones Granada, Las Colinas, Masaya, Masatepe, Mateare 1, Nandaime, Estelí, Chinandega.

- **Alcances del Proyecto**

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, pruebas y puesta en servicio, para la instalación de:

Granada, Las Colinas, Masaya, Masatepe, Mateare 1, Nandaime, Estelí, Chinandega

Subestación Granada:

- 1 transformador de 40 MVA con relación de voltaje 138/13.8 kV
- 1 Bahía de transformación 138/13.8 KV
- 7 celdas Metaclad incluye 4 salidas de distribución con sus interruptores, 1 celda de entrada del transformador de potencia con su interruptor, 1 celdas para equipos de medición y 1 celda para el transformador de servicios.

- Conductor y herrajes para bajantes y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación
- Ampliación del sistema Automatizado de Control, Protección y Medida
- Ampliación de la caseta de control.
- Todas las obras civiles de las nuevas obras (Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).

Subestación Nandaime:

- 1 transformador de 40 MVA con relación de voltaje 138/13.8 kV
- 1 Bahía de transformación 138/13.8 KV (doble barra).
- 7 celdas Metaclad incluye 4 salidas de distribución con sus interruptores, 1 celda de entrada del transformador de potencia con su interruptor, 1 celdas para equipos de medición y 1 celda para el transformador de servicios.
- 1 celda de Acople.
- Conductor y herrajes para bajantes y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación
- Ampliación del sistema Automatizado de Control, Protección y Medida
- Ampliación de la caseta de control
- Todas las obras civiles de las nuevas obras (Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).

Subestación Las Colinas:

- 1 transformador de 40 MVA con relación de voltaje 138/13.8 kV
- 1 Bahía de transformación 138/13.8 KV
- 12 celdas Metaclad incluye 6 salidas de distribución con sus interruptores, 3 salidas de distribución para la barra 13.8 ya existente, 1 celda de entrada del transformador de potencia con su interruptor, 1 celdas para equipos de medición y 1 celda para el transformador de servicios.
- Conductor y herrajes para bajantes y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación
- Ampliación del sistema Automatizado de Control, Protección y Medida
- Ampliación de la caseta de control
- Todas las obras civiles de las nuevas obras (Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).

Subestación Masatepe:

- 1 transformador de 40 MVA con relación de voltaje 138/13.8 kV
- 1 Bahía de transformación 138/13.8 KV
- 7 celdas Metaclad incluye 4 salidas de distribución con sus interruptores, 1 celda de entrada del transformador de potencia con su interruptor, 1 celdas para equipos de medición y 1 celda para el transformador de servicios.
- Conductor y herrajes para bajantes y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación
- Ampliación del sistema Automatizado de Control, Protección y Medida
- Ampliación de la caseta de control

- Todas las obras civiles de las nuevas obras (Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).

Subestación Masaya:

- 1 transformador de 40 MVA con relación de voltaje 138/13.8 kV
- 1 Bahía de transformación 138/13.8 KV
- 7 celdas Metaclad incluye 4 salidas de distribución con sus interruptores, 1 celda de entrada del transformador de potencia con su interruptor, 1 celdas para equipos de medición y 1 celda para el transformador de servicios.
- Conductor y herrajes para bajantes y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación
- Ampliación del sistema Automatizado de Control, Protección y Medida
- Ampliación de la caseta de control
- Todas las obras civiles de las nuevas obras (Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).

Subestación Mateare I:

- 1 Autotransformador de 120 MVA con relación de voltaje 230/138 kV
- 1 Bahía de transformación 138/13.8 KV (doble barra).
- Conductor y herrajes para bajantes y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación
- Ampliación del sistema Automatizado de Control, Protección y Medida
- Ampliación de la caseta de control
- Todas las obras civiles de las nuevas obras (Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).

Subestación Estelí:

- 1 transformador de 40 MVA con relación de voltaje 138/13.8 kV
- 1 Bahía de transformación 138/13.8 KV
- 7 celdas Metaclad incluye 4 salidas de distribución con sus interruptores, 1 celda de entrada del transformador de potencia con su interruptor, 1 celdas para equipos de medición y 1 celda para el transformador de servicios.
- Conductor y herrajes para bajantes y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación
- Ampliación del sistema Automatizado de Control, Protección y Medida
- Ampliación de la caseta de control
- Todas las obras civiles de las nuevas obras (Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).

Subestación Chinandega:

- 1 transformador de 40 MVA con relación de voltaje 138/13.8 kV
- 1 Bahía de transformación 138/13.8 KV
- 7 celdas Metaclad incluye 4 salidas de distribución con sus interruptores, 1 celda de entrada del transformador de potencia con su interruptor, 1 celdas para equipos de medición y 1 celda para el transformador de servicios.
- Conductor y herrajes para bajantes y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación
- Ampliación del sistema Automatizado de Control, Protección y Medida
- Ampliación de la caseta de control

- Todas las obras civiles de las nuevas obras (Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).

- **Costos del Proyecto**

El proyecto tiene un costo total estimado de US$ 30.784 millones de dólares, de los cuales US$ 29.245 millones es financiamiento externo y 1.539 millones financiamiento local, el detalle se muestra en el siguiente cuadro:

Subestación	Obra	Cant	Costo Unitario US $	Total US $
GRANADA	Transformador 40 MVA 138/13.8 kV	1	$ 1,767,952	1,767,952
Cambio de Trafo	Bahía de transformación 138 kV/13.8kV	1	$ 1,181,979	1,181,979
	Celdas Metaclad Tipo Interior 13.8 kV	7	$ 64,572	452,001
	Barra 138kV	1	$ 116,590	116,590
	Ampliación Caseta de Control	1	$ 150,000	150,000
Subtotal				$ 3,668,522
NANDAIME	Transformador 40 MVA 138/13.8 kV	1	$ 1,767,952	1,767,952
Trafo Adicional	Bahía de transformación 138 kV/13.8kV	1	$ 1,181,979	1,181,979
	Celdas Metaclad Tipo Interior 13.8 kV	7	$ 64,572	452,001
	Barra 138kV	1	$ 116,590	116,590
	Ampliación Caseta de Control	1	$ 150,000	150,000
Subtotal				$ 3,668,522
LAS COLINAS	Transformador 40 MVA 138/13.8 kV	1	$ 1,767,952	1,767,952
Trafo Adicional	Bahía de transformación 138 kV/13.8kV	1	$ 1,181,979	1,181,979
	Celdas Metaclad Tipo Interior 13.8 kV	12	$ 64,572	774,858
	Barra 138kV	1	$ 116,590	116,590
	Ampliación Caseta de Control	1	$ 150,000	150,000
Subtotal SE				$ 3,991,380
MASAYA	Transformador 40 MVA 138/13.8 kV	1	$ 1,767,952	1,767,952
Trafo Adicional	Bahía de transformación 138 kV/13.8kV	1	$ 1,181,979	1,181,979
	Celdas Metaclad Tipo Interior 13.8 kV	7	$ 64,572	452,001
	Barra 138kV	1	$ 116,590	116,590
	Ampliación Caseta de Control	1	$ 150,000	150,000
Subtotal SE				$3,668,522.46
MASATEPE	Transformador 40 MVA 138/13.8 kV	1	$ 1,767,952	1,767,952

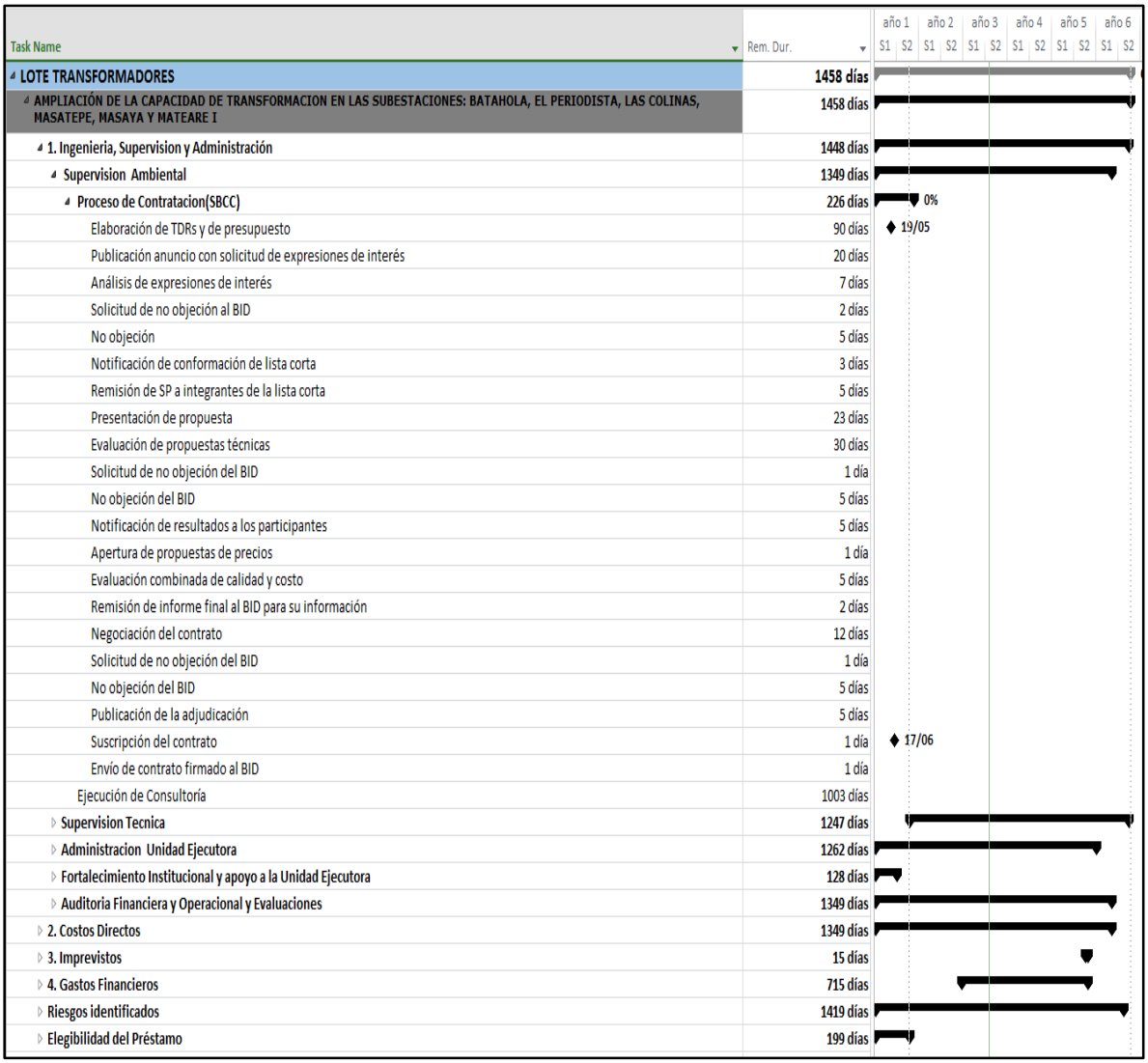
Cambio de Trafo	Bahía de transformación 138 kV/13.8kV	1	$	1,181,979	1,181,979
	Celdas Metaclad Tipo Interior 13.8 kV	7	$	64,572	452,001
	Barra 138kV	1	$	116,590	116,590
	Ampliación Caseta de Control	1	$	150,000	150,000
Subtotal SE					$3,668,522.46
Estelí	Transformador 40 MVA 138/13.8 kV	1	$	1,767,952	1,767,952
Paralelo	Bahía de transformación 138 kV/13.8kV	1	$	1,181,979	1,181,979
	Celdas Metaclad Tipo Interior 13.8 kV	7	$	64,572	452,001
	Barra 138kV	1	$	116,590	116,590
	Ampliación Caseta de Control	1	$	150,000	150,000
Subtotal SE					$3,668,522.46
Chinandega	Transformador 40 MVA 138/13.8 kV	1	$	1,767,952	1,767,952
Paralelo	Bahía de transformación 138 kV/13.8kV	1	$	1,181,979	1,181,979
	Celdas Metaclad Tipo Interior 13.8 kV	7	$	64,572	452,001
	Barra 138kV	1	$	116,590	116,590
	Ampliación Caseta de Control	1	$	150,000	150,000
Subtotal SE					$3,668,522.46
MATEARE 1	Transformador 120 MVA 230/138 kV	1	$	3,085,507	3,085,507
Cambio de Trafo	Bahía de transformación 138 kV/13.8kV	1	$	1,696,150	1,696,150
SubTotal SE					$4,781,657.05
Total					**$ 30,784,172**

- **Localización Del Proyecto**

➢ Coordenadas de subestaciones

	Coordenadas UTM WGS 84	
Subestación	**Coordenada Este**	**Coordenada Norte**
El Periodista	577912.47 m E	1339921.92 m N
Batahola	574880.64 m E	1340349.76 m N
Las Colinas	584294.00 m E	1335969.00 m N
Masatepe	592906.00 m E	1316078.00 m N
Masaya	599468.00 m E	1327194.00 m N
Mateare I	568115.26 m E	1347472.37 m N
Ticuantepe II	586920.00 m E	1330159.00 m N

➢ Cronograma de Ejecución

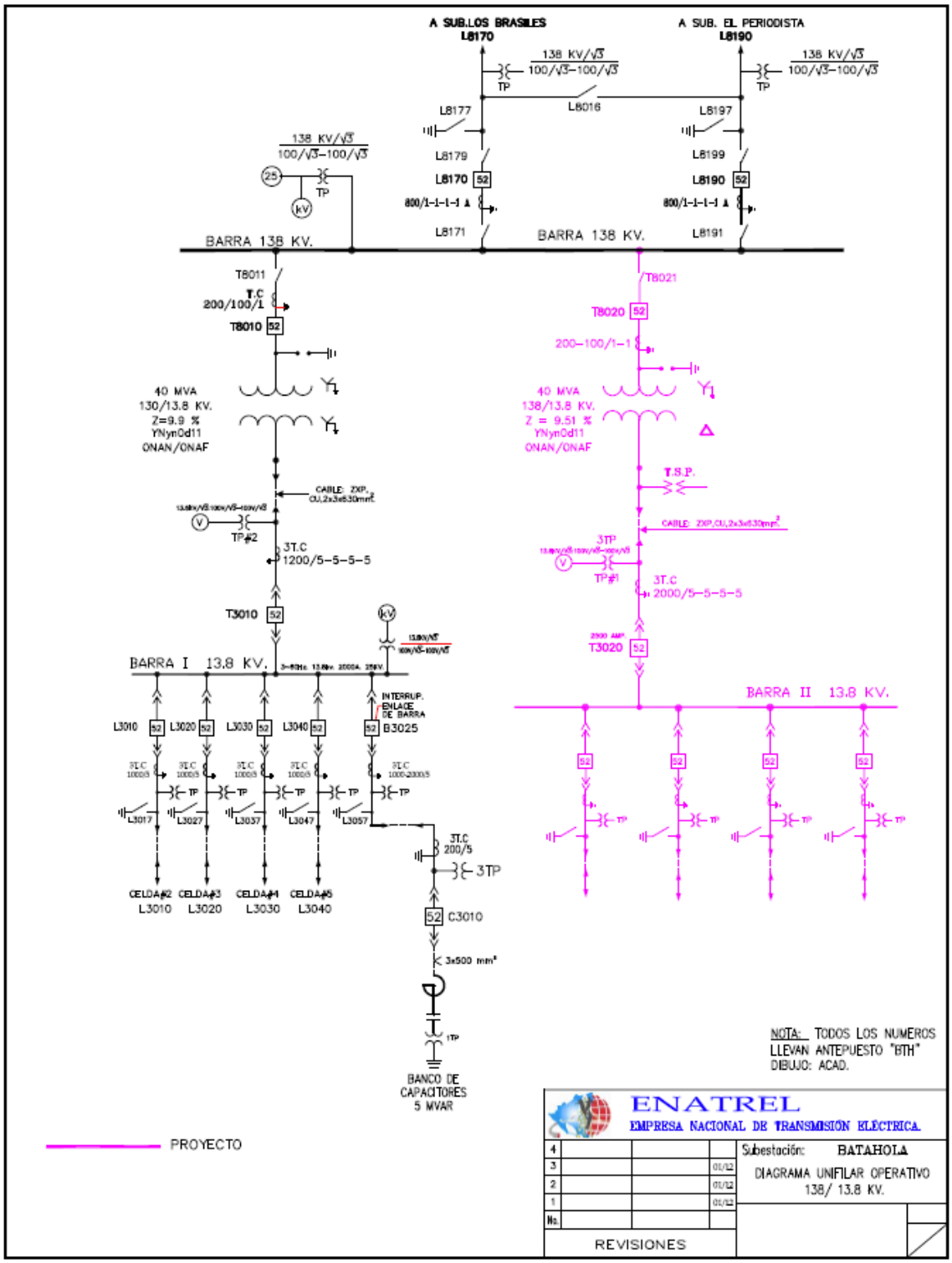


- **Beneficiarios del Proyecto**

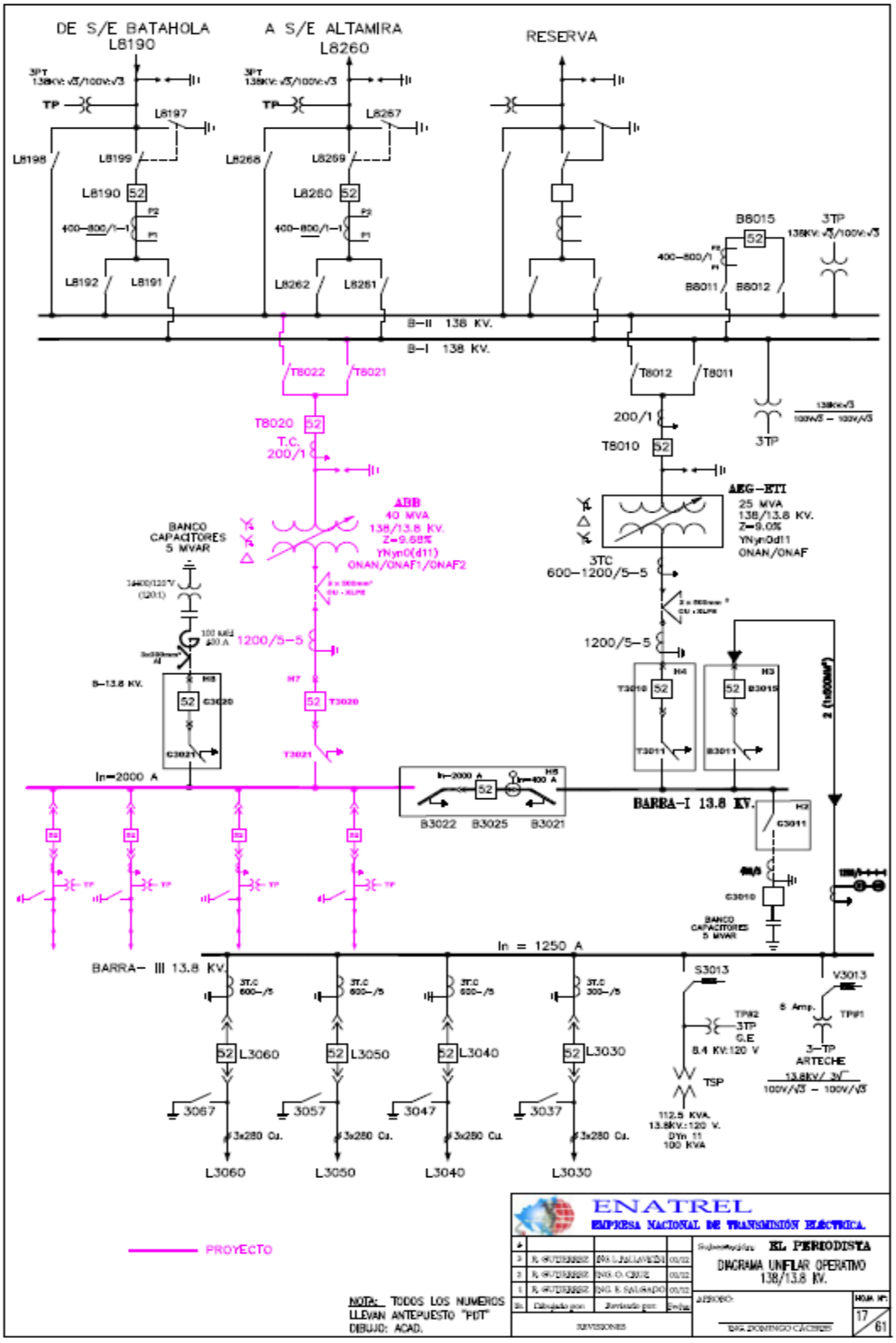
La cantidad de Clientes beneficiados con el proyecto son 108,894 repartidos en las subestaciones, presentadas en el siguiente cuadro:

SUBESTACION	CLIENTES
BATAHOLA I	21605
BATAHOLA II	22988
EL PERIODISTA 1	12647
EL PERIODISTA 2	7868
LAS COLINAS	15718
MASATEPE	28068
Total	**108894**

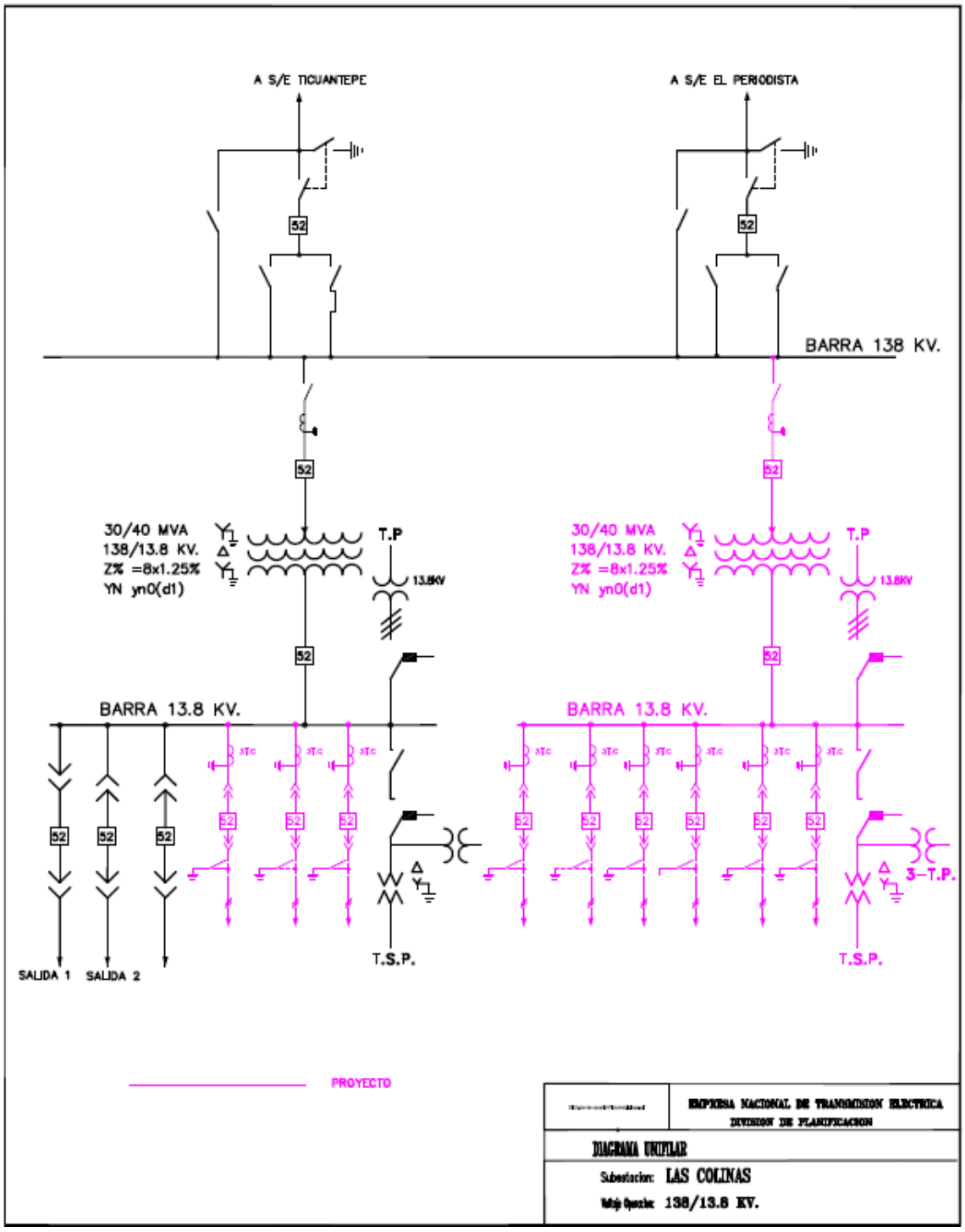
- **Unifilar Batahola**



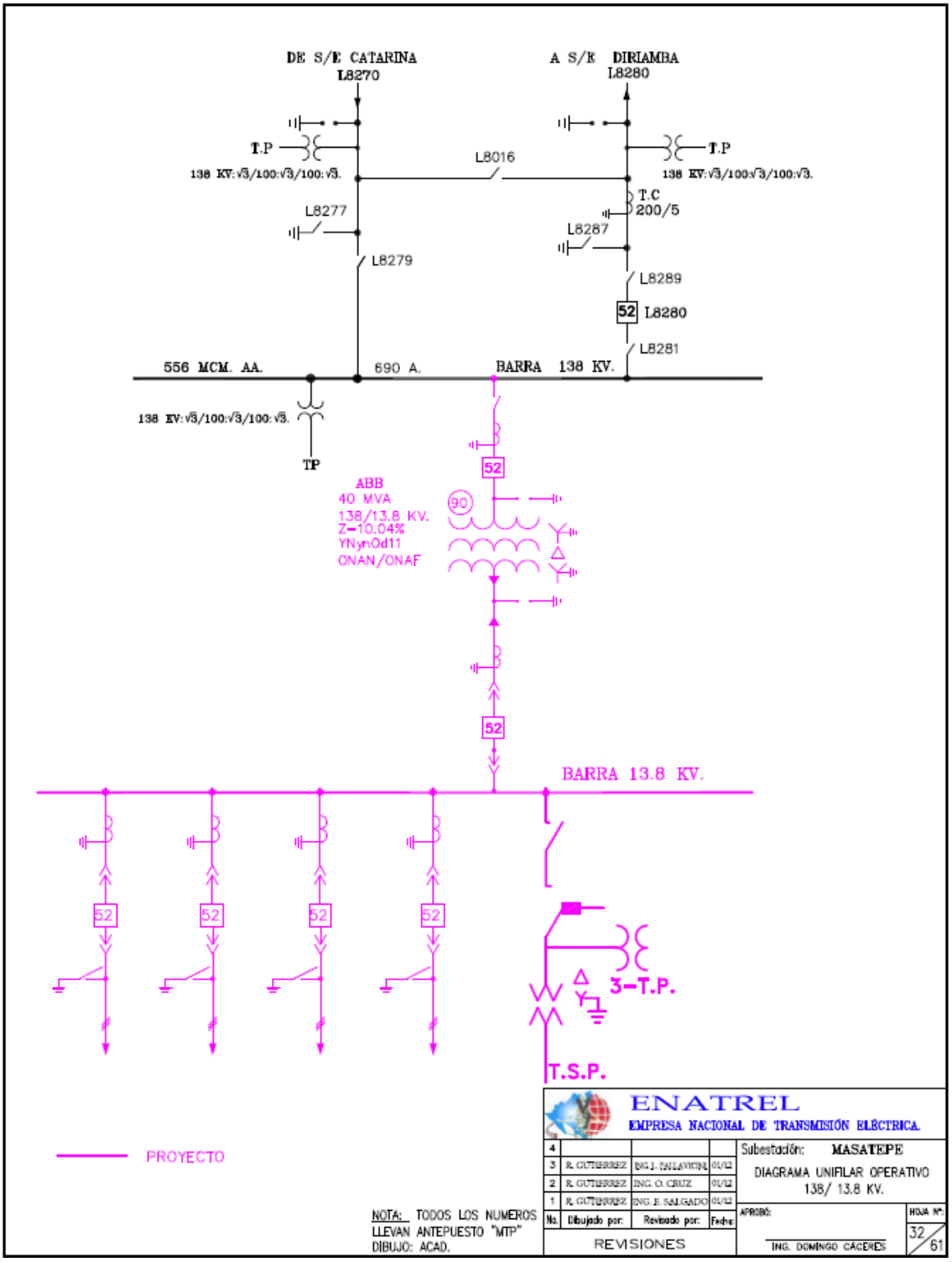
➢ Unifilar El Periodista



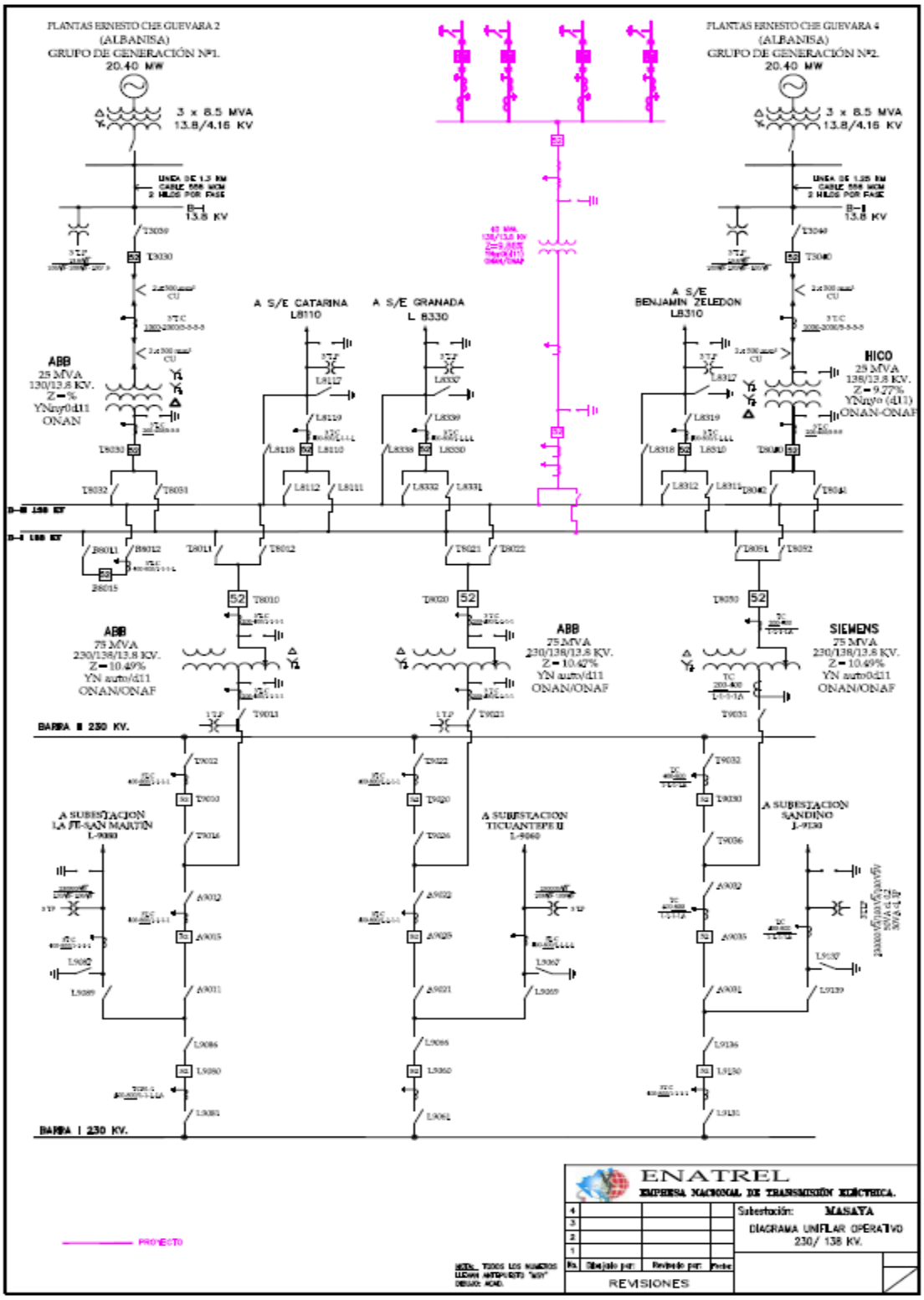
- **Unifilar Las Colinas**



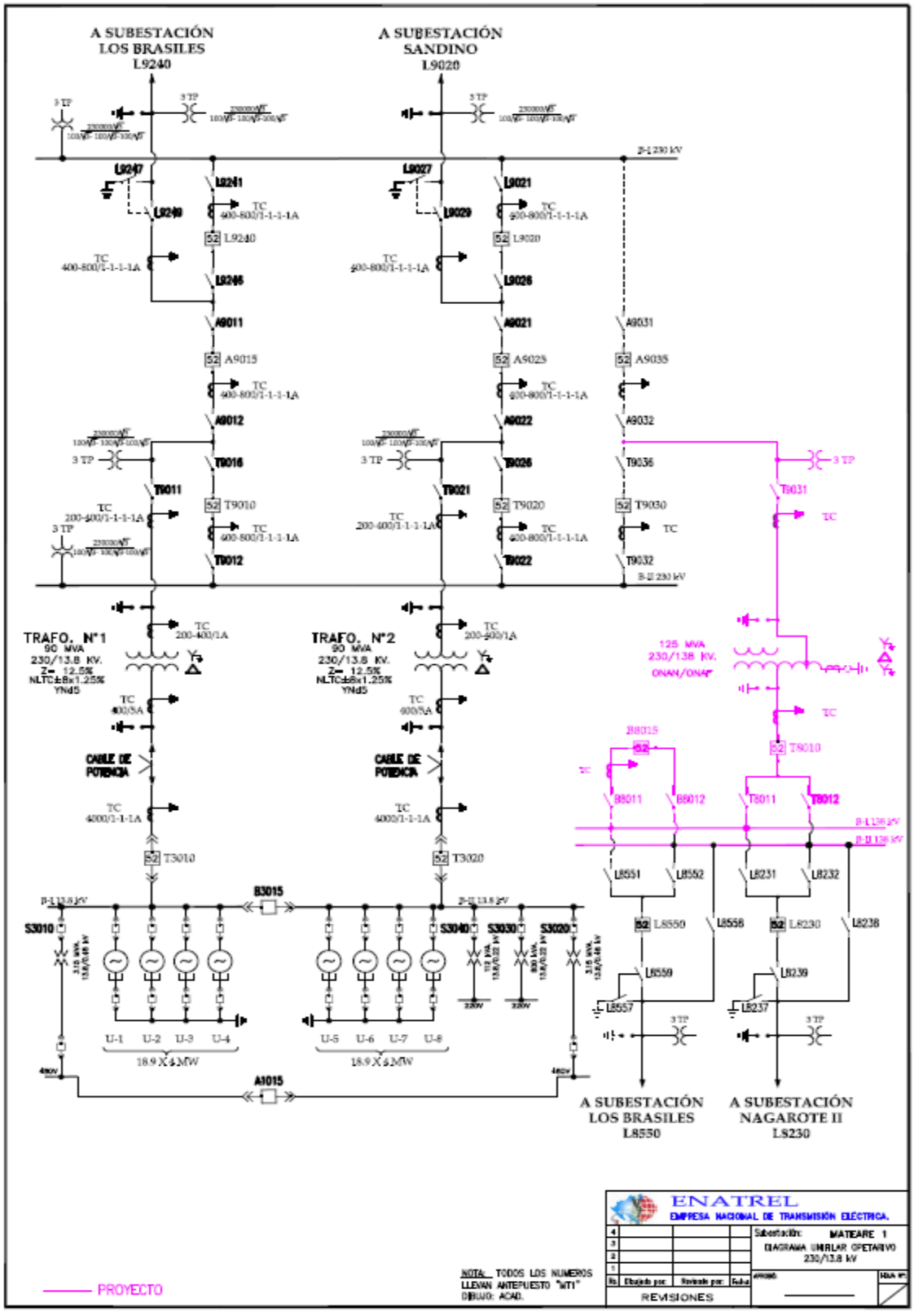
- **Unifilar Masatepe**



➢ Unifilar Masaya



- **Unifilar Mateare I**



8.20.- Adquisición de Subestación Móvil de 40 MVA.

- **Introducción**

Actualmente se cuenta con 4,095 MVA instalados en el Sistema Interconectado Nacional. De este total son propiedad de ENATREL 2,439 MVA, correspondiente a 85 Transformadores instalados en 66 subestaciones propiedad de ENATREL.

De estos 85 transformadores que posee ENATREL 33 de ellos poseen 30 o más años de servicio.

- **Antecedentes**

Actualmente ENATREL posee 3 subestaciones móviles, dos de ellas de 15 MVA, adquiridas en los años 1975 y 1991 y una tercera de 25 MVA, adquirida en el año 2002.

La subestación Móvil de 15 MVA, Marca EB-NATIONAL, fue instalada en mayo del 2010 en la subestación de Estelí, debido a que el transformador de esta subestación se encontraba cargado. Posteriormente en el 2011, se instaló un nuevo transformador de 25 MVA adquirido con financiamiento del BID y se retiró. Actualmente dicha subestación se encuentra en la subestación de ENACAL I (carretera Masaya). Dicha subestación móvil tiene 25 años de servicio.

La Subestación Móvil de 25 MVA, Marca EFACEC, se encuentra operando en la Subestación de Amerrisque desde marzo del 2012. Antes estaba operando en la Subestación Rivas, pero en esta subestación desde el año 2008 al 2012, debido a que la subestación Rivas se encontraba sobrecargada hasta que se instaló un nuevo transformador de 40 MVA adquirido con el BID. Esta subestación tiene 14 años de servicio.

La subestación Móvil de 15 MVA, COGELEX, posee 41 años. Esta subestación fue desinstalada de la Subestación La Paz Centro en junio del año 2010. Actualmente se trasladará a la subestación de Rivas para abastecer al circuito RIV-4060 que alimenta a la ciudad de San Juan del Sur, Cárdenas, Sapoa, etc.

Objetivo General

- Mejorar la confiabilidad del suministro de la demanda ante situaciones de contingencias al suplir a la Gerencia de Mantenimiento de una subestación móvil de 40MVA.

Objetivos Específicos

- Garantizar las condiciones para la realización de mantenimiento preventivo a los transformadores de 40MVA
- Respaldo de la demanda ante cualquier emergencia o salida de un transformador de potencia
- Garantizar el suministro de energía eléctrica temporalmente mientras entra en operación el proyecto definitivo.

- **Justificación**

Considerando que la mayoría de los transformadores sobre todo en el área de Managua son de 40 MVA y tomando en cuenta que la capital es la zona donde se encuentra concentrada más del 50% de la demanda nacional con cargas importantes tales como la Cámara de Comercio de Nicaragua, las Embajadas de diferentes Países, Ministerio de Relaciones Exteriores, Ministerio de Gobernación, Ministerio de Hacienda y Crédito Público, Casa Presidencial, Teatro Rubén Darío, Hospitales importantes, Hoteles, importantes cargas industriales, etc. Se hace necesario contar con al menos una subestación móvil de mayor capacidad a los existentes de 15 MVA y 25 MVA.

Si existiera una falla intempestiva en uno de los transformadores de 40 MVA o en caso que uno de estos transformadores requiera mantenimiento preventivo o correctivo, ENATREL no posee transformadores de 40 MVA en stock en los almacenes, de reserva, ni subestaciones móviles para suplir esta demanda mientras se restaura o se reemplaza el equipo.

Las exigencias del sector eléctrico son cada día más estrictas, en cuanto a la continuidad y calidad del servicio brindado, debido a esto se hace necesario dar seguimiento periódico a los parámetros dieléctricos de los aislamientos sólidos y líquidos del transformador, con el objetivo de realizar los mantenimientos preventivo a tiempo, así como dar una solución rápida ante salidas intempestivas de estos equipos de transformación.

Adicionalmente existe un auge en el desarrollo de nuevas inversiones en la ciudad de Managua que demandan energía en corto tiempo antes que se construya las subestaciones previstas a alimentar dichas cargas, por lo que se requiere una móvil con la que se pueda atender de forma temporal una carga importante prevista a entrar en corto tiempo mientras se finaliza el proyecto definitivo.

Debido a lo anterior se hace necesario la adquisición de una móvil de 40 MVA en caso contrario se prolongaría los tiempos de interrupción del suministro de energía eléctrica a los usuarios o no se podría satisfacer a toda la demanda en situaciones de emergencias.

- **Alcances del Proyecto**

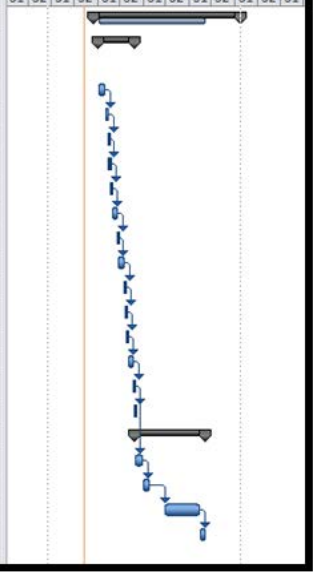
Adquisición de una subestación móvil de 40 MVA con relación de tensión 138/24.9/13.8 kV, con sus equipos de protección y control asociados.

- **Costos del Proyecto**

El costo del proyecto es de U$ 4.2 millones de dólares, de los cuales 4 millones corresponde a financiamiento externo y 0.2 millones dólares financiamiento local.

- **Cronograma**

Task Name	Duración	Comienzo	Fin
ADQUISICIÓN DE SUBESTACION MOVIL 40MVA	**828 días**	**mié 30/11/16**	**mar 18/02/20**
Proceso de licitación y contratación:Suministro de bienes y servicios conexos	**207 días**	**lun 02/01/17**	**jue 26/10/17**
Elaboración de especificaciones técnicas	40 días	lun 02/01/17	vie 24/02/17
Elaboración de DDL	20 días	lun 27/02/17	vie 24/03/17
Solicitud de no objeción del Banco	1 día	lun 27/03/17	lun 27/03/17
No objeción del BID a la elegibilidad	10 días	mar 28/03/17	lun 10/04/17
Convocatoria pública de licitación	9 días	mar 11/04/17	mié 26/04/17
Presentación de ofertas	30 días	jue 27/04/17	mié 07/06/17
Apertura de ofertas	1 día	jue 08/06/17	jue 08/06/17
Evaluación de oferta	40 días	vie 09/06/17	vie 04/08/17
Solicitud de no objeción del Banco	1 día	lun 07/08/17	lun 07/08/17
No objeción del Banco al informe de evaluación	10 días	mar 08/08/17	mar 22/08/17
Notificación a los oferentes	7 días	mié 23/08/17	jue 31/08/17
Constitución de garantias	28 días	vie 01/09/17	jue 12/10/17
Suscripción del contrato	5 días	vie 13/10/17	jue 19/10/17
Remisión del contrato	5 días	vie 20/10/17	jue 26/10/17
Ejecucion del Contrato, Lote I	**400 días**	**vie 20/10/17**	**mar 07/05/19**
Solicitud y pago del anticipo	45 días	vie 20/10/17	vie 22/12/17
Diseño y especificaciones técnicas	45 días	dom 24/12/17	jue 22/02/18
Suministro de bienes	200 días	vie 15/06/18	mar 26/03/19
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	30 días	mié 27/03/19	mar 07/05/19



8.21.- Ampliación Y Refuerzo en Subestación MATEARE I (LINEA MATEARE I INTERCEPTA LBS-TCP 230 kV)

- **Introducción**

Se ha venido desarrollando el establecimiento del Mercado Eléctrico Regional (MER), donde se puedan efectuar transacciones de potencia de manera confiable de hasta 300 MW con el SIEPAC, La empresa New Fortress se encuentra en fase de construcción, el proyecto de 300 MW de generación Gas Natural, Por medio de una línea de 230 kV en doble circuito entregaran la producción de energía a la subestación Sandino 230 kV.

Con transferencias de 300MW por el Sistema Eléctrico de Nicaragua y despachando la planta de gas natural new Fortress a su máxima capacidad de 300 MW, ante contingencias N-1 el transformador de 75 MVA que se encuentra en la subestación Mateare I se sobrecarga.

Para cumplir con los requerimientos regionales y dar las condiciones óptimas a la inversión de generación (Planta Gas Natural) se hace necesario el cambio de transformador de la subestación Mateare I por uno de mayor capacidad y la construcción de una línea en doble circuito 230 kV con conductor especial de mayor capacidad de transporte de energía partiendo de la subestación Mateare I abriendo la línea existente Los Brasiles – Ticuantepe II.

El SIEPAC es un sistema de transmisión regional pero interconectado con los sistemas eléctricos nacionales, por lo cual, parte de su capacidad se utiliza por los flujos eléctricos propios de cada país.

- **Objetivos del Proyecto**

General

- Garantizar las transferencias de hasta 300MW por el Sistema Eléctrico de Nicaragua, incrementando la capacidad de transformación en la subestación Mateare I y construcción de línea de transmisión para cumplir con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo del Sistema establecidos en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.

Específicos

- Aumentar la capacidad de transformación del transformador de la subestación Mateare I.

- Realizar la construcción de la línea de transmisión con conductor de mayor capacidad que aumentan la capacidad de transferencia de energía.

- Mejorar la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional y del Sistema Eléctrico Regional creando los refuerzos necesarios en el Sistema Nacional de Transmisión.

➢ **Justificación**

En análisis eléctricos realizados al Sistema Interconectado Nacional (SIN), se ha identificado la necesidad de realizar refuerzos en la red de transmisión de 230 kV de Mateare I ante la entrada en operación de 300 MW de la generación de gas natural de la empresa new Fortress, que entregara su energía Por medio de una línea de 230 kV en doble circuito a la subestación Sandino 230 kV y simulaciones de 300 MW con el SIEPAC, al juntar este par de escenarios los 300MW de la planta Gas Natural y 300 MW en traspaso de energía por la línea SIEPAC, contiene los resultados y análisis en donde presenta la necesidad de refuerzos de transmisión que se tienen que realizar en Nicaragua, ante contingencias el transformador de Mateare I existen sobrecargas que generan que la línea no cumpla con los criterios de calidad y seguridad establecida en la Normativa de Operación de Nicaragua.

A pesar de las mejoras realizadas en el Sistema Eléctrico de Nicaragua, aún existen limitantes de capacidad, como la que se presenta, ante transferencias de 300 MW, gas natural despachando máxima capacidad de 300 MW y contingencias N-1; bajo estas condiciones el flujo de potencia sobrecarga la línea y el transformador.

Esta vigilancia continua permite proponer oportunamente los refuerzos requeridos para solventar dichas debilidades y vulnerabilidades; tal sería el caso, de que un estudio revele las necesidades de incrementar la capacidad térmica de conductores, realizar compensación inductiva en algunas líneas, u otras mejoras que se requieran a partir de los cambios que se presenten en cada sistema nacional de transmisión, de tal forma que continuamente se

promuevan y desarrollen obras de refuerzos nacionales o regionales que permitan cumplir con los criterios de calidad, seguridad y desempeño mínimo del sistema establecidos en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).

Cumpliendo con los compromisos de país ante el MER y como parte de las continuas obras de mejoras y refuerzo del SNT, ENATREL propone aumentar la capacidad de transformación de Mateare I cambiando el transformador existente de 75 MVA por uno de 120 MVA y la construcción de 16.5 km de línea 230 kV doble circuito partiendo de la subestación Mateare I abriendo la línea Los Brasiles – Ticuantepe II.

Con esta iniciativa se propone eliminar la restricción técnica mencionada, la línea 230 kV que se construirá por un conductor de mejores prestaciones térmicas y conductivas, Conductor ACSS CONDOR TW 795 20/7MCM., el cual tiene un menor coeficiente de dilatación (baja flecha) y mayor resistencia a alta temperatura (hasta 250°C).

- **Alcances**

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio para la construcción de:

- Autotransformador de 120 MVA
- 16.5 km de línea Doble Circuito en 230 kV.

ii. Autotransformador de 120 MVA

- Montaje de Autotransformadores de 120 MVA.
- Complemento para la bahía de transformación (equipos necesarios para instalar el transformador de mayor capacidad)
- Complemento para completar la bahía de Interruptor y medio (completar la bahía para la llegada de la línea proveniente de subestación Los Brasiles)

- 1 bahía de línea 230 kV Doble Interruptor (Para la llegada de la subestación Ticuantepe II)
- Ampliación de los Sistema de Automatizado de control, protección y medida.

- Ampliación Sistema de red de tierra y blindaje aéreo de la subestación Ampliación Sistema de iluminación perimetral y de las bahías de subestación.
- Ampliación Estructura metálicas para pórticos tipo celosía.
- Ampliación de los Conductores, aisladores y herrajes para las barras, bajante y conexiones entre equipos.
- Ampliación de los Cables de potencia y control.
- Ampliación del edificio de control
- Desmontaje del autotransformador de 75 MVA instalado actualmente y llevado a almacenes.

iii. 16.5 KM línea de trasmisión doble circuito 230 kV

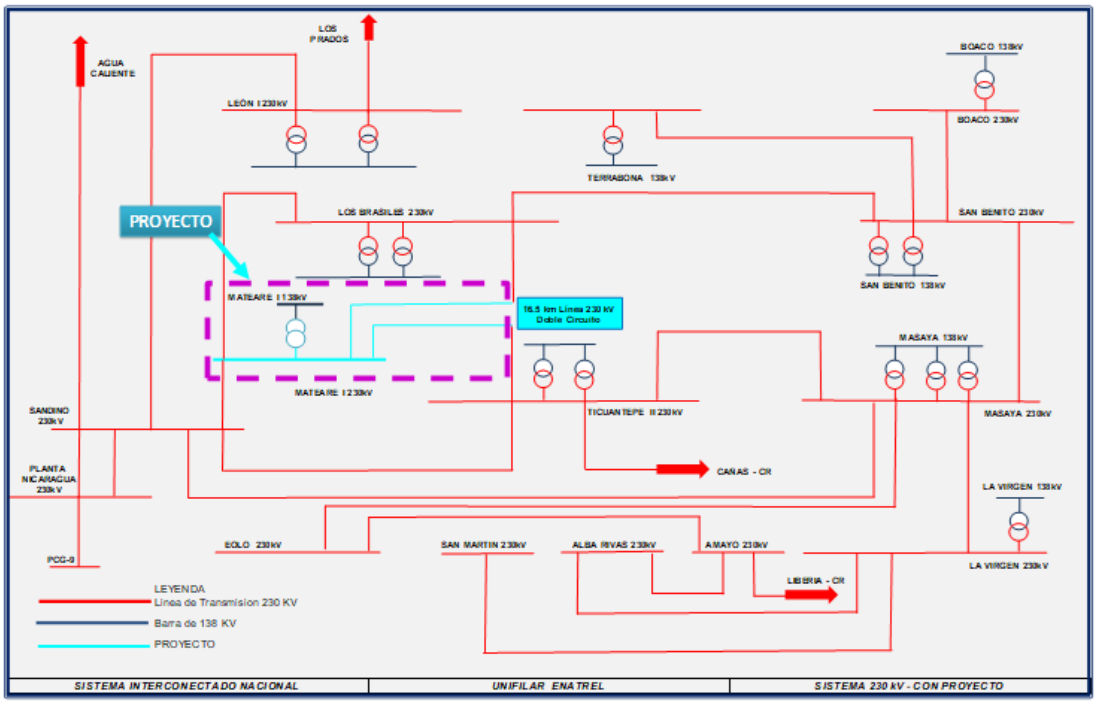
- Suministro y Construcción de 16.5 km de línea en 230 kV, doble terna, Conductor ACSS CONDOR TW 795 20/7MCM con hilo de guarda tipo OPGW, en torres de celosía y postes, de S/E Mateare I Interceptando la línea Los Brasiles – Ticuantepe II.
- Adquisición de Servidumbre.

- **Costo del Proyecto**

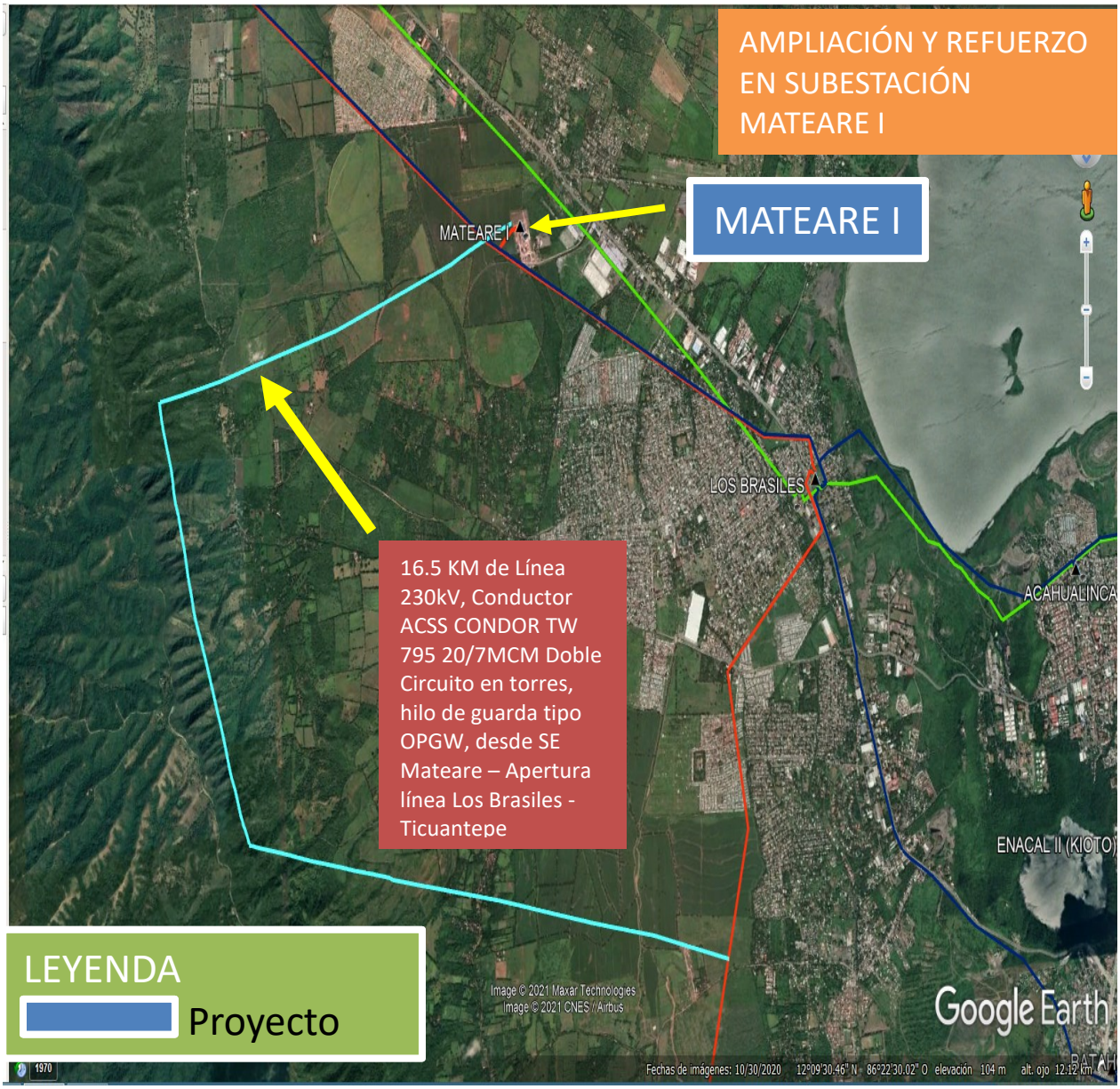
El proyecto tendrá un costo directo de US$ 11.721 millones de dólares, que se cubrirán con financiamiento externo.

Subestación	Obra	Cantidad	Costo Unitario US $	Total US $
MATEARE 1 230kV	Estudios Técnicos Previos (Estudio de Impacto Ambiental, Estudios Topográficos y Geológicos)	1	$ 99,383	$ 99,383
	Ampliación de Caseta de Control, Ampliación Muro Perimetral y resto de obras grises de la SE	1	$ 200,000	$ 200,000
	Complemento para adaptar la Bahía de transformación 230/138	1	$ 277,046	$ 242,865
	Complemento para adaptar la Bahía de interruptor y medio existente	1	$ 475,799	$ 367,290
	Bahía de Línea 230 kV Interruptor y Medio	1	$ 1427,397	$ 1101,871
	Autotransformador 230/138/13.8, 120 MVA	1	$ 3382,906	$ 3382,906.45
	Ingeniería y Diseño	1	$ 444,922	$ 444,921.78
			Sub-Total 1	**$5839,237**
Línea	**Tipo**	**longitud (km)**	**Costo Unitario US $**	**Total US $**
LINEA MATEARE I - INTERCEPTA LBS - TCP II	Línea 230kV, Conductor ACSS CONDOR TW 795 20/7MCM. Doble Circuito en torres, hilo de guarda tipo OPGW	16.5	$ 202,212.54	$ 3336,506.96
	Servidumbre	16.5	$ 96,477.65	$ 1591,881.26
	Ingeniería y Diseño	1	$ 270,137.43	$ 270,137.43
			Sub-Total-2	**$5198,526**
			IMPREVISTO	**$684,050**
			TOTAL	**$11,721,813**

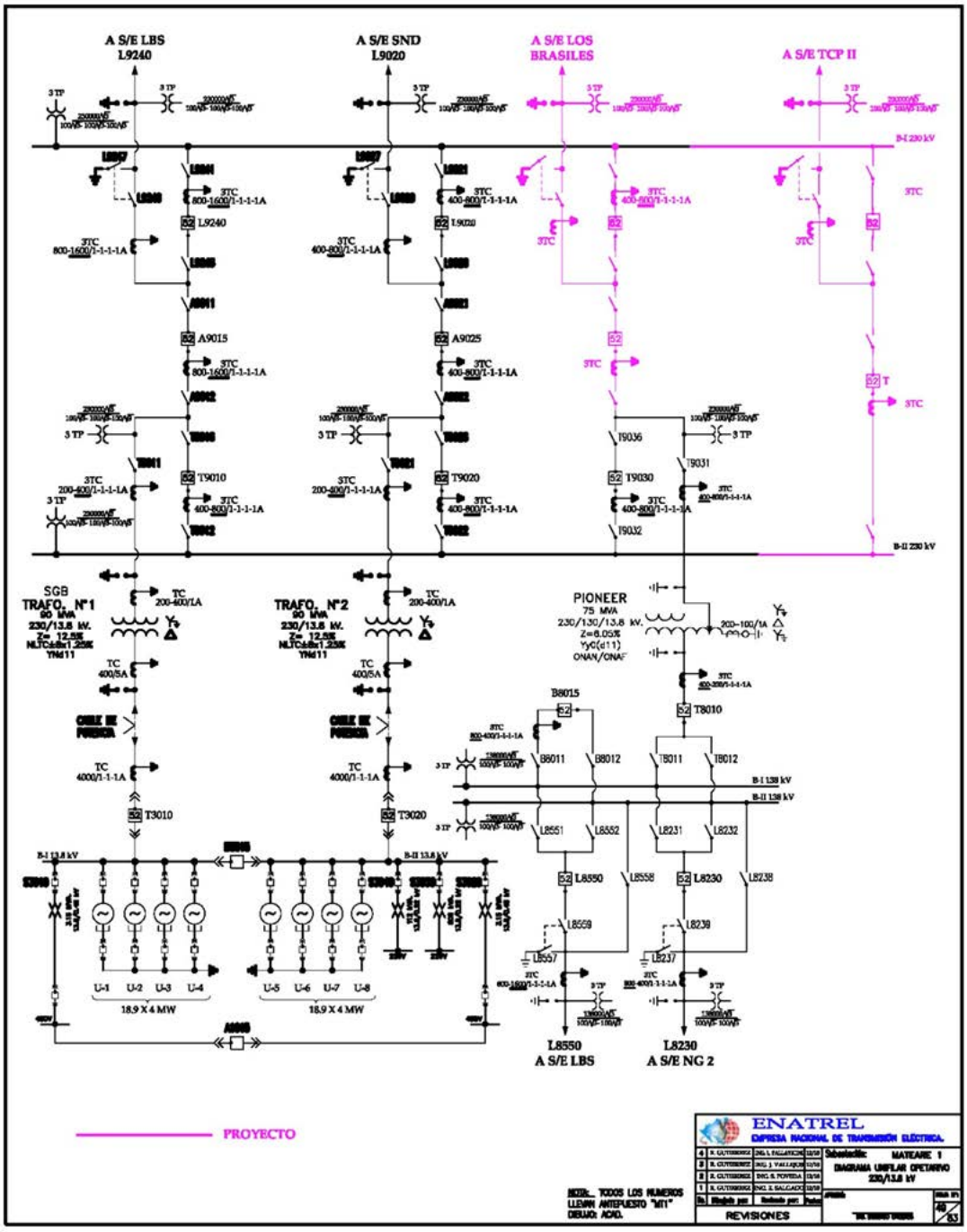
- **Diagrama de Conexión**



- **Mapa de Ubicación**



- **Unifilar**


A S/E LBS
L9240
A S/E SND
L9020
A S/E LOS BRASILES
A S/E TCP II
SGB
TRAFO. N°1
90 MVA
230/13.8 kv.
TRAFO. N°2
90 MVA
230/13.8 kv.
PIONEER
75 MVA
230/130/13.8 kv.
U-1 U-2 U-3 U-4
18.9 X 4 MW
U-5 U-6 U-7 U-8
18.9 X 4 MW
L8550
A S/E LBS
L8230
A S/E NG 2
PROYECTO
ENATREL
EMPRESA NACIONAL DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA
REVISIONES

8.22.- Construcción de Subestación Kukrahill 138 kV, Construcción Línea La Esperanza - Kukrahill en 138 kV y Ampliación Subestación La Esperanza.

- **Introducción**

Kukrahill es un municipio perteneciente a la Región Autónoma de la Costa Caribe Sur (RACCS), en la Costa Caribe, a 415 Km de la ciudad capital, cuenta con una población de 8,789 de los cuales se reportan 2,226 usuarios de la red de distribución eléctrica presente en la zona.

El suministro eléctrico presente en la RAAS se logra a través de las líneas de transmisión de 69 kV, L6170 y L6210, y las subestaciones La Esperanza de 6.25 MVA y Bluefields de 15 MVA. Actualmente se encuentra con financiamiento del gobierno de la India el proyecto "Ampliación de capacidad de transmisión de las subestaciones La Esperanza y La Gateada, y de la Línea de Transmisión La Gateada – La Esperanza a 138 kV", con el cual se realizará la modernización de la subestación La Esperanza a 138kV.

La Dirección Operación Sistemas Aislados (DOSA) plantea la necesidad de conectar Orinoco al circuito de Kukrahill que está conectado por un circuito de distribución Trifásico en 24.9 kV a la Subestación La Esperanza con una distancia de 100 Kilómetros, este circuito abarca los sistemas aislados de Laguna de Perlas y Kukrahill. Los Poblados de Orinoco y Pueblo Nuevo tienen energía eléctrica por un periodo de tiempo en el día y a un costo elevado.

Muchas comunidades rurales no gozan del servicio de energía eléctrica debido a la saturación de las líneas de distribución, largas distancias de los circuitos existentes (80 Km desde el circuito Kukrahill a la subestación la Esperanza) y la falta de financiamiento para la construcción de una nueva subestación que permita suministrar energía confiable y con calidad.

El presente proyecto consiste en la construcción de la nueva subestación Kukrahill 138kV la cual se conectaría a través de una línea de 55km a la futura subestación La Esperanza en 138kV.

- **Antecedentes**

En la década de los 60-70 se implementó el Plan nacional de Electrificación Rural en la zona norte, central y el pacifico de Nicaragua con un financiamiento de la AID.
En este programa se construyeron las subestaciones de Acoyapa, Sébaco, La Gateada, Santa Rita, Matiguás, Corocito, La Esperanza, Nandaime, Matagalpa y León II con sus respectivas líneas de transmisión.

En el año 2010, se realizó la construcción de una red trifásica en media tensión para conectar los sistemas eléctricos de Kukrahill y Laguna de Perlas al Sistema Interconectado Nacional por medio del circuito 4020 de la subestación La Esperanza.

- **Situación Actual**

Los municipios Kukrahill y Laguna de Perlas se conectan, a través de una red de media tensión en 24.9 KV, a la Subestación La Esperanza. La zona de influencia de los circuitos de distribución de esta subestación ha aumentado en los últimos años, lo que provoca pérdidas de energía en las redes de distribución, ocasionando problemas de voltaje en el servicio eléctrico de esta zona. Sumado las fallas que presentan dichas redes debido a sus distancias.

La demanda de energía en Kukrahill y Laguna de Perlas ha aumentado durante los últimos años debido al crecimiento poblacional y económico de la zona.

Existen demandas de clientes tales como la palma africana y fincas de cacao establecidas en Kukrahill, las cuales solicitan conectar una demanda de 1.3 MW.

Además de ello existen comunidades rurales no gozan del servicio de energía eléctrica debido a la saturación de las líneas de distribución, largas distancias de los circuitos existentes y la falta de financiamiento para la construcción de una nueva subestación que permita suministrar energía confiable y con calidad.

- **Justificación**

El circuito de distribución 24.9 kV que alimenta el municipio de Kukrahill y laguna de Perlas desde La Subestación Esperanza, tiene una distancia aproximada de 100 km. Con la entrada en operación de la Subestación Kukrahill en el poblado de La Palma, la distancia de los circuitos de distribución será de 35 – 45 km de longitud aproximadamente.

Con la subestación Kukrahill existirá un mejor repartimiento de los circuitos de distribución, lo que permitirá brindar una mejor calidad del servicio eléctrico, reducir pérdidas en los circuitos de distribución y energía no servida. Así mismo será posible seguir extendiendo las redes de distribución para seguir electrificando a más comunidades que no poseen el servicio de energía eléctrica.

Con esta subestación, la Dirección Operación Sistemas Aislados (DOSA) podría conectar los poblados de Orinoco y Pueblo Nuevo al Sistema Interconectado Nacional de acuerdo a sus planes, lo que permitiría a los usuarios actuales de esta zona tener un suministro eléctrico de mayor calidad y confiabilidad, además de reducir el costo medio de generación utilizando una energía de menor costo, disminuyendo la dependencia de los hidrocarburos en la generación de energía eléctrica.

Adicionalmente, con este proyecto se podrá abastecer la demanda de potencia del sector de La Palma Africana y Fincas de Cacao, contando la subestación con capacidad para alimentar estas cargas. Además de potenciar el desarrollo turístico de la zona de Lagunas de Perlas.

Otro de los beneficios de este proyecto, es que se podrá suministrar el servicio eléctrico al máximo número de consumidores posibles en las comunidades servidas y en nuevas comunidades que no cuentan con este servicio, mejorando la educación ya que posibilita las clases de estudio nocturno y de herramientas informativas, mejora la seguridad de las personas y desarrollo de actividades recreativas y sociales.

- **Objetivos**

General

- Suministrar energía confiable y segura a los usuarios que actualmente tienen el servicio de energía eléctrica en los poblados de La Fonseca, Kukrahill y Laguna de Perlas, a la vez a los futuros usuarios de las comunidades rurales de Orinoco, Pueblo Nuevo y zonas aledañas.

Específicos

- Garantizar un suministro de energía eléctrica confiable y seguro conforme a la Normativa.
- Mejorar la calidad del servicio de los usuarios que poseen el servicio de Energía eléctrica en los poblados de La Fonseca, Kukrahill, Laguna de Perlas y zonas aledañas.
- Incrementar el uso productivo de la electricidad en las zonas rurales.
- Permitir la conexión de nuevos clientes (Palma Africana y Fincas de cacao) de la comunidad de Kukrahill.

- **Población Beneficiada**

Con la ejecución de este Proyecto, se beneficiará a un total de 3,728 usuarios existentes de los poblados de Laguna de Perlas, Kukrahill, Orinoco y Pueblo Nuevo al mejorar la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico que actualmente reciben. Se presenta tabla de clientes residenciales por zona:

LAGUNA DE PERLAS	KUKRAHILL	ORINOCO	PUEBLO NUEVO
1141	2226	181	180
TOTAL			**3,728**

Adicionalmente se podrían electrificar aprox. 1,700 viviendas que no poseen el servicio eléctrico.

Se podrá brindar un servicio de energía eléctrica con mayor calidad sin interrupciones que impliquen pérdidas para los productores del área. La ejecución de este proyecto mejorara el desarrollo económico y tecnológico de la zona.

- **Alcances**

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio para la construcción de:

- Nueva subestación Kukrahill en 138/24.9 kV.
- Ampliación de la Subestación La Esperanza.
- 55 km de línea en 138 kV desde la subestación La Esperanza hacia nueva subestación Kukrahill.

Nueva Subestación Kukrahill

- 1 Bahía de transformación en 138/24.9 kV.
- 1 transformador de Potencia de 10/15MVA con relación 138/24.9 kV.
- 7 celdas Metal Clad 24.9 KV con sus equipos respectivos (incluye 4 salidas de distribución, la celda de entrada del transformador de potencia, celda de medición y la celda para transformador de servicios propios).
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías.) y Transformador de Servicios Propios.
- Equipos de Comunicaciones, para fibra óptica.
- Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación y del edificio de control.
- Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Sistema de Iluminación perimetral y de las Bahías de la Subestación.

- Todas las obras grises (Movimiento de Tierra, Edificio de Control, Calles, andenes, Muro Perimetral, Fundaciones de

Equipos, Bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de la Subestación).

- Adquisición de terreno de la Subestación.

Ampliación Subestación La Esperanza

- 1 bahía de línea en 138kV, con interruptor y seccionador bypass.
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo.
- Ampliación del Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Ampliación del Sistema de Iluminación en las nuevas bahías.
- Cables de control.
- Todas las obras civiles de la nueva bahía (Movimiento de Tierra, Calles, Andenes, Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín).

Línea de Transmisión

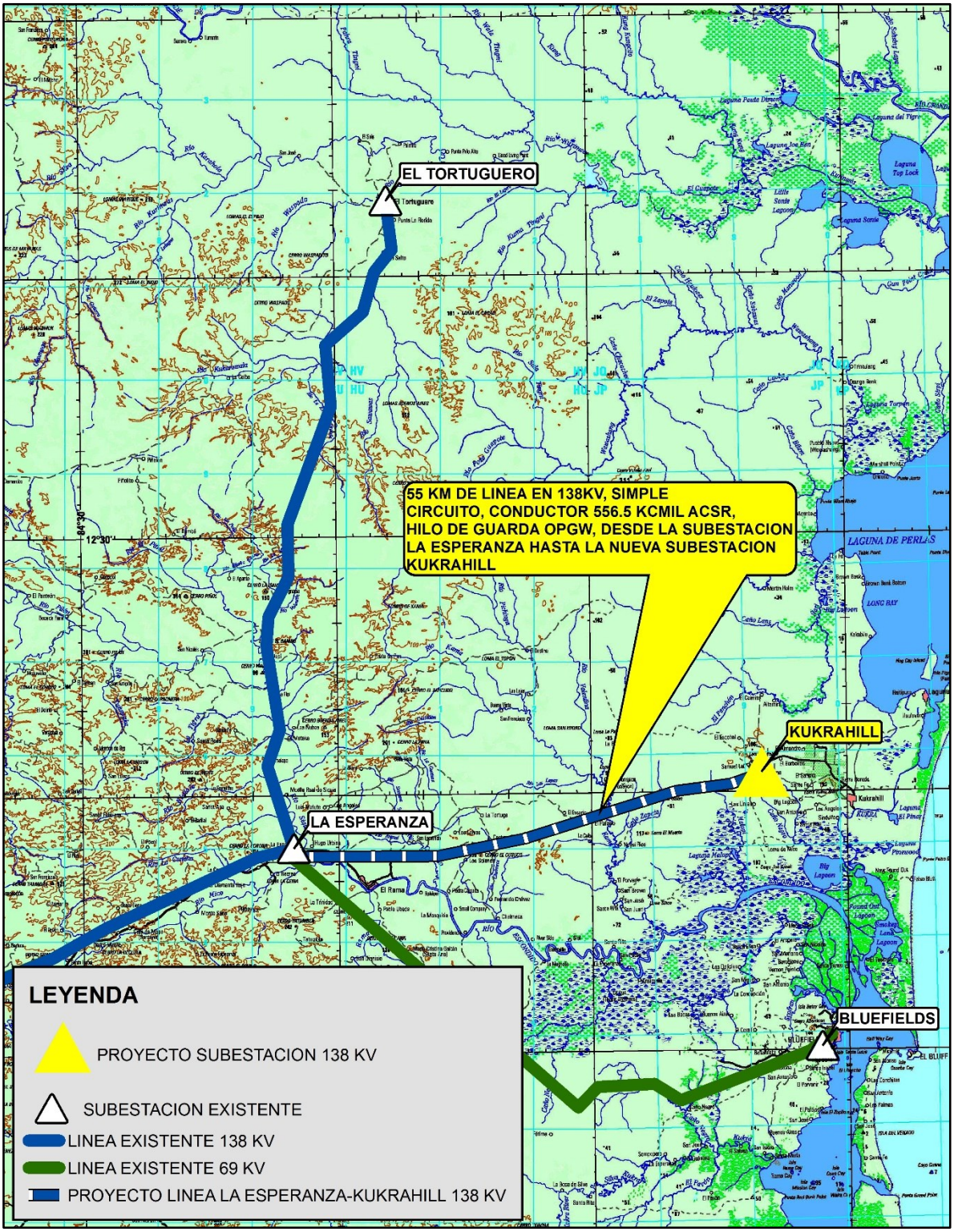
- Línea de Transmisión de 55 km entre la subestación La Esperanza y la nueva subestación Kukrahill, simple terna, conductor 556.5 kcmil con hilo de guarda tipo OPGW, en torres de celosía y postes.
- Adquisición de Servidumbre.

➢ Costos del Proyecto

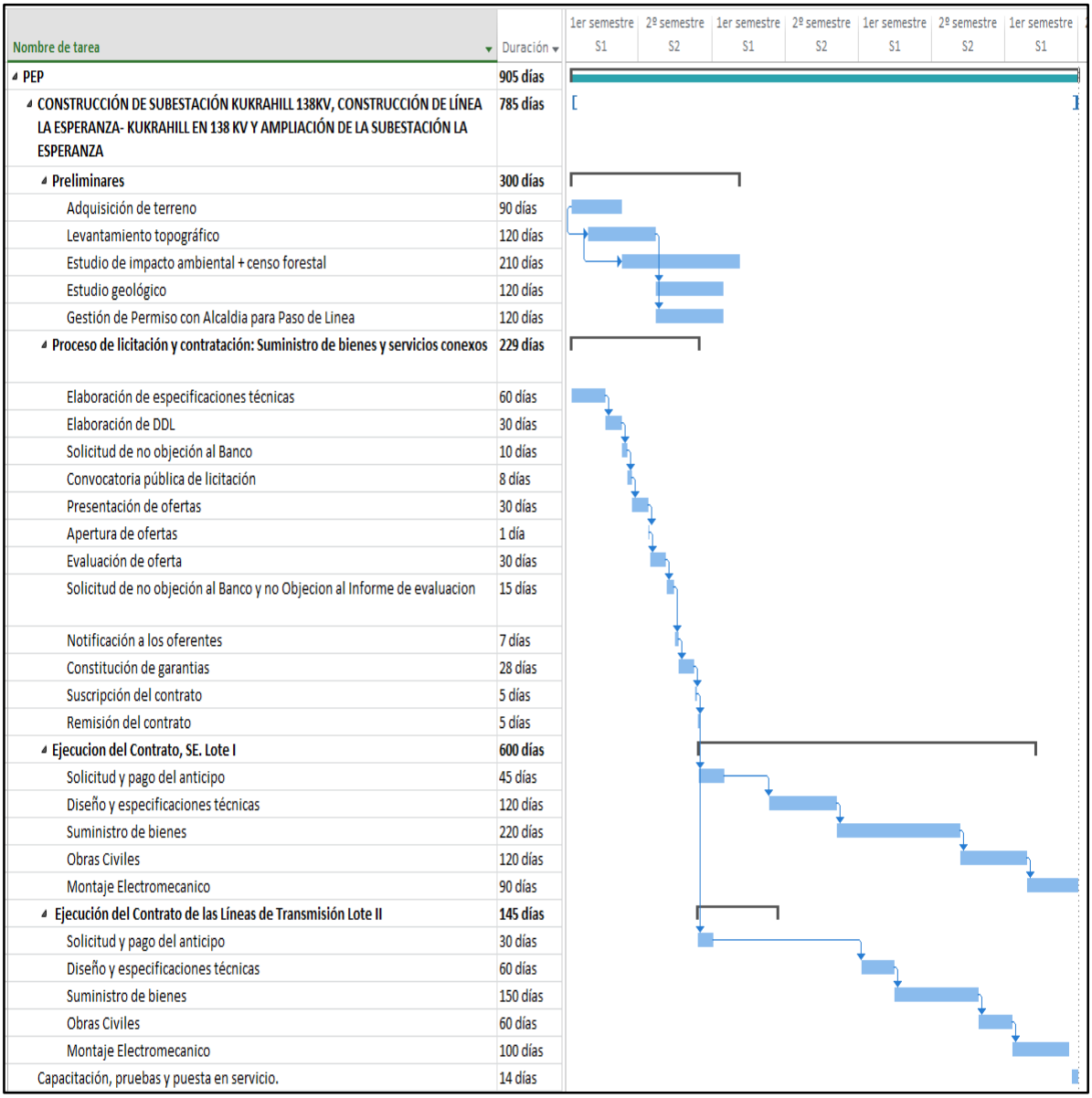
El proyecto tiene un costo total estimado de US$ 16.923 millones de dólares, de los cuales US$ 15.071 millones es financiamiento externo y 1.851 millones financiamiento local, el detalle se muestra en el siguiente cuadro:

Subestación	Obra	Cantidad	Costo Unitario US $	Total US $
	Estudios Tecnicos Previos (Estudio de Impacto Ambiental, Estudios Topograficos y Geologicos)	1	$ 287,728	$ 287,728.00
KUKRAHILL	Adquisición Terreno	1	$ 200,000	$ 200,000.00
	Caseta de Control, Iluminacion, Muro Perimetral y resto de Obras civiles de la SE	1	$ 1,800,000	$ 1,800,000.00
	Bahía de transformación 138 kV/24.9 kV	1	$ 732,509.47	$ 732,509.47
	Transformador de 15/20 MVA 138 kV/24.9 Kv	1	$ 902,148.97	$ 902,148.97
	Celdas de Distribución 24.9 kv	7	$ 60,022.04	$ 420,154.29
LA ESPERANZA	Bahía de Línea 138 kV, barra simple	1	$ 575,551.94	$ 575,551.94
	Ingenieria y Diseño Subestaciones		$ 185,872.18	$ 185,872.18
SubTotal-SUBESTACIONES				**$ 5,103,965**
Línea	**Tipo**	**longitud (km)**	**Costo Unitario US $**	**Total US $**
Desde Subestación Nueva subestación Kukrahill - hasta subestacion La Esperanza	55 km en simple circuito conductor 556.5 kcmil ACSR, con hilo de guarda tipo OPGW, montada en estructuras de torres de celosía y postes.	55	$ 179,051.12	$9,847,811.63
	Servidumbre	55	$ 7,000.00	$ 385,000.00
	Ingenieria y Diseño		$ 675,279	$ 675,278.51
SubTotal-LINEAS				**$ 10,908,090**
TOTAL SIN IMPREVISTO				**$ 16,012,055**
IMPREVISTO				**$ 910,974**
TOTAL CON IMPREVISTO				**$ 16,923,029**

- **Localización Del Proyecto**

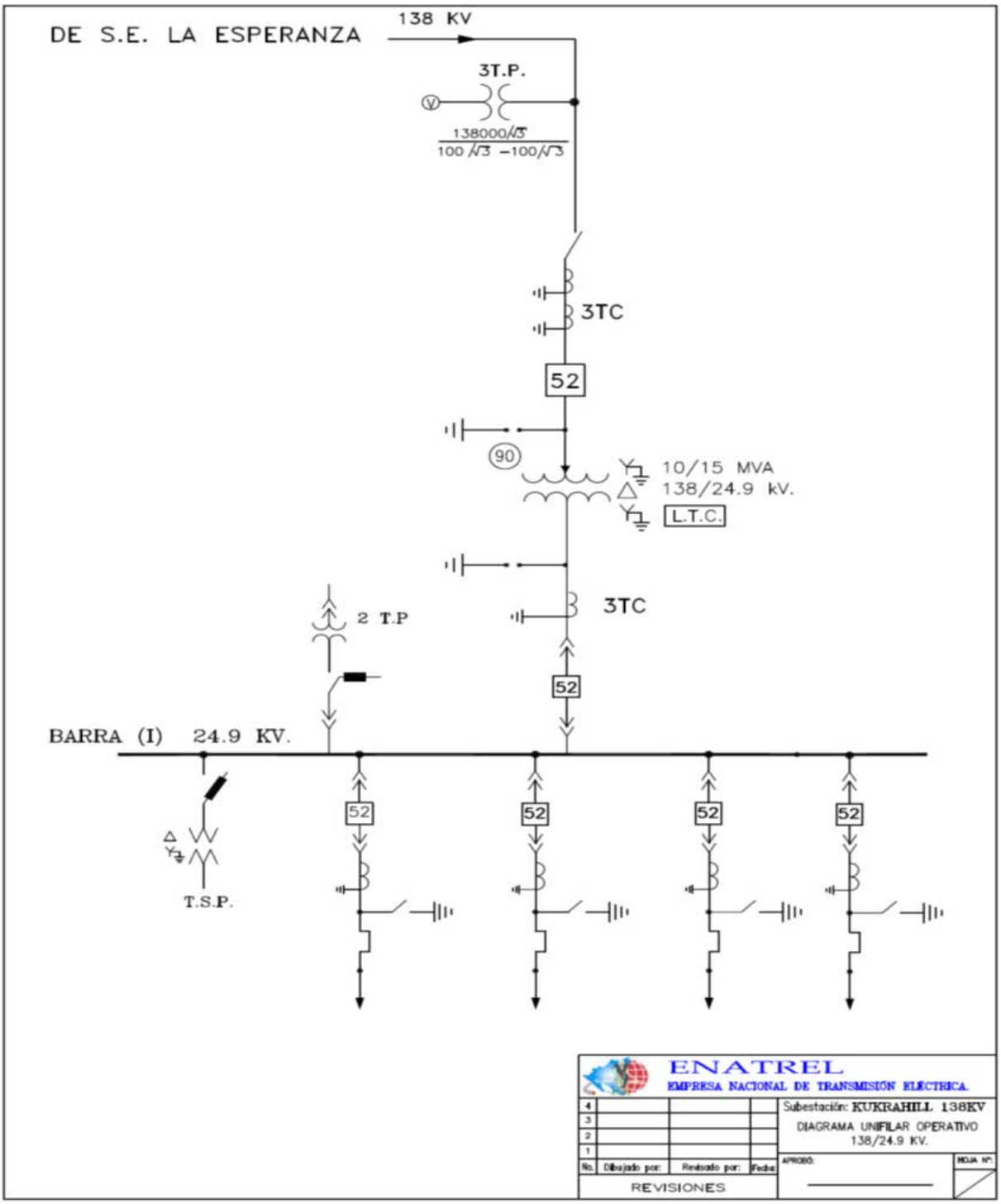


➢ Cronograma

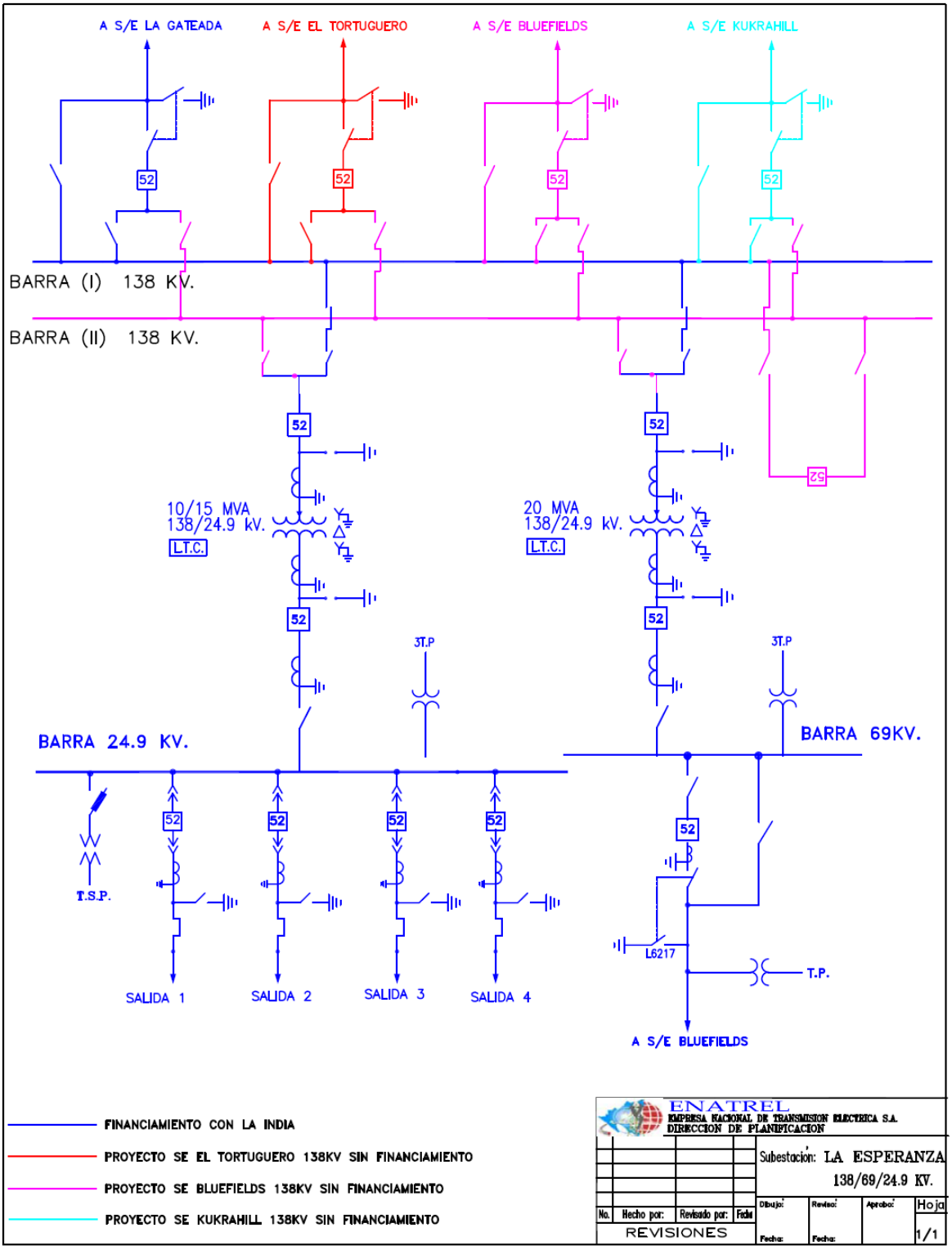


Nombre de tarea	Duración
PEP	**905 días**
CONSTRUCCIÓN DE SUBESTACIÓN KUKRAHILL 138KV, CONSTRUCCIÓN DE LÍNEA LA ESPERANZA- KUKRAHILL EN 138 KV Y AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN LA ESPERANZA	**785 días**
Preliminares	**300 días**
Adquisición de terreno	90 días
Levantamiento topográfico	120 días
Estudio de impacto ambiental + censo forestal	210 días
Estudio geológico	120 días
Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	120 días
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	**229 días**
Elaboración de especificaciones técnicas	60 días
Elaboración de DDL	30 días
Solicitud de no objeción al Banco	10 días
Convocatoria pública de licitación	8 días
Presentación de ofertas	30 días
Apertura de ofertas	1 día
Evaluación de oferta	30 días
Solicitud de no objeción al Banco y no Objecion al Informe de evaluacion	15 días
Notificación a los oferentes	7 días
Constitución de garantias	28 días
Suscripción del contrato	5 días
Remisión del contrato	5 días
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	**600 días**
Solicitud y pago del anticipo	45 días
Diseño y especificaciones técnicas	120 días
Suministro de bienes	220 días
Obras Civiles	120 días
Montaje Electromecanico	90 días
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión Lote II	**145 días**
Solicitud y pago del anticipo	30 días
Diseño y especificaciones técnicas	60 días
Suministro de bienes	150 días
Obras Civiles	60 días
Montaje Electromecanico	100 días
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	14 días

- **Diagrama unifilar de la Subestación KukraHill**



➢ **Diagrama unifilar de la Subestación La Esperanza**



8.23.- Construcción Línea 230 kV Terrabona - Malpaisillo – Interconexión con Honduras.

- **Introducción**

El Mercado Eléctrico Regional requiere que los países de América Central refuercen sus sistemas de transmisión para garantizar el trasiego de 300 MW de potencia a través de sus redes.

Nicaragua ha venido desarrollando los refuerzos necesarios para tal fin, pero a medida que se incrementa la generación parte la capacidad de esos refuerzos es consumida por la red nacional.

De cara a los próximos años es necesario adecuar el Sistema Interconectado Nacional para seguir garantizando las transferencias que requiere el Mercado Eléctrico Regional.

- **Objetivos**

Objetivo General

- Reforzar el Sistema Nacional de Transmisión mediante la construcción de las obras que permitan aumentar la capacidad de transporte del Sistema Interconectado Nacional.

Específicos

- Realizar la ampliación en 230 KV de las subestaciones Malpaisillo y Terrabona.
- Construcción, entre las subestaciones Terrabona y Malpaisillo, de una línea de transmisión simple terna a un nivel de tensión de 230 kV.
- Construcción de una línea doble terna de 230 kV entre la subestación Malpaisillo y la línea de Interconexión con Honduras.
- Cumplir con la regulación regional permitiendo transferencias de 300 MW de Norte a Sur por el sistema de Nicaragua, ante contingencia simple en las líneas de 230 kV.

- **Situación Actual**

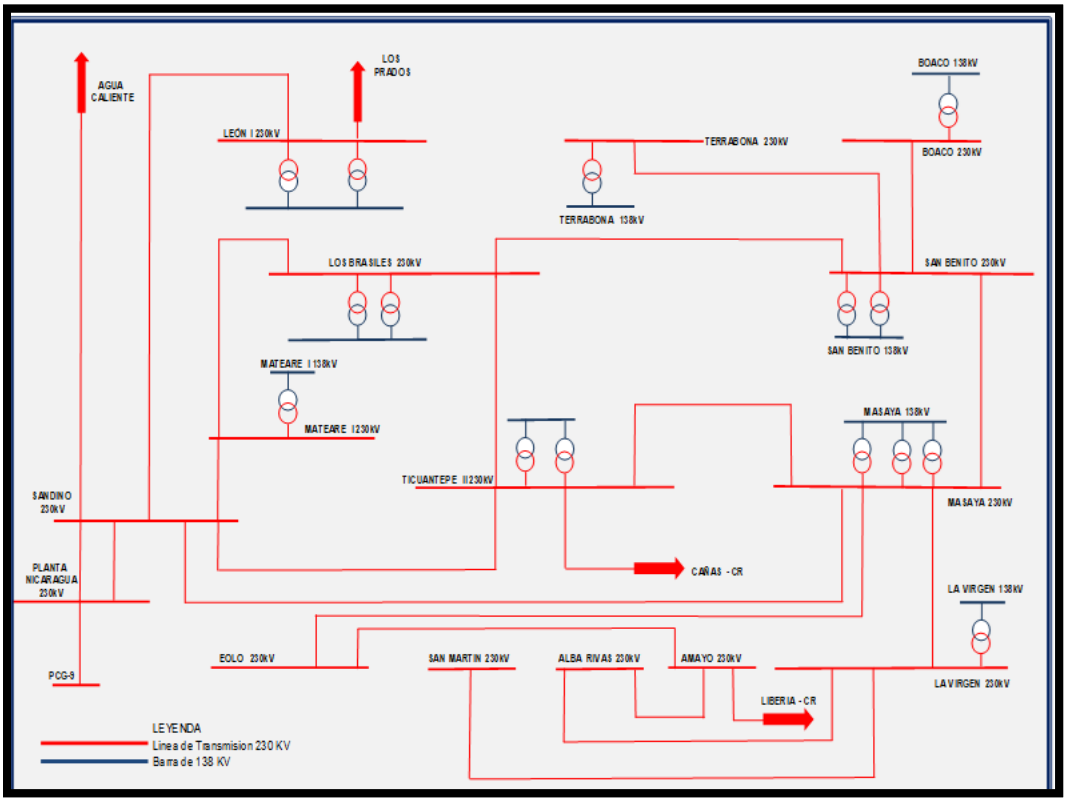
Nicaragua cuenta con 4 interconexiones internacionales 2 hacia Honduras y 2 hacia Costa Rica con una tensión de 230 kV de las cuales 2 pertenecen al proyecto SIEPAC (EPR) y 2 pertenecen a ENATREL.

ENATREL tiene un sistema de 230 kV que abarca principalmente la zona del pacifico de Nicaragua.

En cuanto a la capacidad de transmisión regional ENATREL no cumple con los requerimientos del Mercado Regionales de garantizar 300 MW por limitaciones en su sistema de Transmisión.

ENATREL viene desarrollando los refuerzos necesarios para cumplir con los requerimientos regionales en cuanto al capacidad interna de Nicaragua.
Como parte de los refuerzos se encuentra la construcción de un corredor interno desde la subestación San Benito hasta la interconexión con Honduras en el Norte de Nicaragua.

Diagrama unifilar (Actual)



- **Justificación**

El Mercado Eléctrico Regional requiere que los sistemas de transmisión de la América Central tengan la capacidad de trasiego de 300 MW de potencia ante contingencia sencilla.

Para eso se necesita desarrollar la infraestructura de Transmisión del Sistema de Nicaragua, además de extender el Sistema de 230 KV hacia la zona norte del país.

- **Descripción del Proyecto**

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio para la construcción de:

- Obra 1: Ampliación Subestación Malpaisillo a 230 kV.
- Obra 2: Ampliación Subestación Terrabona en 230 kV.
- Obra 3: Construcción Línea de transmisión en 230 kV.

Obra 1: Ampliación Subestación Malpaisillo.

- 3 bahías de líneas en configuración de interruptor y medio.
- 2 autotransformador 230/138 kV, de 120 MVA.
- 2 bahía de transformación 230/138 kV (lado de 138 kV).
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación.
- Ampliación Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Ampliación del Sistema de Iluminación perimetral y de las Bahías de la Subestación.
- Estructuras Metálicas para Pórticos Tipo Celosía.
- Conductor, aisladores y herrajes para las barras, bajante y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control.
- Todas las obras civiles para las nuevas obras (Movimiento de Tierra, ampliación Edificio de Control, Calles, andenes, ampliación Muro Perimetral, Fundaciones de Equipos,

Canalización para Cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de la Subestación).
- Ampliación de Terreno.

Obra 2: Ampliación Subestación Terrabona.

- 1 bahía de líneas en configuración de interruptor y medio.
- 1 reactor inductivo de 20MAVR
- Ampliación del Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación.
- Ampliación Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Ampliación del Sistema de Iluminación perimetral y de las Bahías de la Subestación.
- Estructuras Metálicas para Pórticos Tipo Celosía.
- Conductor, aisladores y herrajes para las barras, bajante y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control.
- Todas las obras civiles para las nuevas obras (Movimiento de Tierra, Calles, andenes, Fundaciones de Equipos, Canalización para Cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de la Subestación).
- (Se dejará el espacio previsto para ampliación de la subestación en 230 kV, para conexión de salidas de líneas hacia Mulukukú y hacia el norte del país).

Obra 3: Líneas de Transmisión.

- Suministro y construcción de 75 kilómetros de línea de transmisión en 230 kV, doble circuito (solo se utilizará un brazo, el otro queda disponible para futuras ampliaciones) con conductor 1024 kcmil ACAR, hilo de guarda tipo OPGW 48 hilos, entre las subestaciones Malpaisillo y Terrabona.

- Montaje de 33 km línea de transmisión LT-230 kV Terrabona - Malpaisillo (Se usarán los brazos libres de las estructuras en doble circuito desde la subestación Terrabona PI-65 Hasta la estructura No. 149, que son parte del proyecto LT-230 kV

  SAN BENITO - TERRABONA), A partir de la Torre No. 149 se realizará el montaje de las nuevas estructuras.

- Suministro y construcción de 27 kilómetros de línea de transmisión en 230 kV, doble circuito, con conductor 795 ACSS/TW e hilo de guarda tipo OPGW 48 hilos, desde la Subestación Malpaisillo hasta entroncarse a la Línea de Interconexión León-Prados.

- **Costo Proyecto**

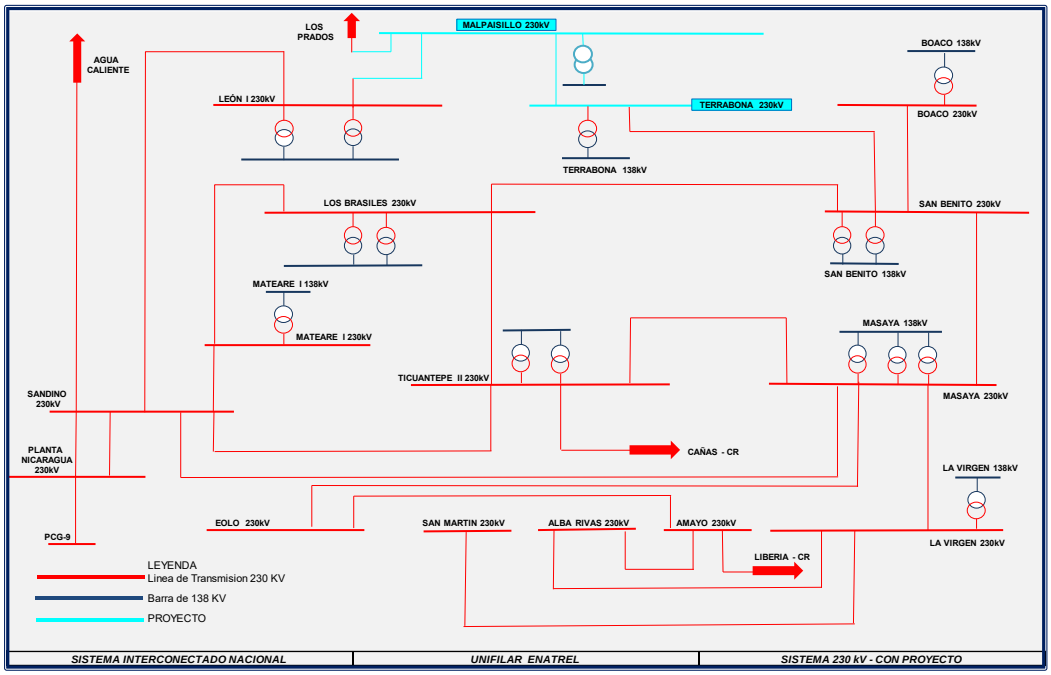
El costo del proyecto tiene un valor de **US$ 49.497 millones de dólares** sin incluir imprevistos, de los cuales **US$ 46.716 millones de dólares** serán con financiamiento externo y **US$ 2.780 millones de dólares** financiamiento local.

Subestación	Obra	Cantidad	Costo Unitario US$	Total US$	Financiamiento Local	Financiamiento Externo	Suma de Finan. Local + externo
	Estudios Pre inversión (Factibilidad, Estudio de Impacto Ambiental, Topográficos y Geológicos)		$458,345	$458,345	$458,345		
TERRABONA	Bahía de Interruptor y Medio (ramas)	1	$1887,520	$1887,520		$1887,520	$1887,520
	Reactor Inductivo 20 MVAr	1	$4878,513	$4878,513	$185,513	$4692,999	$4878,513
MALPAISILLO	Ampliacion de Caseta de Control, Ampliacion Muro Perimetral y resto de obras grises de la SE	1	$500,000	$500,000		$500,000	$500,000
	Bahía de Interruptor y Medio (ramas)	3	$1887,520	$5662,561	$215,328	$5447,233	$5662,561
	Bahía de transformación 230/138 kV	2	$1105,537	$2211,074	$84,080	$2126,994	$2211,074
	Autotransformador 120 MVA, 230/138 kV	2	$2637,808	$5275,615	$207,080	$5068,535	$5275,615
			Sub-Total 1	**$20873,628**	**$1150,346**	**$19723,282**	**$20873,628**
Línea	**Tipo**	**longitud (km)**	**Costo Unitario US $**	**Total US $**	**Financiamiento Local**	**Financiamiento Externo**	**Suma de Finan. Local + externo**

LINEA MALPAISILLO-TERRABONA	Línea 230kV, 1024 kcmil Doble Circuito-Tendido un solo circuito en torres, hilo de guarda tipo OPGW	75	$224,641	$16848,042	$1001,431	$15846,611	$16848,042
LINEA MALPAISILLO-TERRABONA	Montaje de Conductor en el brazo disponible del proyecto Línea San Benito - Terrabona 230 kV	33	$101,390	$3345,880.67	$127,496	$3218,385	$3345,881
DERIVACION LT LEON-PRADOS MALPAISILLO	Línea 230kV, 1024 kcmil Doble Circuito en torres, hilo de guarda tipo OPGW	30	$280,991	$8429,729	$501,055	$7928,674	$8429,729
		138	**Sub-Total-2**	$28623,651	$1629,981	$26993,670	$28623,651
Costos Directos				49497,279	2780,327	46716,952	49497,279

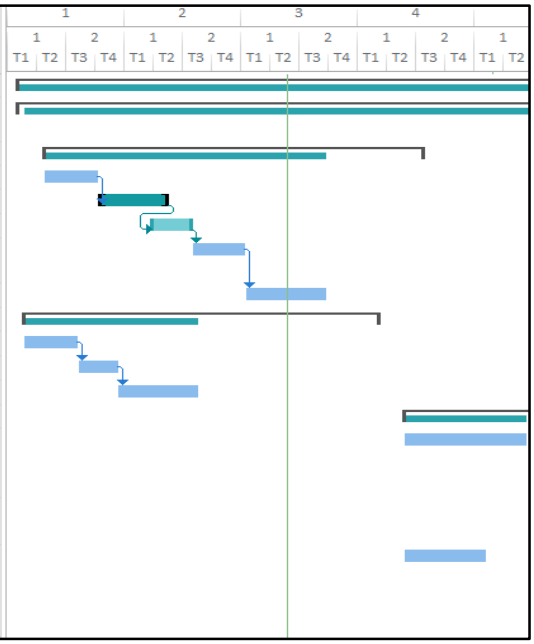
- **Mapa de Localización**

➢ Diagrama Unifilar con Proyecto

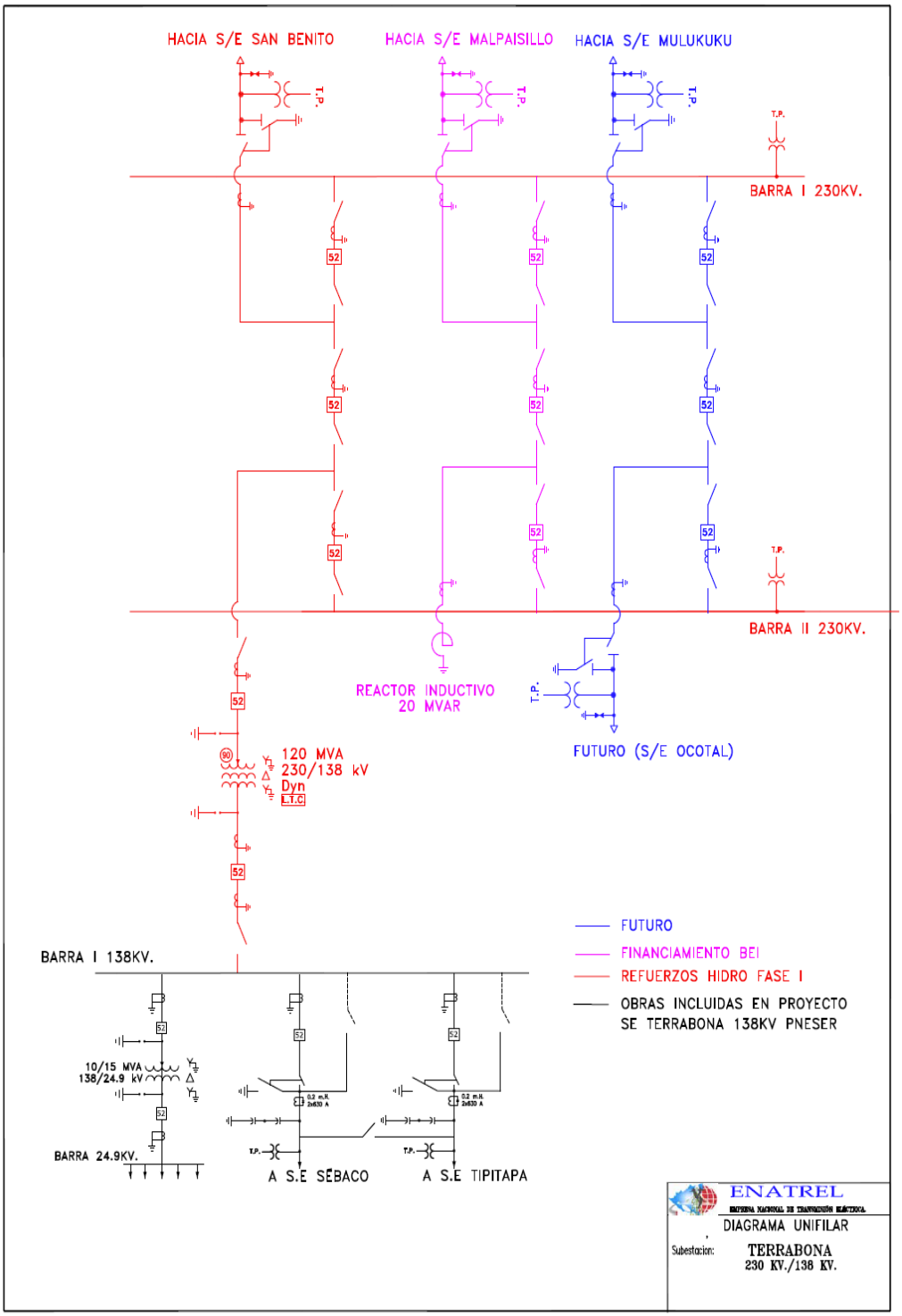


➢ Cronograma

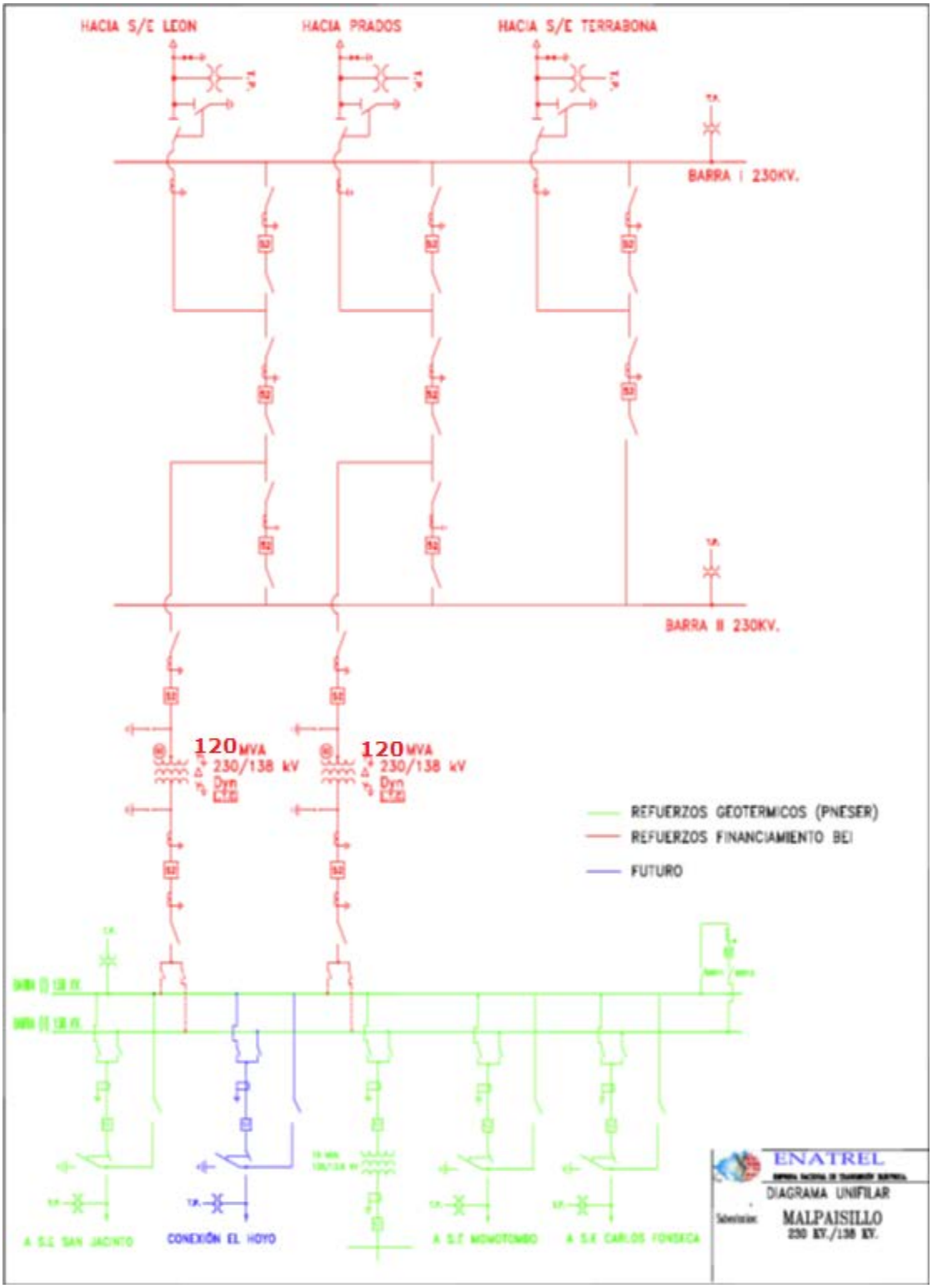
Nombre de tarea	Duración
PEP	**1160 días**
LINEA DE TRANSMISION 230 KV TERRABONA - MALPAISILLO – INTERCONEXION HONDURAS	**1160 días**
Subestación Malpaisillo	**850 días**
Ampliación de Terreno y caseta de Control.	120 días
Equipamiento y montaje de 3 bahías de líneas	160 días
Suministro y Montaje de 2 autotransformador 230/138 kV,	90 días
Equipamiento y montaje de 2 bahía de transformación 230/138 kV (lado de 138kV).	120 días
Equipos de comunicaciones, protección y control.	180 días
Subestación Terrabona	**795 días**
Equipamiento y montaje de 1 bahía de líneas	120 días
Suministro y Montaje de 1 reactor inductivo de 20MAVR	90 días
Equipos de comunicaciones, protección y control.	180 días
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión Lote II	**290 días**
Suministro y construcción de 75 kilómetros de línea de transmisión en 230 kV, circuito simple, entre las subestaciones Malpaisillo y Terrabona.	270 días
Suministro y construcción de 33 kilómetros de línea de transmisión en 230 kV, doble circuito , entre las	
Suministro y construcción de 27 kilómetros de línea de transmisión en 230 kV, doble circuito, de la derivación de la Línea de Interconexión León-Prados a la Subestación Malpaisillo.	180 días



➢ Diagrama Unifilar Subestación Terrabona



- **Diagrama Unifilar Subestación Malpaisillo**



8.24.- Construcción Subestación Guanacastillo y Obras Conexas.

➢ Introducción

La subestación Guanacastillo surge ante la necesidad de suplir el crecimiento de la demanda de energía eléctrica a los sectores de San Joaquín, Guanacastillo, Altos de Masaya y zonas aledañas.

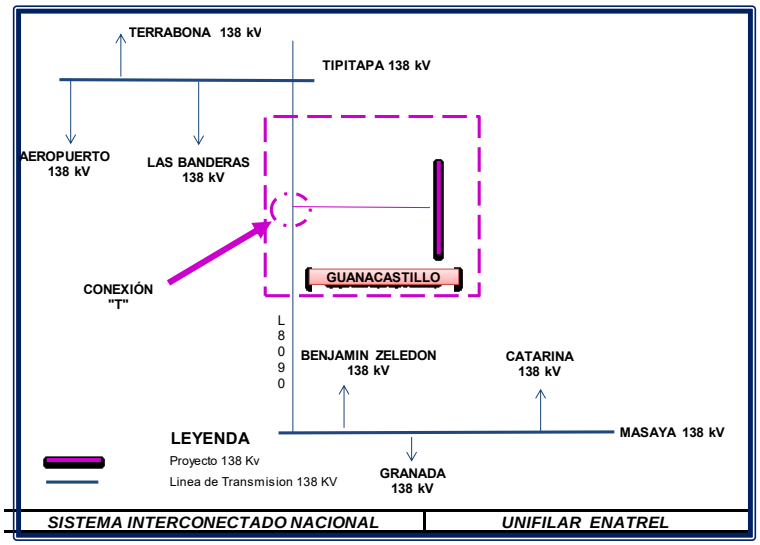
La subestación Guanacastillo está ubicada en el departamento de Masaya. Esta subestación tendrá una capacidad de 40 MVA con relación de voltaje de 138 kV/13.8 kV y se alimentará de la línea de transmisión L8090 entre las subestaciones Tipitapa-Masaya de 138 kV por medio de una conexión "entrada-salida".

➢ Situación Actual

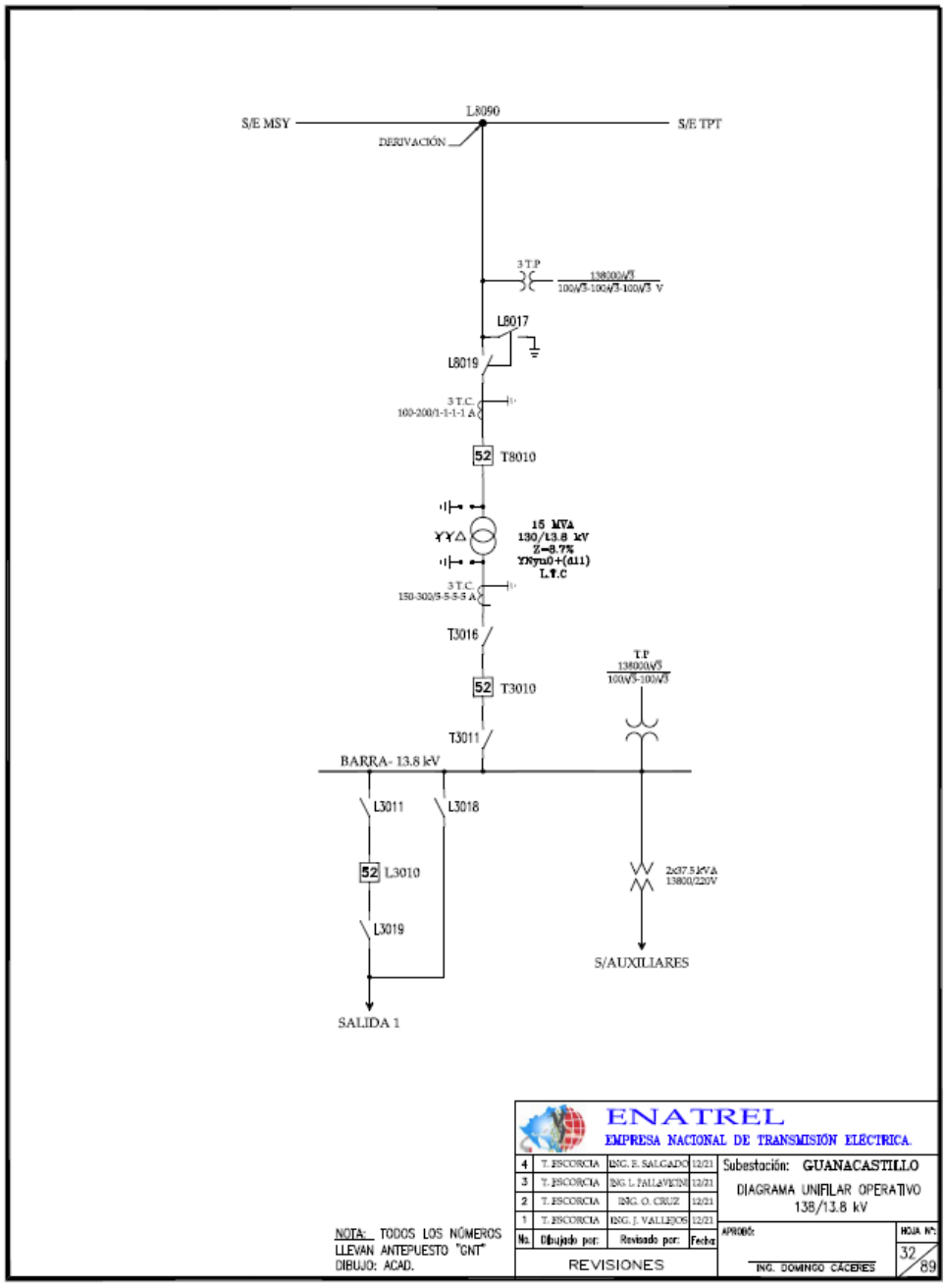
La empresa Mayacero entró en operación en el año 2017 con una demanda de energía inicial de 2 MVA. Dicha empresa está ubicada en la carretera Tipitapa-Masaya en el km 36.

Dadas las circunstancias de crecimiento de la demanda y al no tener la capacidad las subestaciones aledañas de asumir esa carga, ENATREL en el año 2017 realizó la construcción de la subestación provisional Guanacastillo, la cual se conecta en Tap (Conexión en "T") a la línea L8090 y se instaló un transformador de 15 MVA.

Gráfica.1 Situación Actual



- **Diagrama Unifilar Actual**



- **Objetivos**

General

- Suministrar energía confiable y segura a los usuarios que actualmente tienen el servicio de energía eléctrica y a los nuevos usuarios que serán electrificadas en los Programas de Electrificación Rural en la comunidad Guanacastillo.

Específicos

- Proveer a las zonas de Guanacastillo, San Joaquín, Altos de Masaya y zonas aledañas de una subestación eléctrica con capacidad para satisfacer la demanda de electricidad actual, y su crecimiento en el largo plazo.

- Garantizar un suministro de energía eléctrica confiable a los usuarios de Nindirí, Sector noroeste de Masaya, Barrios Roberto Lara, Euclide Tapia, San Lucas, Villas Santana Norte y Sur, Altos de Masaya, Comunidades Pilas Orientales y Occidentales, Guanacastillo, Los Trejos, Santa Teresa, Sacuanjoche, Carretera Coyotepe-Zambrano y zonas aledañas.

- Mejorar la confiabilidad de las subestaciones Tipitapa y Benjamín Zeledón al proveer de una subestación con capacidad para retroalimentar parte de las cargas en momentos de mantenimientos o fallas.

- **Justificación**

Dentro de los planes de expansión de ENATREL, está la ampliación de construcción de la subestación Guanacastillo, que beneficiará en su mayor parte a los sectores actualmente alimentado actualmente por la subestación provisional Guanacastillo, los cuales se ubican en Carretera Masaya-Tipitapa, Camino a Tisma, Comunidad La Montañita- Tisma y entrada al Volcán Masaya 1 km al este, entre otros. Esta subestación tendrá una capacidad de 40 MVA con relación de voltaje de 138kV/13.8kV y se alimentará de la línea de transmisión L8090 entre las subestaciones Tipitapa - Masaya de 138kV por medio de una conexión "entrada- salida".

Además, existen solicitudes de aumento de carga de Pro Nicaragua (1.18MW), Lanco (0.5-1 MW), Steel Max (0.71MW) y hotel Los Volcanes (1.88MW).

- **Alcances**

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos, materiales, obras civiles, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio, para la construcción de:

- Nueva subestación Guanacastillo con capacidad de 40 MVA y con relación de tensión de 138 kV/13.8 kV.
- 0.25 km de línea en 138 kV en Doble Circuito.

Nueva Subestación Guanacastillo

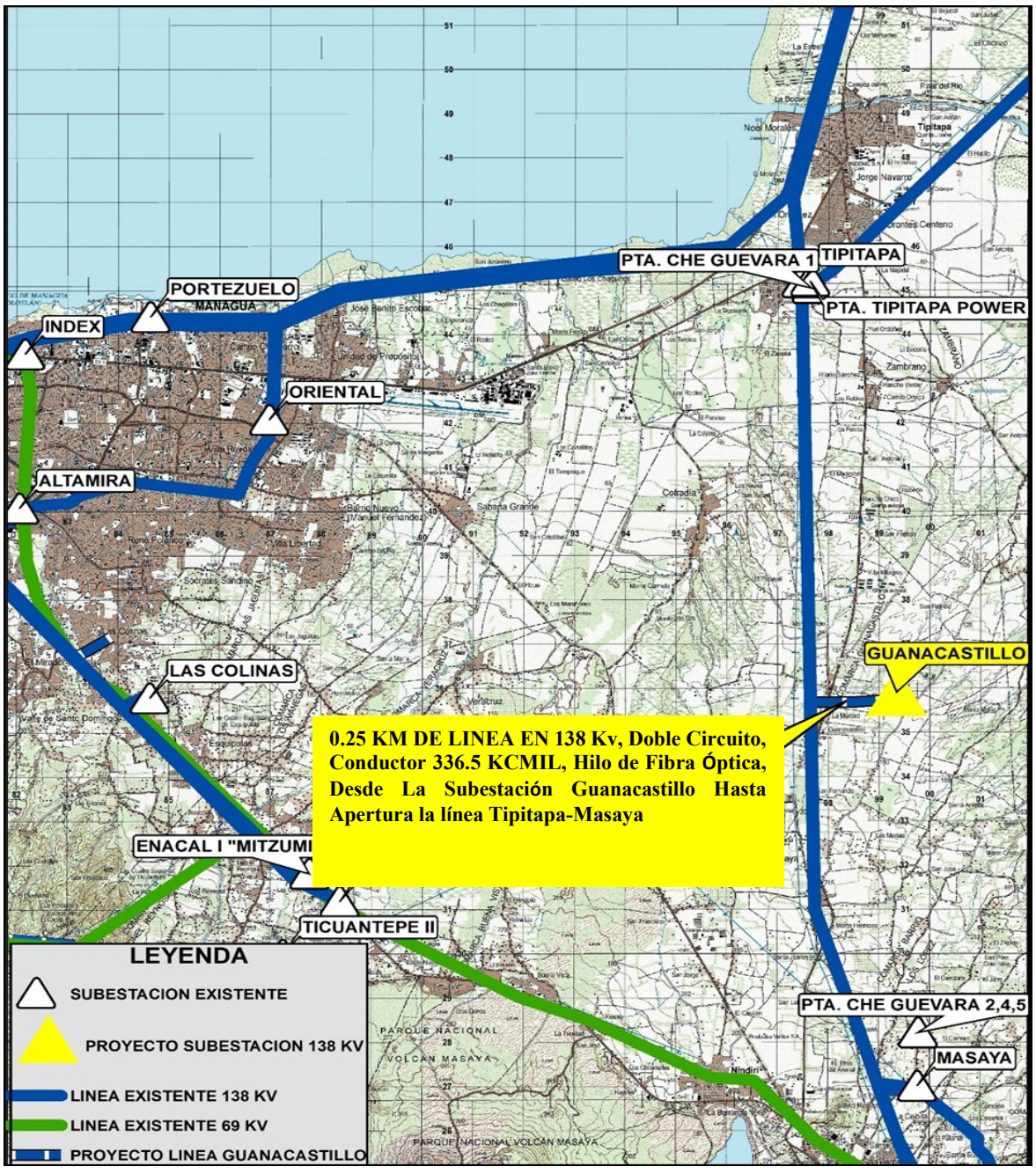
- 2 bahías de línea en 138 kV, con seccionador bypass.
- 1 bahía de transformación con relación de voltaje 138 kV/13.8 kV.
- 1 transformador de Potencia de 40 MVA, con relación de voltaje 138 kV/13.8 kV.
- 8 celdas Metaclad, tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 5 salidas de distribución con su interruptor, de las cuales quedaran 2 celdas de reservas para nuevas cargas, 1 celda de entrada del transformador de potencia, 1 celda para los equipos de medición y la celda para el transformador de servicios propios).
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías) y transformador de servicios propios.
- Adquisición de terreno.
- Sistema de Automatizado de control, protección y medida.
- Sistema de red de tierra y blindaje aéreo de la subestación y del edificio de control.
- Sistema de iluminación perimetral y de las bahías de subestación.
- Estructuras metálicas para pórticos tipo celosía.
- Conductor, aisladores y herrajes para las barras, bajante y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control.
- Todas las obras civiles (movimiento de tierra, edificio de control, calles, andenes, muro perimetral, fachada, fundaciones de equipos, canalizaciones para cables,

bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de subestación).

Línea de Transmisión

- 0.25 kilómetros de línea de transmisión en 138 kV, de doble circuito, con conductor 336.4 Linnet ACSS/TW HTLS e hilo de guarda 48 fibras tipo OPGW, desde la subestación Guanacastillo hasta apertura la Línea de Transmisión L8090 entre las subestaciones Masaya-Tipitapa.

➢ **Localización Del Proyecto**

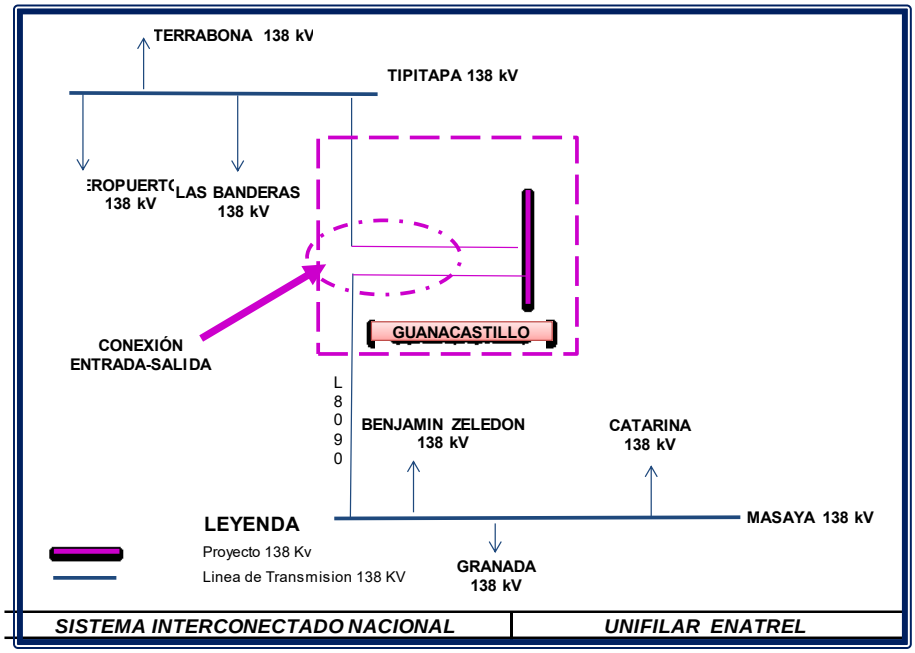


➢ Costo del Proyecto

El proyecto tiene un costo total estimado de US$ 6.531 millones de dólares, de los cuales US$ 6.209 millones es financiamiento externo y 0.326 millones financiamiento local, el detalle se muestra en el siguiente cuadro:

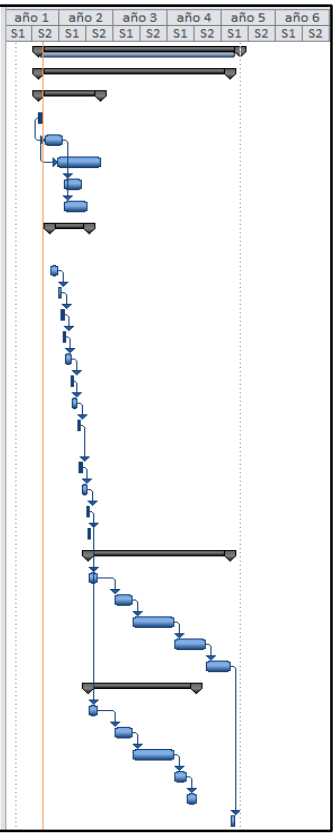
Subestación	Obra	Cantidad	Costo Unitario US $	Total US $
	Estudios Técnicos Previos (Estudio de Impacto Ambiental, Estudios Topográficos y Geológicos)	1	$ 265,330	$ 265,329.55
Guanacastillo	Ampliación de Caseta de Control, Iluminación, Muro Perimetral y resto de Obras civiles de la SE	1	$ 1,000,000	$ 1,000,000.00
	Bahía de transformación 138 kV/13.8kV	1	$ 815,000	$ 815,000.00
	Bahía de Línea 138 kV, barra simple	2	$ 930,000.00	$ 1,860,000.00
	Transformador de 40MVA 138 kV/13.8 kV	1	$ 1,000,000.00	$ 1,000,000.00
	Celdas de distribución 13.8 Kv	8	$ 126,000.00	$ 1,008,000.00
	Barra de 138 Kv	1	$ 150,000.00	$ 150,000.00
Subtotal-SUBESTACIONES				**$ 6,098,330**
Línea	**Tipo**	**longitud (km)**	**Costo Unitario US $**	**Total US $**
Guanacastillo abre línea Tipitapa - Masaya	Línea 138 kV, 336.4 Linnet ACSS/TW HTLS Doble circuito con Hilo de guarda tipo OPGW, montada en estructuras de torres de celosía y postes.	0.25	$250,000.00	$62,500.00
Subtotal-LINEAS				**$ 62,500**
	TOTAL SIN IMPREVISTO			**$ 6,160,830**
IMPREVISTO				**$ 369,650**
TOTAL CON IMPREVISTO				**$ 6,530,479**

Gráfica.2 Situación Con Proyecto

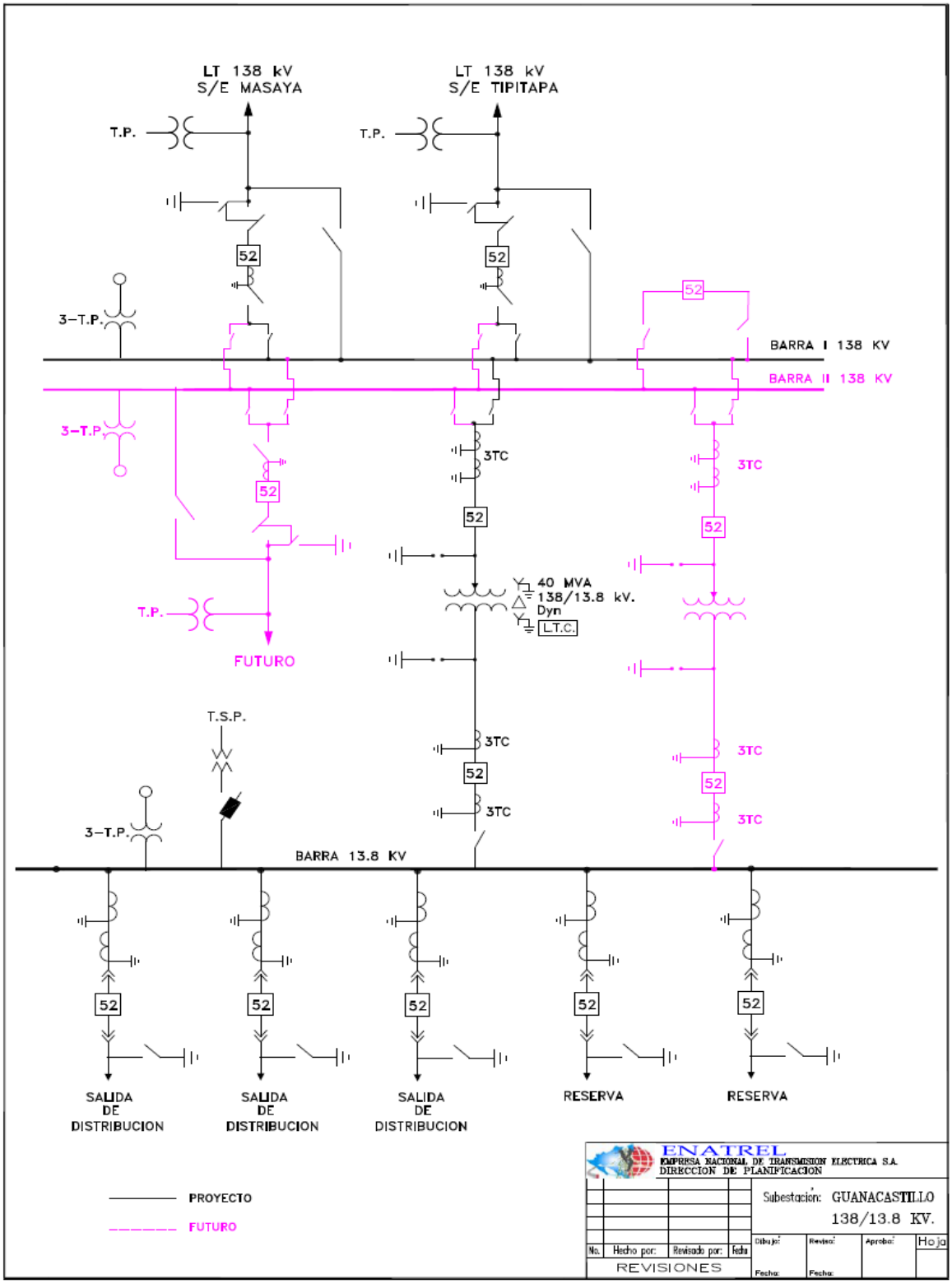


➢ Cronograma

Nombre de tarea	Duración
PEP	**977 días**
Subestación GUANACASTILLO y obras conexas.	**926 días**
Preliminares	**300 días**
Adquisición de terreno	15 días
Levantamiento topográfico	90 días
Estudio de impacto ambiental + censo forestal	210 días
Estudio geológico	90 días
Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	120 días
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	**190 días**
Elaboración de especificaciones técnicas	40 días
Elaboración de DDL	15 días
Solicitud de no objeción al Banco	10 días
Convocatoria pública de licitación	8 días
Presentación de ofertas	30 días
Apertura de ofertas	1 día
Evaluación de oferta	30 días
Solicitud de no objeción al Banco y no Objecion al Informe de evaluacion	11 días
Notificación a los oferentes	7 días
Constitución de garantias	28 días
Suscripción del contrato	5 días
Remisión del contrato	5 días
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	**685 días**
Solicitud y pago del anticipo	45 días
Diseño y especificaciones técnicas	90 días
Suministro de bienes	200 días
Obras Civiles	150 días
Montaje Electromecanico	120 días
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión Lote II	**520 días**
Solicitud y pago del anticipo	45 días
Diseño y especificaciones técnicas	90 días
Suministro de bienes	200 días
Obras Civiles	60 días
Montaje Electromecanico	45 días
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	20 días



- **Diagrama Unifilar**



8.25.- Construcción Subestación GIS Metropolitana, Línea de Transmisión soterrada en 138kV y obras conexas.

➢ Introducción

La demanda de la ciudad de Managua representa actualmente el 49% de la demanda a nivel nacional. En el año 2015 la demanda máxima del sistema fue de 667.7 MW correspondiendo al área de Managua 325.1 MW. Además, en el sistema de Managua actualmente se encuentran instalada 4 centrales de generación: Las Brisas (66 MW), Hugo Chávez 1-2 (67.2W), Che Guevara 3 (20.4 MW) y la Planta Managua U3-U4-U5 (56 MW), lo que representa una capacidad instalada de generación de 210 MW.

El antiguo casco de la capital se ha ido poblando con edificios gubernamentales como Telcor, Juzgados de Managua, Asamblea Nacional, SINAPRED, Puerto Salvador Allende, viviendas para el pueblo entre otros.

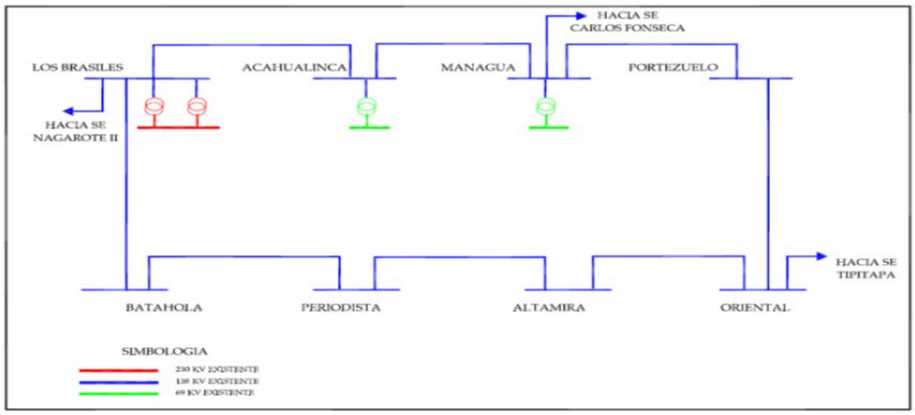
➢ Objetivos

- Mejorar la confiabilidad del suministro de demanda en la ciudad de Managua.

➢ Situación Actual y Futura

Antes del año 2015, en el área de Managua existía un anillo en 138kV el cual conectaba a 8 subestaciones: Altamira, Periodista, Batahola, Los Brasiles, Acahualinca, Managua, Portezuelo y Oriental. En la siguiente grafica se muestra el anillo de Managua:

Antiguo Anillo de Managua



En el año 2015 con la entrada en operación de los proyectos Ticuantepe - Anillo de Managua, se conectaron las subestaciones de Ticuantepe II y Las Colinas al anillo de Managua. Posteriormente en el año 2019 se tiene programado conectar la subestación Central por medio de una conexión de entra y salida a la línea El periodista – Ticuantepe. Es decir que existirán un total de 11 subestaciones conectadas en anillo, tal a como se muestra en el siguiente diagrama:

Debido a lo anterior, se pretende formar dos anillos en 138 kV mediante la construcción de 8 km de línea soterrada y una nueva subestación para reforzar el sistema en Managua y brindar mayor confiabilidad.

- **Justificación**

La subestación Metropolitana tomará carga de las subestaciones Acahualinca, Managua y Central, descargando a estas subestaciones y cerrará 2 anillos de 138 kV en Managua.

Al año 2019, la ciudad de Managua contará con un anillo de 138 kV con 11 subestaciones que comprenderá a las Subestaciones; Los Brasiles, Batahola, El Periodista, La Central, Ticuantepe, Las Colinas, Altamira, Oriental, Portezuelo, La Managua y Acahualinca cerrando con Los Brasiles nuevamente.

Al entrar en operación la subestación Metropolitana el anillo de 138 kV será partido en 2 anillos, lo que permitirá mejorar la confiabilidad del suministro y mejorar el nivel de tensión ante situaciones de contingencias. El primer anillo abarcará las siguientes subestaciones: Los Brasiles, Batahola, El

Periodista, La Central, Metropolitana y Acahualinca, cerrando el primer anillo en los Brasiles. El segundo anillo quedará conformado por las subestaciones: Metropolitana, Ticuantepe, Las Colinas, Altamira, Oriental, Portezuelo y Managua, cerrando el anillo con la Metropolitana.

Actualmente la zona central de Managua es alimentada por las subestaciones Managua y Acahualinca; en la cual existen cargas importantes tales como: Asamblea Nacional, Teatro Nacional, Museo Nacional, Hotel y Plaza Inter y zona comercial aledaña, Ministerio de Relaciones Exteriores, Ministerio de Hacienda y Crédito Público, el edificio de la Cancillería etc.

La Subestación Metropolitana dispondrá de cierto margen de capacidad, para realizar transferencia de carga en casos de emergencia. Por consiguiente, cuando esta subestación entré en operación servirá de apoyo a tres subestaciones (La Central, Acahualinca y Managua) debido a que será posible la transferencia de carga de ellas.

- **Alcances**

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio para la construcción de:

- Nueva subestación GIS Metropolitana con nivel de tensión de 138/13.8 kV
- Ampliación Subestación Central
- Línea de Transmisión en 138 kV.

Nueva Subestación GIS Metropolitana 138 kV

- 1 módulo de bahía de transformación con relación de voltaje 138 kV/13.8 kV.
- Suministro y Montaje de un Transformador de potencia de 40 MVA, 138/ 13.8 kV.
- 3 módulos de bahías de línea en 138 kV.
- 2 módulos de barras en 138 kV.
- 1 módulo de bahía de acople en 138 kV.
- 3 módulos de conexión de cables.

- 7 celdas Metalclad, tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 4 salidas de distribución, la celda de entrada del transformador de potencia, la celda para transformador de servicios propios y celda de equipos de medición).
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías) y transformador de servicios propios.
- Adquisición de terreno.
- Sistema de Automatizado de control, protección y medida.
- Sistema de red de tierra y blindaje del edificio de control.

- Sistema de iluminación perimetral.
- Todas las obras civiles (movimiento de tierra, edificio de control, calles, andenes, muro perimetral, fachada, fundaciones de equipos, canalizaciones para cables, bordillos, drenajes, etc).

Ampliación Subestación Central:

- 1 módulo de bahía de línea en 138 kV.
- 1 módulos de conexión de cables

Línea de Transmisión

- 3 kilómetros de línea de transmisión subterráneo en 138 kV, simple circuitos, con cable XLPE-ALUMINIO, conductor 2000 kcmil, 4 conductores por circuito y cable tipo OPGW de 48 fibras, desde la nueva subestación Metropolitana hasta la subestación Central.

- 2 kilómetros de línea de transmisión subterráneo en 138 kV, doble circuitos, con cable XLPE-ALUMINIO, conductor 2000 kcmil, 4 conductores por circuito y cable tipo OPGW de 48 fibras, desde la nueva subestación Metropolitana hasta aperturar la Línea de Transmisión Acahualinca-Managua. Incluye dos pasos aéreos subterráneo para entroncar la línea hacia Acahualinca y la de Managua.

- **Costo total**

El proyecto tiene un costo total estimado de US$ 20.491 millones de dólares, de los cuales US$ 19.473 millones es financiamiento externo y 1.017 millones financiamiento local, el detalle se muestra en el siguiente cuadro:

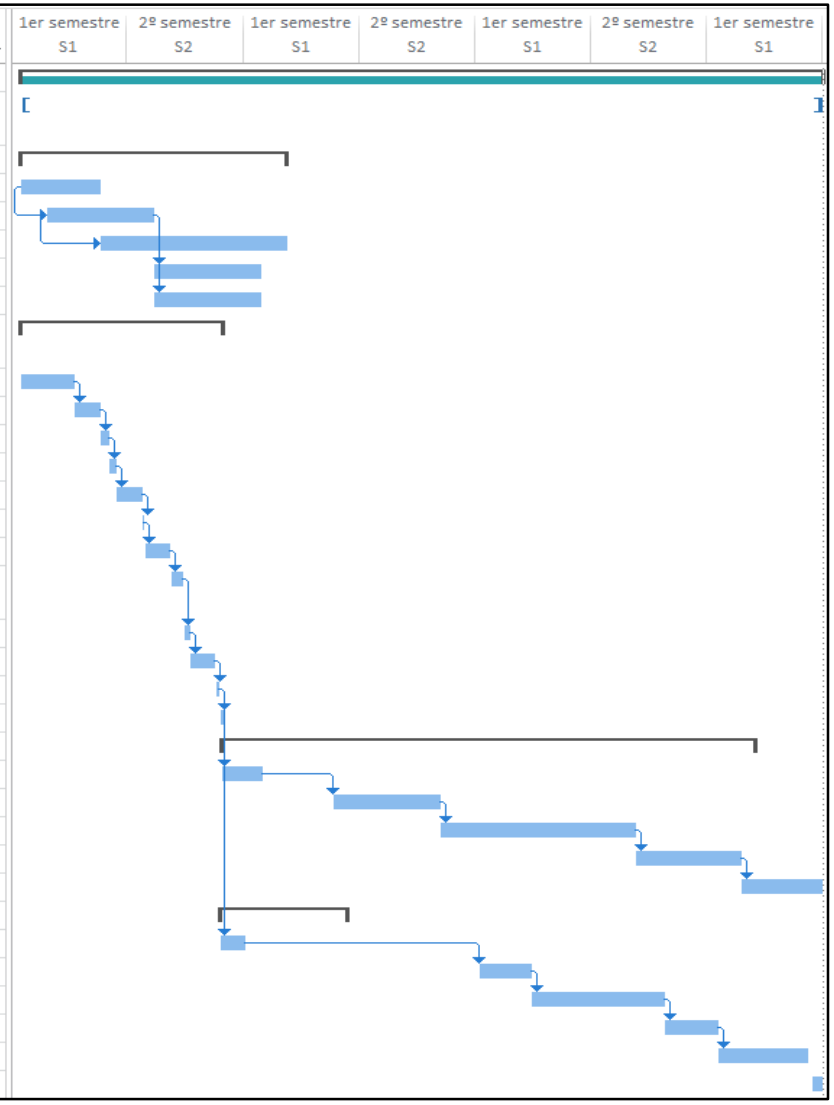
Subestación	Obra	Cantidad	Costo Unitario US $	Total US $	Financiamiento Local US$	Financiamiento Externo US$	Suma Financ. Local y Externo US$
	Estudios Previos (Estudio de Impacto Ambiental, Estudios Topográficos y Geológicos)	1	97,067	97,067	97,067		97,067
METROPOLITANA	Adquisición Terreno	1	550,000	550,000	550,000		550,000
	Caseta de Control, Iluminación, Muro Perimetral y resto de Obras civiles de la SE	1	1,802,933	1,802,933		1,802,933	1,802,933
	Módulo de juego de barras en 138 kV	2	174,885	349,769		349,769	349,769
	Módulo de Bahía de acople (Interruptor) 138kV	1	1,009,436	1,009,436		1,009,436	1,009,436
	Módulo de Bahía de Línea 138 kV	3	1,229,065	3,687,194		3,687,194	3,687,194
	Módulo de Bahía de transformación 138 kV/13.8 kV	1	1,181,979	1,181,979		1,181,979	1,181,979

	Transformador de 40 MVA 138 kV/13.8 Kv	1	1,767,952	1,767,952		1,767,952	1,767,952
	Módulo de conexión de cables	3	64,572	193,715		193,715	193,715
	Celdas de Distribución 13.8 kV	7	64,572	452,001		452,001	452,001
CENTRAL	Bahía de línea 138kV, doble barra	1	1,229,065	1,229,065		1,229,065	1,229,065
	Módulo de conexión de cables	1	64,572	64,572		64,572	64,572
	Ingeniería y Diseño		647,595	647,595	194,279	453,317	647,595
SubTotal-SUBESTACIONES				**13,033,277**	**841,346**	**12,191,932**	**13,033,277**

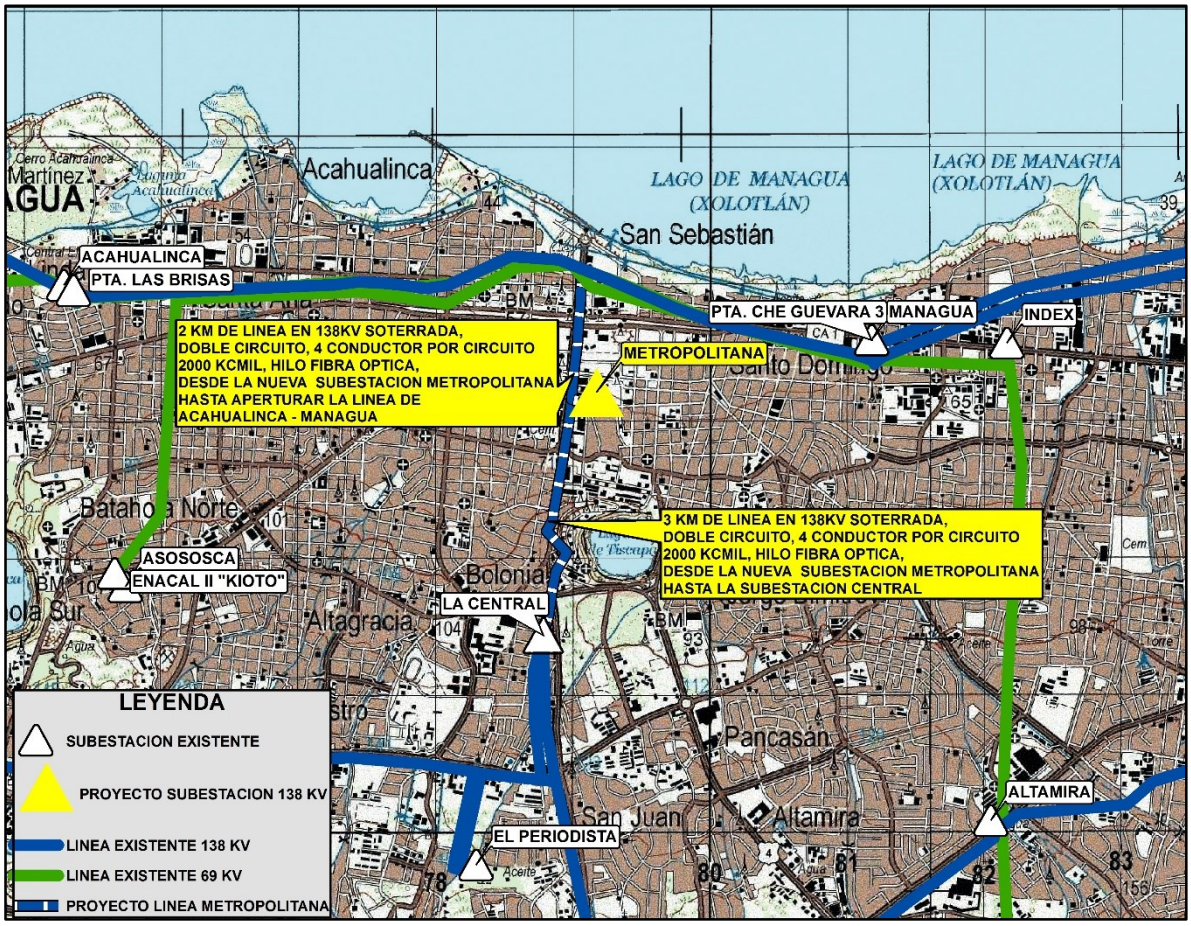
Línea	Tipo	longitud (km)	Costo Unitario US $	Total US $	Financiamiento Local US$	Financiamiento Externo US$	Suma Financ. Local y Externo US$
Desde nueva subestación Metropolitana hasta aperturar la Línea de Transmisión Ticuantepe-Central	Línea 138 kV, simple circuito, subterránea, con cable XLPE-Aluminio Conductor 2000 kcmil, 4 conductores por circuito, y cable OPGW de 48 hilos	3	1,067,394	3,202,181		3,202,181	3,202,181
Desde nueva subestación Metropolitana hasta aperturar la Línea de Transmisión Acahualinca-Managua	Línea 138 kV, doble circuito, subterránea, con cable XLPE-Aluminio Conductor 2000 kcmil, 4 conductores por circuito, y cable OPGW de 48 hilos	2	1,874,855	3,749,710		3,749,710	3,749,710
	Servidumbre	5	7,000	35,000	35,000		35,000
	Ingeniería y Diseño		471,449	471,449	141,435	330,014	471,449
Subtotal-LINEAS				**7,458,340**	**176,435**	**7,281,905**	**7,458,340**
TOTAL				**20,491,617**	**1,017,780**	**19,473,837**	**20,491,617**

➢ Cronograma

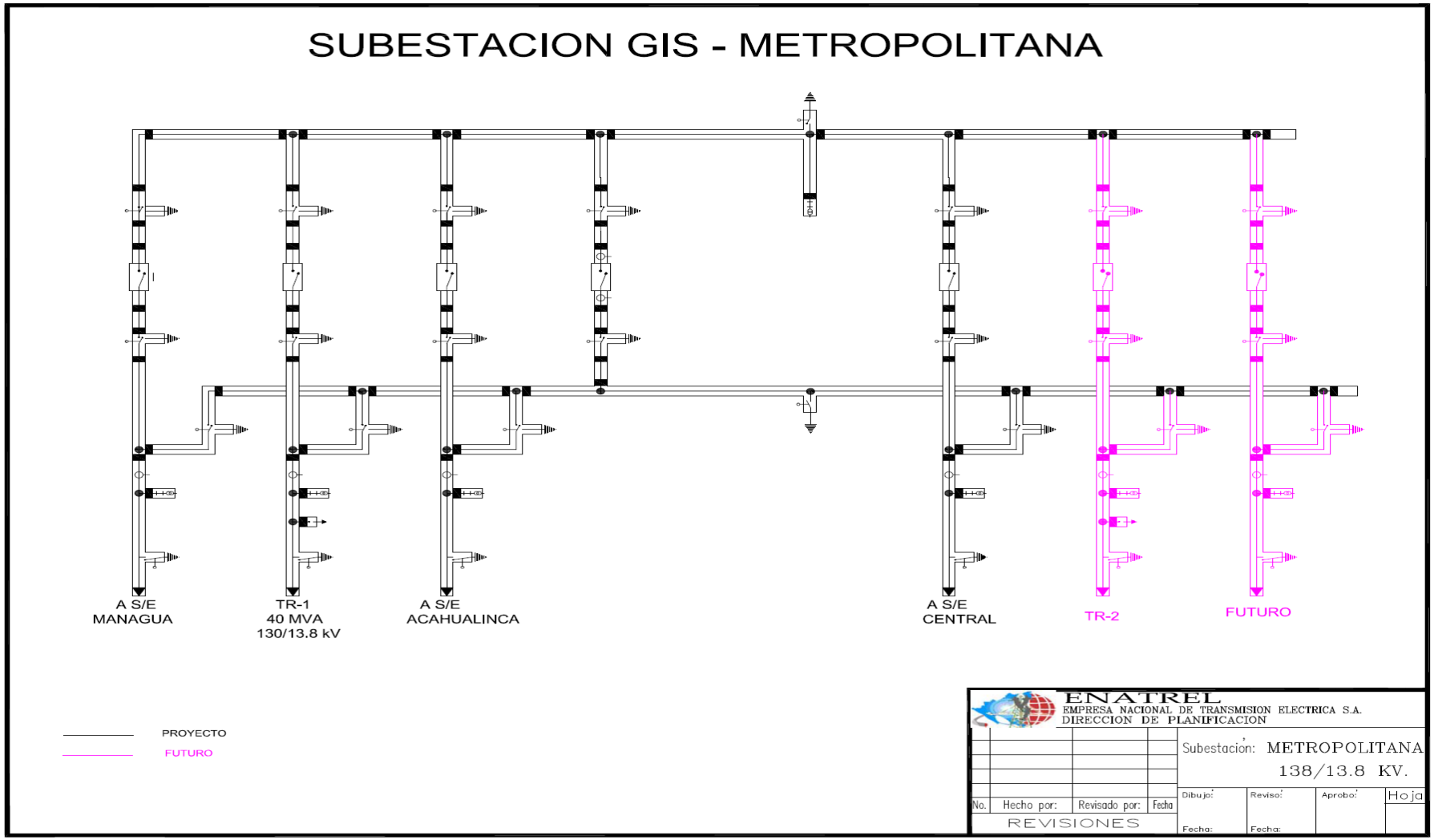
Nombre de tarea	Duración
PEP	**905 días**
CONSTRUCCIÓN DE LA SUBESTACIÓN GIS METROPOLITANA, LÍNEA DE TRANSMISIÓN SOTERRADA EN 138KV Y OBRAS CONEXAS.	**785 días**
Preliminares	**300 días**
Adquisición de terreno	90 días
Levantamiento topográfico	120 días
Estudio de impacto ambiental + censo forestal	210 días
Estudio geológico	120 días
Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	120 días
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	**229 días**
Elaboración de especificaciones técnicas	60 días
Elaboración de DDL	30 días
Solicitud de no objeción al Banco	10 días
Convocatoria pública de licitación	8 días
Presentación de ofertas	30 días
Apertura de ofertas	1 día
Evaluación de oferta	30 días
Solicitud de no objeción al Banco y no Objecion al Informe de evaluacion	15 días
Notificación a los oferentes	7 días
Constitución de garantias	28 días
Suscripción del contrato	5 días
Remisión del contrato	5 días
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	**600 días**
Solicitud y pago del anticipo	45 días
Diseño y especificaciones técnicas	120 días
Suministro de bienes	220 días
Obras Civiles	120 días
Montaje Electromecanico	90 días
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión Lote II	**145 días**
Solicitud y pago del anticipo	30 días
Diseño y especificaciones técnicas	60 días
Suministro de bienes	150 días
Obras Civiles	60 días
Montaje Electromecanico	100 días
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	14 días



➢ Localización Del Proyecto



- **Diagrama Unifilar Subestación Metropolitana**



8.26.- Construcción Subestación Mateare II y Construcción de Línea 138 kV en Doble Circuito.

- **Introducción**

La Empresa Distribuidora ha manifestado a ENATREL las limitaciones que se presentarán a corto plazo para servir la carga en el sector de la carretera nueva a león.

Existen solicitudes ante la distribuidora de incrementos de demanda en la zona de carretera nueva a León, entre estas, el matadero Cacique ubicado en el Km 16 ½ de la carretera nueva a León, el cual incrementará su carga hasta 3.6 MW a partir de septiembre 2015 hasta junio 2017.

También existe otras solicitudes de proyectos que se encuentran en proceso de construcción tales como el nuevo Híper Plaza Sandino ubicado en el Km 13 Carretera nueva a León el que tendrá una demanda de 1.5MW y la Urbanizadora Bethel con una demanda de 0.96 MW, dicha urbanización estará ubicada en el Km 14 de la Carretera nueva a león. Adicionalmente existen solicitudes de incremento de demanda de otras urbanizaciones tales como Ciudad El Doral, Vistas de Momotombo y La Merced.

El sector de la carretera nueva a león es alimentado desde las subestaciones los Brasiles, por medio de los siguientes circuitos de distribución a 13.8 kV:

a. LBS3040
b. LBS3050

Con el propósito de suplir la demanda actual y futura de la carretera nueva a León y quitar carga a la subestación Los Brasiles; se realizará la construcción de la subestación Mateare, en esquema de barra simple, con una capacidad inicial de 30/40 MVA, la cual disponga de cierto margen de capacidad, para realizar transferencia de cargas en casos de emergencia.

- **Objetivos Del Proyecto**

General

- Suministrar energía confiable y segura a los usuarios actuales y futuros, así como a cargas importantes, del sector de la carretera nueva a león mediante la construcción de una nueva subestación eléctrica en el poblado de Mateare.

Específicos

- Mejorar la confiabilidad y calidad del suministro de energía eléctrica en el área de influencia de las subestaciones Los Brasiles y Nagarote.
- Servir cargas importantes del sector de la carretera nueva león de forma confiable.
- Evitar cargas no servidas por falta de capacidad del sistema de distribución y de Transmisión.
- Reducir las pérdidas en los circuitos de distribución.
- Ofrecer respaldo a las subestaciones Los Brasiles y Nagarote en caso de falla.

- **Antecedentes**

En los últimos años ha habido un auge en la construcción de proyectos urbanísticos, construidos en los últimos ocho años, en la carretera nueva León entre los km 9 hasta el km 25, se encuentran las urbanizaciones Motastepe, San Andrés, Praderas de Sandino, Valle Santa Rosa, Santa Eduvigues, San Miguel, San Francisco, Villa Soberana, Valle Sandino, La Bethel, Villa Sol, Ciudad El Doral, Vista del Momotombo, Villa Xiloa, entre otros proyectos a construirse.

Este sector mencionado es alimentado desde la subestación Los Brasiles a través del circuito LBS-3040.

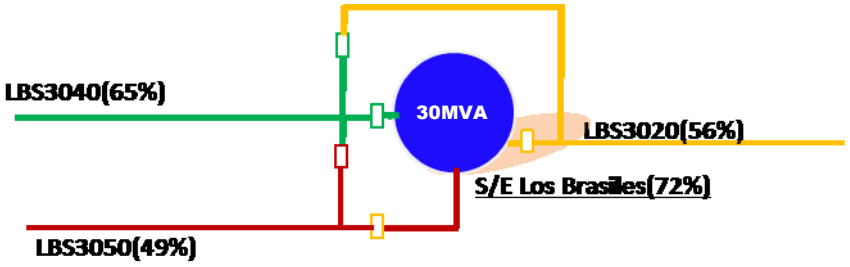
- **Diagnóstico del servicio**

La subestación Los Brasiles cuenta con un transformador Marca Trafo Unión de 30 MVA, de los cuales se derivan los circuitos de distribución LBS3040, LBS3050, LBS3020 y abastece las cargas en el sector de la carretera nueva a león. Este transformador se encuentra cargado aproximadamente al 72% de su capacidad nominal.

Actualmente el circuito LBS-3040 está al 64% de su cargabilidad con una demanda máxima de 6.18 MW, este circuito alimenta en su mayor parte al sector domiciliar de Mateare, Los Brasiles, Xiloá, Urbanizaciones, Proyecto Lechero Chiltepe, Zona 7 de Ciudad Sandino, Zona Franca F&D Nicaragua, Nilac y sectores aledaños

Así mismo el circuito de distribución (LBS3050) que alimenta esos sectores su porcentaje de carga es del 48% con una demanda máxima de 4.6 MW, en este circuito además de sector de urbanizaciones, prevalece el sector industrial entre los cuales tenemos como relevantes Zona Franca Alfa Textil SA, Zona Franca Saratoga, Chao Hsin Internacional, Caprich, John Garment Sa, Grand Paper, Sacos de Nicaragua y Yu Jin Nicaragua, Simplemente Madera y PLASTITEX.

DIAGRAMA SITUACIÓN ACTUAL

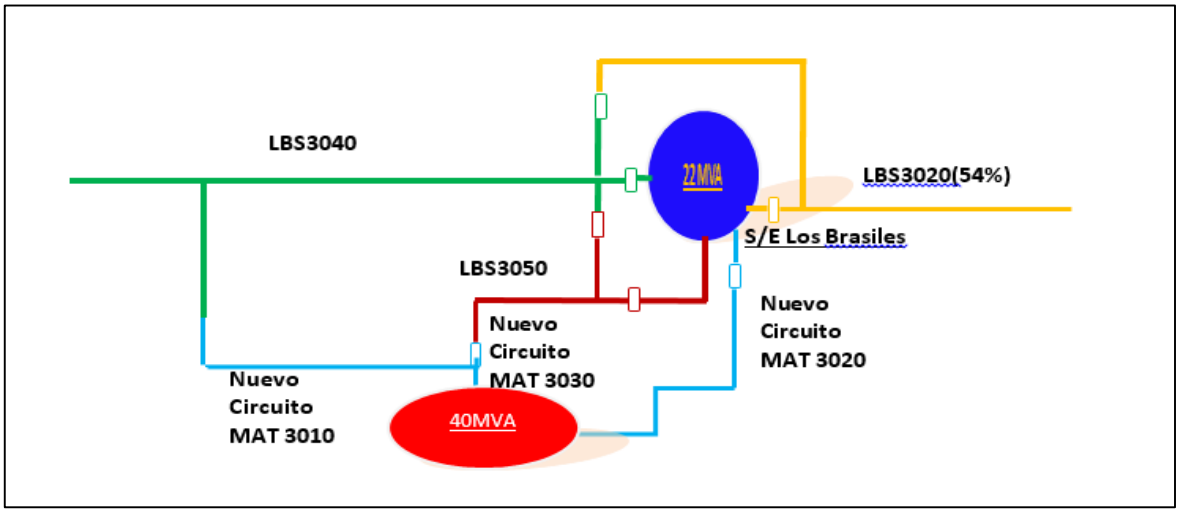


- **Situación Con Proyecto**

Se construirá una nueva subestación en 138 kV equipada con un transformador de 30/40 con una relación de transformación 138/13.8. Se construirá una línea de transmisión de 1.5 km en doble circuito a un nivel de 138 kV sobre torres de celosía en su mayoría, el calibre del conductor es 556.5 Kcmil ACSR y el hilo de guarda será tipo OPGW.

Este proyecto alimentará la carga de la carretera nueva a León, principalmente se trasladará la carga del circuito LBS3040 y parte del circuito 3050. De manera que la subestación Los Brasiles cuente con capacidad para seguir atendiendo la demanda.

DIAGRAMA CON PROYECTO



- **Justificación**

Existen solicitudes de incremento de demanda de la urbanizadora La Merced que tendrá 1.2 MW de demanda, la urbanización Bethel que tendrá una demanda de 0.96 MW; ampliaciones de la Urbanizadoras Ciudad Doral que se ubica en el km 17 ½ carretera nueva a León y Vistas de Momotombo ubicado en el km 19 ½ carretera nueva a León con 2.6 y 1.2 MW de incremento de demanda respectivamente. En total el aumento de carga de los residenciales será de aprox. 6MW en el corto plazo.
Así mismo existen incrementos de cargas importantes a desarrollarse, tal como la carga del matadero El Cacique, que al 2017, alcanzará los 3.6MW e Hiper Plaza Sandino de 1.5MW.
En total los incrementos de cargas en la zona de influencia de los circuitos 3040 y 3050 es de 11 MW.

Solicitudes de Demanda

	Demanda MW
Ampliación Urbanizadoras	5.96
Matadero El Cacique	3.6
Hiper Plaza Sandino	1.5
Total	**11.06**

En la situación actual el transformador de 30MVA de la subestación Los Brasiles se encuentra cargado al 72%, ya que alimenta aprox. 21.6 MVA sumando los incrementos de demanda indicados en la tabla anterior el transformador se sobrecargaría a más del 100% de su capacidad (aprox. 33MVA).
En cuanto a la capacidad de los circuitos de distribución, a continuación, se muestra tabla con la capacidad actual de los circuitos con la proyección de la demanda a septiembre 2016 considerando las solicitudes de incremento de carga que entraran en servicio a esta fecha:

Condición actual SE LBS con 5% de crecimiento vegetativo anual mas proyecto Aumento de Matadero El Cacique (3.6MW) y carga comprometida de urbanización Bethel (0.94 MW) proyectados a septiembre 2016					
Subestación	Tensión de oper (kV)	S (MVA) Nominal	Arranque primario Fase (Amp)	Imax Carga Barra (max)	% cargabilidad
LBS 3040	13.8	22	921.6	1179.2	**128%**
LBS 3041	13.8	22	921.6	900	**98%**

*Las estadísticas del 2015 están actualizadas hasta el mes de septiembre

La nueva Subestación descargará los circuitos de distribución que alimentan el sector de la carretera nueva a león logrando abastecer la demanda total sin necesidad de realizar corte de carga en horas de demanda máxima.
Adicionalmente, la SE Mateare dispondrá de capacidad, para realizar transferencias de carga en casos de emergencia. Por consiguiente, cuando esta subestación entré en operación servirá de apoyo a las subestaciones Los Brasiles y Nagarote, debido a que será posible la transferencia de potencia entre las subestaciones a través de los circuitos de distribución, en los casos de emergencia.

- **Alcances**

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio para la construcción de:

- Obra 1: Nueva subestación Mateare II en 138kV
- Obra 2: 1.5 km de Línea de Transmisión en doble circuito 138 kV

Subestación Mateare II 138 kV

- 2 Bahías de línea 138 kV con seccionador bypass
- 1 bahía de transformación con relación de voltaje 138/13.8kV
- 1 Transformador de 30/40 MVA con relación 138/13.8 kV
- 8 celdas Metaclad, tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 5 salidas de distribución con sus interruptores, la celda de entrada del transformador de potencia con su interruptor, la celda para equipos de medición y la celda para el transformador de servicios propios)
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC, DC, Rectificadores y Baterías) y Transformador de Servicios Propios.
- Equipos de Comunicaciones y radiofrecuencia, para fibra óptica.
- Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación y del edificio de control.
- Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Sistema de Iluminación perimetral y de las Bahías de la Subestación.
- Estructuras Metálicas para Pórticos Tipo Celosía.
- Conductor, aisladores y herrajes para las barras, bajante y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control
- Todas las obras civiles (Movimiento de Tierra, Edificio de Control, Calles, andenes, Muro Perimetral, Fachada, Fundaciones de Equipos, Canalización para Cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de la Subestación).
- Compra de Terreno para la Subestación.

➢ **Línea de Transmisión**

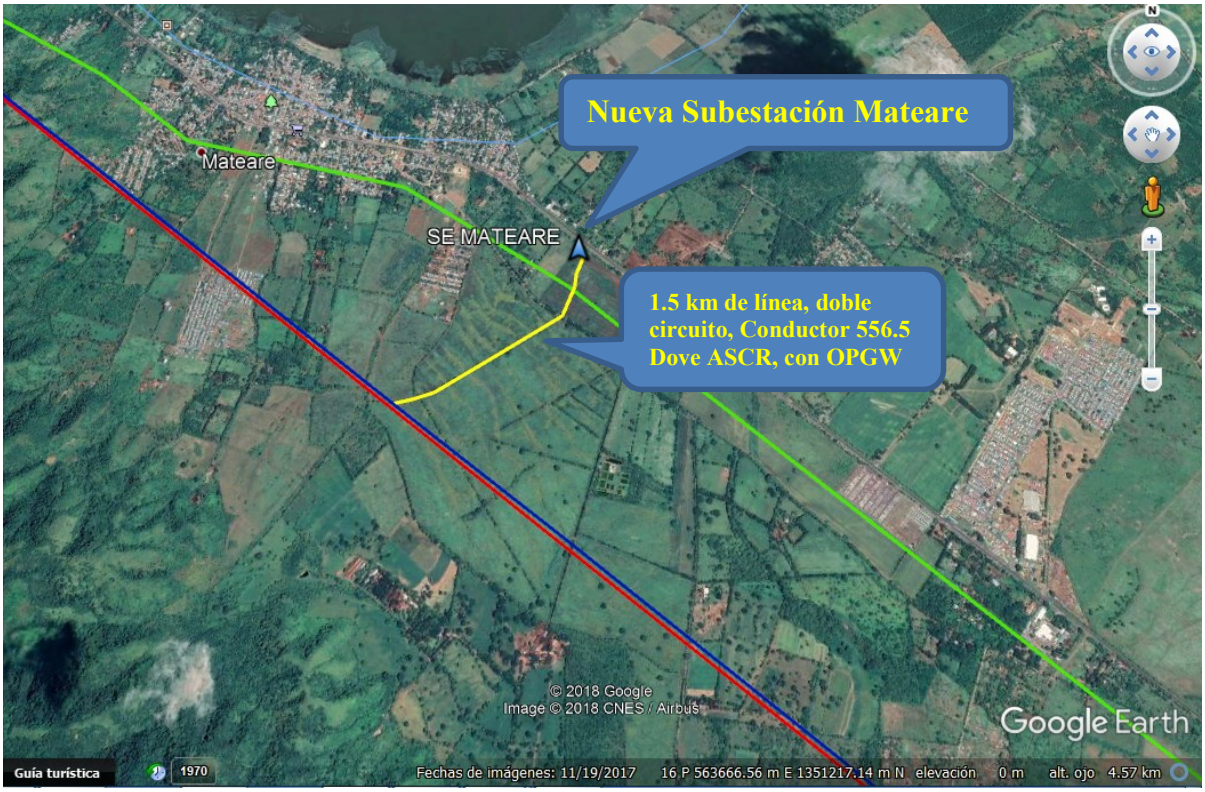
- Construcción de 1.5 kilómetros de línea de Transmisión en 138 kV, Doble circuito, con conductor Dove ACSR 556.6 kcmil e hilo de guarda tipo OPGW de 48 fibras.

- **Costos**

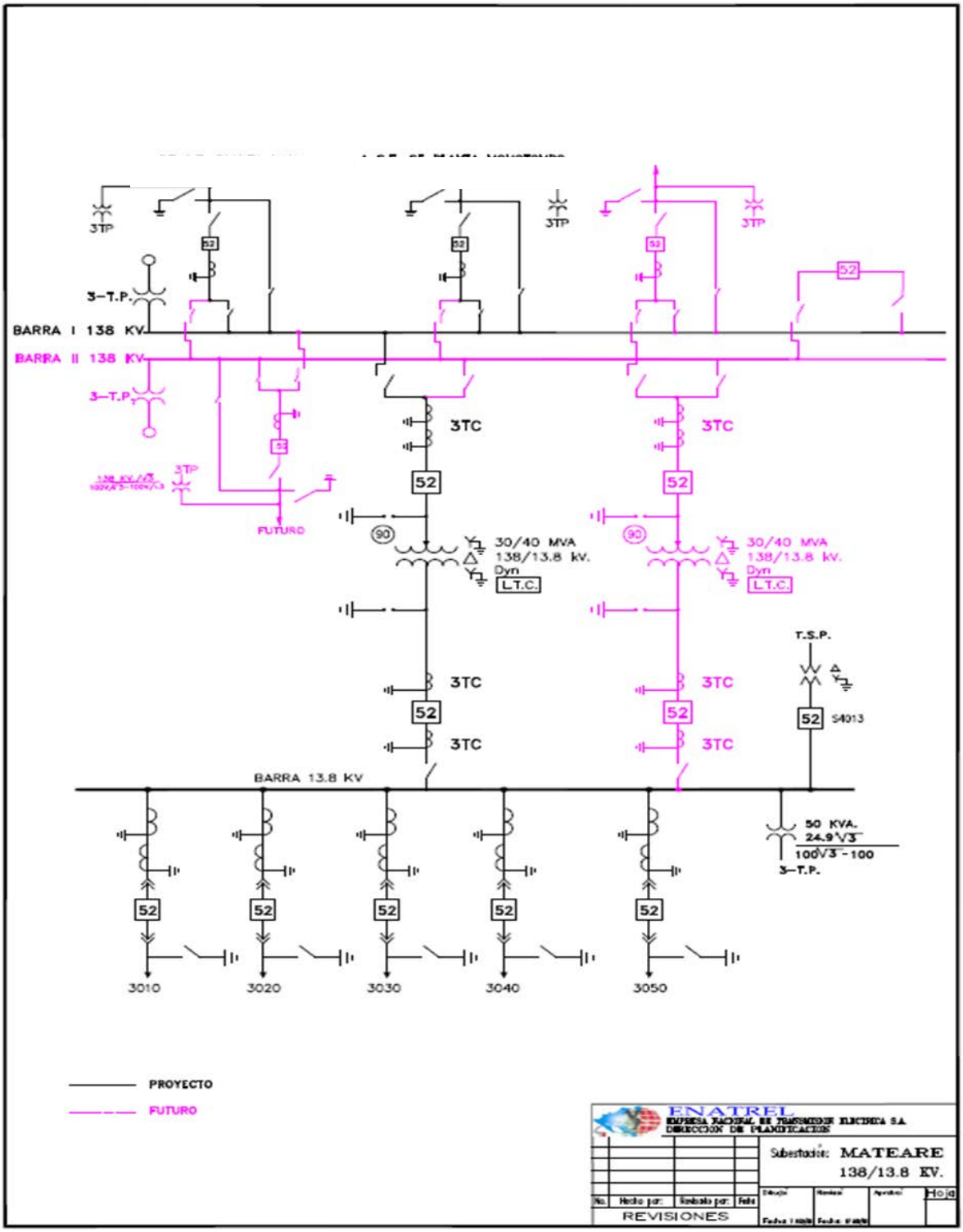
El costo total de las obras es de **$5.403** millones de dólares, de los cuales **US$ 5.133** millones es en moneda extranjera y US**$ 0.270** millones es en moneda local.

Subestación	Obra	Cantidad	Costo Unitario US$	Total US$	Financiamiento Local US$	Financiamiento Externo US$	Suma Financ. Local y Externo US$
	Estudios Previos (Estudio de Impacto Ambiental, Estudios Topográficos y Geológicos)	1	75,507	75,507	75,507	-	75,507
MATEARE II	Adquisición Terreno	1	100,000	100,000	100,000	-	100,000
	Caseta de Control, Iluminación, Muro Perimetral y resto de Obras civiles de la SE		824,493	824,493		824,493	824,493
	Bahía de transformación 138 kV/13.8 kV	1	731,914	731,914		731,914	731,914
	Transformador de 30/40 MVA 138 kV/13.8 Kv	1	896,969	896,969		896,969	896,969
	Bahía de Línea 138 kV	2	742,269	1484,538		1484,538	1484,538
	Barra 138kV	1	74,800	74,800		74,800	74,800
	Celdas de Distribución 24.9 kV	8	72,190	577,519		577,519	577,519
	Ingeniería y Diseño Subestaciones		254,813	254,813	76,444	178,369	254,813
SUBESTACIÓN				**5020,554**	**251,951**	**4768,603**	**5020,554**
Línea	**Tipo**	**longitud (km)**	**Costo Unitario US$**	**Total US$**	**Financiamiento Local US$**	**Financiamiento Externo US$**	**Suma Financ. Local y Externo US$**
Línea SE MATEARE	Línea 138 kV de doble circuito, con conductor Dove ACSR 556.6 kcmil e hilo de guarda tipo OPGW de 48 fibras	1.5	232,101.01	348,151.52		348,151.52	348,151.52
	Servidumbre	1.5	7,426.00	11,139.00	11,139.00		11,139.00
	Ingeniería y Diseño		23,610.21	23,610.21	7,083.06	16,527.15	23,610.21
LINEAS				**382,901**	**18,222**	**364,679**	**382,901**
TOTAL				**5403,454**	**270,173**	**5133,282**	**5403,454**

- **Mapa Localización**

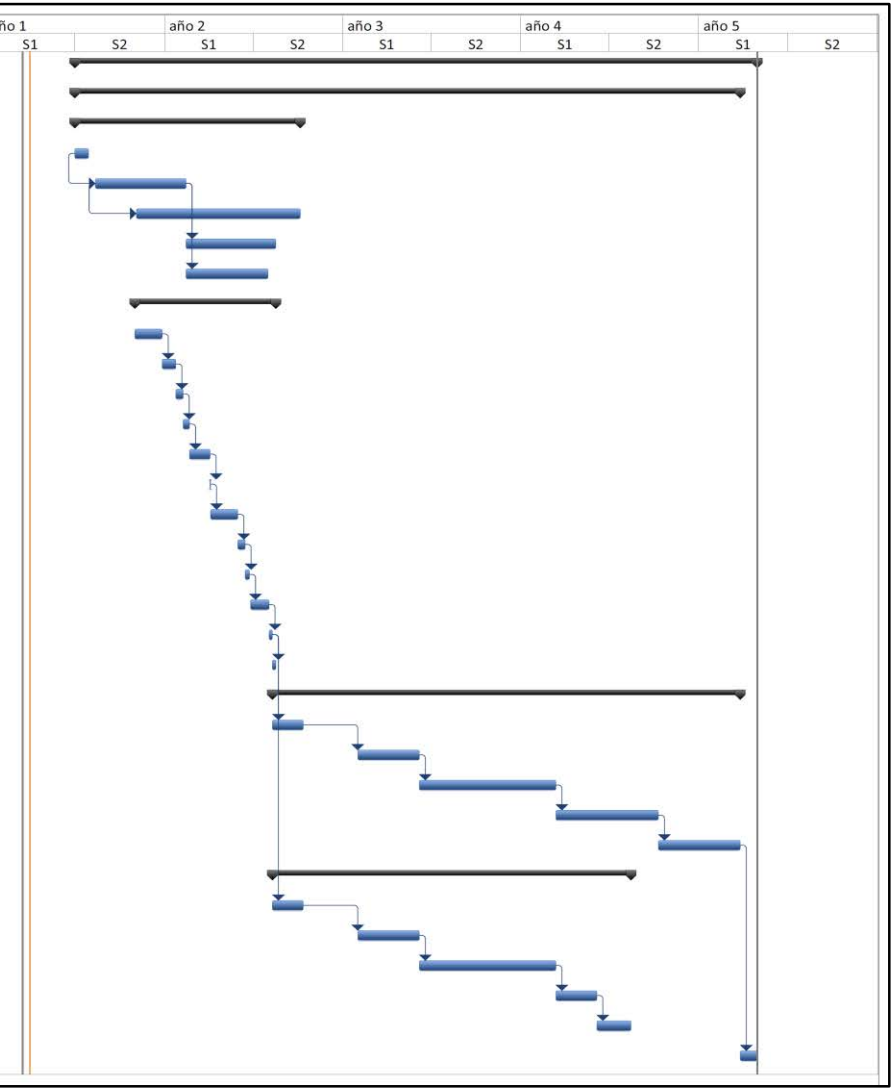


- **Diagrama Unifilar**



➢ Cronograma

Id	Modo de tarea	Nombre de tarea	Duración
1		**PEP**	**999 días**
2		**Subestación MATEARE y obras conexas construidas.**	**974 días**
3		**Preliminares**	**330 días**
4		Adquisición de terreno	20 días
5		Levantamiento topográfico	132 días
6		Estudio de impacto ambiental + censo forestal	240 días
7		Estudio geológico	132 días
8		Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	120 días
9		**Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos**	**207 días**
10		Elaboración de especificaciones técnicas	40 días
11		Elaboración de DDL	20 días
12		Solicitud de no objeción al Banco	11 días
13		Convocatoria pública de licitación	9 días
14		Presentación de ofertas	30 días
15		Apertura de ofertas	1 día
16		Evaluación de oferta	40 días
17		Solicitud de no objeción al Banco y no Objecion al Informe de evaluacion	11 días
18		Notificación a los oferentes	7 días
19		Constitución de garantias	28 días
20		Suscripción del contrato	5 días
21		Remisión del contrato	5 días
22		**Ejecucion del Contrato, SE. Lote I**	**685 días**
23		Solicitud y pago del anticipo	45 días
24		Diseño y especificaciones técnicas	90 días
25		Suministro de bienes	200 días
26		Obras Civiles	150 días
27		Montaje Electromecanico	120 días
28		**Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión Lote II**	**525 días**
29		Solicitud y pago del anticipo	45 días
30		Diseño y especificaciones técnicas	90 días
31		Suministro de bienes	200 días
32		Obras Civiles	60 días
33		Montaje Electromecanico	50 días
34		Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	25 días



8.27.- Construcción de Subestación El Ayote 138 kV, Construcción de línea El Ayote (Aperturando la línea La Esperanza - El Tortuguero) en 138 kV.

- **Introducción**

El Ayote es una municipalidad de la Región Autónoma de la Costa Caribe Sur (RACCS) en la República de Nicaragua. Es el municipio más joven de Nicaragua, nacido oficialmente en el año 2000.

La cabecera municipal está ubicada a 96 km de Juigalpa, cabecera departamental de Chontales (razón por la cual muchos nicaragüenses creen que El Ayote pertenece administrativamente a este departamento), y a 231 km de la ciudad de Managua, la Capital.

La Región Autónoma de la Costa Caribe Sur (RACCS), está conectada al sistema nacional de transmisión por 162 Km de línea de transmisión a través de las subestaciones La Esperanza y Bluefields.

Las grandes distancias que recorren las redes de media tensión en la Región Autónoma del Atlántico Sur, provoca un perfil de bajo voltaje en las mismas y un suministro de energía eléctrica de mala calidad. Tal es el caso del municipio de El Ayote que se encuentra conectado al Sistema Interconectado Nacional a través de la subestación Mulukuku, el cual recorre una distancia de más de 120 Km para lograr alimentar este municipio y sus comunidades aledañas.

- **Antecedentes**

El municipio del Ayote se caracteriza por ser un pueblo que se dedica a la ganadería bovina y producción porcina mayormente, Ante el desarrollo de la del municipio se requiere la instalación de una nueva subestación que venga a satisfacer la demanda y el crecimiento económico.
Se está realizando la construcción de una Pequeña Central Hidroeléctrica Tapalwas en el municipio de El Ayote, dicha central entregara una potencia de 5 MW al Sistema Interconectado Nacional (SIN) para lo cual requiere de una subestación eléctrica para la inyección de esta potencia al Sistema.

- **Objetivos del proyecto**

Objetivos generales:

Suministrar energía confiable y con un perfil de voltaje adecuado a los usuarios que actualmente tienen el servicio de energía eléctrica y a nuevas demandas de los municipios de El Ayote.

Objetivos específicos:

- Realizar la construcción de la subestación eléctrica en el municipio del El Ayote.
- Contribuir y Promover la electrificación rural en el municipio del El Ayote y sectores aledaños.
- Permitir la conexión de nuevos clientes, ampliando la capacidad de transmisión y distribución en este municipio.
- Mejorar la calidad del servicio de los usuarios que poseen el servicio de Energía eléctrica.
- Crear la Infraestructura eléctrica necesaria para la conexión de la central Tapalwas.
- Promover la conexión de fuentes de generación renovable en el país.

- **Situación Actual**

Las subestaciones instaladas en la RACCS (Región Autónoma Costa Caribe Sur), tales como La esperanza y Bluefields, no suplen las necesidades que se acrecientan en toda la región debido a la extensión territorial y al número de clientes que se presentan en las estadísticas de demandas del suministro eléctrico de la zona.

Actualmente el municipio El Ayote quien se abastece a través de los circuitos de distribución de la subestación Mulukuku, siendo la distancia de este circuito de más de 120 Km, lo que provoca una considerable caída de voltaje en el mismo y un bajo perfil de tensión en el suministro eléctrico del consumidor final; esta situación no permite la conexión de nuevos clientes ya que las redes actuales se encuentran agotadas.

Existen además demandas de nuevas conexiones en la zona del municipio de El Ayote, se encuentra la Pequeña Central Hidroeléctrica (PCH) Tapalwas que entregara 5 MW y que demanda una nueva subestación con la cual se pueda evacuar la energía que genere.

- **Justificación**

Anteriormente, el suministro de energía eléctrica en el municipio de El Ayote y sectores aledaños se realizaba a partir de grupos de electrógenos que sumaban una potencia total de generación de 0.55 MW, este sistema operaba 12 horas diarias, disminuyendo las horas de productividad de la zona.

En el año 2012, se realiza la interconexión de El Ayote al Sistema Interconectado Nacional (SIN), por medio de extensión de redes de distribución provenientes de la subestación Mulukuku; por lo que las plantas diésel fueron sacadas de operación en junio del 2012.

Sin embargo la capacidad de la red existente no es adecuada para la conexión de la pequeña central hidroeléctrica Tapalwas y para seguir desarrollando la electrificación rural por medio de extensión de redes.

Al realizar este proyecto de una nueva subestación en el poblado de El Ayote se reducirán las distancias de los circuitos de distribución, la saturación que estos poseen y se podrán integrar a nuevos clientes que no cuentan con este servicio, a través de la electrificación rural en la zona. Así mismo se podrá conectar la central hidroeléctrica El Ayote para que esta entregue su energía al SIN.

- **Alcances**

El proyecto consiste en el diseño, suministro de materiales, obras civiles, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio, para la construcción de:

- Nueva subestación El Ayote con capacidad de 15/20 MVA y con relación de tensión de 138 kV/24.9 kV.
- 40 km de línea en 138 kV Doble circuito.

➢ **Componentes del Proyecto Subestación El Ayote:**

- Bahía de transformación 138/24.9 kV.
- Un transformador de potencia de 15/20 MVA, 138/24.9 kV.
- 7 celdas Metaclad de 24.9 kV, tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 3 salidas de distribución con su interruptor, 1 celda con su interruptor para acople de barra para la conexión de la PCH Tapalwas, 1 celda de entrada del transformador de potencia con interruptor, 1 celda para los equipos de medición y 1 celda para el transformador de servicios propios).
- Sistema de control y comunicaciones.
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías.) y Transformador de Servicios Propios.
- Equipos de Comunicaciones, para fibra óptica.
- Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de en la zona de los equipos a instalar.
- Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Todas las obras civiles (Movimiento de Tierra, Edificio de Control, Calles, andenes, Muro Perimetral, Fundaciones de Equipos, Bordillos, drenajes y capa de piedrín para las bahías de los equipos a instalar).
- Adquisición de terreno

Línea de Transmisión:

- Suministro y construcción 40 Km de línea de 138 kV Doble circuito, conductor ACSR DOVE 556.5 MCM con hilo de guarda tipo OPGW, desde la nueva Subestación El Ayote hasta intercepción con la línea La Esperanza - El Tortuguero 138 kV

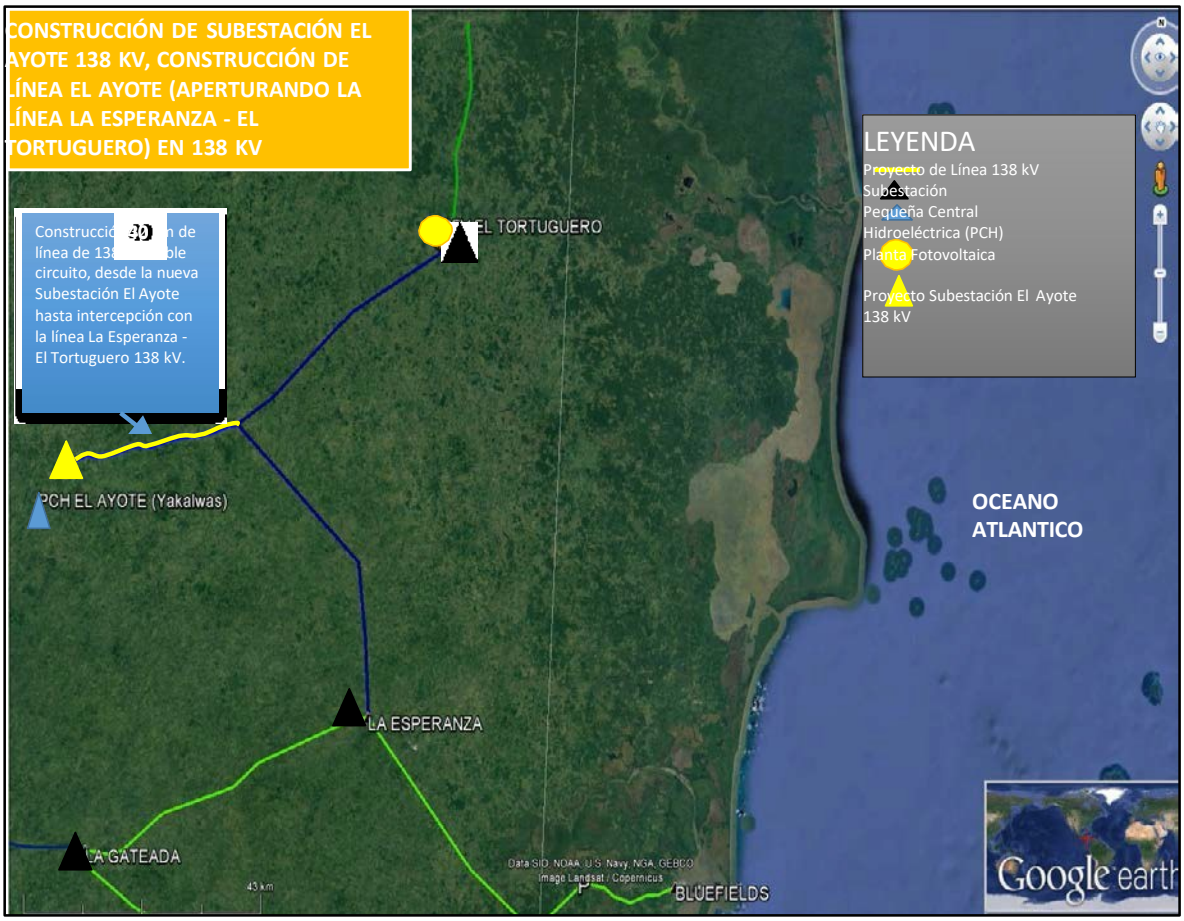
➢ Costos del proyecto

El costo total del proyecto es de US$ 14.589 millones de dólares de los cuales US$ 13.572 millones de dólares es financiamiento externo y US$ 1.016 millones financiamiento local.

Subestación	Obra	Cantida	Costo Unitario US $		Total US $	
	Estudios Técnicos Previos (Estudio de Impacto Ambiental, Estudios Topograficos y Geologicos)	1	$	322,145	$	**322,145.13**
EL AYOTE	Adquisición Terreno	1	$	200,000	$	**200,000.00**
	Caseta de Control, Iluminación, Muro Perimetral y resto de Obras civiles de la SE	1	$	1,800,000	$	**1,800,000.00**
	Bahía de transformación 138 kV/24.9 kV	1	$	732,509.47	$	**732,509.47**
	Transformador de 15/20 MVA 138 kV/24.9 Kv	1	$	902,148.97	$	**902,148.97**
	Celdas de Distribución 24.9 kv	7	$	60,022.04	$	**420,154.29**
TORTUGUERO	Arreglo de seccionador	1	$	163,194.24	$	**163,194.24**
LA ESPERANZA	Bahía de Línea 138 kV, barra simple	1	$	575,551.94	$	**575,551.94**
	Ingeniería y Diseño Subestaciones		$	185,872.18	$	**185,872.18**
SubTotal-SUBESTACIONES					$5,301,576	

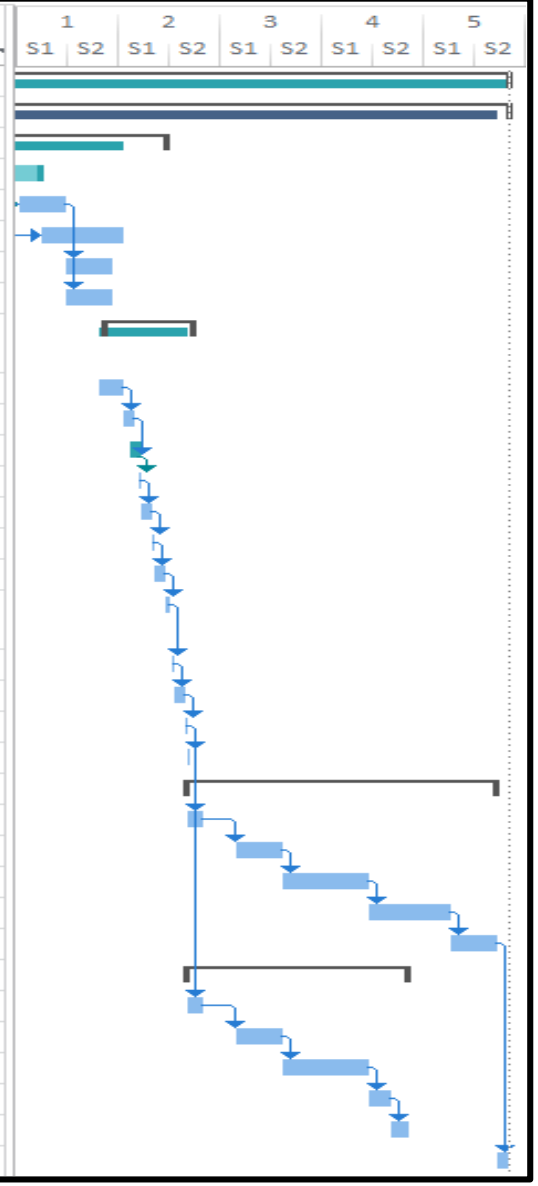
Línea	Tipo	longitud	Costo Unitario US $		Total US $
Desde Subestación Nueva subestación El Ayote - hasta interceptar linea La Esperanza - El Tortuguero	40 km en doble circuito conductor 556.5 kcmil ACSR, con hilo de guarda tipo OPGW, montada en estructuras de torres de celosía y postes.	40	$	194,625.46	**$7,785,018.30**
	Servidumbre	40	$	7,000.00	**$280,000.00**
	Ingenieria y Diseño		$	530,223	**$530,222.87**
SubTotal-LINEAS					$8,595,241
TOTAL SIN IMPREVISTO					$13,896,817
IMPREVISTO					$693,062
TOTAL CON IMPREVISTO					$14,589,880

- **Localización Del Proyecto**

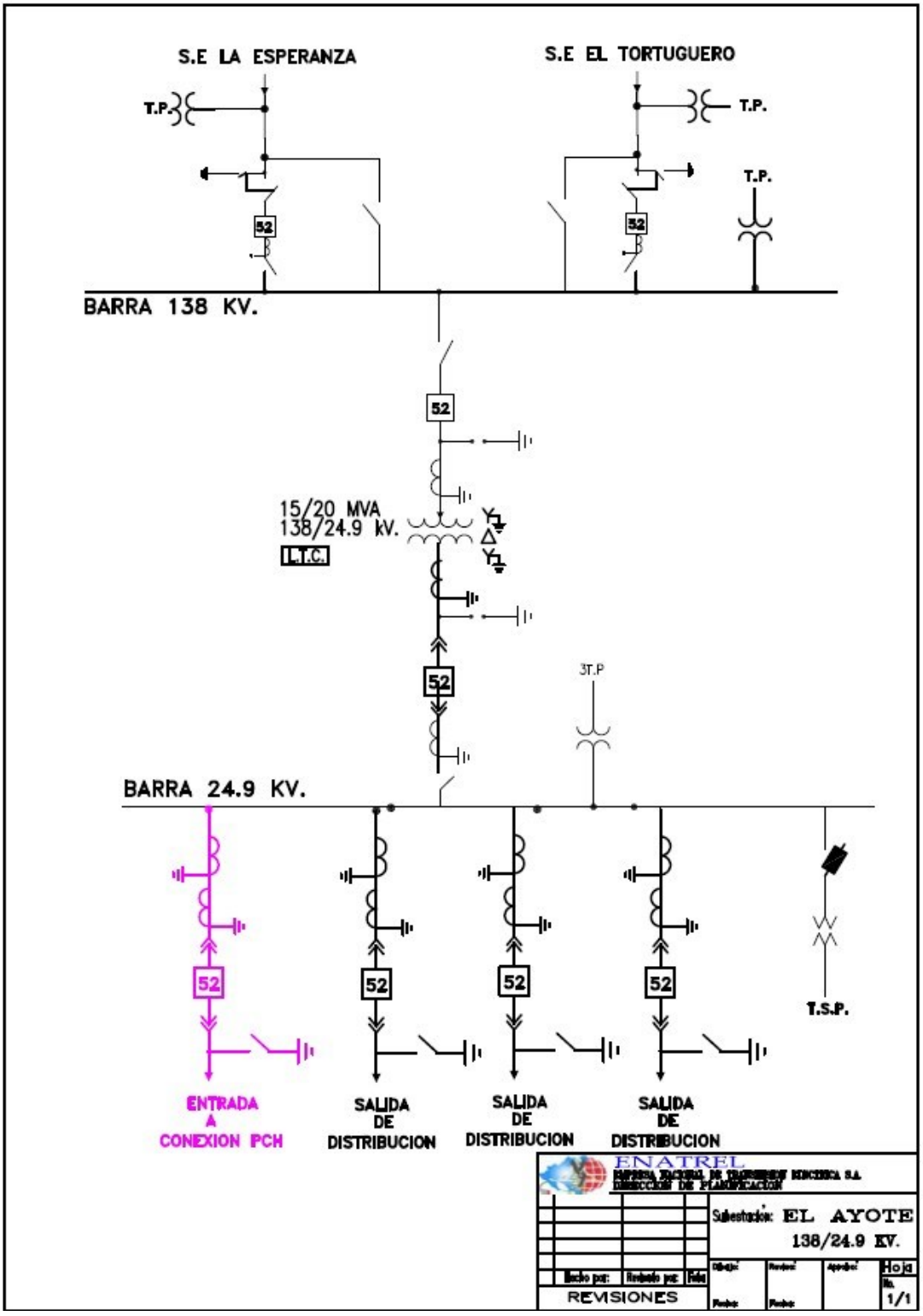


➢ **Cronograma**

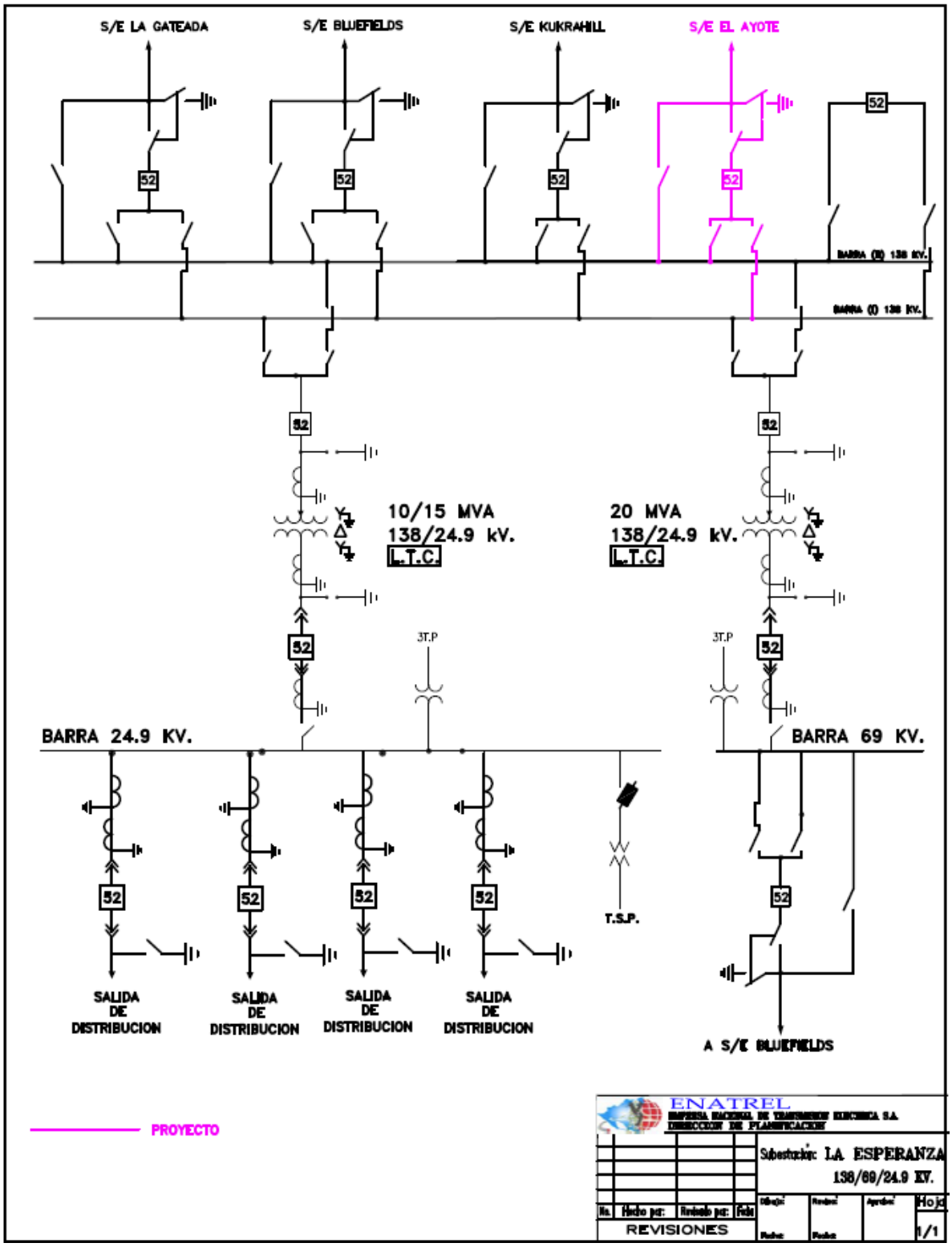
Nombre de tarea	Duración
PEP	**1303 días**
Construcción de Subestación El Ayote 138 kV, Construcción de línea El Ayote (Ape	**1303 días**
Preliminares	**421 días**
Adquisición de terreno	90 días
Levantamiento topográfico	120 días
Estudio de impacto ambiental + censo forestal	210 días
Estudio geológico	120 días
Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	120 días
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	**229 días**
Elaboración de especificaciones técnicas	60 días
Elaboración de DDL	30 días
Solicitud de no objeción al Banco	10 días
Convocatoria pública de licitación	8 días
Presentación de ofertas	30 días
Apertura de ofertas	1 día
Evaluación de oferta	30 días
Solicitud de no objeción al Banco y no Objecion al Informe de evaluacion	15 días
Notificación a los oferentes	7 días
Constitución de garantias	28 días
Suscripción del contrato	5 días
Remisión del contrato	5 días
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	**795 días**
Solicitud y pago del anticipo	45 días
Diseño y especificaciones técnicas	120 días
Suministro de bienes	220 días
Obras Civiles	210 días
Montaje Electromecanico	120 días
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión Lote II	**570 días**
Solicitud y pago del anticipo	45 días
Diseño y especificaciones técnicas	120 días
Suministro de bienes	220 días
Obras Civiles	60 días
Montaje Electromecanico	45 días
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	30 días



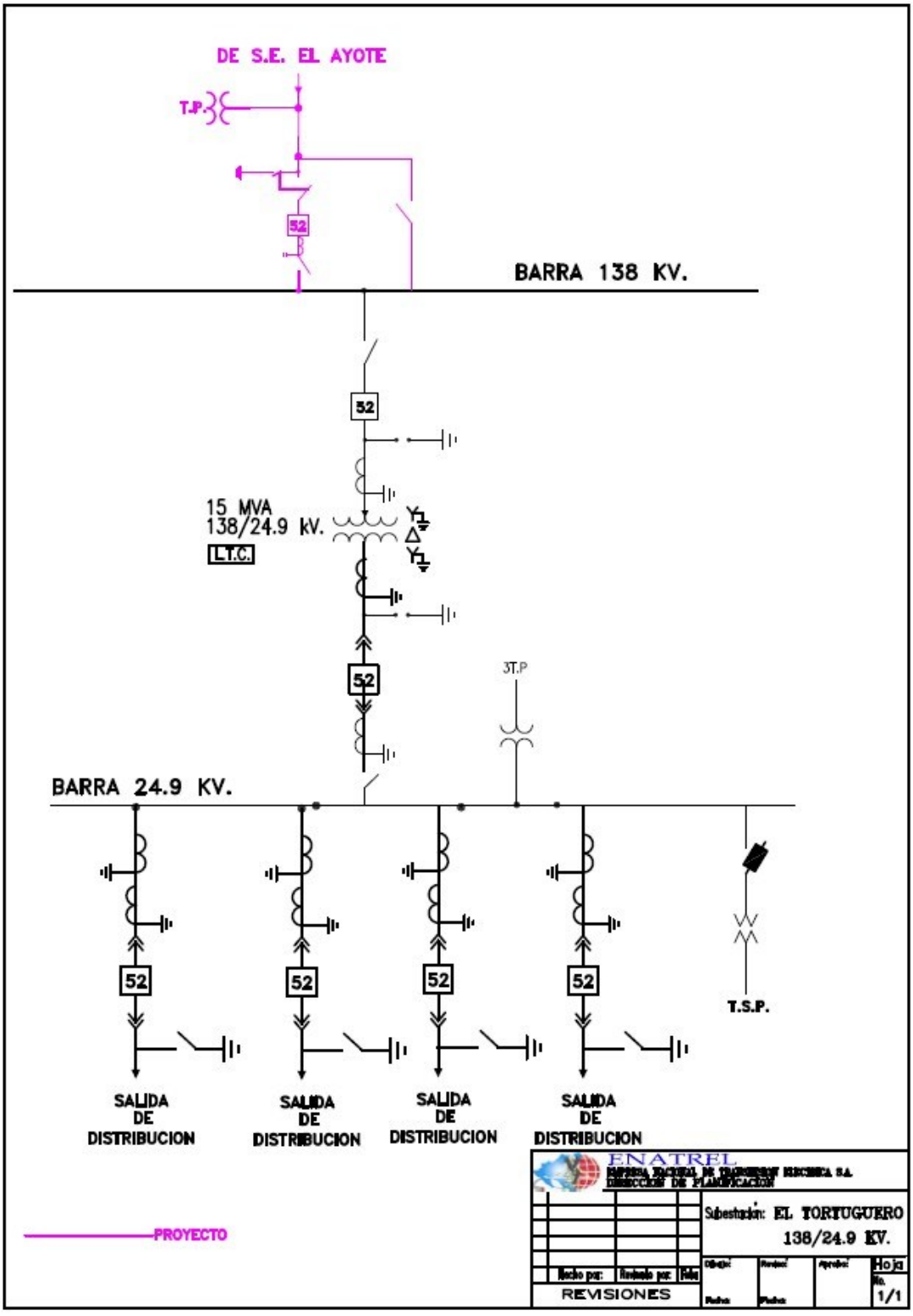
- **Unifilar subestación El Ayote**



➢ **Diagrama unifilar de la subestación La Esperanza.**



➢ **Diagrama unifilar de la subestación El Tortuguero.**



8.28.- Construcción de la Subestación GIS Santo Domingo, Línea de Transmisión Soterrada en 138kV y Obras Conexas. (Managua)

➢ Introducción

La nueva Subestación eléctrica Santo Domingo estará ubicada en las cercanías de la Rotonda Jean Paul Genie, carretera a Masaya. Esta subestación tendrá un transformador con capacidad de 40 MVA con relación de voltaje de 138 kV/13.8 kV y se alimentará de las líneas de transmisión Las Colinas-Altamira y El Periodista-Ticuantepe en 138 kV por medio de una conexión "entrada-salida".
Esta subestación permitirá atender las solicitudes de conexión de nuevos clientes, incrementos de cargas de clientes actuales y asumirá carga de los circuitos de las subestaciones adyacentes.

➢ Objetivos Del Proyecto General

- Suministrar energía confiable y segura a los usuarios que actualmente tienen el servicio de energía eléctrica, así como a nuevos incrementos de carga de los sectores de la rotonda Jean Paul Genie, Camino de Oriente, Colonia Centroamérica, carretera Masaya y sectores aledaños.

➢ Específicos

- Atender el crecimiento vegetativo de la demanda y a nuevos clientes al proveer de una subestación eléctrica con capacidad para satisfacer la demanda de electricidad actual y su crecimiento en el mediano y largo plazo.

- Garantizar un suministro de energía eléctrica confiable a los usuarios de centro comercial Galerías Santo Domingo, Santo Domingo, Colonia Centroamérica y sectores aledaños.

- Descargar a las subestaciones Altamira y Las Colinas, para que en el mediano plazo estas se encuentran por debajo del 80% de carga.

- Mejorar la confiabilidad de las subestaciones de Altamira y Las Colinas al proveer de una subestación con capacidad para retroalimentar parte de sus cargas en momentos de mantenimientos o fallas.

- **Situación Actual**

Los sectores de Santo Domingo, Camino de Oriente, Colonia Centroamérica, Las Colinas, carretera Masaya y sectores aledaños actualmente se abastecen de energía eléctrica por medio de las subestaciones de Altamira y Las Colinas, a través de los circuitos de distribución ALT3010, ALT3030, ALT3060 y CLN3010.
En la siguiente tabla se muestran los sectores que son alimentados por los circuitos de las subestaciones antes mencionadas:

Circuitos que alimentan el Área de Influencia del Proyecto

Subestación	Circuito	Departamento	Distrito	Sectores
ALTAMIRA	ALT3010	MANAGUA	DISSUR	**Sector norte de Las Colinas, Fernando Manzanares, Hospital Roberto Calderón y sectores aledaños.**
ALTAMIRA	ALT3030	MANAGUA	DISSUR	**Las Cumbres, Villa Italia, Villa Fonta Este, San Isidro de la Cruz Verde, Centro Comercial Managua, Estación V de Policía y sectores aledaños.**
ALTAMIRA	ALT3060	MANAGUA	DISSUR	**Galerías Santo Domingo, Repartos Altos y El Mirador de Santo Domingo, Urbanizaciones La Castellana y Lomas de Notre Dame, Sector oeste de la Colonia Centroamérica, sectores aledaños.**
COLINAS	**CLN3010**	**MANAGUA**	**DISSUR**	**Urbanización Madrid, Residencial Castañeda, Casa España, Los Menbreños, Lomas de Notre Dame, Cruz del Paraíso, Hospital Metropolitano y sectores aledaños.**

En los últimos años se ha venido incrementando la demanda de potencia de grandes consumidores, como es el caso del Centro Comercial Galerías Santo Domingo el cual se amplió en 1.2MW y el nuevo Hotel Hyatt inaugurado recientemente con una carga de 1.5MW. Estos nuevos incrementos de carga junto con el crecimiento de la demanda vegetativa requieren de una nueva subestación eléctrica.
En la siguiente tabla se muestra la potencia instalada en transformadores de distribución de los circuitos de las subestaciones Altamira y Las Colinas:

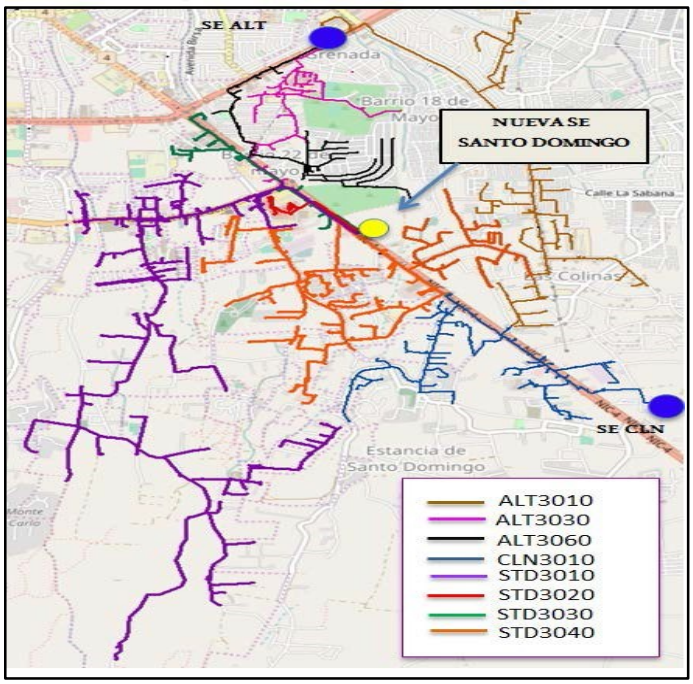
POTENCIA INSTALADA ACTUAL	
CIRCUITOS	**SITUACION ACTUAL (MVA)**
ALT-3010	**9**
ALT-3030	**22.1**
ALT-3060	**17.5**
CLN-3010	**21.6**

- **Situación Futura**

Con la construcción de la nueva Subestación eléctrica GIS Santo Domingo, la potencia instalada en distribución será distribuida de la siguiente manera:

POTENCIA INSTALADA FUTURA	
CIRCUITOS	**SITUACION ACTUAL (MVA)**
ALT-3010	6.3
ALT-3030	11.6
ALT-3060	8.8
CLN-3010	10.5
STD-3010	15.9
STD-3020	8.7
STD-3030	15.5
STD-3040	13.9

A continuación, se presenta el dominio futuro de los circuitos de la Nueva Subestación Santo Domingo y de las subestaciones adyacentes.



- **Justificación**

La construcción de la nueva subestación Santo Domingo es necesario debido a:

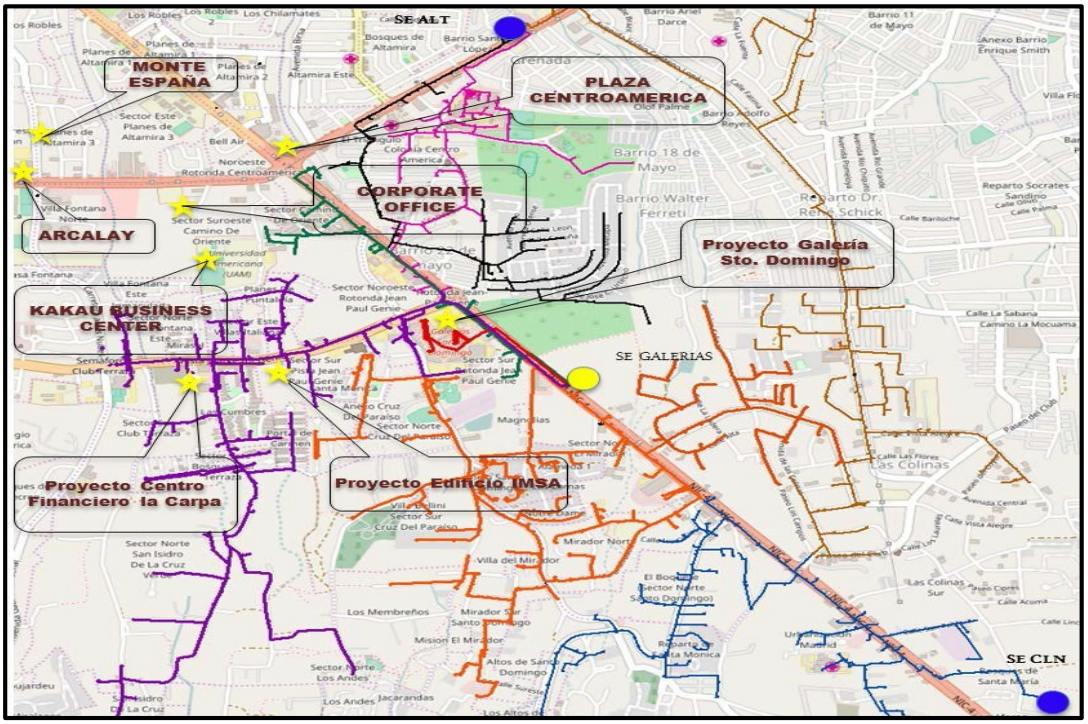
- El aumento de carga de clientes importantes y nuevas solicitudes de conexión, tal a como se muestra en siguiente tabla:

CLIENTE	KAKAU BUSINESS CENTER	ARCALAY	CENTRO FINANCIERO LA CARPA	CORPORATE OFFICE	PLAZA CENTROAMERICA	MONTE ESPAÑA	GALERIAS SANTO DOMINGO	IMSA
CARGA MVA	1.66	0.85	0.8	0.689	0.5*	0.638	7.5	**1.5**
			TOTAL CARGA	MVA				14.14

*Dato de carga estimada.

- Poca capacidad de las Subestaciones de Altamira y Las Colinas para abastecer eléctricamente incrementos de cargas significativas.

- **Mapa de ubicación de las cargas:**



Subestación eléctrica Altamira:

La subestación Altamira posee dos transformadores de potencia de capacidad nominal instalado de 40 MVA cada uno.

A continuación, se muestra el porcentaje de cargabilidad en la que se encuentran los transformadores de la subestación Altamira, según datos de la distribuidora del año 2016:

CARGABILIDAD DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA						
DATOS BASICOS					DATOS OPERATIVOS	
ZONA/SECTOR	SUBESTACION	NOMBRE TRAFO	TENSION DE OPER(Kv)	Snom TRAFO MVA	DEMANDA MAXIMA (MVA)	CARGABILIDAD (%)
MANAGUA	ALTAMIRA	ALT-T3020	13.8	40	30.6	77
MANAGUA	**ALTAMIRA**	**ALT-T3010**	**13.8**	**40**	**27.9**	**70**

En la siguiente tabla se hace referencia al porcentaje de cargabilidad en la que se encuentran los circuitos de distribución ALT3010, ALT3030 y ALT3060

CARGABILIDAD DEL CIRCUITO					
DATOS BASICOS				DATOS OPERATIVOS ACTUAL	
ZONA/SECTOR	SUBESTACION	SALIDA MT (MATRICULA)	TENSION DE OPER(Kv)	DEMANDA MAXIMA (MVA)	CARGABILIDAD CIRCUITO (%)
MANAGUA	ALTAMIRA 2	ALT3030	13.8	395.0	79
MANAGUA	ALTAMIRA 1	ALT3060	13.8	322.0	65
MANAGUA	**ALTAMIRA 2**	**ALT3010**	**13.8**	**223.0**	**45**

Subestación eléctrica Las Colinas:

La subestación Las Colinas posee un transformador de potencia de capacidad nominal instalado de 40 MVA.

A continuación en la siguiente tabla se muestra la cargabilidad en la que se encuentra el transformador de la subestación Las Colinas:

CARGABILIDAD DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA						
DATOS BASICOS					DATOS OPERATIVOS	
ZONA/SECTOR	SUBESTACION	NOMBRE TRAFO	TENSION DE OPER(Kv)	Snom TRAFO MVA	DEMANDA MAXIMA (MVA)	CARGABILIDAD (%)
MANAGUA	LAS COLINAS	CLN-T3010	13.8	40	19.5	49

La subestación Las Colinas entro recientemente en operación a final del año 2015 es decir posee un año de operación y ya se encuentra cargada casi al 50% de la capacidad del transformador instalado debido al constante crecimiento de carga de la zona de carretera Masaya, donde se están desarrollando proyectos urbanísticos y comerciales.

La siguiente tabla hace referencia al porcentaje de cargabilidad en la que se encuentra el circuito de distribución LCN3010

ZONA/SECTOR	SUBESTACION	SALIDA MT (MATRICULA)	TENSION DE OPER(Kv)	DEMANDA MAXIMA (MVA)	CARGABILIDAD CIRCUITO (%)
MANAGUA	LAS COLINAS	CLN3010	13.8	272.0	54

Para el periodo 2016-2021 se realizó una proyección de la demanda vegetativa para las subestaciones eléctricas de Altamira y Las Colinas para determinar la cargabilidad de los transformadores en el mediano plazo.

En las siguiente tablas se muestra para cada año el porcentaje de cargabilidad de los transformadores de cada subestación, sin considerar las solicitudes de incrementos de cargas.

ALTAMIRA I							
AÑO	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**
DEMANDA	**MVA**	**MVA**	**MVA**	**MVA**	**MVA**	**MVA**	**MVA**
CARGA MVA	27.90	29.20	30.54	31.96	33.78	35.28	36.91
CARGABILIDAD TRAFO % (S operación 40 MVA)	70%	73%	76%	80%	84%	88%	92%

ALTAMIRA II							
AÑO	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
DEMANDA	MVA	MVA	MVA	MVA	MVA	MVA	MVA
CARGA MVA	30.60	32.03	33.50	35.05	37.05	38.70	40.48
CARGABILIDAD TRAFO % (S	77%	80%	84%	88%	93%	97%	101%

LAS COLINAS							
AÑO	2016	2017	2018	2019	2020	2021	**2022**
DEMANDA	MVA	MVA	MVA	MVA	MVA	MVA	**MVA**
CARGA MVA	19.50	20.41	21.35	22.34	23.61	24.66	**25.80**
CARGABILIDAD TRAFO % (S	**49%**	**51%**	**53%**	**56%**	**59%**	**62%**	**64%**

Estas proyecciones se realizaron a partir de la demanda máxima registrada en el año 2016 y se utilizó la tasa de crecimiento estimada por el Ministerio de Energía y Minas para el periodo 2016-2021.

Se requiere de la nueva subestación eléctrica Santo Domingo para descargar los transformadores de las subestaciones Altamira en el mediano plazo así como para lograr satisfacer las nuevas solicitudes de conexión de nuevas cargas e incremento de carga significativos de clientes existentes.

- **Alcances**

El proyecto consiste en el diseño, suministro de equipos, materiales, obras civiles, montaje electromecánico, transporte, pruebas y puesta en servicio, para la construcción de:

- Nueva Subestación Eléctrica GIS Santo Domingo con relación de tensión de 138 kV/13.8 kV.
- Línea de Transmisión en 138 Kv.

Nueva Subestación GIS Santo Domingo 138/13.8kV

- 4 módulos de bahías de línea en 138 kV.
- 1 módulo de bahía de transformación con relación de voltaje 138 kV/13.8 kV.
- 1 Transformador de Potencia de 40 MVA, con relación de voltaje 138 kV/13.8 kV.
- 8 celdas Metaclad de 13.8 kV, tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 5 salidas de distribución con su interruptor, 1 celda de entrada del transformador de potencia, 1 celda para los equipos de medición y la celda para el transformador de servicios propios).
- 2 módulos de barras en 138 kV.
- 1 módulo de bahía de acople en 138 kV.
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías) y transformador de servicios propios.
- Adquisición de terreno.
- Sistema de Automatizado de control, protección y medida.
- Sistema de red de tierra y blindaje del edificio de control.
- Sistema de iluminación perimetral
- Todas las obras civiles (movimiento de tierra, edificio de control, calles, andenes, muro perimetral, fachada, fundaciones de equipos, canalizaciones para cables, bordillos, drenajes, etc.).

Línea de Transmisión en 138kV

- 0.6 kilómetros de línea de transmisión soterrada en 138 kV, de cuatros circuitos, con cable con capacidad de 850 Amperios, 4 conductores por circuito y cable tipo OPGW de 48 fibras, desde la nueva subestación Santo Domingo hasta aperturar las Líneas de Transmisión Las Colinas- Altamira y Ticuantepe-El Periodista.

➢ **Costo del Proyecto**

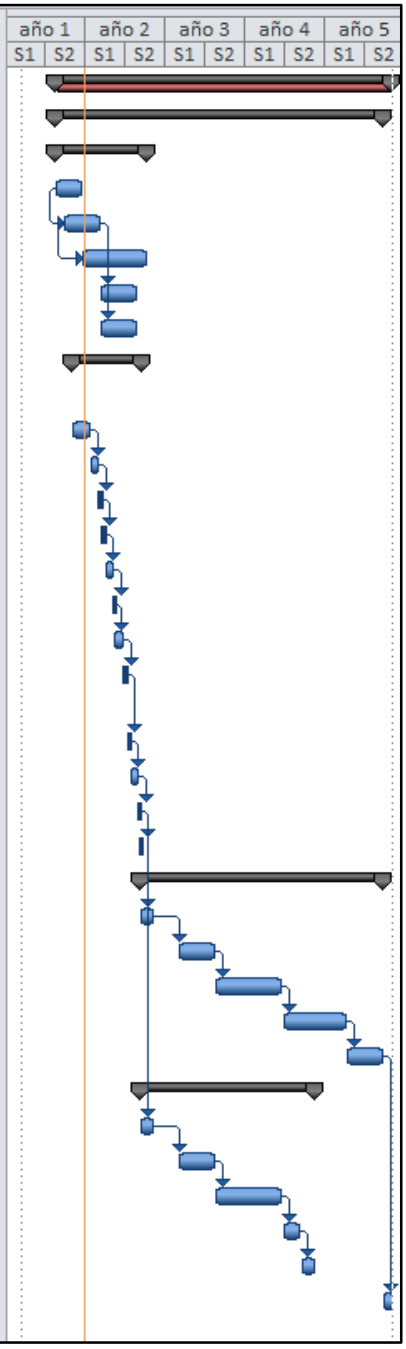
El proyecto tiene un costo total estimado de US$ 15.251 millones de dólares, de los cuales US$ 14.366 millones es financiamiento externo y 0.885 millones financiamiento local, el detalle se muestra en el siguiente cuadro:

Módulo de juego de barras en	2	174,885	349,7		349,769	349,769
Módulo de Bahía de acople	1	1,009,4	1,009		1,009,436	1,009,436
Módulo de Bahía de Línea 138 kV	4	1,229,0	4,916		4,916,259	4,916,259
Módulo de Bahía de	1	1,181,9	1,181		1,181,979	1,181,979
Transformador de 40 MVA 138	1	1,767,9	1,767		1,767,952	1,767,952
Celdas de Distribución 13.8 kV	8	64,572	516,5		516,572	516,572
Ingeniería y Diseño		658,689	658,6	197,607	461,082	658,689
SubTotal-SUBESTACIONES			**12,84**	**835,001**	**12,005,983**	**12,840,984**

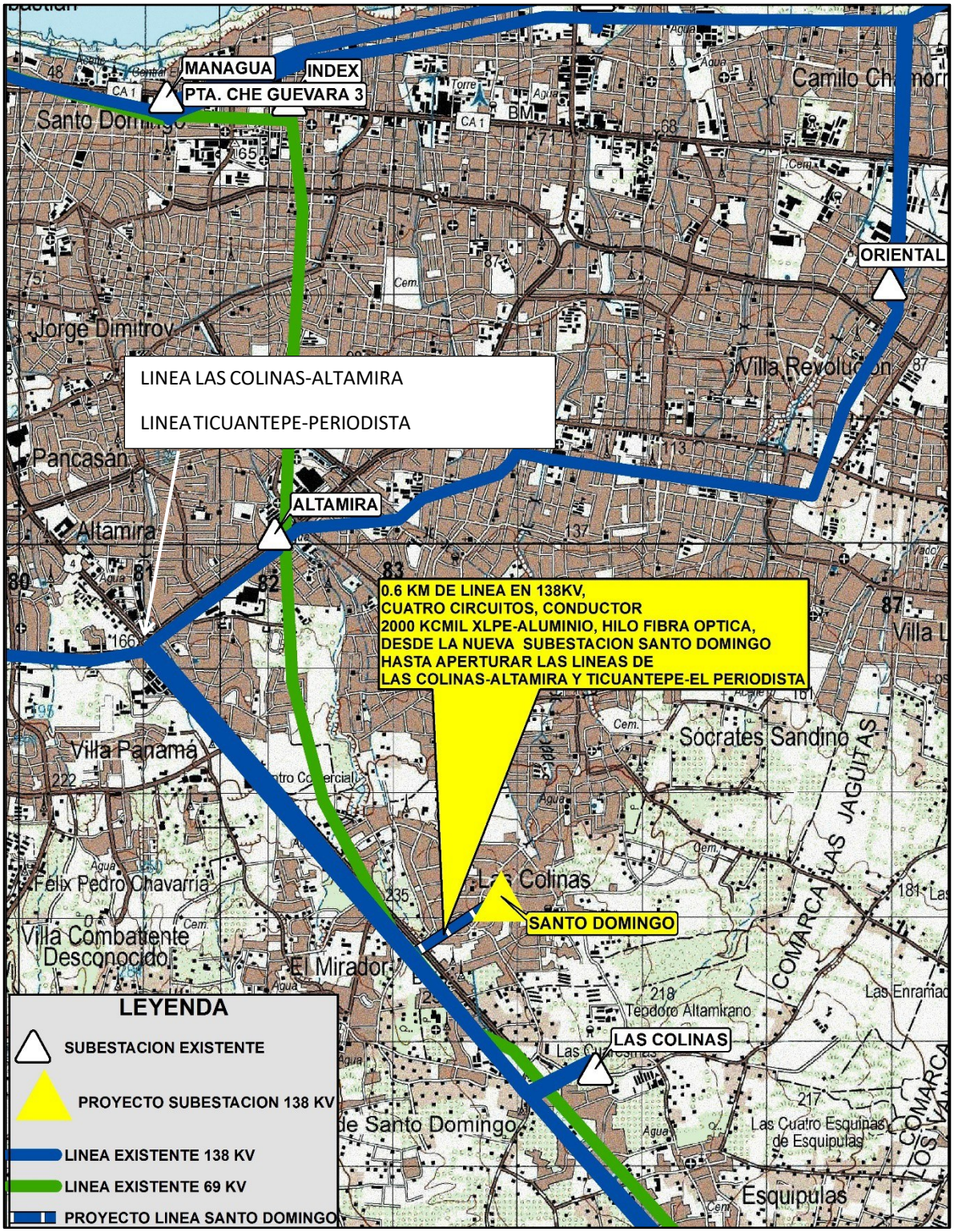
Desde nueva subestación Santo Domingo hasta interceptar	Línea 138 kV, cuatro circuitos, subterránea, con cable de capacidad de 850 Amperios, 4 conductores por circuito, y cable OPGW de 48 hilos	0.6	3,756,265	2,253,759		2,253,759	2,253,759
	Servidumbre	0.6	7,000	4,200	4,200		4,200
	Ingeniería y Diseño		152,841	152,8	45,852	106,989	152,841
	Subtotal-LINEAS			**2,410**	**50,052**	**2,360,748**	**2,410,800**
	TOTAL			**15,25**	**885,053**	**14,366,731**	**15,251,784**

➢ Cronograma

Nombre de tarea	Duración
PEP	**1100 días**
Subestación SANTO DOMINGO y obras conexas.	**1075 días**
Preliminares	**300 días**
Adquisición de terreno	90 días
Levantamiento topográfico	120 días
Estudio de impacto ambiental + censo forestal	210 días
Estudio geológico	120 días
Gestión de Permiso con Alcaldia para Paso de Linea	120 días
Proceso de licitación y contratación: Suministro de bienes y servicios conexos	**229 días**
Elaboración de especificaciones técnicas	60 días
Elaboración de DDL	30 días
Solicitud de no objeción al Banco	10 días
Convocatoria pública de licitación	8 días
Presentación de ofertas	30 días
Apertura de ofertas	1 día
Evaluación de oferta	30 días
Solicitud de no objeción al Banco y no Objecion al Informe de evaluacion	15 días
Notificación a los oferentes	7 días
Constitución de garantias	28 días
Suscripción del contrato	5 días
Remisión del contrato	5 días
Ejecucion del Contrato, SE. Lote I	**795 días**
Solicitud y pago del anticipo	45 días
Diseño y especificaciones técnicas	120 días
Suministro de bienes	220 días
Obras Civiles	210 días
Montaje Electromecanico	120 días
Ejecución del Contrato de las Líneas de Transmisión Lote II	**570 días**
Solicitud y pago del anticipo	45 días
Diseño y especificaciones técnicas	120 días
Suministro de bienes	220 días
Obras Civiles	60 días
Montaje Electromecanico	45 días
Capacitación, pruebas y puesta en servicio.	30 días



➢ Localización Del Proyecto

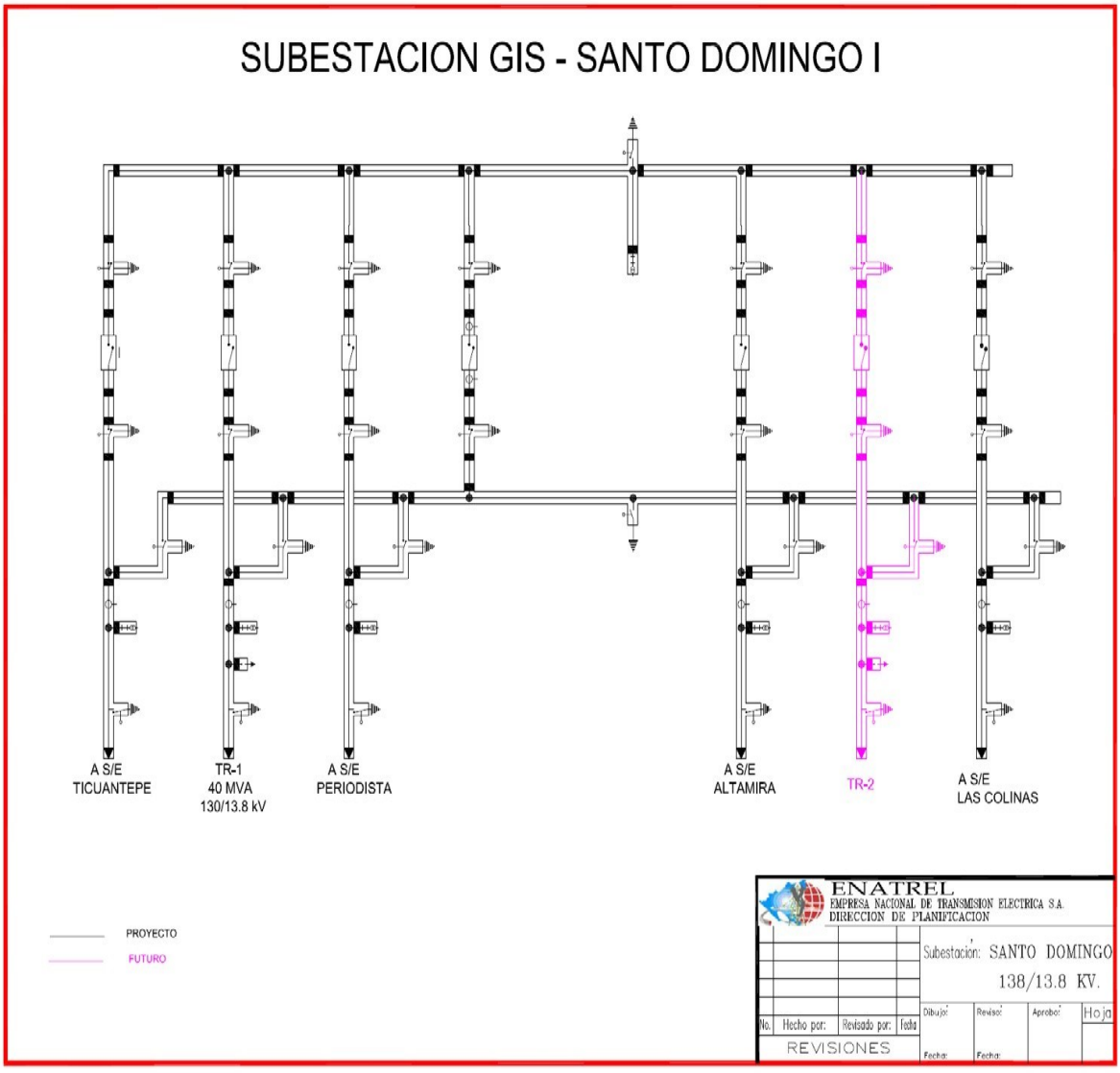


➢ **Población Beneficiada**

Con el presente proyecto se beneficiarán 10,327 clientes, ubicados en los siguientes sectores:

Subestación	Circuito	Departamento	Distrito	Sectores
ALTAMIRA	ALT3010	MANAGUA	DISSUR	Sector norte de Las Colinas, Fernando Manzanares, Hospital Roberto Calderón y sectores aledaños.
ALTAMIRA	ALT3030	MANAGUA	DISSUR	Las Cumbres, Villa Italia, Villa Fonta Este, San Isidro de la Cruz Verde, Centro Comercial Managua, Estación V de Policía y sectores aledaños.
ALTAMIRA	ALT3060	MANAGUA	DISSUR	Galerías Santo Domingo, Repartos Altos y El Mirador de Santo Domingo, Urbanizaciones La Castellana y Lomas de Notre Dame, Sector oeste de la Colonia Centroamérica, sectores aledaños.
COLINAS	CLN3010	MANAGUA	DISSUR	Urbanización Madrid, Residencial Castañeda, Casa España, Los Menbreños, Lomas de Notre Dame, Cruz del Paraíso, Hospital Metropolitano y sectores aledaños.

➢ **Diagrama Unifilar Subestación Eléctrica GIS Santo Domingo**



9. SOPORTE DE PAGOS DE INTERESES Y COMISIONES POR PRÉSTAMOS INTERMEDIADOS CON EL MHCP PERIODO NOVIEMBRE 2022 A ABRIL-2023.

9.1.- Soporte de pagos de intereses y comisiones.

Los soportes de intereses y comisiones fueron pagados por ENATREL al MHCP se muestran en la siguiente tabla:

Intereses pagados por préstamos
Periodo noviembre 2022 a abril 2023

No.	Referencia	No. Préstamo	Intereses US$	Comisión US$	Total US$	No. Documento	Fecha del documento
1	Banco Central de Nicaragua	EXIMBANK de KOREA	25,678.37	343.24	26,021.61	CK-20782	1/11/2022
2	Banco Central de Nicaragua	EXIMBANK de KOREA	23,773.84	340.39	24,114.23	CK-20861	27/04/2023
TOTAL US$			**49,452.21**	**683.63**	**50,135.84**		

9.2.- Comprobantes de Pago

A continuación, se muestran los soportes de pago de intereses al MHCP:

Noviembre 2022

ENATREL
Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

COMPROBANTE DE PAGO

20782

Managua 1 11 2022

BANCO CENTRAL DE NICARAGUA ** 175,496.24 **

** CIENTO SETENTA Y CINCO MIL CUATROCIENTOS NOVENTA Y SEIS DÓLARES CON 24/100 CENTAVOS **

POR CONCEPTO: Cheque a favor del Banco Central de Nicaragua, en concepto de cuota principal e intereses del préstamo con el EXIMBAN de KOREA, principal por un monto de US$ 149, 817.87 (Ciento Cuarenta y Nueve Mil Ochocientos Diecisiete Dólares Con 87/100) e intereses por un monto US$ 25,678.37 (Veinticinco Mil Seiscientos Setenta y Ocho Dólares Con 37/100), para un total de US$ 175, 496.24 (Ciento Setenta y Cinco Mil Cuatrocientos Noventa y Seis Dólares Con 24/100)

Beneficiario: BANCO CENTRAL DE NICARAGUA CK No. 20782

Monto: 175,496.24 Fecha: 01/11/2022

CUENTA No.	DESCRIPCION	DEBE	HABER
2112-6	PMO. KOREA NIC-1	5,410,462.63	.00
5107-4	INTERESES Y COMISIONES PRESTAMO KOREA.-	927,338.38	.00
1103-2-47	CTA. CTE. BANPRO No.1001-061-0000957 ENATREL OP	.00	6,337,801.01
	Sumas Iguales ==========>>	6,337,801.01	6,337,801.01

Vo.Bo. CONTABILIDAD	FIRMA A	FIRMA B

RECIBI CONFORME (NOMBRE)	FIRMA	IDENTIFICACION	FECHA
Fernando Maria		001-031180-0034X	03/11/2022

ENATREL
Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

ENATREL
Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

COMPROBANTE DE PAGO

20782

Managua 1 11 2022

BANCO CENTRAL DE NICARAGUA ** 175,498.24 **

** CIENTO SETENTA Y CINCO MIL CUATROCIENTOS NOVENTA Y SEIS DÓLARES CON 24/100 CENTAVOS **

POR CONCEPTO:

Cheque a favor del Banco Central de Nicaragua, en concepto de cuota principal e intereses del préstamo con el EXIMBANK de KOREA, principal por un monto de US$ 149, 517.87 (Ciento Cuarenta y Nueve Mil Ochocientos Diecisiete Dólares Con 87/100) e intereses por un monto US$ 25,870.37 (Veinticinco Mil Seiscientos Setenta y Ocho Dólares Con 37/100), para un total de US$ 175, 498.24 (Ciento Setenta y Cinco Mil Cuatrocientos Noventa y Seis Dólares Con 24/100)

Beneficiario: BANCO CENTRAL DE NICARAGUA

CSC No. 20782

Monto: CUENTA No. 175,498.24 DESCRIPCION Fecha: 01/11/2022

CUENTA No.	DESCRIPCION	DEBE	HABER
21124	PMO. KOREA NC-1	6,410,462.63	.00
5107-4	INTERESES Y COMISIONES PRESTAMO KOREA.-	927,338.38	.00
1103-2-47	CTA. CTE. BANPRO No.1001-051-0000057 ENATREL OP	.00	6,337,801.01
	Sumas iguales ==========>>	6,337,801.01	6,337,801.01

ENATREL
Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

Vo.Bo. CONTABILIDAD	FIRMA A	FIRMA B

RECIBI CONFORME (NOMBRE)	FIRMA	IDENTIFICACION	FECHA
Brenda Moda		001-021180-0003-4X	03/11/2022

CG FORMULARIOS NI S.A. TEL.: 2240-5214 FAX: 2240-4926 // O.I.N. 0621-022 / 5,000 X 4 // 06/21

ENATREL
Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

COMPROBANTE DE PAGO

20702

Managua 1 11 2022

BANCO CENTRAL DE NICARAGUA ** 175,496.24 **

** CIENTO SETENTA Y CINCO MIL CUATROCIENTOS NOVENTA Y SEIS DÓLARES CON 24/100 CENTAVOS **

POR CONCEPTO:

Cheque a favor del Banco Central de Nicaragua, en concepto de cuota principal e intereses del préstamo con el EXIMBAN de KOREA, principal por un monto de US$ 149, 817.87 (Ciento Cuarenta y Nueve Mil Ochocientos Diecisiete Dólares Con 87/100) e intereses por un monto US$ 25,678.37 (Veinticinco Mil Seiscientos Setenta y Ocho Dólares Con 37/100), para un total de US$ 176, 496.24 (Ciento Setenta y Cinco Mil Cuatrocientos Noventa y Seis Dólares Con 24/100)

Beneficiario: BANCO CENTRAL DE NICARAGUA CH No. 20702

Monto: 175,496.24 Fecha: 01/11/2022

CUENTA No.	DESCRIPCION	DEBE	HABER
2112-6	PMO. KOREA NIC-1	5,419,462.63	.00
5107-4	INTERESES Y COMISIONES PRESTAMO KOREA.-	927,338.38	.00
1103-2-47	CTA. CTE. BANPRO No.1001-061-0000957 ENATREL OP	.00	6,337,801.01
	Sumas Iguales ==========>>	6,337,801.01	6,337,801.01

ENATREL
Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

Vo.Bo. CONTABILIDAD	FIRMA A	FIRMA B

RECIBI CONFORME (NOMBRE)	FIRMA	IDENTIFICACION	FECHA
			01/11/2022

CG FORMULARIOS M.S.A. TEL.: 2240-5214 FAX: 2240-4626 R.U.C. N. 0621-022 / 5 000 X 4 / 0521

Banco Central de Nicaragua

03/11/2022 09:25
<<CONT_REP45>>

ORDEN DE ENTREGA Y RECIBO DE VALORES

FECHA 03/11/2022 No. DO130220051

A (DE) VÍCTOR VIDAL ACUÑA CASTAÑEDA CÉD. 001-010888-0028Y

POR CUENTA DE ENATREL

TRANSACCION PAGO PRINCIPAL MAS INTERESES PRESTAMO NIC-1 Y COMISIONES AL BCN

TIPO DE CAMBIO 36.1175

MONEDAS	RECIBASE		ENTREGUESE	
	EFECTIVO	CHEQUE Y/O GIROS	EFECTIVO	CHEQUE Y/O GIROS
CORDOBAS				
DOLARES		175,839.48		

VALOR EN LETRAS : SE RECIBIERON: CIENTO SETENTA Y CINCO MIL OCHOCIENTOS TREINTA Y NUEVE DOLARES CON 48/100 CENTAVOS EN CHEQUE

CONCEPTO : PAGO CUOTA PRINCIPAL MAS INTERESES CORRESPONDIENTE A PRESTAMO OTORGADO POR EL EXIMBANK DE KOREA NIC-1 VENCIMIENTO 20-11-2022. S/CARTA REF. DAF-MGO-1060-10-2022 Y PAGO DE COMISIONES AL BCN.

DETALLE DE CHEQUES, GIROS Y EFECTIVO RECIBIDOS

Cuenta No.	Cheque No.	Banco	Dólares	Córdobas	Mon. Ext.
0610000957	0020782	BANPRO	175,496.24		
0610000957	0020783	BANPRO	343.24		
		Totales	175,839.48		

Realizado Revisado Autorizado Recibido

CANCELADO
01 NOV 2022
No. Doc.: 20782
Unidad de Contabilidad - ENATREL

Banco Central de Nicaragua
Emitiendo confianza y estabilidad
03 NOV 2022
RECIBIDO CAJA N° 2
MANAGUA

ENATREL
Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

REVISION CONTABLE TESORERIA

Impreso el 01.nov..2022

Solicitud **OP67841** Comprobante **CK00058330** Fecha Solicitud **lunes, 31 de octubre de 2022**

Area

A Nombre de: BANCO CENTRAL DE NICARAGUA.

Por Valor de: **$ 175,496.24** CIENTO SETENTA Y CINCO MIL CUATROCIENTOS NOVENTA Y SEIS DE DÓLARES CON 24/100

Concepto

Cheque a favor del Banco Central de Nicaragua, en concepto de cuota principal e intereses del préstamo con el EXIMBAN de KOREA, principal por un monto de US$ 149, 817.87 (Ciento Cuarenta y Nueve Mil Ochocientos Diecisiete Dólares Con 87/100) e intereses por un monto US$ 25,678.37 (Veinticinco Mil Seiscientos Setenta y Ocho Dólares Con 37/100), para un total de US$ 175, 496.24 (Ciento Setenta y Cinco Mil Cuatrocientos Noventa y Seis Dólares Con 24/100)

Observaciones

Cuenta	CC	Descripcion	Debito	Credito
2112-6		PMO. KOREA NIC-1	5,410,462.63	0.00
5107-4		INTERESES Y COMISIONES PRESTAMO KOREA.-	927,338.38	0.00
1103-2-47		CTA. CTE. BANPRO No.1001-061-0000957 ENATREL OP	0.00	6,337,801.01
		Sumas Iguales ==========>>	6,337,801.01	6,337,801.01

CANCELADO
01 NOV 2022
No. Doc.: 20782
Unidad de Contabilidad - ENATREL

Elabora

Nombre: MARIA MERCEDES NORORI OCAÑA

957

Gobierno de Réconciliación
y Unidad Nacional
El Pueblo, Presidente!

2022
ESPERANZAS
VICTORIOSAS!
TODO CON AMOR!

REVISADO
31 OCT 2022
Firma:
Unidad de Contabilidad ENATREL

KARINA DE FINANZAS
UNIDAD TESORERIA
ENATREL

Orden de Pago No. OP67841

AUTORIZACIÓN DE PAGO

CHEQUE

Managua, 31 de octubre del 2022

Por este medio se autoriza a: **LIC. ARLEN KARINA BLANDON MENDOZA / UNIDAD DE TESORERÍA**

para que procese pago a nombre de:

BANCO CENTRAL DE NICARAGUA.

Hasta por valor: **$ 175,496.24 (CIENTO SETENTA Y CINCO MIL CUATROCIENTOS NOVENTA Y SEIS DE DÓLARES CON 24/100)**

En concepto de: **Cheque a favor del Banco Central de Nicaragua, en concepto de cuota principal e intereses del préstamo con el EXIMBAN de KOREA, principal por un monto de US$ 149, 817.87 (Ciento Cuarenta y Nueve Mil Ochocientos Diecisiete Dólares Con 87/100) e intereses por un monto US$ 25,678.37 (Veinticinco Mil Seiscientos Setenta y Ocho Dólares Con 37/100), para un total de US$ 175, 496.24 (Ciento Setenta y Cinco Mil Cuatrocientos Noventa y Seis Dólares Con 24/100)**

CANCELADO
FECHA: 07 NOV 2022
No. Ck: 20782
Contabilidad ENATREL

Se adjunta:

- ORDEN PAGO No. OF-MTL-658-10-2022.

DIRECCIÓN ADMINISTRATIVA FINANCIERA
OFICINA DE FINANZAS
ENATREL

Lic. María Teresa Lacayo
Oficina de Finanzas

EMPRESA NACIONAL DE TRANSMISION ELECTRICA
DIVISIÓN ADMINISTRATIVA FINANCIERA
ENATREL

Lic. Marcia García Osegueda
Vo. Bo. División Administrativa Financiera

FE, FAMILIA Y COMUNIDAD!

TP-153305

ENATREL
Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

31/10/2022 12:00:37

5107-4 2112-6 1103-2-42 (957)

Gobierno de Reconciliación
y Unidad Nacional
El Pueblo, Presidente!

2022
ESPERANZAS VICTORIOSAS!
TODO CON AMOR!

MEMORANDUM
OF-MTL-#-658-10-2022

A : **Lic. Marcia García**
Directora Administrativa-Financiera

DE : **Lic. Maria Teresa Lacayo**
Jefe Oficina de Finanzas

DIRECCIÓN ADMINISTRATIVA FINANCIERA
OFICINA DE FINANZAS
ENATREL

REF : **SOLICITUD DE PAGO BANCO CENTRAL DE NICARAGUA**

FE : **Octubre 31, del 2022**

Solicitamos su autorización para elaborar cheque certificado a favor del Banco Central de Nicaragua, en concepto de cuota principal e intereses del préstamo con el EXIMBAN de KOREA, principal por un monto de US$ 149, 817.87 (Ciento Cuarenta y Nueve Mil Ochocientos Diecisiete Dólares Con 87/100) e intereses por un monto US$ 25,678.37 (Veinticinco Mil Seiscientos Setenta y Ocho Dólares Con 37/100), para un total de US$ 175, 496.24 (Ciento Setenta y Cinco Mil Cuatrocientos Noventa y Seis Dólares Con 24/100)

Saludes,

CANCELADO
FECHA: 01 NOV 2022
No. CK: 20782
Unidad Contabilidad - ENATREL

REVISADO
31 OCT 2022
Firma:
Unidad de Contabilidad - ENATREL

cc:
Archivo.

TOD@S JUNT@S, VAMOS ADELANTE...!
FUERZA DE PUEBLO QUE VENCE...!
UNIDAD PARA LA PROSPERIDAD...!
CON DANIEL, EL FRENTE, EL PUEBLO PRESIDENTE...!

EMPRESA NACIONAL DE TRANSMISION ELECTRICA (ENATREL)

Cancelación de Comisiones al BCN correspondiente a Préstamo otorgado por el EXIMBAN de KOREA

MONTO DEL PRESTAMO: US$5,750,000.00

Resumen Liquidación de Cancelación de Comisiones con vencimiento de 20/11/2022

(U$ DOLARES)

CONCEPTO	MONTO PRESTAMO	ABONO A PRINCIPAL	CANCELACION DE INTERESES	COMISIÓN POR TRANSF	TOTAL A PAGAR
PRESTAMO KOREA NIC-1	5,750,000	149,817.87	25,678.37	0.00	175,496.24
TOTAL		$149,817.87	$25,678.37	$0.00	$175,496.24

Karla Espinoza
Oficina de Finanzas
31/10/2022

CANCELADO
FECHA: 01 NOV 2022
No. CK: 20782
Unidad Contabilidad - ENATREL

REVISADO
31 OCT 2022
Firma:
Unidad de Contabilidad - ENATREL

Banco Central de Nicaragua

Emitiendo confianza y estabilidad

División de Operaciones Financieras

LIQUIDACION PRELIMINAR MONTO A PAGAR POR ENATREL

Fecha : 28-oct-2022
Referencia: LC-0003-2002

T/C WON : 1,175.00
Tipo de Cambio Estimado al 20-Nov-22

T/C CS: 36.1509
Tipo de Cambio Oficial al 20-Nov-22

Al Korea Exchange Bank

PRELIMINAR

MONTO EN WON :	KRW	206,208,080	
MONTO EN DOLARES :	**USD**	**175,496.24**	

Al Banco Central de Nicaragua

GASTOS DE TRANSFERENCIAS		***EN DOLARES***	***EN CORDOBAS***
- Servicio por transferencia (0,15% sobre el monto, mínimo USD50.00 y máximo USD500,00)		263.24	
- Costo de mensaje SWIFT (Envío de Orden de Pago)		20.00	
- Costo de mensajes SWIFT (Reembolso al KEB)		20.00	
- Costo de 2 mensajes SWIFT (Confirmación)		40.00	
TOTAL	**USD**	**343.24**	-

Todo cheque emitido a favor del Banco Central de Nicaragua deberá ser certificado o ser Cheque de Gerencia. Ambos a cargo de un banco comercial nicaraguense.

PRELIMINAR

REVISADO
31 OCT 2022
Firma:
Unidad de Contabilidad - ENATREL

Gerencia de Servicios Financieros

CANCELADO
FECHA: 01 NOV 2022
No. Ck: 20782
Unidad Contabilidad - ENATREL

Gobierno de Reconciliación y Unidad Nacional
El Pueblo, Presidente!

2022 ESPERANZAS VICTORIOSAS! TODO CON AMOR!

Managua, 24 de Octubre 2022
DAF-MGO-1060-10-2022

Licenciado
Marco Antonio Parrales Olivas
Gerente División de Operaciones Financieras
Banco Central de Nicaragua
Su Despacho

Estimado Licenciado Parrales:

Según el procedimiento dado a conocer en su oportunidad por el Banco Central de Nicaragua para que ENATREL pague a través de ese Banco, el servicio del préstamo otorgado por el EXIMBANK de Corea, le informo que el día 20 de Noviembre del 2022 vence la orden de pago al KEB por W 206,208,080 (Doscientos Seis Millones Doscientos Ocho Mil Ochenta Won Koreanos), por lo que solicitamos efectuar el pago. Dicho monto está conformado de la siguiente manera: W 176,036,000 de Principal y W 30,172,080 por Intereses.

Así mismo, quiero manifestarle que ENATREL se compromete a pagar al Banco Central de Nicaragua el monto en USD que resulte de la liquidación, más los gastos en que incurra el Banco por realizar la transferencia. El pago lo haremos de acuerdo al procedimiento dado a conocer a ustedes. Adjuntamos copia de la Notificación de pago enviada por el Eximbank de Corea.

Agradeciendo su amable atención, aprovechamos la ocasión para saludarlo.

CANCELADA
FECHA: 01 NOV 2022
No. CK: 20782
Contabilidad - ENATREL

Atentamente;

Lic. Martia García Osegueda
Directora Administrativa Financiera
EMPRESA NACIONAL DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA (ENATREL)

DIVISIÓN ADMINISTRATIVA FINANCIERA ENATREL

RECIBIDO 31 OCT 2022

Hora 3:43 p.m.
Recibido por Montoya
25 OCT 2022
BANCO CENTRAL DE NICARAGUA
División de Operaciones Financieras

Cc:
Ing. Salvador Mansell - Presidente Ejecutivo / ENATREL
Ing. Estela Martínez - Vice Presidente Ejecutivo / ENATREL
Lic. Maria Teresa Lacayo - Jefe Oficina de Finanzas / ENATREL

FE, FAMILIA Y COMUNIDAD!

CRISTIANA, SOCIALISTA, SOLIDARIA!
DIVISIÓN ADMINISTRATIVA FINANCIERA
De la Rotonda Centroamerica 700 m al oeste,
Villa Fontana, Managua, Nicaragua.
Teléfonos (505) 2252-7400 y 8852 7500

ENATREL
Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

Korea Eximbank
THE EXPORT-IMPORT BANK OF KOREA
38, Eunhaeng-Ro, Yeongdeungpo-Gu, Seoul 07242, Korea
Tel. 822-3779-6594 Fax. 822-3779-6780/6757

EDCF 대외경제협력기금 KOREA

Notice Concerning Principal and Interest

Marlon Navarrete
Director General de Credito Publico
Avenida Bolivar, frente a la Asamblea Nacional
Managua, Republic of Nicaragua

Date.: September 20, 2022
Ref No.: NIC-1/22-3079

Re: EDCF Loan Agreement NIC-1 for Electric Power Network Expansion Project.

Please be notified of the due date and amount payable by you under the captioned EDCF Loan Agreement dated November 20, 2000 as follows:

	Due Date	Amount
Principal	November 20, 2022	One Hundred And Seventy Six Million Thirty Six Thousand Korean Won (₩176,036,000)
Interest*		Thirty Million One Hundred And Seventy Two Thousand Eighty Korean Won (₩30,172,080)
Total		Two Hundred And Six Million Two Hundred And Eight Thousand Eighty Korean Won (₩206,208,080)

* Interest computation : As per attached sheet.

Please credit the above amount in Korean Won to the account of the Export-Import Bank of Korea(Account No. 068-13-10395-6) with the KEB Hana Bank(SWIFT code: KOEXKRSE), Yeouido Kwangjang Branch at 101, Yeouigongwon-ro, Yeongdeungpo-gu, Seoul, Republic of Korea on or before the due date (Seoul Time).

REVISADO
31 OCT 2022
Firma:

Very truly yours,

최 우 영

Choi Wooyoung
Director
Mdb Operation Department
The Export-Import Bank of Korea

CANCELADO
FECHA: 01 NOV 2022
No. Ck. 20782

Abril 2023

ENATREL
Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

COMPROBANTE DE PAGO

20861

Managua 27 04 2023

BANCO CENTRAL DE NICARAGUA

** 173,591.71 **

** CIENTO SETENTA Y TRES MIL QUINIENTOS NOVENTA Y UN DÓLARES CON 71/100 CENTAVOS **

POR CONCEPTO: Elaboracion de cheque certificado a favor del Banco Central de Nicaragua, en concepto de cuota principal e intereses del préstamo con el EXIMBAN de KOREA, principal por un monto de US$ 149, 617.87 (Ciento Cuarenta y Nueve Mil Ochocientos Diecisiete Dólares Con 87/100) e intereses por un monto US$ 23,773.84 (Veintitrés Mil Setecientos Setenta y Tres Dólares Con 84/100), para un total de US$ 173, 691.71 (Ciento Setenta y Tres Mil Quinientos Noventa y Un Dólares Con 71/100).

Beneficiario: BANCO CENTRAL DE NICARAGUA

CK No. 20861

Monto: 173,691.71

Fecha: 27/04/2023

CUENTA No.	DESCRIPCION	DEBE	HABER
5107-4	INTERESES Y COMISIONES PRESTAMO KOREA.-	864,832.86	.00
1103-2-47	CTA. CTE. BANPRO No.1001-061-0000957 ENATREL OP	.00	6,314,832.43
2112-6	PMO. KOREA NIC-1	5,449,999.57	.00
	Sumas Iguales ==========>>	6,314,832.43	6,314,832.43

Vo. Bo. CONTABILIDAD	FIRMA A	FIRMA B

RECIBI CONFORME (NOMBRE)	FIRMA	IDENTIFICACION	FECHA

ENATREL
Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

Banpro
Grupo Promerica

Corporativa

SUC. CIUDAD JARDIN

CHEQUE No. 2-8-0-1 0020861 20861

LUGAR Y FECHA Managua DIA 27 MES 04 AÑO 2023

PAGUESE A: BANCO CENTRAL DE NICARAGUA. US$ ** 173,591.71 **

LA SUMA DE: ** CIENTO SETENTA Y TRES MIL QUINIENTOS NOVENTA Y UN DÓLARES CON 71/100 CENTAVOS ** DOLARES

ENATREL-OP

MANAGUA NICARAGUA

FIRMA FIRMA

⑆00 20800 15⑆ 06 1000095 7⑈00 20861

POR CONCEPTO: Elaboracion de cheque certificado a favor del Banco Central de Nicaragua, en concepto de cuota principal e intereses del préstamo con el EXIMBAN de KOREA, principal por un monto de US$ 149, 817.87 (Ciento Cuarenta y Nueve Mil Ochocientos Diecisiete Dólares Con 87/100) e intereses por un monto US$ 23,773.84 (Veintitrés Mil Setecientos Setenta y Tres Dólares Con 84/100), para un total de US$ 173, 591.71 (Ciento Setenta y Tres Mil Quinientos Noventa y Un Dólares Con 71/100).

Beneficiario: BANCO CENTRAL DE NICARAGUA. CK No. 2086

Monto: 173,591.71 Fecha: 27/04/202

CUENTA No.	DESCRIPCION	DEBE	HABER
5107-4	INTERESES Y COMISIONES PRESTAMO KOREA.-	864,832.86	.0
1103-2-47	CTA. CTE. BANPRO No.1001-061-0000957 ENATREL OP	.00	6,314,832.4
2112-6	PMO. KOREA NIC-1	5,449,999.57	.0
	Sumas Iguales ==========>>	6,314,832.43	6,314,832.4

ENATREL
Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

Vo. Bo. CONTABILIDAD	FIRMA A	FIRMA B

RECIBI CONFORME (NOMBRE)	FIRMA	IDENTIFICACION	FECHA

Banco Central de Nicaragua

28/04/2023 14:03
<<CONT_REP45>>

ORDEN DE ENTREGA Y RECIBO DE VALORES

No. DO130230016

FECHA 28/04/2023

A (DE) RUTH NOEMI SANCHEZ MARTINEZ CED. NO. 001-040682-0054D

POR CUENTA DE ENATREL

TRANSACCION PAGO PRINCIPAL MAS INTERESES PRESTAMO NIC-1 Y COMISIONES AL BCN

TIPO DE CAMBIO 36.3785

MONEDAS	RECIBASE		ENTREGUESE	
	EFECTIVO	CHEQUE Y/O GIROS	EFECTIVO	CHEQUE Y/O GIROS
CORDOBAS				
DOLARES		173,932.10		

VALOR EN LETRAS : SE RECIBIERON: CIENTO SETENTA Y TRES MIL NOVECIENTOS TREINTA Y DOS DOLARES CON 10/100 CENTAVOS EN CHEQUE

CONCEPTO : PAGO CUOTA PRINCIPAL MAS INTERESES CORRESPONDIENTE A PRESTAMO OTORGADO POR BT. EXTMBANK DE KOREA NIC-1 VENCIMIENTO 20-05-2023. S/CARTA REF. DAF-MGO-381-04-2023 Y PAGO DE COMISIONES AL BCN.

DETALLE DE CHEQUES, GIROS Y EFECTIVO RECIBIDOS

Cuenta No.	Cheque No.	Banco	Dólares	Córdobas	Mon. Ext.
0610000957	0020861	BANPRO	173,591.71		
0610000957	0020862	BANPRO	340.39		
		Totales	173,932.10		

Realizado Revisado Autorizado Recibido

CANCELADO
27 ABR 2023
No. Doc. 20861
Unidad de Contabilidad - ENATREL

Banco Central de Nicaragua
Emitiendo confianza y estabilidad
28 ABR 2023
RECIBIDO CAJA No. 2
MANAGUA

ENATREL
Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

REVISION CONTABLE TESORERIA

Impreso el 27.abr..2023

Solicitud **OP70771** Comprobante **CK00060706** Fecha Solicitud **martes, 25 de abril de 2023**

Area

A Nombre de: BANCO CENTRAL DE NICARAGUA.

Por Valor de: $ **173,591.71** CIENTO SETENTA Y TRES MIL QUINIENTOS NOVENTA Y UN DE DÓLARES CON 71/100

Concepto

Elaboracion de cheque certificado a favor del Banco Central de Nicaragua, en concepto de cuota principal e intereses del préstamo con el EXIMBAN de KOREA, principal por un monto de US$ 149, 817.87 (Ciento Cuarenta y Nueve Mil Ochocientos Diecisiete Dólares Con 87/100) e intereses por un monto US$ 23,773.84 (Veintitrés Mil Setecientos Setenta y Tres Dólares Con 84/100), para un total de US$ 173, 591.71 (Ciento Setenta y Tres Mil Quinientos Noventa y Un Dólares Con 71/100).

Observaciones

Cuenta	CC	Descripcion	Debito	Credito
2112-6		PMO. KOREA NIC-1	5,449,999.57	0.00
5107-4		INTERESES Y COMISIONES PRESTAMO KOREA.-	864,832.86	0.00
1103-2-47		CTA. CTE. BANPRO No.1001-061-0000957 ENATREL OP	0.00	6,314,832.43
		Sumas Iguales ==========>>	6,314,832.43	6,314,832.43

CANCELADO
27 ABR 2023
No. Doc. 20961
Unidad de Contabilidad - ENATREL

Elabora _____

Nombre: LESTER ADRIAN LARIOS ROSALES

Gobierno de Reconciliación y Unidad Nacional
El Pueblo, Presidente!

2023 TODOS JUNTOS Vamos Adelante!

957

Orden de Pago No. OP70771

CANCELADO
I.L
27 ABR 2023
No. Ck. 20861
Unidad de Contabilidad- ENATREL

AUTORIZACIÓN DE PAGO

CHEQUE

OFICINA DE FINANZAS UNIDAD TESORERIA ENATREL

Managua, 25 de abril del 2023

Por este medio se autoriza a: **LIC. ARLEN KARINA BLANDON MENDOZA / UNIDAD DE TESORERIA**

REVISADO
26 ABR 2023
Firma:
Unidad de Contabilidad - ENATREL

para que procese pago a nombre de:

BANCO CENTRAL DE NICARAGUA.

Hasta por valor: **$ 173,591.71 (CIENTO SETENTA Y TRES MIL QUINIENTOS NOVENTA Y UN DE DÓLARES CON 71/100)**

En concepto de: **Elaboracion de cheque certificado a favor del Banco Central de Nicaragua, en concepto de cuota principal e intereses del préstamo con el EXIMBAN de KOREA, principal por un monto de US$ 149, 817.87 (Ciento Cuarenta y Nueve Mil Ochocientos Diecisiete Dólares Con 87/100) e intereses por un monto US$ 23,773.84 (Veintitrés Mil Setecientos Setenta y Tres Dólares Con 84/100), para un total de US$ 173, 591.71 (Ciento Setenta y Tres Mil Quinientos Noventa y Un Dólares Con 71/100).**

Se adjunta:

- ORDEN PAGO No. OF-MGL-235-04-2023.

DIRECCIÓN ADMINISTRATIVA FINANCIERA OFICINA DE FINANZAS ENATREL

Lic. Mabel Gonzalez L. (a.i)
Oficina de Finanzas

EMPRESA NACIONAL DE TRANSMISION ELECTRICA DIVISIÓN ADMINISTRATIVA FINANCIERA ENATREL

Lic. Marcia García Osegueda
Vo. Bo. División Administrativa Financiera

SOMOS PUEBLO QUE VENCE!

FB-164334

ENATREL
Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

25/4/2023 16:48:20

Gobierno de Reconciliación
y Unidad Nacional
El Pueblo, Presidente!

2023 TODOS JUNTOS Vamos Adelante!

MEMORANDUM
OF-MTL-#-235-04-2023

A : **Lic. Marcia García**
Directora Administrativa-Financiera

DE : **Lic. Mabel González López**
Jefe Oficina de Finanzas (a.i)

DIRECCIÓN ADMINISTRATIVA FINANCIERA OFICINA DE FINANZAS ENATREL

REF : **SOLICITUD DE PAGO BANCO CENTRAL DE NICARAGUA**

FE : **Abril 25, del 2022**

Solicitamos su autorización para elaborar cheque certificado a favor del Banco Central de Nicaragua, en concepto de cuota principal e intereses del préstamo con el EXIMBAN de KOREA, principal por un monto de US$ 149, 817.87 (Ciento Cuarenta y Nueve Mil Ochocientos Diecisiete Dólares Con 87/100) e intereses por un monto US$ 23,773.84 (Veintitrés Mil Setecientos Setenta y Tres Dólares Con 84/100), para un total de US$ 173, 591.71 (Ciento Setenta y Tres Mil Quinientos Noventa y Un Dólares Con 71/100)

Saludes,

CANCELADO
27 ABR 2023
No. Ck. 20061
Unidad de Contabilidad- ENATREL

REVISADO
26 ABR 2023
Firma:
Unidad de Contabilidad - ENATREL

cc:
Archivo.

TOD@S JUNT@S, VAMOS ADELANTE !
CON DANIEL... ADELANTE !
CON EL FRENTE... ADELANTE !
TOD@S JUNT@S, PORQUE HAY PATRIA,
Y TOD@S JUNT@S, PORQUE HAY PAZ !

CRISTIANA, SOCIALISTA, SOLIDARIA!
SOMOS PUEBLO QUE VENCE!

OFICINA DE FINANZAS
De la Rotonda Centroamérica 700 m al oeste,
Villa Fontana, Managua, Nicaragua.
Telefonos (505) 2252-7400 y 2252-7500, Extensión No. 4227
mtl@enatrel.gob.ni www.enatrel.gob.ni

ENATREL
Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

EMPRESA NACIONAL DE TRANSMISION ELECTRICA (ENATREL)

Cancelación Decimo Novena Cuota de Principal y Pago de Intereses al BCN correspondiente a Préstamo otorgado por el EXIMBANK de KOREA

MONTO DEL PRESTAMO: US$5,750,000.00

Resumen Liquidación de Cancelación de Principal e Intereses con vencimiento del 20/11/2022 al 20/05/2023

(U$ DOLARES)

CONCEPTO	MONTO PRESTAMO	ABONO A PRINCIPAL	CANCELACION DE INTERESES	TOTAL A PAGAR
PRESTAMO KOREA NIC-1	**5,750,000**	**149,817.87**	**23,773.84**	**173,591.71**
Pago de Cuota Principal e Intereses		149,817.87 2112-6	23,773.84 5107-4	173,591.71
TOTAL DE PRINCIPAL E INTERESES		**$149,817.87**	**$23,773.84**	**$173,591.71**

Karla Espinoza
Unidad de Contabilidad
26/4/2023

CANCELADO
27 ABR 2023
No. Ck. 20861
Unidad de Contabilidad - ENATREL

REVISADO
26 ABR 2023
Firma:
Unidad de Contabilidad - ENATREL

Gobierno de Reconciliación
y Unidad Nacional
El Pueblo, Presidente!

2023 TODOS JUNTOS Vamos Adelante!

CANCELADO
L.L
27 ABR 2023
No. Ck. 20061
Unidad de Contabilidad- ENATREL

Managua, 20 de Abril 2023
DAF-MGO-381-04-2023

REVISADO
26 ABR 2023
Firma:
Unidad de Contabilidad - ENATREL

BANCO CENTRAL DE NICARAGUA
OFICINA DE CORRESPONDENCIA
RECIBIDO
Fecha : 21-4-23
Hora : 9:15 Am
NOMBRE: Karla Josué

Licenciado
Marco Antonio Parrales Olivas
Gerente División de Operaciones Financieras
Banco Central de Nicaragua
Su Despacho

Estimado Licenciado Parrales:

Según el procedimiento dado a conocer en su oportunidad por el Banco Central de Nicaragua para que ENATREL pague a través de ese Banco, el servicio del préstamo otorgado por el EXIMBANK de Corea, le informo que el día 20 de Mayo 2023 vence la orden de pago al KEB por W 203,970,260 (Doscientos Tres Millones Novecientos Setenta Mil Doscientos Sesenta Won Koreanos), por lo que solicitamos efectuar el pago. Dicho monto está conformado de la siguiente manera: W 176,036,000 de Principal y W 27,934,260 por Intereses.

Así mismo, quiero manifestarle que ENATREL se compromete a pagar al Banco Central de Nicaragua el monto en USD que resulte de la liquidación, más los gastos en que incurra el Banco por realizar la transferencia. El pago lo haremos de acuerdo al procedimiento dado a conocer a ustedes. Adjuntamos copia de la Notificación de pago enviada por el Eximbank de Corea.

Agradeciendo su amable atención, aprovechamos la ocasión para saludarlo.

Atentamente;

EMPRESA NACIONAL DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA ENATREL
DIVISIÓN ADMINISTRATIVA FINANCIERA

Lic. Marcia García Osegueda
Directora Administrativa Financiera
EMPRESA NACIONAL DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA (ENATREL)

Cc:
Ing. Salvador Mansell - Presidente Ejecutivo / ENATREL
Ing. Estela Martínez - Vice Presidente Ejecutivo / ENATREL
Lic. Mabel Gonzalez - Jefe Oficina de Finanzas / ENATREL
Archivo...

Korea Eximbank
THE EXPORT-IMPORT BANK OF KOREA
38, Eunhaeng-Ro, Yeongdeungpo-Gu, Seoul 07242, Korea
Tel. 822-3779-6594 Fax. 822-3779-6780/6757

EDCF 대외경제협력기금 KOREA

Notice Concerning Principal and Interest

Marlon Navarrete
Director General de Credito Publico
Avenida Bolivar, frente a la Asamblea Nacional
Managua, Republic of Nicaragua

Date.: March 17, 2023
Ref No.: NIC-1/23-1127

Re: EDCF Loan Agreement NIC-1 for Electric Power Network Expansion Project.

Please be notified of the due date and amount payable by you under the captioned EDCF Loan Agreement dated November 20, 2000 as follows:

	Due Date	Amount
Principal	May 20, 2023	One Hundred And Seventy Six Million Thirty Six Thousand Korean Won (₩176,036,000)
Interest*		Twenty Seven Million Nine Hundred And Thirty Four Thousand Two Hundred And Sixty Korean Won (₩27,934,260)
Total		Two Hundred And Three Million Nine Hundred And Seventy Thousand Two Hundred And Sixty Korean Won (₩203,970,260)

* Interest computation : As per attached sheet.

Please credit the above amount in Korean Won to the account of the Export-Import Bank of Korea(Account No. 068-13-10395-6) with the KEB Hana Bank(SWIFT code: KOEXKRSE), Yeouido Kwangjang Branch at 101, Yeouigongwon-ro, Yeongdeungpo-gu, Seoul, Republic of Korea on or before the due date (Seoul Time).

CANCELADO
I.L.
27 ABR 2023
No. Ck. 20861
Unidad de Contabilidad- ENATREL

REVISADO
25 ABR 2023
Firma:
Unidad de Contabilidad - ENATREL

Very truly yours,

Jo Younkyoung
Director
Mdb Operation Department
The Export-Import Bank of Korea

Gobierno de Reconciliación y Unidad Nacional

El Pueblo, Presidente!

UNIDA, NICARAGUA TRIUNFA!

ENATREL

Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

PLAN DE OBRAS 2024

Tomo II

ESTUDIOS ELÉCTRICOS 2023

TABLA DE CONTENIDO

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN 2

2. OBJETIVO DEL ESTUDIO 3

3. MODELADO DEL SISTEMA DE POTENCIA 4

4. ESTUDIOS A REALIZAR 7

5. CRITERIOS EMPLEADOS EN EL ESTUDIO 15

6. ANALISIS DEL SISTEMA SIN Y CON EL PROYECTO EN REGIMEN NORMAL Y CONTINGENCIAS. AÑO 2023 16

7. ANALISIS DEL SISTEMA EN REGIMEN NORMAL Y CONTINGENCIAS. AÑO 2024 25

8. ANALISIS DEL SISTEMA EN REGIMEN NORMAL Y CONTINGENCIAS. AÑO 2025 31

9. ANALISIS DEL SISTEMA EN REGIMEN NORMAL Y CONTINGENCIAS. AÑO 2026 37

10. ANALISIS DEL SISTEMA EN REGIMEN NORMAL Y CONTINGENCIAS. AÑO 2027 43

11. ANALISIS DEL SISTEMA EN REGIMEN NORMAL Y CONTINGENCIAS. AÑO 2028 50

12. ESTABILIDAD DE TENSIÓN 2023 56

13. ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO 2023 64

14. ESTUDIO DE ESTABILIDAD TRANSIENTE 2023 71

15. CONCLUSIONES 73

16. ANEXOS 75

1. INTRODUCCIÓN

El presente informe ha sido preparado por la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL), en cumplimiento al Capitulo 4.4, RTA 4.4.2 inciso d) de la Normativa de Transporte.

El principal objetivo de este trabajo es presentar la factibilidad técnica de las nuevas obras de transmisión que finalizaran su construcción y entrarán en operación en el año 2023, las cuales fueron indicadas en el capitulo 6 del Tomo I del presente Plan de Obras 2024.

Para los estudios se escogió un escenario típico de verano e invierno para el año 2023, con demanda máxima, media y mínima, los cuales fueron analizados sin y con las obras que entrarán en operación. Además, se analizaron transferencias en el Sistema Eléctrico Regional de hasta 280 MW de sur a norte y de 300 MW de norte a sur, así como escenarios sin transferencias de acuerdo al estudio de máximas capacidades de transferencias de potencia entre áreas de control del SER correspondiente al mes de Mayo 2023.

El impacto a la red de transmisión se ha determinado por medio de simulaciones de diversos escenarios considerando la operación del SIN en estado estable y en situaciones de contingencias N-1; sin y con las obras. De igual forma, los resultados de sobrecargas, estabilidad de voltaje se han comparado sin y con los nuevos proyectos para cumplir el objetivo.

Las corrientes de cortocircuitos fueron calculadas con los escenarios de demanda máxima para verano e invierno considerando los máximos aportes de cortocircuito que pueden ser obtenidos en cada nodo del sistema para el año 2023, con el propósito de comparar los valores de corriente obtenidos con la capacidad de los interruptores instalados.

Para los análisis de estabilidad de tensión se analizaron todos los escenarios sin y con transferencias ante contingencias

sencillas, que son los casos que más demanda de reactivo presentan.

Para los análisis de estabilidad transitoria se consideraron los escenarios de demanda máxima con obras, y las máximas transferencias analizadas en ambos sentidos.

2. OBJETIVO DEL ESTUDIO

El presente estudio tiene como Objetivo General:

- Evaluar el impacto que los proyectos de transmisión que entrarán en operación durante el año 2023 tendrán en el comportamiento del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Los principales Objetivos Específicos son:

- Determinar la viabilidad técnica de la puesta en operación de las nuevas obras en condiciones de operación normal del sistema y ante contingencias, bajo las condiciones más adversas previsibles.

- Verificar que la puesta en operación de los proyectos no produzcan efectos adversos en el Sistema y contribuyan a cumplir con los criterios de calidad, seguridad y desempeño (CCSD) mínimo que establece la regulación nacional y regional.

- Determinar los valores de reserva reactiva del sistema eléctrico de Nicaragua para el año 2023.

- Determinar los máximos valores de las corrientes de cortocircuitos para el año 2023.

- Verificar que la puesta en operación de los proyectos no provoquen inestabilidad transitoria del Sistema Eléctrico Nacional ante disturbios y contribuyan a cumplir con los requerimientos de calidad, seguridad y desempeño mínimo que establece la regulación nacional y regional.

3. MODELADO DEL SISTEMA DE POTENCIA

Demanda

El escenario de demanda máxima 2023 analizado parte de las demandas de potencia de cada subestación registrada en el año 2022 y se aplica el pronóstico de crecimiento para el año 2023 considerado en la proyección de Demanda 2022-2038 realizada por el Ministerio de Energía y Minas (MEM).

La demanda máxima del año está representada en el escenario de verano y el escenario de invierno se ajusta de acuerdo al comportamiento histórico del mes de septiembre (según registro de la curva horaria).

Las demandas consideradas para el Sistema eléctrico de Nicaragua para el año 2023 corresponde a:

Verano 2023

Tabla 1. Escenarios de demanda del SIN – Verano 2023

Demanda Máxima	Demanda Media	Demanda Mínima
808.10 MW	686.89 MW	565.67 MW

Invierno 2023

Tabla 2. Escenarios de demanda del SIN – Invierno 2023

Demanda Máxima	Demanda Media	Demanda Mínima
748.18 MW	635.96 MW	523.73 MW

Escenarios Analizados

Para la realización de estos estudios se utilizó el Programa PSS/E Versión 33.5, en el cual se crearon casos bases del Sistema Interconectado Nacional (SIN) para verano e invierno del año 2023 sin y con las nuevas obras de transmisión.

Los escenarios considerados se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 3. Escenarios analizados

Item	Año	Escenario	Epoca	Obras
1	2023	Demanda maxima	Verano	No
2		Demanda media	Verano	No
3		Demanda minima	Verano	No
4		Demanda maxima	Verano	Si
5		Demanda media	Verano	Si
6		Demanda minima	Verano	Si
7		Demanda maxima	Invierno	No
8		Demanda media	Invierno	No
9		Demanda minima	Invierno	No
10		Demanda maxima	Invierno	Si
11		Demanda media	Invierno	Si
12		Demanda minima	Invierno	Si

Considerando, las máximas capacidades de tranferencias entre áreas de control vigentes de acuerdo al infome del EOR realizado el mes de Mayo 2023, adicionalmente a cada escenario de demanda se realizaron las siguientes sensibilidades de transferencias:

Tabla 4. Maximas capacidades de transferencias

TRANSFERENCIA DE NORTE A SUR	DEMANDA MAXIMA	DEMANDA MEDIA	DEMANDA MINIMA
Porteo de Nicaragua (Guatemala exporta hacia Costa Rica)	230	300	300
Porteo de Nicaragua (Costa Rica exporta hacia Guatemala)	280	220	210

Los escenarios a evaluar corresponden a 36 casos que abarcan la demanda mínima, media y máxima, para verano e invierno del año 2023, sin y con transferencias.

En la siguente tabla se detallan los casos analizados.

Tabla 5. Casos analizados año 2023

No. CASO	EPOCA	DEMANDA	TRANSFERENCIA	OBRAS 2023	NOMBRE CASO PSS/E
1	VERANO	MAXIMA	NO	NO	NIC-MAX_VER_2023_SP
2	VERANO	MAXIMA	PORTEO DE 230MW DE GUATEMALA A C. RICA	NO	NIC-VER_MAX_2023_SP_PNS-230MW
3	VERANO	MAXIMA	PORTEO DE 280MW DE C. RICA A GUATEMALA	NO	NIC-VER_MAX_2023_SP_PSN-280MW
4	VERANO	MEDIA	NO	NO	NIC-VER_MED_2023_SP
5	VERANO	MEDIA	PORTEO DE 300MW DE GUATEMALA A C. RICA	NO	NIC-VER_MED_2023_SP_PNS-300MW
6	VERANO	MEDIA	PORTEO DE 220MW DE C. RICA A GUATEMALA	NO	NIC-VER_MED_2023_SP_PSN-220MW
7	VERANO	MINIMA	NO	NO	NIC-VER_MIN_2023_SP
8	VERANO	MINIMA	PORTEO DE 300MW DE GUATEMALA A C. RICA	NO	NIC-VER_MIN_2023_SP_PNS-300MW
9	VERANO	MINIMA	PORTEO DE 210MW DE C. RICA A GUATEMALA	NO	NIC-VER_MIN_2023_SP_PSN-210MW
10	VERANO	MAXIMA	NO	SI	NIC-MAX_VER_2023_CP
11	VERANO	MAXIMA	PORTEO DE 230MW DE GUATEMALA A C. RICA	SI	NIC-VER_MAX_2023_ CP _PNS-230MW
12	VERANO	MAXIMA	PORTEO DE 280MW DE C. RICA A GUATEMALA	SI	NIC-VER_MAX_2023_ CP _PSN-280MW
13	VERANO	MEDIA	NO	SI	NIC-VER_MED_2023_ CP
14	VERANO	MEDIA	PORTEO DE 300MW DE GUATEMALA A C. RICA	SI	NIC-VER_MED_2023_ CP _PNS-300MW
15	VERANO	MEDIA	PORTEO DE 220MW DE C. RICA A GUATEMALA	SI	NIC-VER_MED_2023_ CP _PSN-220MW
16	VERANO	MINIMA	NO	SI	NIC-VER_MIN_2023_ CP
17	VERANO	MINIMA	PORTEO DE 300MW DE GUATEMALA A C. RICA	SI	NIC-VER_MIN_2023_ CP _PNS-300MW
18	VERANO	MINIMA	PORTEO DE 210MW DE C. RICA A GUATEMALA	SI	NIC-VER_MIN_2023_ CP _PSN-210MW

19	INVIERNO	MAXIMA	NO	NO	NIC-INV_MAX_2023_SP
20	INVIERNO	MAXIMA	PORTEO DE 230MW DE GUATEMALA A C. RICA	NO	NIC-INV_MAX_2023_SP_PNS-230MW
21	INVIERNO	MAXIMA	PORTEO DE 280MW DE C. RICA A GUATEMALA	NO	NIC-INV_MAX_2023_SP_PSN-280MW
22	INVIERNO	MEDIA	NO	NO	NIC-INV_MED_2023_SP
23	INVIERNO	MEDIA	PORTEO DE 300MW DE GUATEMALA A C. RICA	NO	NIC-INV_MED_2023_SP_PNS-300MW
24	INVIERNO	MEDIA	PORTEO DE 220MW DE C. RICA A GUATEMALA	NO	NIC-INV_MED_2023_SP_PSN-220MW
25	INVIERNO	MINIMA	NO	NO	NIC-INV_MIN_2023_SP
26	INVIERNO	MINIMA	PORTEO DE 300MW DE GUATEMALA A C. RICA	NO	NIC-INV_MIN_2023_SP_PNS-300MW
27	INVIERNO	MINIMA	PORTEO DE 210MW DE C. RICA A GUATEMALA	NO	NIC-INV_MIN_2023_SP_PSN-210MW
28	INVIERNO	MAXIMA	NO	SI	NIC-INV_MAX_2023_CP
29	INVIERNO	MAXIMA	PORTEO DE 230MW DE GUATEMALA A C. RICA	SI	NIC-INV_MAX_2023_CP_PNS-230MW
30	INVIERNO	MAXIMA	PORTEO DE 280MW DE C. RICA A GUATEMALA	SI	NIC-INV_MAX_2023_CP_PSN-280MW
31	INVIERNO	MEDIA	NO	SI	NIC-INV_MED_2023_CP
32	INVIERNO	MEDIA	PORTEO DE 300MW DE GUATEMALA A C. RICA	SI	NIC-INV_MED_2023_CP_PNS-300MW
33	INVIERNO	MEDIA	PORTEO DE 220MW DE C. RICA GUATEMALA	SI	NIC-INV_MED_2023_CP_PSN-220MW
34	INVIERNO	MINIMA	NO	SI	NIC-INV_MIN_2023_CP
35	INVIERNO	MINIMA	PORTEO DE 300MW DE GUATEMALA A C. RICA	SI	NIC-INV_MIN_2023_CP_PNS-300MW
36	INVIERNO	MINIMA	PORTEO DE 210MW DE C. RICA A GUATEMALA	SI	NIC-INV_MIN_2023_CP_PSN-210MW

4. ESTUDIOS A REALIZAR

Los estudios eléctricos para verificar el correcto desempeño del Sistema electrico nacional son: **a)** Estudios de flujos de cargas y Contingencias; **b)** Estudios de cortocircuito; **c)** Estudios de Estabilidad de Tensión y **d)** Estudio de Estabilidad Transitorio.

De acuerdo al libro III del RMER capitulo 17.1 y al Anexo Procedimiento Técnico para el acceso de la Normativa de Transporte, los estudios eléctricos deberán contener:

Estudios Eléctricos en Régimen Permanente:

- **Flujos de Carga**

  - Se tomarán como base los escenarios de máxima, media y mínima demanda coincidente.

  - De estos flujos de carga se deben verificar la existencia o no de sobrecargas en los elementos de transmisión, y el cumplimiento del perfil de tensiones en los nodos del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

- Este estudio incluye el funcionamiento de la red con contingencia simple (condición N-1), identificando y analizando los escenarios que sean más exigentes para el SIN y el SER. Se realizarán las siguientes contingencias:
- Todas las contingencias simples de elementos de transmisión con nivel de tensión nominal igual o superior a 138 kV (líneas) del sistema eléctrico de Nicaragua.
- Contingencias de generación.
- Contingencias de Autotransformadores.
- Contingencias en las interconexiones

En la siguente tabla se detallan las contingencias analizadas:

Tabla 6. Contingencias analizadas año 2023

ITEM	CONTINGENCY	EVENTS	CONVERGED	CONVERGENCE STATE
1	BASE CASE	BASE CASE	VERDADERO	Met convergence tolerances
2	SINGLE 4300-4315(1)	OPEN LINE FROM BUS 4300 [ACH-138 138.00] TO BUS 4315 [LBS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
3	SINGLE 4300-4317(1)	OPEN LINE FROM BUS 4300 [ACH-138 138.00] TO BUS 4317 [MGA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
4	SINGLE 4301-4313(1)	OPEN LINE FROM BUS 4301 [ACY-138 138.00] TO BUS 4313 [GAT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
5	SINGLE 4301-4950(1)	OPEN LINE FROM BUS 4301 [ACY-138 138.00] TO BUS 4950 [SMA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
6	SINGLE 4302-4323(1)	OPEN LINE FROM BUS 4302 [ALT-138 138.00] TO BUS 4323 [ORT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
7	SINGLE 4302-4343(1)	OPEN LINE FROM BUS 4302 [ALT-138 138.00] TO BUS 4343 [CLN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
8	SINGLE 4303-4304(1)	OPEN LINE FROM BUS 4303 [AMR-138 138.00] TO BUS 4304 [BCO-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
9	SINGLE 4303-4950(1)	OPEN LINE FROM BUS 4303 [AMR-138 138.00] TO BUS 4950 [SMA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
10	SINGLE 4304-4310(1)	OPEN LINE FROM BUS 4304 [BCO-138 138.00] TO BUS 4310 [DLAB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
11	SINGLE 4305-4315(1)	OPEN LINE FROM BUS 4305 [BTH-138 138.00] TO BUS 4315 [LBS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
12	SINGLE 4305-4325(1)	OPEN LINE FROM BUS 4305 [BTH-138 138.00] TO BUS 4325 [PDT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
13	SINGLE 4306-4319(1)	OPEN LINE FROM BUS 4306 [BZN-138 138.00] TO BUS 4319 [MSY-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
14	SINGLE 4307-4319(1)	OPEN LINE FROM BUS 4307 [CAT-138 138.00] TO BUS 4319 [MSY-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
15	SINGLE 4307-4321(1)	OPEN LINE FROM BUS 4307 [CAT-138 138.00] TO BUS 4321 [MTP-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
16	SINGLE 4307-4322(1)	OPEN LINE FROM BUS 4307 [CAT-138 138.00] TO BUS 4322 [NDE-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
17	SINGLE 4308-4324(1)	OPEN LINE FROM BUS 4308 [JIN-138 138.00] TO BUS 4324 [PCA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
18	SINGLE 4308-4331(1)	OPEN LINE FROM BUS 4308 [JIN-138 138.00] TO BUS 4331 [SEB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
19	SINGLE 4309-4321(1)	OPEN LINE FROM BUS 4309 [DRB-138 138.00] TO BUS 4321 [MTP-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
20	SINGLE 4309-4333(1)	OPEN LINE FROM BUS 4309 [DRB-138 138.00] TO BUS 4333 [SRS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
21	SINGLE 4310-4314(1)	OPEN LINE FROM BUS 4310 [DLAB-138 138.00] TO BUS 4314 [LAB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
22	SINGLE 4310-4336(1)	OPEN LINE FROM BUS 4310 [DLAB-138 138.00] TO BUS 4336 [TPT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
23	SINGLE 4311-4335(1)	OPEN LINE FROM BUS 4311 [EST-138 138.00] TO BUS 4335 [SEBII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
24	SINGLE 4311-4337(1)	OPEN LINE FROM BUS 4311 [EST-138 138.00] TO BUS 4337 [YGA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
25	SINGLE 4312-4316(1)	OPEN LINE FROM BUS 4312 [EVJ-138 138.00] TO BUS 4316 [LNI-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
26	SINGLE 4312-4345(1)	OPEN LINE FROM BUS 4312 [EVJ-138 138.00] TO BUS 4345 [CHN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances

27	SINGLE 4315-4392(1)	OPEN LINE FROM BUS 4315 [LBS-138 138.00] TO BUS 4392 [MT1-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
28	SINGLE 4316-4341(1)	OPEN LINE FROM BUS 4316 [LNI-138 138.00] TO BUS 4341 [PEN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
29	SINGLE 4316-4346(1)	OPEN LINE FROM BUS 4316 [LNI-138 138.00] TO BUS 4346 [CHG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
30	SINGLE 4317-4338(1)	OPEN LINE FROM BUS 4317 [MGA-138 138.00] TO BUS 4338 [PTZ-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
31	SINGLE 4317-4357(1)	OPEN LINE FROM BUS 4317 [MGA-138 138.00] TO BUS 4357 [SNB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
32	SINGLE 4318-4350(1)	OPEN LINE FROM BUS 4318 [MLP-138 138.00] TO BUS 4350 [DMLP-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
33	SINGLE 4319-4361(1)	OPEN LINE FROM BUS 4319 [MSY-138 138.00] TO BUS 4361 [GNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
34	SINGLE 4319-4380(1)	OPEN LINE FROM BUS 4319 [MSY-138 138.00] TO BUS 4380 [GRD-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
35	SINGLE 4320-4331(1)	OPEN LINE FROM BUS 4320 [MTG-138 138.00] TO BUS 4331 [SEB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
36	SINGLE 4320-4368(1)	OPEN LINE FROM BUS 4320 [MTG-138 138.00] TO BUS 4368 [DMTG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
37	SINGLE 4322-4330(1)	OPEN LINE FROM BUS 4322 NDE-138 138.00] TO BUS 4330 [RIV-138 138.00] CKT 1	VERDARERO	Met convergence tolerances
38	SINGLE 4323-4338(1)	OPEN LINE FROM BUS 4323 [ORT-138 138.00] TO BUS 4338 [PTZ-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
39	SINGLE 4323-4344(1)	OPEN LINE FROM BUS 4323 [ORT-138 138.00] TO BUS 4344 [AER-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
40	SINGLE 4324-4381(1)	OPEN LINE FROM BUS 4324 [PCA-138 138.00] TO BUS 4381 [PHL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
41	SINGLE 4325-4383(1)	OPEN LINE FROM BUS 4325 [PDT-138 138.00] TO BUS 4383 [CNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
42	SINGLE 4326-4345(1)	OPEN LINE FROM BUS 4326 [PEC-138 138.00] TO BUS 4345 [CHN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
43	SINGLE 4327-4329(1)	OPEN LINE FROM BUS 4327 [PHT-138 138.00] TO BUS 4329 [PCF-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
44	SINGLE 4327-4357(1)	OPEN LINE FROM BUS 4327 [PHT-138 138.00] TO BUS 4357 [SNB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
45	SINGLE 4328-4342(1)	OPEN LINE FROM BUS 4328 [PMT-138 138.00] TO BUS 4342 [NG2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
46	SINGLE 4328-4359(1)	OPEN LINE FROM BUS 4328 [PMT-138 138.00] TO BUS 4359 [MLP2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
47	SINGLE 4329-4335(1)	OPEN LINE FROM BUS 4329 [PCF-138 138.00] TO BUS 4335 [SEBII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
48	SINGLE 4329-4355(1)	OPEN LINE FROM BUS 4329 [PCF-138 138.00] TO BUS 4355 [SAU-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
49	SINGLE 4330-4384(1)	OPEN LINE FROM BUS 4330 [RIV-138 138.00] TO BUS 4384 [EGR138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
50	SINGLE 4330-4827(1)	OPEN LINE FROM BUS 4330 [RIV-138 138.00] TO BUS 4827 [LVG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
51	SINGLE 4331-4335(1)	OPEN LINE FROM BUS 4331 [SEB-138 138.00] TO BUS 4335 [SEBII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
52	SINGLE 4331-4354(1)	OPEN LINE FROM BUS 4331 [SEB-138 138.00] TO BUS 4354 [TRB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
53	SINGLE 4332-4353(1)	OPEN LINE FROM BUS 4332 [SNR-138 138.00] TO BUS 4353 [DAL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
54	SINGLE 4332-4368(1)	OPEN LINE FROM BUS 4332 [SNR-138 138.00] TO BUS 4368 [DMTG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
55	SINGLE 4332-4396(1)	OPEN LINE FROM BUS 4332 [SNR-138 138.00] TO BUS 4396 [EJB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
56	SINGLE 4333-4334(1)	OPEN LINE FROM BUS 4333 [SRS-138 138.00] TO BUS 4334 [MTL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
57	SINGLE 4333-4339(1)	OPEN LINE FROM BUS 4333 [SRS-138 138.00] TO BUS 4339 [CGC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
58	SINGLE 4333-4386(1)	OPEN LINE FROM BUS 4333 [SRS-138 138.00] TO BUS 4386 [VEC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
59	SINGLE 4335-4381(1)	OPEN LINE FROM BUS 4331 [SEBII-138 138.00] TO BUS 4335 [PHL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
60	SINGLE 4336-4344(1)	OPEN LINE FROM BUS 4336 [TPT-138 138.00] TO BUS 4344 [AER-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
61	SINGLE 4336-4354(1)	OPEN LINE FROM BUS 4336 [TPT-138 138.00] TO BUS 4354 [TRB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
62	SINGLE 4336-4361(1)	OPEN LINE FROM BUS 4336 [TPT-138 138.00] TO BUS 4361 [GNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
63	SINGLE 4337-4351(1)	OPEN LINE FROM BUS 4337 [YGA-138 138.00] TO BUS 4351 [YALI-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
64	SINGLE 4337-4352(1)	OPEN LINE FROM BUS 4337 [YGA-138 138.00] TO BUS 4352 [OCT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
65	SINGLE 4340-4383(1)	OPEN LINE FROM BUS 4340 [TCP-138 138.00] TO BUS 4383 [CNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
66	SINGLE 4340-4398(1)	OPEN LINE FROM BUS 4340 [TCP-138 138.00] TO BUS 4398 [TCPIII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
67	SINGLE 4341-4359(1)	OPEN LINE FROM BUS 4341 [PEN-138 138.00] TO BUS 4359 [MLP2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
68	SINGLE 4342-4386(1)	OPEN LINE FROM BUS 4342 [NG2-138 138.00] TO BUS 4386 [VEC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances

69	SINGLE 4342-4392(1)	OPEN LINE FROM BUS 4342 [NG2-138 138.00] TO BUS 4392 [MT1-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
70	SINGLE 4343-4398(1)	OPEN LINE FROM BUS 4343 [CLN-138 138.00] TO BUS 4383 [TCPIII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
71	SINGLE 4345-4346(1)	OPEN LINE FROM BUS 4345 [CHN-138 138.00] TO BUS 4346 [CHG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
72	SINGLE 4347-4348(1)	OPEN LINE FROM BUS 4347 [MGU 138 138.00] TO BUS 4348 [MLK 138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
73	SINGLE 4347-4396(1)	OPEN LINE FROM BUS 4347 [MGU 138 138.00] TO BUS 4396 [EJB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
74	SINGLE 4348-4349(1)	OPEN LINE FROM BUS 4348 [MLK 138 138.00] TO BUS 4349 [SIU 138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
75	SINGLE 4349-4390(1)	OPEN LINE FROM BUS 4349 [SIU 138 138.00] TO BUS 4390 [ROS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
76	SINGLE 4350-4355(1)	OPEN LINE FROM BUS 4350 [DMLP-138 138.00] TO BUS 4355 [SAU-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
77	SINGLE 4350-4359(1)	OPEN LINE FROM BUS 4350 [DMLP-138 138.00] TO BUS 4359 [MLP2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
78	SINGLE 4351-4381(1)	OPEN LINE FROM BUS 4351 [YALI-138 138.00] TO BUS 4381 [PHL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
79	SINGLE 4352-4399(1)	OPEN LINE FROM BUS 4352 [OCT-138 138.00] TO BUS 4399 [SKL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
80	SINGLE 4353-4356(1)	OPEN LINE FROM BUS 4353 [DAL-138 138.00] TO BUS 4356 [WAS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
81	SINGLE 4355-4389(1)	OPEN LINE FROM BUS 4355 [SAU-138 138.00] TO BUS 4389 [VNA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
82	SINGLE 4368-4372(1)	OPEN LINE FROM BUS 4368 [DMTG-138 138.00] TO BUS 4372 [MTG1-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
83	SINGLE 4369-4827(1)	OPEN LINE FROM BUS 4369 [SNJ-138 138.00] TO BUS 4827 [LVG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
84	SINGLE 4382-4390(1)	OPEN LINE FROM BUS 4382 [BIL-138 138.00] TO BUS 4390 [ROS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
85	SINGLE 4385-4386(1)	OPEN LINE FROM BUS 4385 [CFON-138 138.00] TO BUS 4386 [VEC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
86	SINGLE 4385-4398(1)	OPEN LINE FROM BUS 4385 [CFON-138 138.00] TO BUS 4398 [TCPIII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
87	SINGLE 4400-4405(1)	OPEN LINE FROM BUS 4400 [AMF-230 230.00] TO BUS 4405 [PNI-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
88	SINGLE 4401-4406(1)	OPEN LINE FROM BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4406 [TCP-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
89	SINGLE 4401-4419(1)	OPEN LINE FROM BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
90	SINGLE 4401-4420(1)	OPEN LINE FROM BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4420 [SNB-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
91	SINGLE 4402-4403(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4403 [LNI-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
92	SINGLE 4402-4404(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4404 [MSY-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
93	SINGLE 4402-4405(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4405 [PNI-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
94	SINGLE 4402-4405(2)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4405 [PNI-230 230.00] CKT 2	VERDADERO	Met convergence tolerances
95	SINGLE 4402-4406(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4406 [TCP-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
96	SINGLE 4402-4411(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4411 [FHS-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
97	SINGLE 4402-4415(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4415 [PCG9-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
98	SINGLE 4402-4419(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
99	SINGLE 4402-4423(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4423 [CPS-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
100	SINGLE 4402-4424(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4424 [CPS-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
101	SINGLE 4402-4425(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4425 [CPS-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
102	SINGLE 4402-4426(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4426 [CPS-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
103	SINGLE 4403-4407(1)	OPEN LINE FROM BUS 4403 [LNI-230 230.00] TO BUS 4407 [FNH-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
104	SINGLE 4404-4406(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4406 [TCP-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
105	SINGLE 4404-4420(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4420 [SNB-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
106	SINGLE 4404-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
107	SINGLE 4404-4803(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4803 [EOLO-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
108	SINGLE 4406-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4406 [TCP-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
109	SINGLE 4408-4750(1)	OPEN LINE FROM BUS 4408 [FNC-230 230.00] TO BUS 4750 [AMY-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
110	SINGLE 4410-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4410 [SMT-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances

111	SINGLE 4412-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4412 [FCS-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
112	SINGLE 4417-4420(1)	OPEN LINE FROM BUS 4417 [TRB-230 230.00] TO BUS 4420 [SNB-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
113	SINGLE 4420-4422(1)	OPEN LINE FROM BUS 4420 [SNB-230 230.00] TO BUS 4422 [BCO-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
114	SINGLE 4750-4803(1)	OPEN LINE FROM BUS 4750 [AMY-230 230.00] TO BUS 4803 [EOLO-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
115	SINGLE 4750-4832(1)	OPEN LINE FROM BUS 4750 [AMY-230 230.00] TO BUS 4832 [ABR-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
116	SINGLE 4800-4832(1)	OPEN LINE FROM BUS 4800 [LVG-230 230.00] TO BUS 4832 [ABR-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
117	SINGLE 4950-4951(1)	OPEN LINE FROM BUS 4950 [SMA-138 138.00] TO BUS 4951 [MJN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
118	SINGLE 4407-3310(1)	OPEN LINE FROM BUS 4407 [FNH-230 230.00] TO BUS 3310 [PRD B618 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
119	SINGLE 4408-50004(1)	OPEN LINE FROM BUS 4408 [FNC-230 230.00] TO BUS 50004 [FIC-LIB230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
120	SINGLE 4411-3301(1)	OPEN LINE FROM BUS 4411 [FHS-230 230.00] TO BUS 3301 [AGC B624 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
121	SINGLE 4412 -50053	OPEN LINE FROM BUS 4412 [FCS-230 230.00] TO BUS 50053 [FIC-CAS230 230.00] CKT 10	VERDADERO	Met convergence tolerances
122	UNIT 4067(4)	REMOVE UNIT 4 FROM BUS 4067 [PMR-U1 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
123	UNIT 4070(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4070 [PMR-U2 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
124	UNIT 4071(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4071 [PMR-U3 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
125	UNIT 4073(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4073 [PEN-U3 4.1600]	VERDADERO	Met convergence tolerances
126	UNIT 4074(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4074 [PEN-U4 4.2000]	VERDADERO	Met convergence tolerances
127	UNIT 4077(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4077 [EGR-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
128	UNIT 4091(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4091 [PHL1-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
129	UNIT 4092(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4092 [PHL2-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
130	UNIT 4198(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4198 [EJB-24.9 24.900]	VERDADERO	Met convergence tolerances
131	UNIT 4601(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4601 [PCA-U1 10.500]	VERDADERO	Met convergence tolerances
132	UNIT 4602(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4602 [PCA-U2 10.500]	VERDADERO	Met convergence tolerances
133	UNIT 4604(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4604 [PEC 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
134	UNIT 4610(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4610 [PMT-U1 13.200]	VERDADERO	Met convergence tolerances
135	UNIT 4614(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4614 [PSA-U1 13.200]	VERDADERO	Met convergence tolerances
136	UNIT 4615(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4615 [PCF-U1 10.500]	VERDADERO	Met convergence tolerances
137	UNIT 4618(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4618 [PMT-U3 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
138	UNIT 4619(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4619 [TPC 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
139	UNIT 4628(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4628 [PMN-GM1 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
140	UNIT 4629(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4629 [PMN-GM2 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
141	UNIT 4631(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4631 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
142	UNIT 4632(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4632 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
143	UNIT 4633(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4633 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
144	UNIT 4634(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4634 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
145	UNIT 4635(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4635 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
146	UNIT 4636(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4636 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
147	UNIT 4637(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4637 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
148	UNIT 4701(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4701 [AMY-I 0.6000]	VERDADERO	Met convergence tolerances
149	UNIT 4702(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4702 [AMY-II 0.6000]	VERDADERO	Met convergence tolerances
150	UNIT 4802(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4802 [EOLO 0.6900]	VERDADERO	Met convergence tolerances
151	UNIT 4831(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4831 [ABR 0.6900]	VERDADERO	Met convergence tolerances
152	UNIT 4954(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4954 [MTL-G1 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
153	UNIT 4960(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4960 [PBP 0.7000]	VERDADERO	Met convergence tolerances

154	UNIT 4990(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4990 [MART-U1 24.900]	VERDADERO	Met convergence tolerances

- **Cortocircuitos**

Se deben realizar estudios de cortocircuitos trifásicos y monofásicos incluyendo las ampliaciones previstas. Se verificará si en alguna subestación de la red se superan los niveles de corriente de cortocircuito de diseño de los elementos de transmisión existentes.

En este estudio se analizaron los máximos aportes de cortocircuito que pueden ser obtenidos en cada nodo del sistema para el año 2023 considerando las condiciones más exigentes en cuanto a contribuciones de corrientes que se puedan obtener.

En la siguiente tabla se muestran los escenarios analizados:

Tabla 7. Escenario analizados para calculo de corriente de cortocircuito 2023

ESCENARIO	EXPORTACION HACIA COSTA RICA
NIC-VER_MAX_2023_CP_EXP_CR_200MW	200 MW
NIC-VER_MAX_2023_SP_EXP_CR_200MW	200 MW
NIC-INV_MAX_2023_CP_EXP_CR_200MW	200 MW
NIC-INV_MAX_2023_SP_EXP_CR_200MW	200 MW

- **Estudios de Estabilidad de Tensión**

Se simularon las fallas de líneas, autotransformadores y pérdida de generación para el sistema de Nicaragua, para mantener la estabilidad del sistema para los casos sin y con proyecto 2023 y para los escenarios de demanda máxima, media y mínina, sin y con transferencias de Norte a Sur y de Sur a Norte.

Para este análisis se monitorearon las siguientes barras del sistema de Nicaragua:

Tabla 8. Nodos analizados para estudio de estabilidad de tensión

NODO	CODIGO
4316	LNI-138
4319	MSY-138
4331	SEB-138
4335	SEBII-138
4383	CNT-138
4385	CFON-138
4398	TCPIII-138
4401	LBS-230
4402	SND-230
4420	SNB-230

- **Estudios de Estabilidad Transitoria**

Para este estudio se analizaron los casos de demanda máxima de verano para la situación con proyectos, sin y con porteos de Norte a Sur y viceversa. Para la simulación del estudio se consideró el despeje de la falla en 6 ciclos y un tiempo total de simulación de 30 segundos. En los casos de salidas de líneas, en todos los casos se simularon fallas que provocaron la perdida de generacion. Se muestra a continuación el listado de las fallas simuladas:

Tabla 9. Fallas simuladas para el análisis de estabilidad transitoria

Contingencia	Nodo 1		Nodo 2		Ckt	Descripción
	Número	Nombre	Número	Nombre		
C1	4402	SND-230	4415	PCG9-230	1	Apertura de línea que provoca la pérdida de la generación de la central PCG9 y PSL (Planta Solaris)
C2	4324	PCA-138	4601	PCA-U1	1	Desconexión de transformador que provoca la pérdida de la generación de la unidad #1 de la central PCA
C3	4341	PEN-138	4073	PEN-U3	1	Desconexión de transformador que provoca la pérdida de la generación de la central PEN-U3
C4	4419	MT1-230	4628	PMN-GM1	1	Desconexión de transformador que provoca la pérdida de la generación del grupo de motores PMN-GM1
C5	4800	LVG-230	4410	SMT-230	1	Apertura de línea que provoca la pérdida de la generación de la central eólica PBP
C6	4750	AMY-230	4731	AMY-T13	1	Desconexión de transformador que provoca la pérdida de la generación del grupo de motores AMY-1 y AMY-2
C7	4800	LVG-230	4404	MSY-230	1	Desconexión de línea Masaya-La Virgen
C8	4800	LVG-230	4832	ABRI-230	1	Desconexión de línea La Virgen-Alba Rivas
C9	4402	SND-230	4403	LNI-230	1	Desconexión de la línea Sandino-León I
C10	4402	SND-230	4419	MT1-230	1	Desconexión de la línea Sandino-Mateare 1
C11	4316	LNI-138	4341	PEN-138	1	Desconexión de la línea León I-Pensa
C12	4420	SNB-230	4404	MSY-230	1	Desconexión de la línea San Benito - Masaya
C13	4420	SNB-230	4401	LBS-230	1	Desconexión de la línea San Benito - Los Brasiles
C14	4420	SNB-230	4422	BCO-230	1	Desconexión de la línea San Benito - Boaco

Las variables monitoreadas y que contienen las gráficas realizadas para cada falla simulada fueron:

- Comportamiento del desplazamiento angular del rotor de 5 máquinas

- Comportamiento del voltaje en nodos representativos del sistema
- Comportamiento de frecuencia

5. CRITERIOS EMPLEADOS EN EL ESTUDIO

➢ **Criterios y Parámetros de Calidad**

Conforme a lo establecido en el libro III del RMER capitulo 16.2.5, la magnitud del voltaje en las barras de la RTR en condición normal de operación, debe mantenerse dentro del rango 0.95 y 1.05 por unidad con relación al voltaje nominal de la barra, manteniendo un factor de potencia adecuado de las inyecciones y retiros para cumplir con este requerimiento.

Criterio de Operación Normal: En condiciones de operación normal, el sistema debe: **(a)** permanecer estable, **(b)** la carga en todos los elementos debe ser igual o inferior a su capacidad operativa, y **(c)** no debe haber desconexión de carga.

Criterio de Contingencia Simple: Ante la pérdida de un elemento por una falla liberada por la protección primaria, o ante la pérdida de un elemento sin que ocurra falla: **a)** El sistema debe permanecer estable incluyendo estabilidad de voltaje; **b)** No deben producirse disparos en cascada; **c)** La carga en cada elemento no debe superar su límite térmico continuo y **d)** Los voltajes en los nodos de la RTR deben estar entre 0.9 y 1.1 por unidad del voltaje nominal.

➢ **Carga Admisibles en Líneas y Transformadores.**

El RMER establece en su Libro III, que en condiciones normales de operación los elementos deben mantener el limite operativo de carga. Ante una contingencia simple, la carga en cada elemento no debe superar su límite térmico continuo, y ante contingencias múltiples la carga en cada elemento no debe superar su límite térmico de emergencia.

En condiciones normales de operación, no se admiten sobrecargas ni en líneas ni en transformadores de potencia.

- **Niveles de las Corrientes de Falla.**

Las corrientes de falla trifásicas o de línea a tierra que se originen en el sistema, deberán ser menores que los valores nominales de cortocircuito de los interruptores ya instalados en el sistema.

- **Simulación de fallas y perturbaciones.**

En estas simulaciones se analiza el comportamiento dinámico del Sistema Eléctrico Nacional ante fallas ocurridas en los elementos de mayor interés.

Tiempos de simulación.

- Para estabilidad transitoria: mínimo 30 segundos.
- Evaluación de amortiguamiento post-falla mínimo 20 segundos.

6. ANALISIS DEL SISTEMA SIN Y CON EL PROYECTO EN REGIMEN NORMAL Y CONTINGENCIAS. AÑO 2023

Para cada escenario de demanda se analizó el comportamiento del sistema de Nicaragua en estado estable, simulando transferencias de Sur a Norte y de Norte a Sur y aplicando las contingencias que han sido consideradas para este estudio.

Para simular el porteo de Sur a Norte por el sistema de Nicaragua, se consideraron 280 MW de transferencia de Costa Rica hacia Guatemala en demanda máxima, 220 MW de transferencia en demanda media y 210 MW en demanda minima.

Para simular el porteo de Norte a Sur, se consideraron 230 MW de transferencia desde Guatemala a Costa Rica en demanda máxima, 300 MW de transferencia en demanda media y minima.

El análisis está dirigido a identificar elementos con sobrecarga y la presencia de nodos con voltajes fuera del rango de 0.90-1.10 pu; que sean atribuibles a las obras que entrarán en operación en el año 2023. Para este fin se ejecutó la actividad ACCC del PSSE.

Se analizaron un total de 150 contingencias, dentro de las cuales se incluyen las contingencias simples de todas las líneas a nivel de 69 kV, 138 kV y de 230 kV del sistema de Nicaragua, salida de autotransformadores de 230/138 kV y pérdida de las unidades de generación.

- **Situación sin y con las obras año 2023, escenarios de verano sin transferencias**

Tabla 10. Escenario verano demanda maxima – Sin transferencias

				Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-

Tabla 11. Violaciones de voltaje.

CONTINGENCY	BUS	VOLTAGE SP	VOLTAGE CP
SINGLE 4332-4396(1)	MGU 138	1.510	1.510
SINGLE 4332-4396(1)	MLK 138	1.552	1.552
SINGLE 4332-4396(1)	SIU 138	1.579	1.579
SINGLE 4332-4396(1)	BIL-138	1.613	1.613
SINGLE 4332-4396(1)	ROS-138	1.594	1.594
SINGLE 4332-4396(1)	EJB-138	1.496	1.496

Tabla 12. Escenario verano demanda media – Sin transferencias

				Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-

Tabla 13. Violaciones de voltaje.

CONTINGENCY	BUS	VOLTAGE SP	VOLTAGE CP
SINGLE 4332-4396(1)	MGU 138	1.499	1.499
SINGLE 4332-4396(1)	MLK 138	1.539	1.539
SINGLE 4332-4396(1)	SIU 138	1.566	1.566
SINGLE 4332-4396(1)	BIL-138	1.575	1.675
SINGLE 4332-4396(1)	ROS-138	1.581	1.581
SINGLE 4332-4396(1)	EJB-138	1.485	1.485

Tabla 14. Escenario verano demanda minima – Sin transferencias

				Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

- **Situación sin y con las obras año 2023, escenarios de verano con transferencias de Norte a Sur**

Tabla 15. Escenario verano demanda maxima – Con transferencias de 230MW de Norte a Sur

				Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
PEN - MLP2 138 kV	SINGLE 4402-4403(1)	159.43	150	105.14	106.68

Tabla 16. Violaciones de voltaje.

CONTINGENCY	BUS	VOLTAGE SP	VOLTAGE CP
SINGLE 4332-4396(1)	MGU 138	1.510	1.510
SINGLE 4332-4396(1)	MLK 138	1.552	1.552
SINGLE 4332-4396(1)	SIU 138	1.579	1.579
SINGLE 4332-4396(1)	BIL-138	1.614	1.613
SINGLE 4332-4396(1)	ROS-138	1.594	1.594
SINGLE 4332-4396(1)	EJB-138	1.496	1.496

Tabla 17. Escenario verano demanda media – Con transferencias de 300MW de Norte a Sur

				Sin Obras	**Con Obras**
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
PEN - MLP2 138 kV	SINGLE 4402-4403(1)	191.10	150	125.78	127.45

Tabla 18. Violaciones de voltaje.

CONTINGENCY	BUS	VOLTAGE SP	VOLTAGE CP
SINGLE 4332-4396(1)	MGU 138	1.499	1.499
SINGLE 4332-4396(1)	MLK 138	1.539	1.539
SINGLE 4332-4396(1)	SIU 138	1.566	1.566
SINGLE 4332-4396(1)	BIL-138	1.575	1.575
SINGLE 4332-4396(1)	ROS-138	1.581	1.581
SINGLE 4332-4396(1)	EJB-138	1.485	1.485

Tabla 19. Escenario verano demanda minima – Con transferencias de 300MW de Norte a Sur

				Sin Obras	**Con Obras**
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
PEN - MLP2 138 kV	SINGLE 4402-4403(1)	192.87	150	128.26	130.15

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

- **Situación sin y con las obras año 2023, escenarios de verano con transferencias de Sur a Norte**

Tabla 20. Escenario verano demanda maxima – Con transferencias de 280MW de Sur a Norte

				Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-

Tabla 21. Violaciones de voltaje.

CONTINGENCY	BUS	VOLTAGE SP	VOLTAGE CP
SINGLE 4332-4396(1)	MGU 138	1.510	1.510
SINGLE 4332-4396(1)	MLK 138	1.552	1.552
SINGLE 4332-4396(1)	SIU 138	1.579	1.579
SINGLE 4332-4396(1)	BIL-138	1.613	1.613
SINGLE 4332-4396(1)	ROS-138	1.594	1.594
SINGLE 4332-4396(1)	EJB-138	1.496	1.496

Tabla 22 Escenario verano demanda media – Con transferencias de 220MW de Sur a Norte

				Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-

Tabla 23. Violaciones de voltaje.

CONTINGENCY	BUS	VOLTAGE SP	VOLTAGE CP
SINGLE 4332-4396(1)	MGU 138	1.499	1.499
SINGLE 4332-4396(1)	MLK 138	1.539	1.539
SINGLE 4332-4396(1)	SIU 138	1.566	1.566
SINGLE 4332-4396(1)	BIL-138	1.575	1.575

SINGLE 4332-4396(1)	ROS-138	1.581	1.581
SINGLE 4332-4396(1)	EJB-138	1.485	1.485

Tabla 24. Escenario verano demanda minima – Con transferencias de 210MW de Sur a Norte

				Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

- **Situación sin y con las obras año 2023, escenarios de Invierno sin transferencias**

Tabla 25 Escenario Invierno demanda maxima – Sin transferencias

				Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-

Tabla 26. Violaciones de voltaje.

CONTINGENCY	BUS	VOLTAGE SP	VOLTAGE CP
SINGLE 4332-4396(1)	MGU 138	1.510	1.510
SINGLE 4332-4396(1)	MLK 138	1.552	1.552
SINGLE 4332-4396(1)	SIU 138	1.579	1.579
SINGLE 4332-4396(1)	BIL-138	1.614	1.614
SINGLE 4332-4396(1)	ROS-138	1.594	1.594
SINGLE 4332-4396(1)	EJB-138	1.496	1.496

Tabla 27. Escenario invierno demanda media – Sin transferencias

				Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

Tabla 28. Escenario invierno demanda minima – Sin transferencias

				Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

- **Situación sin y con las obras año 2023, escenarios de invierno con transferencias de Norte a Sur**

Tabla 29. Escenario invierno demanda maxima – Con transferencias de 230MW de Norte a Sur

				Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-

Tabla 30. Violaciones de voltaje.

CONTINGENCY	BUS	VOLTAGE SP	VOLTAGE CP
SINGLE 4332-4396(1)	MGU 138	1.510	1.510
SINGLE 4332-4396(1)	MLK 138	1.552	1.552
SINGLE 4332-4396(1)	SIU 138	1.579	1.579
SINGLE 4332-4396(1)	BIL-138	1.614	1.614
SINGLE 4332-4396(1)	ROS-138	1.594	1.594
SINGLE 4332-4396(1)	EJB-138	1.496	1.496

Tabla 31. Escenario invierno demanda media – Con transferencias de 300MW de Norte a Sur

				Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
PEN - MLP2 138 kV	SINGLE 4402-4403(1)	170.66	150	111.16	114.14

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

Tabla 32. Escenario invierno demanda minima – Con transferencias de 300MW de Norte a Sur

				Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
PEN - MLP2 138 kV	SINGLE 4402-4403(1)	170.50	150	112.32	112.33

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

- **Situación sin y con las obras año 2023, escenarios de invierno con transferencias de Sur a Norte**

Tabla 33. Escenario invierno demanda maxima – Con transferencias de 280MW de Sur a Norte

				Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-

Tabla 34. Violaciones de voltaje.

CONTINGENCY	BUS	VOLTAGE SP	VOLTAGE CP
SINGLE 4332-4396(1)	MGU 138	1.510	1.510
SINGLE 4332-4396(1)	MLK 138	1.552	1.552
SINGLE 4332-4396(1)	SIU 138	1.579	1.579
SINGLE 4332-4396(1)	BIL-138	1.614	1.614
SINGLE 4332-4396(1)	ROS-138	1.594	1.594
SINGLE 4332-4396(1)	EJB-138	1.496	1.496

Tabla 35. Escenario invierno demanda media – Con transferencias de 220MW de Sur a Norte

				Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

Tabla 36. Escenario invierno demanda minima – Con transferencias de 210MW de Sur a Norte

				Sin Obras	Con Obras
BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	RATE A/B	% FLOW	% FLOW
-	-	-	-	-	-

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES DE FLUJO DE POTENCIA Y CONTINGENCIAS REALIZADOS :

- Se presentan violaciones de voltajes por encima de 1.1 en los nodos de MGU, MLK, SIU, BIL, ROS y el EJB, todos de 138 kV en los escenarios de demanda máxima y media, sin porteo, con porteo de norte a sur y de sur a norte ante las contingencias de la línea de San Ramón – El Jobo en 138 kV.

  Esto es debido que es una línea radial, y al salir de operación la línea de San Ramón – El Jobo 138 kV, quedan en isla 6 nodos desde la subestación Matiguas hasta la subestación de Bilwi. Y la única planta de generación existente es El Jobo con una capacidad de 5.6 MW, la cual es imposible que pueda asumir una carga superior a los 35MW de las demás subestaciones. Es por eso, que en todos los escenarios mencionados aparecen esas violaciones de voltaje superior a 1.1p.u.

  De acuerdo a los resultados obtenidos en la situación con proyecto, la entrada en operación de las obras 2023, no impactan negativamente en su operación.

7. ANALISIS DEL SISTEMA EN REGIMEN NORMAL Y CONTINGENCIAS. AÑO 2024

Para los escenarios de demanda máxima de verano para el año 2024 se analizó el comportamiento del sistema de Nicaragua en estado estable, simulando transferencias de Sur a Norte y de Norte a Sur y aplicando las contingencias que han sido consideradas para este estudio.

Para simular el porteo de Sur a Norte por el sistema de Nicaragua, se consideraron 300 MW de transferencia de Costa Rica hacia Guatemala en demanda máxima.

Para simular el porteo de Norte a Sur, se consideraron 300 MW de transferencia desde Guatemala a Costa Rica en demanda máxima.

El análisis está dirigido a identificar elementos con sobrecarga y la presencia de nodos con voltajes fuera del rango de 0.90-1.10 pu; que sean atribuibles a las obras que entrarán en operación en el año 2024. Para este fin se ejecutó la actividad ACCC del PSSE.

Se analizaron un total de 158 contingencias, dentro de las cuales se incluyen las contingencias simples de todas las líneas a nivel de 69 kV, 138 kV y de 230 kV del sistema de Nicaragua, salida de autotransformadores de 230/138 kV y pérdida de las unidades de generación.

Tabla 37. Contingencias analizadas 2024

ITEM	CONTINGENCY	EVENTS	CONVERGED	CONVERGENCE STATE
1	BASE CASE	BASE CASE	VERDADERO	Met convergence tolerances
2	SINGLE 4300-4315(1)	OPEN LINE FROM BUS 4300 [ACH-138 138.00] TO BUS 4315 [LBS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
3	SINGLE 4300-4317(1)	OPEN LINE FROM BUS 4300 [ACH-138 138.00] TO BUS 4317 [MGA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
4	SINGLE 4301-4313(1)	OPEN LINE FROM BUS 4301 [ACY-138 138.00] TO BUS 4313 [GAT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
5	SINGLE 4301-4950(1)	OPEN LINE FROM BUS 4301 [ACY-138 138.00] TO BUS 4950 [SMA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
6	SINGLE 4302-4323(1)	OPEN LINE FROM BUS 4302 [ALT-138 138.00] TO BUS 4323 [ORT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
7	SINGLE 4302-4343(1)	OPEN LINE FROM BUS 4302 [ALT-138 138.00] TO BUS 4343 [CLN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
8	SINGLE 4303-4304(1)	OPEN LINE FROM BUS 4303 [AMR-138 138.00] TO BUS 4304 [BCO-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances

9	SINGLE 4303-4950(1)	OPEN LINE FROM BUS 4303 [AMR-138 138.00] TO BUS 4950 [SMA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
10	SINGLE 4304-4310(1)	OPEN LINE FROM BUS 4304 [BCO-138 138.00] TO BUS 4310 [DLAB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
11	SINGLE 4305-4315(1)	OPEN LINE FROM BUS 4305 [BTH-138 138.00] TO BUS 4315 [LBS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
12	SINGLE 4305-4325(1)	OPEN LINE FROM BUS 4305 [BTH-138 138.00] TO BUS 4325 [PDT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
13	SINGLE 4306-4319(1)	OPEN LINE FROM BUS 4306 [BZN-138 138.00] TO BUS 4319 [MSY-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
14	SINGLE 4307-4319(1)	OPEN LINE FROM BUS 4307 [CAT-138 138.00] TO BUS 4319 [MSY-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
15	SINGLE 4307-4321(1)	OPEN LINE FROM BUS 4307 [CAT-138 138.00] TO BUS 4321 [MTP-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
16	SINGLE 4307-4322(1)	OPEN LINE FROM BUS 4307 [CAT-138 138.00] TO BUS 4322 [NDE-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
17	SINGLE 4308-4324(1)	OPEN LINE FROM BUS 4308 [JIN-138 138.00] TO BUS 4324 [PCA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
18	SINGLE 4308-4331(1)	OPEN LINE FROM BUS 4308 [JIN-138 138.00] TO BUS 4331 [SEB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
19	SINGLE 4309-4321(1)	OPEN LINE FROM BUS 4309 [DRB-138 138.00] TO BUS 4321 [MTP-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
20	SINGLE 4309-4333(1)	OPEN LINE FROM BUS 4309 [DRB-138 138.00] TO BUS 4333 [SRS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
21	SINGLE 4310-4314(1)	OPEN LINE FROM BUS 4310 [DLAB-138 138.00] TO BUS 4314 [LAB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
22	SINGLE 4310-4336(1)	OPEN LINE FROM BUS 4310 [DLAB-138 138.00] TO BUS 4336 [TPT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
23	SINGLE 4311-4335(1)	OPEN LINE FROM BUS 4311 [EST-138 138.00] TO BUS 4335 [SEBII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
24	SINGLE 4311-4337(1)	OPEN LINE FROM BUS 4311 [EST-138 138.00] TO BUS 4337 [YGA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
25	SINGLE 4312-4316(1)	OPEN LINE FROM BUS 4312 [EVJ-138 138.00] TO BUS 4316 [LNI-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
26	SINGLE 4312-4345(1)	OPEN LINE FROM BUS 4312 [EVJ-138 138.00] TO BUS 4345 [CHN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
27	SINGLE 4313-4961(1)	OPEN LINE FROM BUS 4313 [GAT-138 138.00] TO BUS 4961 [GATII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
28	SINGLE 4315-4392(1)	OPEN LINE FROM BUS 4315 [LBS-138 138.00] TO BUS 4392 [MT1-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
29	SINGLE 4316-4341(1)	OPEN LINE FROM BUS 4316 [LNI-138 138.00] TO BUS 4341 [PEN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
30	SINGLE 4316-4346(1)	OPEN LINE FROM BUS 4316 [LNI-138 138.00] TO BUS 4346 [CHG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
31	SINGLE 4317-4338(1)	OPEN LINE FROM BUS 4317 [MGA-138 138.00] TO BUS 4338 [PTZ-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
32	SINGLE 4317-4357(1)	OPEN LINE FROM BUS 4317 [MGA-138 138.00] TO BUS 4357 [SNB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
33	SINGLE 4318-4350(1)	OPEN LINE FROM BUS 4318 [MLP-138 138.00] TO BUS 4350 [DMLP-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
34	SINGLE 4319-4361(1)	OPEN LINE FROM BUS 4319 [MSY-138 138.00] TO BUS 4361 [GNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
35	SINGLE 4319-4380(1)	OPEN LINE FROM BUS 4319 [MSY-138 138.00] TO BUS 4380 [GRD-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
36	SINGLE 4322-4330(1)	OPEN LINE FROM BUS 4322 NDE-138 138.00] TO BUS 4330 [RIV-138 138.00] CKT 1	VERDARERO	Met convergence tolerances
37	SINGLE 4323-4338(1)	OPEN LINE FROM BUS 4323 [ORT-138 138.00] TO BUS 4338 [PTZ-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
38	SINGLE 4323-4344(1)	OPEN LINE FROM BUS 4323 [ORT-138 138.00] TO BUS 4344 [AER-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
39	SINGLE 4324-4381(1)	OPEN LINE FROM BUS 4324 [PCA-138 138.00] TO BUS 4381 [PHL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
40	SINGLE 4325-4383(1)	OPEN LINE FROM BUS 4325 [PDT-138 138.00] TO BUS 4383 [CNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
41	SINGLE 4326-4345(1)	OPEN LINE FROM BUS 4326 [PEC-138 138.00] TO BUS 4345 [CHN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
42	SINGLE 4327-4329(1)	OPEN LINE FROM BUS 4327 [PHT-138 138.00] TO BUS 4329 [PCF-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
43	SINGLE 4327-4357(1)	OPEN LINE FROM BUS 4327 [PHT-138 138.00] TO BUS 4357 [SNB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
44	SINGLE 4328-4342(1)	OPEN LINE FROM BUS 4328 [PMT-138 138.00] TO BUS 4342 [NG2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
45	SINGLE 4328-4359(1)	OPEN LINE FROM BUS 4328 [PMT-138 138.00] TO BUS 4359 [MLP2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
46	SINGLE 4329-4335(1)	OPEN LINE FROM BUS 4329 [PCF-138 138.00] TO BUS 4335 [SEBII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
47	SINGLE 4329-4355(1)	OPEN LINE FROM BUS 4329 [PCF-138 138.00] TO BUS 4355 [SAU-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
48	SINGLE 4330-4384(1)	OPEN LINE FROM BUS 4330 [RIV-138 138.00] TO BUS 4384 [EGR138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
49	SINGLE 4330-4827(1)	OPEN LINE FROM BUS 4330 [RIV-138 138.00] TO BUS 4827 [LVG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
50	SINGLE 4331-4335(1)	OPEN LINE FROM BUS 4331 [SEB-138 138.00] TO BUS 4335 [SEBII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances

51	SINGLE 4331-4354(1)	OPEN LINE FROM BUS 4331 [SEB-138 138.00] TO BUS 4354 [TRB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
52	SINGLE 4332-4353(1)	OPEN LINE FROM BUS 4332 [SNR-138 138.00] TO BUS 4353 [DAL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
53	SINGLE 4332-4396(1)	OPEN LINE FROM BUS 4332 [SNR-138 138.00] TO BUS 4396 [EJB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
54	SINGLE 4333-4334(1)	OPEN LINE FROM BUS 4333 [SRS-138 138.00] TO BUS 4334 [MTL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
55	SINGLE 4333-4339(1)	OPEN LINE FROM BUS 4333 [SRS-138 138.00] TO BUS 4339 [CGC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
56	SINGLE 4333-4386(1)	OPEN LINE FROM BUS 4333 [SRS-138 138.00] TO BUS 4386 [VEC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
57	SINGLE 4335-4381(1)	OPEN LINE FROM BUS 4331 [SEBII-138 138.00] TO BUS 4335 [PHL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
58	SINGLE 4336-4344(1)	OPEN LINE FROM BUS 4336 [TPT-138 138.00] TO BUS 4344 [AER-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
59	SINGLE 4336-4354(1)	OPEN LINE FROM BUS 4336 [TPT-138 138.00] TO BUS 4354 [TRB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
60	SINGLE 4336-4361(1)	OPEN LINE FROM BUS 4336 [TPT-138 138.00] TO BUS 4361 [GNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
61	SINGLE 4337-4351(1)	OPEN LINE FROM BUS 4337 [YGA-138 138.00] TO BUS 4351 [YALI-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
62	SINGLE 4337-4352(1)	OPEN LINE FROM BUS 4337 [YGA-138 138.00] TO BUS 4352 [OCT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
63	SINGLE 4340-4383(1)	OPEN LINE FROM BUS 4340 [TCP-138 138.00] TO BUS 4383 [CNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
64	SINGLE 4340-4398(1)	OPEN LINE FROM BUS 4340 [TCP-138 138.00] TO BUS 4398 [TCPIII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
65	SINGLE 4341-4359(1)	OPEN LINE FROM BUS 4341 [PEN-138 138.00] TO BUS 4359 [MLP2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
66	SINGLE 4342-4386(1)	OPEN LINE FROM BUS 4342 [NG2-138 138.00] TO BUS 4386 [VEC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
67	SINGLE 4342-4392(1)	OPEN LINE FROM BUS 4342 [NG2-138 138.00] TO BUS 4392 [MT1-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
68	SINGLE 4343-4398(1)	OPEN LINE FROM BUS 4343 [CLN-138 138.00] TO BUS 4383 [TCPIII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
69	SINGLE 4345-4346(1)	OPEN LINE FROM BUS 4345 [CHN-138 138.00] TO BUS 4346 [CHG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
70	SINGLE 4347-4348(1)	OPEN LINE FROM BUS 4347 [MGU 138 138.00] TO BUS 4348 [MLK 138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
71	SINGLE 4347-4396(1)	OPEN LINE FROM BUS 4347 [MGU 138 138.00] TO BUS 4396 [EJB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
72	SINGLE 4348-4349(1)	OPEN LINE FROM BUS 4348 [MLK 138 138.00] TO BUS 4349 [SIU 138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
73	SINGLE 4349-4390(1)	OPEN LINE FROM BUS 4349 [SIU 138 138.00] TO BUS 4390 [ROS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
74	SINGLE 4350-4355(1)	OPEN LINE FROM BUS 4350 [DMLP-138 138.00] TO BUS 4355 [SAU-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
75	SINGLE 4350-4359(1)	OPEN LINE FROM BUS 4350 [DMLP-138 138.00] TO BUS 4359 [MLP2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
76	SINGLE 4351-4381(1)	OPEN LINE FROM BUS 4351 [YALI-138 138.00] TO BUS 4381 [PHL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
77	SINGLE 4352-4399(1)	OPEN LINE FROM BUS 4352 [OCT-138 138.00] TO BUS 4399 [SKL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
78	SINGLE 4353-4356(1)	OPEN LINE FROM BUS 4353 [DAL-138 138.00] TO BUS 4356 [WAS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
79	SINGLE 4355-4389(1)	OPEN LINE FROM BUS 4355 [SAU-138 138.00] TO BUS 4389 [VNA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
80	SINGLE 4368-4372(1)	OPEN LINE FROM BUS 4368 [DMTG-138 138.00] TO BUS 4372 [MTG1-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
81	SINGLE 4369-4827(1)	OPEN LINE FROM BUS 4369 [SNJ-138 138.00] TO BUS 4827 [LVG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
82	SINGLE 4382-4390(1)	OPEN LINE FROM BUS 4382 [BIL-138 138.00] TO BUS 4390 [ROS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
83	SINGLE 4385-4386(1)	OPEN LINE FROM BUS 4385 [CFON-138 138.00] TO BUS 4386 [VEC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
84	SINGLE 4385-4398(1)	OPEN LINE FROM BUS 4385 [CFON-138 138.00] TO BUS 4398 [TCPIII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
85	SINGLE 4395-4397(1)	OPEN LINE FROM BUS 4395 [TOR-138 138.00] TO BUS 4397 [EPZII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
86	SINGLE 4397-4961(1)	OPEN LINE FROM BUS 4397 [EPZII-138 138.00] TO BUS 4961 [GATII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
87	SINGLE 4400-4405(1)	OPEN LINE FROM BUS 4400 [AMF-230 230.00] TO BUS 4405 [PNI-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
88	SINGLE 4401-4406(1)	OPEN LINE FROM BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4406 [TCP-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
89	SINGLE 4401-4419(1)	OPEN LINE FROM BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
90	SINGLE 4401-4420(1)	OPEN LINE FROM BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4420 [SNB-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
91	SINGLE 4402-4403(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4403 [LNI-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
92	SINGLE 4402-4404(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4404 [MSY-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances

93	SINGLE 4402-4405(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4405 [PNI-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
94	SINGLE 4402-4405(2)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4405 [PNI-230 230.00] CKT 2	VERDADERO	Met convergence tolerances
95	SINGLE 4402-4406(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4406 [TCP-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
96	SINGLE 4402-4411(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4411 [FHS-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
97	SINGLE 4402-4415(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4415 [PCG9-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
98	SINGLE 4402-4419(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
99	SINGLE 4402-4423(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4423 [CPS-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
100	SINGLE 4402-4424(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4424 [CPS-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
101	SINGLE 4402-4425(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4425 [CPS-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
102	SINGLE 4402-4426(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4426 [CPS-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
103	SINGLE 4403-4407(1)	OPEN LINE FROM BUS 4403 [LNI-230 230.00] TO BUS 4407 [FNH-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
104	SINGLE 4404-4406(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4406 [TCP-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
105	SINGLE 4404-4420(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4420 [SNB-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
106	SINGLE 4404-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
107	SINGLE 4404-4803(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4803 [EOLO-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
108	SINGLE 4406-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4406 [TCP-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
109	SINGLE 4408-4750(1)	OPEN LINE FROM BUS 4408 [FNC-230 230.00] TO BUS 4750 [AMY-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
110	SINGLE 4410-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4410 [SMT-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
111	SINGLE 4412-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4412 [FCS-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
112	SINGLE 4417-4420(1)	OPEN LINE FROM BUS 4417 [TRB-230 230.00] TO BUS 4420 [SNB-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
113	SINGLE 4420-4422(1)	OPEN LINE FROM BUS 4420 [SNB-230 230.00] TO BUS 4422 [BCO-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
114	SINGLE 4750-4803(1)	OPEN LINE FROM BUS 4750 [AMY-230 230.00] TO BUS 4803 [EOLO-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
115	SINGLE 4750-4832(1)	OPEN LINE FROM BUS 4750 [AMY-230 230.00] TO BUS 4832 [ABR-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
116	SINGLE 4800-4832(1)	OPEN LINE FROM BUS 4800 [LVG-230 230.00] TO BUS 4832 [ABR-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
117	SINGLE 4950-4951(1)	OPEN LINE FROM BUS 4950 [SMA-138 138.00] TO BUS 4951 [MJN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
118	SINGLE 4407-3310(1)	OPEN LINE FROM BUS 4407 [FNH-230 230.00] TO BUS 3310 [PRD B618 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
119	SINGLE 4408-50004(1)	OPEN LINE FROM BUS 4408 [FNC-230 230.00] TO BUS 50004 [FIC-LIB230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
120	SINGLE 4411-3301(1)	OPEN LINE FROM BUS 4411 [FHS-230 230.00] TO BUS 3301 [AGC B624 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
121	SINGLE 4412 -50053	OPEN LINE FROM BUS 4412 [FCS-230 230.00] TO BUS 50053 [FIC-CAS230 230.00] CKT 10	VERDADERO	Met convergence tolerances
122	UNIT 4067(4)	REMOVE UNIT 4 FROM BUS 4067 [PMR-U1 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
123	UNIT 4070(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4070 [PMR-U2 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
124	UNIT 4071(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4071 [PMR-U3 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
125	UNIT 4073(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4073 [PEN-U3 4.1600]	VERDADERO	Met convergence tolerances
126	UNIT 4074(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4074 [PEN-U4 4.2000]	VERDADERO	Met convergence tolerances
127	UNIT 4077(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4077 [EGR-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
128	UNIT 4091(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4091 [PHL1-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
129	UNIT 4092(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4092 [PHL2-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
130	UNIT 4198(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4198 [EJB-24.9 24.900]	VERDADERO	Met convergence tolerances
131	UNIT 4601(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4601 [PCA-U1 10.500]	VERDADERO	Met convergence tolerances
132	UNIT 4602(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4602 [PCA-U2 10.500]	VERDADERO	Met convergence tolerances
133	UNIT 4604(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4604 [PEC 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
134	UNIT 4610(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4610 [PMT-U1 13.200]	VERDADERO	Met convergence tolerances

135	UNIT 4614(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4614 [PSA-U1 13.200]	VERDADERO	Met convergence tolerances
136	UNIT 4615(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4615 [PCF-U1 10.500]	VERDADERO	Met convergence tolerances
137	UNIT 4616(1)	REMOVE UNIT 2 FROM BUS 4615 [PCF-U1 10.500]	VERDADERO	Met convergence tolerances
138	UNIT 4618(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4618 [PMT-U3 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
139	UNIT 4619(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4619 [TPC 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
140	UNIT 4628(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4628 [PMN-GM1 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
141	UNIT 4629(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4629 [PMN-GM2 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
142	UNIT 4631(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4631 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
143	UNIT 4632(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4632 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
144	UNIT 4633(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4633 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
145	UNIT 4634(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4634 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
146	UNIT 4635(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4635 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
147	UNIT 4636(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4636 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
148	UNIT 4637(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4637 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
149	UNIT 4701(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4701 [AMY-I 0.6000]	VERDADERO	Met convergence tolerances
150	UNIT 4702(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4702 [AMY-II 0.6000]	VERDADERO	Met convergence tolerances
151	UNIT 4802(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4802 [EOLO 0.6900]	VERDADERO	Met convergence tolerances
152	UNIT 4831(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4831 [ABR 0.6900]	VERDADERO	Met convergence tolerances
153	UNIT 4954(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4954 [MTL-G1 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
154	UNIT 4960(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4960 [PBP 0.7000]	VERDADERO	Met convergence tolerances
155	UNIT 4990(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4990 [MART-U1 24.900]	VERDADERO	Met convergence tolerances
156	SINGLE 4320-4331(1)	OPEN LINE FROM BUS 4320 [MTG-138 138.00] TO BUS 4331 [SEB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
157	SINGLE 4320-4368(1)	OPEN LINE FROM BUS 4320 [MTG-138 138.00] TO BUS 4368 [DMTG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
158	SINGLE 4332-4368(1)	OPEN LINE FROM BUS 4332 [SNR-138 138.00] TO BUS 4368 [DMTG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances

- **Situación con las obras año 2024, escenarios de verano sin transferencias**

Tabla 38. Escenario verano demanda maxima – Sin transferencias

BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	RATE A/B	% FLOW
-	-	-	-	-

Tabla 39. Violaciones de voltaje.

- **Situación con las obras año 2024, escenarios de verano con transferencia de Norte a Sur**

Tabla 40. Escenario verano demanda maxima – con transferencia de 300MW de norte a sur

BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	RATE A/B	% FLOW
PEN – MLP2 138 Kv	SINGLE 4402-4403(1)	160.31	150	109.03

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

Tabla 41. Violaciones de voltaje.

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

- **Situación con las obras año 2024, escenarios de verano con transferencia de Sur a Norte**

Tabla 42. Escenario verano demanda maxima – con transferencia de 300MW de sur a norte

BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	RATE A/B	% FLOW
-	-	-	-	-

Tabla 43. Violaciones de voltaje.

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES DE FLUJO DE POTENCIA Y CONTINGENCIAS REALIZADOS : 2024

De acuerdo a los resultados obtenidos, la entrada en operación de las obras 2024, **no impactan negativamente en su operación.**

8. ANALISIS DEL SISTEMA EN REGIMEN NORMAL Y CONTINGENCIAS. AÑO 2025

Para los escenarios de demanda máxima de verano e invierno para el año 2025 se analizó el comportamiento del sistema de Nicaragua en estado estable, simulando transferencias de Sur a Norte y de Norte a Sur y aplicando las contingencias que han sido consideradas para este estudio.

Para simular el porteo de Sur a Norte por el sistema de Nicaragua, se consideraron 300 MW de transferencia de Costa Rica hacia Guatemala en demanda máxima.

Para simular el porteo de Norte a Sur, se consideraron 300 MW de transferencia desde Guatemala a Costa Rica en demanda máxima.

El análisis está dirigido a identificar elementos con sobrecarga y la presencia de nodos con voltajes fuera del rango de 0.90-1.10 pu; que sean atribuibles a las obras que entrarán en operación en el año 2025. Para este fin se ejecutó la actividad ACCC del PSSE.

Se analizaron un total de 169 contingencias, dentro de las cuales se incluyen las contingencias simples de todas las líneas a nivel de 69 kV, 138 kV y de 230 kV del sistema de Nicaragua, salida de autotransformadores de 230/138 kV y pérdida de las unidades de generación.

Tabla 44. Contingencias analizadas 2025

ITEM	CONTINGENCY	EVENTS	CONVERGED	CONVERGENCE STATE
1	BASE CASE	BASE CASE	VERDADERO	Met convergence tolerances
2	SINGLE 4140-4329(1)	OPEN LINE FROM BUS 4140 [SFL-138 138.00] TO BUS 4329 [PCF-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
3	SINGLE 4140-4357(1)	OPEN LINE FROM BUS 4140 [SFL-138 138.00] TO BUS 4357 [SNB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
4	SINGLE 4299-4301(1)	OPEN LINE FROM BUS 4299 [ACYII-138 138.00] TO BUS 4301 [ACY-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
5	SINGLE 4299-4313(1)	OPEN LINE FROM BUS 4299 [ACYII-138 138.00] TO BUS 4313 [GAT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
6	SINGLE 4300-4315(1)	OPEN LINE FROM BUS 4300 [ACH-138 138.00] TO BUS 4315 [LBS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
7	SINGLE 4300-4317(1)	OPEN LINE FROM BUS 4300 [ACH-138 138.00] TO BUS 4317 [MGA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
8	SINGLE 4301-4377(1)	OPEN LINE FROM BUS 4301 [ACY-138 138.00] TO BUS 4377 [SNM-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
9	SINGLE 4301-4950(1)	OPEN LINE FROM BUS 4301 [ACY-138 138.00] TO BUS 4950 [SMA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
10	SINGLE 4302-4323(1)	OPEN LINE FROM BUS 4302 [ALT-138 138.00] TO BUS 4323 [ORT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances

11	SINGLE 4302-4343(1)	OPEN LINE FROM BUS 4302 [ALT-138 138.00] TO BUS 4343 [CLN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
12	SINGLE 4303-4304(1)	OPEN LINE FROM BUS 4303 [AMR-138 138.00] TO BUS 4304 [BCO-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
13	SINGLE 4303-4950(1)	OPEN LINE FROM BUS 4303 [AMR-138 138.00] TO BUS 4950 [SMA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
14	SINGLE 4304-4310(1)	OPEN LINE FROM BUS 4304 [BCO-138 138.00] TO BUS 4310 [DLAB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
15	SINGLE 4305-4315(1)	OPEN LINE FROM BUS 4305 [BTH-138 138.00] TO BUS 4315 [LBS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
16	SINGLE 4305-4325(1)	OPEN LINE FROM BUS 4305 [BTH-138 138.00] TO BUS 4325 [PDT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
17	SINGLE 4306-4319(1)	OPEN LINE FROM BUS 4306 [BZN-138 138.00] TO BUS 4319 [MSY-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
18	SINGLE 4307-4319(1)	OPEN LINE FROM BUS 4307 [CAT-138 138.00] TO BUS 4319 [MSY-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
19	SINGLE 4307-4321(1)	OPEN LINE FROM BUS 4307 [CAT-138 138.00] TO BUS 4321 [MTP-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
20	SINGLE 4307-4322(1)	OPEN LINE FROM BUS 4307 [CAT-138 138.00] TO BUS 4322 [NDE-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
21	SINGLE 4308-4324(1)	OPEN LINE FROM BUS 4308 [JIN-138 138.00] TO BUS 4324 [PCA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
22	SINGLE 4308-4331(1)	OPEN LINE FROM BUS 4308 [JIN-138 138.00] TO BUS 4331 [SEB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
23	SINGLE 4308-4364(1)	OPEN LINE FROM BUS 4308 [JIN-138 138.00] TO BUS 4364 [PAN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
24	SINGLE 4309-4321(1)	OPEN LINE FROM BUS 4309 [DRB-138 138.00] TO BUS 4321 [MTP-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
25	SINGLE 4309-4333(1)	OPEN LINE FROM BUS 4309 [DRB-138 138.00] TO BUS 4333 [SRS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
26	SINGLE 4310-4314(1)	OPEN LINE FROM BUS 4310 [DLAB-138 138.00] TO BUS 4314 [LAB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
27	SINGLE 4310-4336(1)	OPEN LINE FROM BUS 4310 [DLAB-138 138.00] TO BUS 4336 [TPT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
28	SINGLE 4311-4335(1)	OPEN LINE FROM BUS 4311 [EST-138 138.00] TO BUS 4335 [SEBII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
29	SINGLE 4311-4337(1)	OPEN LINE FROM BUS 4311 [EST-138 138.00] TO BUS 4337 [YGA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
30	SINGLE 4312-4316(1)	OPEN LINE FROM BUS 4312 [EVJ-138 138.00] TO BUS 4316 [LNI-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
31	SINGLE 4312-4345(1)	OPEN LINE FROM BUS 4312 [EVJ-138 138.00] TO BUS 4345 [CHN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
32	SINGLE 4312-4971(1)	OPEN LINE FROM BUS 4312 [EVJ-138 138.00] TO BUS 4971 [JIQ-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
33	SINGLE 4313-4961(1)	OPEN LINE FROM BUS 4313 [GAT-138 138.00] TO BUS 4961 [GATII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
34	SINGLE 4315-4392(1)	OPEN LINE FROM BUS 4315 [LBS-138 138.00] TO BUS 4392 [MT1-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
35	SINGLE 4316-4341(1)	OPEN LINE FROM BUS 4316 [LNI-138 138.00] TO BUS 4341 [PEN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
36	SINGLE 4316-4346(1)	OPEN LINE FROM BUS 4316 [LNI-138 138.00] TO BUS 4346 [CHG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
37	SINGLE 4317-4338(1)	OPEN LINE FROM BUS 4317 [MGA-138 138.00] TO BUS 4338 [PTZ-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
38	SINGLE 4317-4357(1)	OPEN LINE FROM BUS 4317 [MGA-138 138.00] TO BUS 4357 [SNB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
39	SINGLE 4318-4350(1)	OPEN LINE FROM BUS 4318 [MLP-138 138.00] TO BUS 4350 [DMLP-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
40	SINGLE 4319-4361(1)	OPEN LINE FROM BUS 4319 [MSY-138 138.00] TO BUS 4361 [GNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
41	SINGLE 4319-4380(1)	OPEN LINE FROM BUS 4319 [MSY-138 138.00] TO BUS 4380 [GRD-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
42	SINGLE 4322-4330(1)	OPEN LINE FROM BUS 4322 NDE-138 138.00] TO BUS 4330 [RIV-138 138.00] CKT 1	VERDARERO	Met convergence tolerances
43	SINGLE 4323-4338(1)	OPEN LINE FROM BUS 4323 [ORT-138 138.00] TO BUS 4338 [PTZ-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
44	SINGLE 4323-4344(1)	OPEN LINE FROM BUS 4323 [ORT-138 138.00] TO BUS 4344 [AER-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
45	SINGLE 4324-4381(1)	OPEN LINE FROM BUS 4324 [PCA-138 138.00] TO BUS 4381 [PHL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
46	SINGLE 4325-4383(1)	OPEN LINE FROM BUS 4325 [PDT-138 138.00] TO BUS 4383 [CNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
47	SINGLE 4326-4363(1)	OPEN LINE FROM BUS 4326 [PEC-138 138.00] TO BUS 4363 [COR-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
48	SINGLE 4328-4342(1)	OPEN LINE FROM BUS 4328 [PMT-138 138.00] TO BUS 4342 [NG2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
49	SINGLE 4328-4359(1)	OPEN LINE FROM BUS 4328 [PMT-138 138.00] TO BUS 4359 [MLP2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
50	SINGLE 4329-4335(1)	OPEN LINE FROM BUS 4329 [PCF-138 138.00] TO BUS 4335 [SEBII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
51	SINGLE 4329-4355(1)	OPEN LINE FROM BUS 4329 [PCF-138 138.00] TO BUS 4355 [SAU-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
52	SINGLE 4330-4373(1)	OPEN LINE FROM BUS 4330 [RIV-138 138.00] TO BUS 4373 [TOLA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances

53	SINGLE 4330-4384(1)	OPEN LINE FROM BUS 4330 [RIV-138 138.00] TO BUS 4384 [EGR138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
54	SINGLE 4330-4827(1)	OPEN LINE FROM BUS 4330 [RIV-138 138.00] TO BUS 4827 [LVG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
55	SINGLE 4331-4335(1)	OPEN LINE FROM BUS 4331 [SEB-138 138.00] TO BUS 4335 [SEBII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
56	SINGLE 4331-4354(1)	OPEN LINE FROM BUS 4331 [SEB-138 138.00] TO BUS 4354 [TRB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
57	SINGLE 4332-4353(1)	OPEN LINE FROM BUS 4332 [SNR-138 138.00] TO BUS 4353 [DAL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
58	SINGLE 4332-4396(1)	OPEN LINE FROM BUS 4332 [SNR-138 138.00] TO BUS 4396 [EJB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
59	SINGLE 4333-4334(1)	OPEN LINE FROM BUS 4333 [SRS-138 138.00] TO BUS 4334 [MTL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
60	SINGLE 4333-4339(1)	OPEN LINE FROM BUS 4333 [SRS-138 138.00] TO BUS 4339 [CGC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
61	SINGLE 4333-4386(1)	OPEN LINE FROM BUS 4333 [SRS-138 138.00] TO BUS 4386 [VEC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
62	SINGLE 4335-4381(1)	OPEN LINE FROM BUS 4331 [SEBII-138 138.00] TO BUS 4335 [PHL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
63	SINGLE 4336-4344(1)	OPEN LINE FROM BUS 4336 [TPT-138 138.00] TO BUS 4344 [AER-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
64	SINGLE 4336-4354(1)	OPEN LINE FROM BUS 4336 [TPT-138 138.00] TO BUS 4354 [TRB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
65	SINGLE 4336-4361(1)	OPEN LINE FROM BUS 4336 [TPT-138 138.00] TO BUS 4361 [GNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
66	SINGLE 4337-4351(1)	OPEN LINE FROM BUS 4337 [YGA-138 138.00] TO BUS 4351 [YALI-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
67	SINGLE 4337-4352(1)	OPEN LINE FROM BUS 4337 [YGA-138 138.00] TO BUS 4352 [OCT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
68	SINGLE 4340-4383(1)	OPEN LINE FROM BUS 4340 [TCP-138 138.00] TO BUS 4383 [CNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
69	SINGLE 4340-4398(1)	OPEN LINE FROM BUS 4340 [TCP-138 138.00] TO BUS 4398 [TCPIII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
70	SINGLE 4341-4359(1)	OPEN LINE FROM BUS 4341 [PEN-138 138.00] TO BUS 4359 [MLP2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
71	SINGLE 4342-4386(1)	OPEN LINE FROM BUS 4342 [NG2-138 138.00] TO BUS 4386 [VEC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
72	SINGLE 4342-4392(1)	OPEN LINE FROM BUS 4342 [NG2-138 138.00] TO BUS 4392 [MT1-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
73	SINGLE 4343-4398(1)	OPEN LINE FROM BUS 4343 [CLN-138 138.00] TO BUS 4383 [TCPIII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
74	SINGLE 4345-4346(1)	OPEN LINE FROM BUS 4345 [CHN-138 138.00] TO BUS 4346 [CHG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
75	SINGLE 4345-4363(1)	OPEN LINE FROM BUS 4345 [CHN-138 138.00] TO BUS 4363 [COR-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
76	SINGLE 4347-4348(1)	OPEN LINE FROM BUS 4347 [MGU 138 138.00] TO BUS 4348 [MLK 138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
77	SINGLE 4347-4396(1)	OPEN LINE FROM BUS 4347 [MGU 138 138.00] TO BUS 4396 [EJB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
78	SINGLE 4348-4349(1)	OPEN LINE FROM BUS 4348 [MLK 138 138.00] TO BUS 4349 [SIU 138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
79	SINGLE 4349-4390(1)	OPEN LINE FROM BUS 4349 [SIU 138 138.00] TO BUS 4390 [ROS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
80	SINGLE 4350-4355(1)	OPEN LINE FROM BUS 4350 [DMLP-138 138.00] TO BUS 4355 [SAU-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
81	SINGLE 4350-4359(1)	OPEN LINE FROM BUS 4350 [DMLP-138 138.00] TO BUS 4359 [MLP2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
82	SINGLE 4351-4381(1)	OPEN LINE FROM BUS 4351 [YALI-138 138.00] TO BUS 4381 [PHL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
83	SINGLE 4352-4399(1)	OPEN LINE FROM BUS 4352 [OCT-138 138.00] TO BUS 4399 [SKL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
84	SINGLE 4353-4356(1)	OPEN LINE FROM BUS 4353 [DAL-138 138.00] TO BUS 4356 [WAS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
85	SINGLE 4355-4389(1)	OPEN LINE FROM BUS 4355 [SAU-138 138.00] TO BUS 4389 [VNA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
86	SINGLE 4368-4372(1)	OPEN LINE FROM BUS 4368 [DMTG-138 138.00] TO BUS 4372 [MTG1-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
87	SINGLE 4369-4373(1)	OPEN LINE FROM BUS 4369 [SNJ-138 138.00] TO BUS 4373 [TOLA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
88	SINGLE 4369-4827(1)	OPEN LINE FROM BUS 4369 [SNJ-138 138.00] TO BUS 4827 [LVG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
89	SINGLE 4371-4397(1)	OPEN LINE FROM BUS 4371 [BLF-138 138.00] TO BUS 4397 [EPZII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
90	SINGLE 4377-4378(1)	OPEN LINE FROM BUS 4377 [SNM-138 138.00] TO BUS 4378 [SNC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
91	SINGLE 4385-4386(1)	OPEN LINE FROM BUS 4385 [CFON-138 138.00] TO BUS 4386 [VEC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
92	SINGLE 4385-4398(1)	OPEN LINE FROM BUS 4385 [CFON-138 138.00] TO BUS 4398 [TCPIII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
93	SINGLE 4395-4397(1)	OPEN LINE FROM BUS 4395 [TOR-138 138.00] TO BUS 4397 [EPZII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
94	SINGLE 4397-4961(1)	OPEN LINE FROM BUS 4397 [EPZII-138 138.00] TO BUS 4961 [GATII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances

95	SINGLE 4400-4405(1)	OPEN LINE FROM BUS 4400 [AMF-230 230.00] TO BUS 4405 [PNI-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
96	SINGLE 4401-4406(1)	OPEN LINE FROM BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4406 [TCP-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
97	SINGLE 4401-4419(1)	OPEN LINE FROM BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
98	SINGLE 4401-4420(1)	OPEN LINE FROM BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4420 [SNB-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
99	SINGLE 4402-4403(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4403 [LNI-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
100	SINGLE 4402-4404(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4404 [MSY-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
101	SINGLE 4402-4405(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4405 [PNI-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
102	SINGLE 4402-4405(2)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4405 [PNI-230 230.00] CKT 2	VERDADERO	Met convergence tolerances
103	SINGLE 4402-4406(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4406 [TCP-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
104	SINGLE 4402-4411(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4411 [FHS-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
105	SINGLE 4402-4415(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4415 [PCG9-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
106	SINGLE 4402-4419(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
107	SINGLE 4402-4423(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4423 [CPS-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
108	SINGLE 4402-4424(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4424 [CPS-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
109	SINGLE 4402-4425(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4425 [CPS-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
110	SINGLE 4402-4426(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4426 [CPS-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
111	SINGLE 4403-4407(1)	OPEN LINE FROM BUS 4403 [LNI-230 230.00] TO BUS 4407 [FNH-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
112	SINGLE 4404-4406(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4406 [TCP-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
113	SINGLE 4404-4420(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4420 [SNB-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
114	SINGLE 4404-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
115	SINGLE 4404-4803(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4803 [EOLO-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
116	SINGLE 4406-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4406 [TCP-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
117	SINGLE 4408-4750(1)	OPEN LINE FROM BUS 4408 [FNC-230 230.00] TO BUS 4750 [AMY-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
118	SINGLE 4410-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4410 [SMT-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
119	SINGLE 4412-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4412 [FCS-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
120	SINGLE 4414-4417(1)	OPEN LINE FROM BUS 4414 [MLK-230 230.00] TO BUS 4417 [TRB-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
121	SINGLE 4414-4422(1)	OPEN LINE FROM BUS 4414 [MLK-230 230.00] TO BUS 4422 [BCO-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
122	SINGLE 4417-4420(1)	OPEN LINE FROM BUS 4417 [TRB-230 230.00] TO BUS 4420 [SNB-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
123	SINGLE 4420-4422(1)	OPEN LINE FROM BUS 4420 [SNB-230 230.00] TO BUS 4422 [BCO-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
124	SINGLE 4422-4838(1)	OPEN LINE FROM BUS 4422 [BCO-230 230.00] TO BUS 4838 [GAT-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
125	SINGLE 4750-4803(1)	OPEN LINE FROM BUS 4750 [AMY-230 230.00] TO BUS 4803 [EOLO-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
126	SINGLE 4750-4832(1)	OPEN LINE FROM BUS 4750 [AMY-230 230.00] TO BUS 4832 [ABR-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
127	SINGLE 4800-4832(1)	OPEN LINE FROM BUS 4800 [LVG-230 230.00] TO BUS 4832 [ABR-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
128	SINGLE 4950-4951(1)	OPEN LINE FROM BUS 4950 [SMA-138 138.00] TO BUS 4951 [MJN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
129	SINGLE 4407-3310(1)	OPEN LINE FROM BUS 4407 [FNH-230 230.00] TO BUS 3310 [PRD B618 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
130	SINGLE 4408-50004(1)	OPEN LINE FROM BUS 4408 [FNC-230 230.00] TO BUS 50004 [FIC-LIB230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
131	SINGLE 4411-3301(1)	OPEN LINE FROM BUS 4411 [FHS-230 230.00] TO BUS 3301 [AGC B624 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
132	SINGLE 4412 -50053	OPEN LINE FROM BUS 4412 [FCS-230 230.00] TO BUS 50053 [FIC-CAS230 230.00] CKT 10	VERDADERO	Met convergence tolerances
133	UNIT 4067(4)	REMOVE UNIT 4 FROM BUS 4067 [PMR-U1 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
134	UNIT 4070(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4070 [PMR-U2 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
135	UNIT 4071(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4071 [PMR-U3 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
136	UNIT 4073(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4073 [PEN-U3 4.1600]	VERDADERO	Met convergence tolerances

137	UNIT 4074(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4074 [PEN-U4 4.2000]	VERDADERO	Met convergence tolerances
138	UNIT 4077(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4077 [EGR-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
139	UNIT 4091(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4091 [PHL1-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
140	UNIT 4092(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4092 [PHL2-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
141	UNIT 4198(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4198 [EJB-24.9 24.900]	VERDADERO	Met convergence tolerances
142	UNIT 4601(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4601 [PCA-U1 10.500]	VERDADERO	Met convergence tolerances
143	UNIT 4602(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4602 [PCA-U2 10.500]	VERDADERO	Met convergence tolerances
144	UNIT 4604(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4604 [PEC 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
145	UNIT 4610(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4610 [PMT-U1 13.200]	VERDADERO	Met convergence tolerances
146	UNIT 4614(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4614 [PSA-U1 13.200]	VERDADERO	Met convergence tolerances
147	UNIT 4615(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4615 [PCF-U1 10.500]	VERDADERO	Met convergence tolerances
148	UNIT 4616(1)	REMOVE UNIT 2 FROM BUS 4615 [PCF-U1 10.500]	VERDADERO	Met convergence tolerances
149	UNIT 4618(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4618 [PMT-U3 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
150	UNIT 4619(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4619 [TPC 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
151	UNIT 4628(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4628 [PMN-GM1 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
152	UNIT 4629(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4629 [PMN-GM2 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
153	UNIT 4631(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4631 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
154	UNIT 4632(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4632 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
155	UNIT 4633(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4633 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
156	UNIT 4634(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4634 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
157	UNIT 4635(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4635 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
158	UNIT 4636(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4636 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
159	UNIT 4637(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4637 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
160	UNIT 4701(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4701 [AMY-I 0.6000]	VERDADERO	Met convergence tolerances
161	UNIT 4702(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4702 [AMY-II 0.6000]	VERDADERO	Met convergence tolerances
162	UNIT 4802(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4802 [EOLO 0.6900]	VERDADERO	Met convergence tolerances
163	UNIT 4831(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4831 [ABR 0.6900]	VERDADERO	Met convergence tolerances
164	UNIT 4954(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4954 [MTL-G1 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
165	UNIT 4960(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4960 [PBP 0.7000]	VERDADERO	Met convergence tolerances
166	UNIT 4990(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4990 [MART-U1 24.900]	VERDADERO	Met convergence tolerances
167	SINGLE 4320-4331(1)	OPEN LINE FROM BUS 4320 [MTG-138 138.00] TO BUS 4331 [SEB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
168	SINGLE 4320-4368(1)	OPEN LINE FROM BUS 4320 [MTG-138 138.00] TO BUS 4368 [DMTG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
169	SINGLE 4332-4368(1)	OPEN LINE FROM BUS 4332 [SNR-138 138.00] TO BUS 4368 [DMTG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances

- **Situación sin y con las obras año 2025, escenarios de verano sin transferencias**

Tabla 45. Escenario verano demanda maxima – Sin transferencias

BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	RATE A/B	% FLOW
-	-	-	-	-

Tabla 46. Violaciones de voltajes

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

- **Situación con las obras año 2025, escenarios de verano con transferencia de Norte a Sur**

Tabla 47. Escenario verano demanda maxima – con transferencia de 300MW de norte a sur

BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	RATE A/B	% FLOW
-	-	-	-	-

Tabla 48. Violaciones de voltajes

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

- **Situación con las obras año 2025, escenarios de verano con transferencia de Sur a Norte**

Tabla 49. Escenario verano demanda maxima – con transferencia de 300MW de sur a norte

BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	RATE A/B	% FLOW
-	-	-	-	-

Tabla 50. Violaciones de voltajes

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES DE FLUJO DE POTENCIA Y CONTINGENCIAS REALIZADOS : 2025

De acuerdo a los resultados obtenidos en la situación con proyecto, la entrada en operación de las obras 2025, **no impactan negativamente en su operación.**

9. ANALISIS DEL SISTEMA EN REGIMEN NORMAL Y CONTINGENCIAS. AÑO 2026

Para los escenarios de demanda máxima de verano para el año 2026 se analizó el comportamiento del sistema de Nicaragua en estado estable, simulando transferencias de Sur a Norte y de Norte a Sur y aplicando las contingencias que han sido consideradas para este estudio.

Para simular el porteo de Sur a Norte por el sistema de Nicaragua, se consideraron 300 MW de transferencia de Costa Rica hacia Guatemala en demanda máxima.

Para simular el porteo de Norte a Sur, se consideraron 300 MW de transferencia desde Guatemala a Costa Rica en demanda máxima.

El análisis está dirigido a identificar elementos con sobrecarga y la presencia de nodos con voltajes fuera del rango de 0.90-1.10 pu; que sean atribuibles a las obras que entrarán en operación en el año 2026. Para este fin se ejecutó la actividad ACCC del PSSE.

Se analizaron un total de 178 contingencias, dentro de las cuales se incluyen las contingencias simples de todas las líneas a nivel de 69 kV, 138 kV y de 230 kV del sistema de Nicaragua, salida de autotransformadores de 230/138 kV y pérdida de las unidades de generación.

Tabla 51 Contingencias analizadas 2026

ITEM	CONTINGENCY	EVENTS	CONVERGED	CONVERGENCE STATE
1	BASE CASE	BASE CASE	VERDADERO	Met convergence tolerances
2	SINGLE 4140-4329(1)	OPEN LINE FROM BUS 4140 [SFL-138 138.00] TO BUS 4329 [PCF-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
3	SINGLE 4140-4357(1)	OPEN LINE FROM BUS 4140 [SFL-138 138.00] TO BUS 4357 [SNB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
4	SINGLE 4299-4301(1)	OPEN LINE FROM BUS 4299 [ACYII-138 138.00] TO BUS 4301 [ACY-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances

5	SINGLE 4299-4313(1)	OPEN LINE FROM BUS 4299 [ACYII-138 138.00] TO BUS 4313 [GAT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
6	SINGLE 4300-4315(1)	OPEN LINE FROM BUS 4300 [ACH-138 138.00] TO BUS 4315 [LBS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
7	SINGLE 4300-4317(1)	OPEN LINE FROM BUS 4300 [ACH-138 138.00] TO BUS 4317 [MGA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
8	SINGLE 4301-4377(1)	OPEN LINE FROM BUS 4301 [ACY-138 138.00] TO BUS 4377 [SNM-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
9	SINGLE 4301-4950(1)	OPEN LINE FROM BUS 4301 [ACY-138 138.00] TO BUS 4950 [SMA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
10	SINGLE 4302-4323(1)	OPEN LINE FROM BUS 4302 [ALT-138 138.00] TO BUS 4323 [ORT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
11	SINGLE 4302-4343(1)	OPEN LINE FROM BUS 4302 [ALT-138 138.00] TO BUS 4343 [CLN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
12	SINGLE 4303-4304(1)	OPEN LINE FROM BUS 4303 [AMR-138 138.00] TO BUS 4304 [BCO-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
13	SINGLE 4303-4950(1)	OPEN LINE FROM BUS 4303 [AMR-138 138.00] TO BUS 4950 [SMA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
14	SINGLE 4304-4310(1)	OPEN LINE FROM BUS 4304 [BCO-138 138.00] TO BUS 4310 [DLAB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
15	SINGLE 4305-4315(1)	OPEN LINE FROM BUS 4305 [BTH-138 138.00] TO BUS 4315 [LBS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
16	SINGLE 4305-4325(1)	OPEN LINE FROM BUS 4305 [BTH-138 138.00] TO BUS 4325 [PDT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
17	SINGLE 4306-4319(1)	OPEN LINE FROM BUS 4306 [BZN-138 138.00] TO BUS 4319 [MSY-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
18	SINGLE 4307-4319(1)	OPEN LINE FROM BUS 4307 [CAT-138 138.00] TO BUS 4319 [MSY-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
19	SINGLE 4307-4321(1)	OPEN LINE FROM BUS 4307 [CAT-138 138.00] TO BUS 4321 [MTP-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
20	SINGLE 4307-4322(1)	OPEN LINE FROM BUS 4307 [CAT-138 138.00] TO BUS 4322 [NDE-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
21	SINGLE 4308-4324(1)	OPEN LINE FROM BUS 4308 [JIN-138 138.00] TO BUS 4324 [PCA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
22	SINGLE 4308-4331(1)	OPEN LINE FROM BUS 4308 [JIN-138 138.00] TO BUS 4331 [SEB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
23	SINGLE 4308-4364(1)	OPEN LINE FROM BUS 4308 [JIN-138 138.00] TO BUS 4364 [PAN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
24	SINGLE 4309-4321(1)	OPEN LINE FROM BUS 4309 [DRB-138 138.00] TO BUS 4321 [MTP-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
25	SINGLE 4309-4333(1)	OPEN LINE FROM BUS 4309 [DRB-138 138.00] TO BUS 4333 [SRS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
26	SINGLE 4310-4314(1)	OPEN LINE FROM BUS 4310 [DLAB-138 138.00] TO BUS 4314 [LAB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
27	SINGLE 4310-4336(1)	OPEN LINE FROM BUS 4310 [DLAB-138 138.00] TO BUS 4336 [TPT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
28	SINGLE 4311-4335(1)	OPEN LINE FROM BUS 4311 [EST-138 138.00] TO BUS 4335 [SEBII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
29	SINGLE 4311-4337(1)	OPEN LINE FROM BUS 4311 [EST-138 138.00] TO BUS 4337 [YGA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
30	SINGLE 4312-4316(1)	OPEN LINE FROM BUS 4312 [EVJ-138 138.00] TO BUS 4316 [LNI-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
31	SINGLE 4312-4345(1)	OPEN LINE FROM BUS 4312 [EVJ-138 138.00] TO BUS 4345 [CHN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
32	SINGLE 4312-4971(1)	OPEN LINE FROM BUS 4312 [EVJ-138 138.00] TO BUS 4971 [JIQ-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
33	SINGLE 4313-4961(1)	OPEN LINE FROM BUS 4313 [GAT-138 138.00] TO BUS 4961 [GATII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
34	SINGLE 4315-4392(1)	OPEN LINE FROM BUS 4315 [LBS-138 138.00] TO BUS 4392 [MT1-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
35	SINGLE 4316-4341(1)	OPEN LINE FROM BUS 4316 [LNI-138 138.00] TO BUS 4341 [PEN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
36	SINGLE 4316-4366(1)	OPEN LINE FROM BUS 4316 [LNI-138 138.00] TO BUS 4366 [LNII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
37	SINGLE 4317-4338(1)	OPEN LINE FROM BUS 4317 [MGA-138 138.00] TO BUS 4338 [PTZ-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
38	SINGLE 4317-4357(1)	OPEN LINE FROM BUS 4317 [MGA-138 138.00] TO BUS 4357 [SNB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
39	SINGLE 4318-4350(1)	OPEN LINE FROM BUS 4318 [MLP-138 138.00] TO BUS 4350 [DMLP-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
40	SINGLE 4319-4361(1)	OPEN LINE FROM BUS 4319 [MSY-138 138.00] TO BUS 4361 [GNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
41	SINGLE 4319-4380(1)	OPEN LINE FROM BUS 4319 [MSY-138 138.00] TO BUS 4380 [GRD-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
42	SINGLE 4322-4330(1)	OPEN LINE FROM BUS 4322 NDE-138 138.00] TO BUS 4330 [RIV-138 138.00] CKT 1	VERDARERO	Met convergence tolerances
43	SINGLE 4323-4338(1)	OPEN LINE FROM BUS 4323 [ORT-138 138.00] TO BUS 4338 [PTZ-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
44	SINGLE 4323-4344(1)	OPEN LINE FROM BUS 4323 [ORT-138 138.00] TO BUS 4344 [AER-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
45	SINGLE 4324-4381(1)	OPEN LINE FROM BUS 4324 [PCA-138 138.00] TO BUS 4381 [PHL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
46	SINGLE 4325-4383(1)	OPEN LINE FROM BUS 4325 [PDT-138 138.00] TO BUS 4383 [CNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances

47	SINGLE 4326-4363(1)	OPEN LINE FROM BUS 4326 [PEC-138 138.00] TO BUS 4363 [COR-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
48	SINGLE 4328-4342(1)	OPEN LINE FROM BUS 4328 [PMT-138 138.00] TO BUS 4342 [NG2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
49	SINGLE 4328-4359(1)	OPEN LINE FROM BUS 4328 [PMT-138 138.00] TO BUS 4359 [MLP2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
50	SINGLE 4329-4335(1)	OPEN LINE FROM BUS 4329 [PCF-138 138.00] TO BUS 4335 [SEBII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
51	SINGLE 4329-4355(1)	OPEN LINE FROM BUS 4329 [PCF-138 138.00] TO BUS 4355 [SAU-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
52	SINGLE 4330-4373(1)	OPEN LINE FROM BUS 4330 [RIV-138 138.00] TO BUS 4373 [TOLA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
53	SINGLE 4330-4384(1)	OPEN LINE FROM BUS 4330 [RIV-138 138.00] TO BUS 4384 [EGR138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
54	SINGLE 4330-4827(1)	OPEN LINE FROM BUS 4330 [RIV-138 138.00] TO BUS 4827 [LVG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
55	SINGLE 4331-4335(1)	OPEN LINE FROM BUS 4331 [SEB-138 138.00] TO BUS 4335 [SEBII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
56	SINGLE 4331-4354(1)	OPEN LINE FROM BUS 4331 [SEB-138 138.00] TO BUS 4354 [TRB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
57	SINGLE 4332-4353(1)	OPEN LINE FROM BUS 4332 [SNR-138 138.00] TO BUS 4353 [DAL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
58	SINGLE 4332-4396(1)	OPEN LINE FROM BUS 4332 [SNR-138 138.00] TO BUS 4396 [EJB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
59	SINGLE 4333-4334(1)	OPEN LINE FROM BUS 4333 [SRS-138 138.00] TO BUS 4334 [MTL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
60	SINGLE 4333-4339(1)	OPEN LINE FROM BUS 4333 [SRS-138 138.00] TO BUS 4339 [CGC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
61	SINGLE 4333-4386(1)	OPEN LINE FROM BUS 4333 [SRS-138 138.00] TO BUS 4386 [VEC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
62	SINGLE 4335-4381(1)	OPEN LINE FROM BUS 4331 [SEBII-138 138.00] TO BUS 4335 [PHL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
63	SINGLE 4336-4344(1)	OPEN LINE FROM BUS 4336 [TPT-138 138.00] TO BUS 4344 [AER-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
64	SINGLE 4336-4354(1)	OPEN LINE FROM BUS 4336 [TPT-138 138.00] TO BUS 4354 [TRB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
65	SINGLE 4336-4361(1)	OPEN LINE FROM BUS 4336 [TPT-138 138.00] TO BUS 4361 [GNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
66	SINGLE 4337-4351(1)	OPEN LINE FROM BUS 4337 [YGA-138 138.00] TO BUS 4351 [YALI-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
67	SINGLE 4337-4352(1)	OPEN LINE FROM BUS 4337 [YGA-138 138.00] TO BUS 4352 [OCT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
68	SINGLE 4340-4383(1)	OPEN LINE FROM BUS 4340 [TCP-138 138.00] TO BUS 4383 [CNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
69	SINGLE 4340-4398(1)	OPEN LINE FROM BUS 4340 [TCP-138 138.00] TO BUS 4398 [TCPIII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
70	SINGLE 4341-4359(1)	OPEN LINE FROM BUS 4341 [PEN-138 138.00] TO BUS 4359 [MLP2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
71	SINGLE 4342-4365(1)	OPEN LINE FROM BUS 4342 [NG2-138 138.00] TO BUS 4365 [NAG1-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
72	SINGLE 4342-4392(1)	OPEN LINE FROM BUS 4342 [NG2-138 138.00] TO BUS 4392 [MT1-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
73	SINGLE 4343-4398(1)	OPEN LINE FROM BUS 4343 [CLN-138 138.00] TO BUS 4383 [TCPIII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
74	SINGLE 4345-4346(1)	OPEN LINE FROM BUS 4345 [CHN-138 138.00] TO BUS 4346 [CHG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
75	SINGLE 4345-4363(1)	OPEN LINE FROM BUS 4345 [CHN-138 138.00] TO BUS 4363 [COR-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
76	SINGLE 4346-4366(1)	OPEN LINE FROM BUS 4346 [CHG-138 138.00] TO BUS 4366 [LNII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
77	SINGLE 4347-4348(1)	OPEN LINE FROM BUS 4347 [MGU 138 138.00] TO BUS 4348 [MLK 138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
78	SINGLE 4347-4396(1)	OPEN LINE FROM BUS 4347 [MGU 138 138.00] TO BUS 4396 [EJB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
79	SINGLE 4348-4349(1)	OPEN LINE FROM BUS 4348 [MLK 138 138.00] TO BUS 4349 [SIU 138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
80	SINGLE 4349-4390(1)	OPEN LINE FROM BUS 4349 [SIU 138 138.00] TO BUS 4390 [ROS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
81	SINGLE 4350-4355(1)	OPEN LINE FROM BUS 4350 [DMLP-138 138.00] TO BUS 4355 [SAU-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
82	SINGLE 4350-4359(1)	OPEN LINE FROM BUS 4350 [DMLP-138 138.00] TO BUS 4359 [MLP2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
83	SINGLE 4351-4381(1)	OPEN LINE FROM BUS 4351 [YALI-138 138.00] TO BUS 4381 [PHL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
84	SINGLE 4352-4399(1)	OPEN LINE FROM BUS 4352 [OCT-138 138.00] TO BUS 4399 [SKL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
85	SINGLE 4353-4356(1)	OPEN LINE FROM BUS 4353 [DAL-138 138.00] TO BUS 4356 [WAS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
86	SINGLE 4355-4389(1)	OPEN LINE FROM BUS 4355 [SAU-138 138.00] TO BUS 4389 [VNA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
87	SINGLE 4365-4367(1)	OPEN LINE FROM BUS 4365 [NAG1-138 138.00] TO BUS 4367 [LCP-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
88	SINGLE 4365-4386(1)	OPEN LINE FROM BUS 4365 [NAG1-138 138.00] TO BUS 4386 [VEC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances

89	SINGLE 4366-4367(1)	OPEN LINE FROM BUS 4366 [LNII-138 138.00] TO BUS 4367 [LPC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
90	SINGLE 4368-4372(1)	OPEN LINE FROM BUS 4368 [DMTG-138 138.00] TO BUS 4372 [MTG1-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
91	SINGLE 4369-4373(1)	OPEN LINE FROM BUS 4369 [SNJ-138 138.00] TO BUS 4373 [TOLA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
92	SINGLE 4369-4827(1)	OPEN LINE FROM BUS 4369 [SNJ-138 138.00] TO BUS 4827 [LVG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
93	SINGLE 4371-4397(1)	OPEN LINE FROM BUS 4371 [BLF-138 138.00] TO BUS 4397 [EPZII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
94	SINGLE 4377-4378(1)	OPEN LINE FROM BUS 4377 [SNM-138 138.00] TO BUS 4378 [SNC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
95	SINGLE 4385-4386(1)	OPEN LINE FROM BUS 4385 [CFON-138 138.00] TO BUS 4386 [VEC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
96	SINGLE 4385-4398(1)	OPEN LINE FROM BUS 4385 [CFON-138 138.00] TO BUS 4398 [TCPIII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
97	SINGLE 4395-4397(1)	OPEN LINE FROM BUS 4395 [TOR-138 138.00] TO BUS 4397 [EPZII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
98	SINGLE 4397-4961(1)	OPEN LINE FROM BUS 4397 [EPZII-138 138.00] TO BUS 4961 [GATII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
99	SINGLE 4397-4964(1)	OPEN LINE FROM BUS 4397 [EPZII-138 138.00] TO BUS 4964 [KUK-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
100	SINGLE 4400-4405(1)	OPEN LINE FROM BUS 4400 [AMF-230 230.00] TO BUS 4405 [PNI-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
101	SINGLE 4401-4419(1)	OPEN LINE FROM BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
102	SINGLE 4401-4419(2)	OPEN LINE FROM BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 2	VERDADERO	Met convergence tolerances
103	SINGLE 4401-4420(1)	OPEN LINE FROM BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4420 [SNB-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
104	SINGLE 4402-4403(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4403 [LNI-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
105	SINGLE 4402-4404(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4404 [MSY-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
106	SINGLE 4402-4405(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4405 [PNI-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
107	SINGLE 4402-4405(2)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4405 [PNI-230 230.00] CKT 2	VERDADERO	Met convergence tolerances
108	SINGLE 4402-4406(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4406 [TCP-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
109	SINGLE 4402-4411(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4411 [FHS-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
110	SINGLE 4402-4415(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4415 [PCG9-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
111	SINGLE 4402-4419(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
112	SINGLE 4402-4423(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4423 [CPS-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
113	SINGLE 4402-4424(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4424 [CPS-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
114	SINGLE 4402-4425(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4425 [CPS-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
115	SINGLE 4402-4426(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4426 [CPS-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
116	SINGLE 4403-4407(1)	OPEN LINE FROM BUS 4403 [LNI-230 230.00] TO BUS 4407 [FNH-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
117	SINGLE 4404-4406(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4406 [TCP-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
118	SINGLE 4404-4420(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4420 [SNB-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
119	SINGLE 4404-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
120	SINGLE 4404-4803(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4803 [EOLO-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
121	SINGLE 4406-4419(1)	OPEN LINE FROM BUS 4406 [TCP-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
122	SINGLE 4406-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4406 [TCP-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
123	SINGLE 4408-4750(1)	OPEN LINE FROM BUS 4408 [FNC-230 230.00] TO BUS 4750 [AMY-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
124	SINGLE 4410-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4410 [SMT-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
125	SINGLE 4412-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4412 [FCS-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
126	SINGLE 4414-4417(1)	OPEN LINE FROM BUS 4414 [MLK-230 230.00] TO BUS 4417 [TRB-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
127	SINGLE 4414-4422(1)	OPEN LINE FROM BUS 4414 [MLK-230 230.00] TO BUS 4422 [BCO-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
128	SINGLE 4417-4420(1)	OPEN LINE FROM BUS 4417 [TRB-230 230.00] TO BUS 4420 [SNB-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
129	SINGLE 4420-4422(1)	OPEN LINE FROM BUS 4420 [SNB-230 230.00] TO BUS 4422 [BCO-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
130	SINGLE 4422-4838(1)	OPEN LINE FROM BUS 4422 [BCO-230 230.00] TO BUS 4838 [GAT-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances

131	SINGLE 4750-4803(1)	OPEN LINE FROM BUS 4750 [AMY-230 230.00] TO BUS 4803 [EOLO-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
132	SINGLE 4750-4832(1)	OPEN LINE FROM BUS 4750 [AMY-230 230.00] TO BUS 4832 [ABR-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
133	SINGLE 4800-4832(1)	OPEN LINE FROM BUS 4800 [LVG-230 230.00] TO BUS 4832 [ABR-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
134	SINGLE 4950-4951(1)	OPEN LINE FROM BUS 4950 [SMA-138 138.00] TO BUS 4951 [MJN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
135	SINGLE 4957-4961(1)	OPEN LINE FROM BUS 4957 [NGUI-138 138.00] TO BUS 4961 [GATII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
138	SINGLE 4407-3310(1)	OPEN LINE FROM BUS 4407 [FNH-230 230.00] TO BUS 3310 [PRD B618 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
139	SINGLE 4408-50004(1)	OPEN LINE FROM BUS 4408 [FNC-230 230.00] TO BUS 50004 [FIC-LIB230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
140	SINGLE 4411-3301(1)	OPEN LINE FROM BUS 4411 [FHS-230 230.00] TO BUS 3301 [AGC B624 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
141	SINGLE 4412 -50053	OPEN LINE FROM BUS 4412 [FCS-230 230.00] TO BUS 50053 [FIC-CAS230 230.00] CKT 10	VERDADERO	Met convergence tolerances
142	UNIT 4067(4)	REMOVE UNIT 4 FROM BUS 4067 [PMR-U1 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
143	UNIT 4070(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4070 [PMR-U2 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
144	UNIT 4071(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4071 [PMR-U3 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
145	UNIT 4073(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4073 [PEN-U3 4.1600]	VERDADERO	Met convergence tolerances
146	UNIT 4074(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4074 [PEN-U4 4.2000]	VERDADERO	Met convergence tolerances
147	UNIT 4077(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4077 [EGR-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
148	UNIT 4091(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4091 [PHL1-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
149	UNIT 4092(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4092 [PHL2-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
150	UNIT 4198(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4198 [EJB-24.9 24.900]	VERDADERO	Met convergence tolerances
151	UNIT 4601(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4601 [PCA-U1 10.500]	VERDADERO	Met convergence tolerances
152	UNIT 4602(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4602 [PCA-U2 10.500]	VERDADERO	Met convergence tolerances
153	UNIT 4604(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4604 [PEC 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
154	UNIT 4610(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4610 [PMT-U1 13.200]	VERDADERO	Met convergence tolerances
155	UNIT 4614(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4614 [PSA-U1 13.200]	VERDADERO	Met convergence tolerances
156	UNIT 4615(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4615 [PCF-U1 10.500]	VERDADERO	Met convergence tolerances
157	UNIT 4616(1)	REMOVE UNIT 2 FROM BUS 4615 [PCF-U1 10.500]	VERDADERO	Met convergence tolerances
158	UNIT 4618(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4618 [PMT-U3 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
159	UNIT 4619(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4619 [TPC 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
160	UNIT 4628(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4628 [PMN-GM1 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
161	UNIT 4629(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4629 [PMN-GM2 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
162	UNIT 4631(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4631 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
163	UNIT 4632(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4632 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
164	UNIT 4633(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4633 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
165	UNIT 4634(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4634 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
166	UNIT 4635(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4635 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
167	UNIT 4636(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4636 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
168	UNIT 4637(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4637 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
169	UNIT 4701(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4701 [AMY-I 0.6000]	VERDADERO	Met convergence tolerances
170	UNIT 4702(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4702 [AMY-II 0.6000]	VERDADERO	Met convergence tolerances
171	UNIT 4802(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4802 [EOLO 0.6900]	VERDADERO	Met convergence tolerances
172	UNIT 4831(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4831 [ABR 0.6900]	VERDADERO	Met convergence tolerances
173	UNIT 4954(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4954 [MTL-G1 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
174	UNIT 4960(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4960 [PBP 0.7000]	VERDADERO	Met convergence tolerances
175	UNIT 4990(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4990 [MART-U1 24.900]	VERDADERO	Met convergence tolerances

176	SINGLE 4320-4331(1)	OPEN LINE FROM BUS 4320 [MTG-138 138.00] TO BUS 4331 [SEB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
177	SINGLE 4320-4368(1)	OPEN LINE FROM BUS 4320 [MTG-138 138.00] TO BUS 4368 [DMTG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
178	SINGLE 4332-4368(1)	OPEN LINE FROM BUS 4332 [SNR-138 138.00] TO BUS 4368 [DMTG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances

- **Situación con las obras año 2026, escenarios de verano sin transferencias**

Tabla 52. Escenario verano demanda maxima – Sin transferencias

BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	RATE A/B	% FLOW
-	-	-	-	-

Tabla 53. Violaciones de voltajes

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

- **Situación con las obras año 2026, escenarios de verano con transferencia de Norte a Sur**

Tabla 54. Escenario verano demanda maxima – con transferencia de 300MW de norte a sur

BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	RATE A/B	% FLOW
-	-	-	-	-

Tabla 55. Violaciones de voltajes

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

- **Situación sin y con las obras año 2026, escenarios de verano con transferencia de Sur a Norte**

Tabla 56. Escenario verano demanda maxima – con transferencia de 300MW de sur a norte

BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	RATE A/B	% FLOW
-	-	-	-	-

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES DE FLUJO DE POTENCIA Y CONTINGENCIAS REALIZADOS : 2026

De acuerdo a los resultados obtenidos en la situación con proyecto, la entrada en operación de las obras 2026, **no impactan negativamente en su operación.**

10. ANALISIS DEL SISTEMA EN REGIMEN NORMAL Y CONTINGENCIAS. AÑO 2027

Para los escenarios de demanda máxima de verano para el año 2027 se analizó el comportamiento del sistema de Nicaragua en estado estable, simulando transferencias de Sur a Norte y de Norte a Sur y aplicando las contingencias que han sido consideradas para este estudio.

Para simular el porteo de Sur a Norte por el sistema de Nicaragua, se consideraron 300 MW de transferencia de Costa Rica hacia Guatemala en demanda máxima.

Para simular el porteo de Norte a Sur, se consideraron 300 MW de transferencia desde Guatemala a Costa Rica en demanda máxima.

El análisis está dirigido a identificar elementos con sobrecarga y la presencia de nodos con voltajes fuera del rango de 0.90-1.10 pu; que sean atribuibles a las obras que entrarán en operación en el año 2027. Para este fin se ejecutó la actividad ACCC del PSSE.

Se analizaron un total de 184 contingencias, dentro de las cuales se incluyen las contingencias simples de todas las líneas a nivel de 69 kV, 138 kV y de 230 kV del sistema de Nicaragua, salida de autotransformadores de 230/138 kV y pérdida de las unidades de generación.

Tabla 57. Contingencias analizadas 2027

ITEM	CONTINGENCY	EVENTS	CONVERGED	CONVERGENCE STATE
1	BASE CASE	BASE CASE	VERDADERO	Met convergence tolerances
2	SINGLE 4140-4329(1)	OPEN LINE FROM BUS 4140 [SFL-138 138.00] TO BUS 4329 [PCF-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
3	SINGLE 4140-4357(1)	OPEN LINE FROM BUS 4140 [SFL-138 138.00] TO BUS 4357 [SNB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
4	SINGLE 4299-4301(1)	OPEN LINE FROM BUS 4299 [ACYII-138 138.00] TO BUS 4301 [ACY-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
5	SINGLE 4299-4313(1)	OPEN LINE FROM BUS 4299 [ACYII-138 138.00] TO BUS 4313 [GAT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
6	SINGLE 4300-4315(1)	OPEN LINE FROM BUS 4300 [ACH-138 138.00] TO BUS 4315 [LBS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
7	SINGLE 4300-4363(1)	OPEN LINE FROM BUS 4300 [ACH-138 138.00] TO BUS 4363 [COR-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
8	SINGLE 4301-4377(1)	OPEN LINE FROM BUS 4301 [ACY-138 138.00] TO BUS 4377 [SNM-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
9	SINGLE 4301-4950(1)	OPEN LINE FROM BUS 4301 [ACY-138 138.00] TO BUS 4950 [SMA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
10	SINGLE 4302-4323(1)	OPEN LINE FROM BUS 4302 [ALT-138 138.00] TO BUS 4323 [ORT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
11	SINGLE 4302-4343(1)	OPEN LINE FROM BUS 4302 [ALT-138 138.00] TO BUS 4343 [CLN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
12	SINGLE 4303-4304(1)	OPEN LINE FROM BUS 4303 [AMR-138 138.00] TO BUS 4304 [BCO-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
13	SINGLE 4303-4950(1)	OPEN LINE FROM BUS 4303 [AMR-138 138.00] TO BUS 4950 [SMA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
14	SINGLE 4304-4310(1)	OPEN LINE FROM BUS 4304 [BCO-138 138.00] TO BUS 4310 [DLAB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
15	SINGLE 4305-4315(1)	OPEN LINE FROM BUS 4305 [BTH-138 138.00] TO BUS 4315 [LBS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
16	SINGLE 4305-4325(1)	OPEN LINE FROM BUS 4305 [BTH-138 138.00] TO BUS 4325 [PDT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
17	SINGLE 4306-4319(1)	OPEN LINE FROM BUS 4306 [BZN-138 138.00] TO BUS 4319 [MSY-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
18	SINGLE 4307-4319(1)	OPEN LINE FROM BUS 4307 [CAT-138 138.00] TO BUS 4319 [MSY-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
19	SINGLE 4307-4321(1)	OPEN LINE FROM BUS 4307 [CAT-138 138.00] TO BUS 4321 [MTP-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
20	SINGLE 4307-4322(1)	OPEN LINE FROM BUS 4307 [CAT-138 138.00] TO BUS 4322 [NDE-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
21	SINGLE 4308-4324(1)	OPEN LINE FROM BUS 4308 [JIN-138 138.00] TO BUS 4324 [PCA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
22	SINGLE 4308-4331(1)	OPEN LINE FROM BUS 4308 [JIN-138 138.00] TO BUS 4331 [SEB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
23	SINGLE 4308-4364(1)	OPEN LINE FROM BUS 4308 [JIN-138 138.00] TO BUS 4364 [PAN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
24	SINGLE 4309-4321(1)	OPEN LINE FROM BUS 4309 [DRB-138 138.00] TO BUS 4321 [MTP-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
25	SINGLE 4309-4333(1)	OPEN LINE FROM BUS 4309 [DRB-138 138.00] TO BUS 4333 [SRS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
26	SINGLE 4310-4314(1)	OPEN LINE FROM BUS 4310 [DLAB-138 138.00] TO BUS 4314 [LAB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
27	SINGLE 4310-4336(1)	OPEN LINE FROM BUS 4310 [DLAB-138 138.00] TO BUS 4336 [TPT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
28	SINGLE 4311-4335(1)	OPEN LINE FROM BUS 4311 [EST-138 138.00] TO BUS 4335 [SEBII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
29	SINGLE 4311-4337(1)	OPEN LINE FROM BUS 4311 [EST-138 138.00] TO BUS 4337 [YGA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
30	SINGLE 4312-4316(1)	OPEN LINE FROM BUS 4312 [EVJ-138 138.00] TO BUS 4316 [LNI-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
31	SINGLE 4312-4345(1)	OPEN LINE FROM BUS 4312 [EVJ-138 138.00] TO BUS 4345 [CHN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
32	SINGLE 4312-4971(1)	OPEN LINE FROM BUS 4312 [EVJ-138 138.00] TO BUS 4971 [JIQ-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
33	SINGLE 4313-4961(1)	OPEN LINE FROM BUS 4313 [GAT-138 138.00] TO BUS 4961 [GATII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
34	SINGLE 4315-4392(1)	OPEN LINE FROM BUS 4315 [LBS-138 138.00] TO BUS 4392 [MT1-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
35	SINGLE 4316-4341(1)	OPEN LINE FROM BUS 4316 [LNI-138 138.00] TO BUS 4341 [PEN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
36	SINGLE 4316-4366(1)	OPEN LINE FROM BUS 4316 [LNI-138 138.00] TO BUS 4366 [LNII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
37	SINGLE 4317-4338(1)	OPEN LINE FROM BUS 4317 [MGA-138 138.00] TO BUS 4338 [PTZ-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
38	SINGLE 4317-4357(1)	OPEN LINE FROM BUS 4317 [MGA-138 138.00] TO BUS 4357 [SNB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
39	SINGLE 4317-4363(1)	OPEN LINE FROM BUS 4317 [MGA-138 138.00] TO BUS 4363 [COR-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
40	SINGLE 4318-4350(1)	OPEN LINE FROM BUS 4318 [MLP-138 138.00] TO BUS 4350 [DMLP-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances

41	SINGLE 4319-4361(1)	OPEN LINE FROM BUS 4319 [MSY-138 138.00] TO BUS 4361 [GNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
42	SINGLE 4319-4380(1)	OPEN LINE FROM BUS 4319 [MSY-138 138.00] TO BUS 4380 [GRD-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
43	SINGLE 4322-4330(1)	OPEN LINE FROM BUS 4322 NDE-138 138.00] TO BUS 4330 [RIV-138 138.00] CKT 1	VERDARERO	Met convergence tolerances
44	SINGLE 4323-4338(1)	OPEN LINE FROM BUS 4323 [ORT-138 138.00] TO BUS 4338 [PTZ-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
45	SINGLE 4323-4344(1)	OPEN LINE FROM BUS 4323 [ORT-138 138.00] TO BUS 4344 [AER-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
46	SINGLE 4324-4381(1)	OPEN LINE FROM BUS 4324 [PCA-138 138.00] TO BUS 4381 [PHL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
47	SINGLE 4325-4383(1)	OPEN LINE FROM BUS 4325 [PDT-138 138.00] TO BUS 4383 [CNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
48	SINGLE 4326-4363(1)	OPEN LINE FROM BUS 4326 [PEC-138 138.00] TO BUS 4363 [COR-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
49	SINGLE 4328-4342(1)	OPEN LINE FROM BUS 4328 [PMT-138 138.00] TO BUS 4342 [NG2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
50	SINGLE 4328-4359(1)	OPEN LINE FROM BUS 4328 [PMT-138 138.00] TO BUS 4359 [MLP2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
51	SINGLE 4329-4335(1)	OPEN LINE FROM BUS 4329 [PCF-138 138.00] TO BUS 4335 [SEBII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
52	SINGLE 4329-4355(1)	OPEN LINE FROM BUS 4329 [PCF-138 138.00] TO BUS 4355 [SAU-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
53	SINGLE 4330-4373(1)	OPEN LINE FROM BUS 4330 [RIV-138 138.00] TO BUS 4373 [TOLA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
54	SINGLE 4330-4384(1)	OPEN LINE FROM BUS 4330 [RIV-138 138.00] TO BUS 4384 [EGR138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
55	SINGLE 4330-4827(1)	OPEN LINE FROM BUS 4330 [RIV-138 138.00] TO BUS 4827 [LVG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
56	SINGLE 4331-4335(1)	OPEN LINE FROM BUS 4331 [SEB-138 138.00] TO BUS 4335 [SEBII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
57	SINGLE 4331-4354(1)	OPEN LINE FROM BUS 4331 [SEB-138 138.00] TO BUS 4354 [TRB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
58	SINGLE 4332-4353(1)	OPEN LINE FROM BUS 4332 [SNR-138 138.00] TO BUS 4353 [DAL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
59	SINGLE 4332-4396(1)	OPEN LINE FROM BUS 4332 [SNR-138 138.00] TO BUS 4396 [EJB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
60	SINGLE 4333-4334(1)	OPEN LINE FROM BUS 4333 [SRS-138 138.00] TO BUS 4334 [MTL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
61	SINGLE 4333-4339(1)	OPEN LINE FROM BUS 4333 [SRS-138 138.00] TO BUS 4339 [CGC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
62	SINGLE 4333-4386(1)	OPEN LINE FROM BUS 4333 [SRS-138 138.00] TO BUS 4386 [VEC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
63	SINGLE 4335-4381(1)	OPEN LINE FROM BUS 4331 [SEBII-138 138.00] TO BUS 4335 [PHL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
64	SINGLE 4336-4344(1)	OPEN LINE FROM BUS 4336 [TPT-138 138.00] TO BUS 4344 [AER-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
65	SINGLE 4336-4354(1)	OPEN LINE FROM BUS 4336 [TPT-138 138.00] TO BUS 4354 [TRB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
66	SINGLE 4336-4361(1)	OPEN LINE FROM BUS 4336 [TPT-138 138.00] TO BUS 4361 [GNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
67	SINGLE 4337-4351(1)	OPEN LINE FROM BUS 4337 [YGA-138 138.00] TO BUS 4351 [YALI-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
68	SINGLE 4337-4352(1)	OPEN LINE FROM BUS 4337 [YGA-138 138.00] TO BUS 4352 [OCT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
69	SINGLE 4340-4383(1)	OPEN LINE FROM BUS 4340 [TCP-138 138.00] TO BUS 4383 [CNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
70	SINGLE 4340-4398(1)	OPEN LINE FROM BUS 4340 [TCP-138 138.00] TO BUS 4398 [TCPIII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
71	SINGLE 4341-4359(1)	OPEN LINE FROM BUS 4341 [PEN-138 138.00] TO BUS 4359 [MLP2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
72	SINGLE 4342-4360(1)	OPEN LINE FROM BUS 4342 [NG2-138 138.00] TO BUS 4360 [MT2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
73	SINGLE 4342-4365(1)	OPEN LINE FROM BUS 4342 [NG2-138 138.00] TO BUS 4365 [NAG1-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
74	SINGLE 4343-4398(1)	OPEN LINE FROM BUS 4343 [CLN-138 138.00] TO BUS 4383 [TCPIII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
75	SINGLE 4345-4346(1)	OPEN LINE FROM BUS 4345 [CHN-138 138.00] TO BUS 4346 [CHG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
76	SINGLE 4345-4363(1)	OPEN LINE FROM BUS 4345 [CHN-138 138.00] TO BUS 4363 [COR-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
77	SINGLE 4346-4366(1)	OPEN LINE FROM BUS 4346 [CHG-138 138.00] TO BUS 4366 [LNII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
78	SINGLE 4347-4348(1)	OPEN LINE FROM BUS 4347 [MGU 138 138.00] TO BUS 4348 [MLK 138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
79	SINGLE 4347-4396(1)	OPEN LINE FROM BUS 4347 [MGU 138 138.00] TO BUS 4396 [EJB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
80	SINGLE 4348-4349(1)	OPEN LINE FROM BUS 4348 [MLK 138 138.00] TO BUS 4349 [SIU 138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
81	SINGLE 4349-4390(1)	OPEN LINE FROM BUS 4349 [SIU 138 138.00] TO BUS 4390 [ROS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
82	SINGLE 4350-4355(1)	OPEN LINE FROM BUS 4350 [DMLP-138 138.00] TO BUS 4355 [SAU-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances

83	SINGLE 4350-4359(1)	OPEN LINE FROM BUS 4350 [DMLP-138 138.00] TO BUS 4359 [MLP2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
84	SINGLE 4351-4381(1)	OPEN LINE FROM BUS 4351 [YALI-138 138.00] TO BUS 4381 [PHL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
85	SINGLE 4352-4399(1)	OPEN LINE FROM BUS 4352 [OCT-138 138.00] TO BUS 4399 [SKL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
86	SINGLE 4353-4356(1)	OPEN LINE FROM BUS 4353 [DAL-138 138.00] TO BUS 4356 [WAS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
87	SINGLE 4355-4389(1)	OPEN LINE FROM BUS 4355 [SAU-138 138.00] TO BUS 4389 [VNA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
88	SINGLE 4360-4392(1)	OPEN LINE FROM BUS 4360 [MT2-138 138.00] TO BUS 4392 [MT1-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
89	SINGLE 4365-4367(1)	OPEN LINE FROM BUS 4365 [NAG1-138 138.00] TO BUS 4367 [LCP-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
90	SINGLE 4365-4386(1)	OPEN LINE FROM BUS 4365 [NAG1-138 138.00] TO BUS 4386 [VEC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
91	SINGLE 4366-4367(1)	OPEN LINE FROM BUS 4366 [LNII-138 138.00] TO BUS 4367 [LPC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
92	SINGLE 4368-4372(1)	OPEN LINE FROM BUS 4368 [DMTG-138 138.00] TO BUS 4372 [MTG1-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
93	SINGLE 4369-4373(1)	OPEN LINE FROM BUS 4369 [SNJ-138 138.00] TO BUS 4373 [TOLA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
94	SINGLE 4369-4827(1)	OPEN LINE FROM BUS 4369 [SNJ-138 138.00] TO BUS 4827 [LVG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
95	SINGLE 4371-4397(1)	OPEN LINE FROM BUS 4371 [BLF-138 138.00] TO BUS 4397 [EPZII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
96	SINGLE 4377-4378(1)	OPEN LINE FROM BUS 4377 [SNM-138 138.00] TO BUS 4378 [SNC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
97	SINGLE 4383-4963(1)	OPEN LINE FROM BUS 4383 [CNT-138 138.00] TO BUS 4963 [MET-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
98	SINGLE 4385-4386(1)	OPEN LINE FROM BUS 4385 [CFON-138 138.00] TO BUS 4386 [VEC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
99	SINGLE 4385-4398(1)	OPEN LINE FROM BUS 4385 [CFON-138 138.00] TO BUS 4398 [TCPIII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
100	SINGLE 4395-4397(1)	OPEN LINE FROM BUS 4395 [TOR-138 138.00] TO BUS 4397 [EPZII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
101	SINGLE 4397-4961(1)	OPEN LINE FROM BUS 4397 [EPZII-138 138.00] TO BUS 4961 [GATII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
102	SINGLE 4397-4964(1)	OPEN LINE FROM BUS 4397 [EPZII-138 138.00] TO BUS 4964 [KUK-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
103	SINGLE 4400-4405(1)	OPEN LINE FROM BUS 4400 [AMF-230 230.00] TO BUS 4405 [PNI-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
104	SINGLE 4401-4419(1)	OPEN LINE FROM BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
105	SINGLE 4401-4419(2)	OPEN LINE FROM BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 2	VERDADERO	Met convergence tolerances
106	SINGLE 4401-4420(1)	OPEN LINE FROM BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4420 [SNB-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
107	SINGLE 4402-4403(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4403 [LNI-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
108	SINGLE 4402-4404(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4404 [MSY-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
109	SINGLE 4402-4405(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4405 [PNI-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
110	SINGLE 4402-4405(2)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4405 [PNI-230 230.00] CKT 2	VERDADERO	Met convergence tolerances
111	SINGLE 4402-4406(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4406 [TCP-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
112	SINGLE 4402-4411(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4411 [FHS-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
113	SINGLE 4402-4415(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4415 [PCG9-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
114	SINGLE 4402-4419(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
115	SINGLE 4402-4423(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4423 [CPS-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
116	SINGLE 4402-4424(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4424 [CPS-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
117	SINGLE 4402-4425(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4425 [CPS-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
118	SINGLE 4402-4426(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4426 [CPS-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
119	SINGLE 4403-4418(1)	OPEN LINE FROM BUS 4403 [LNI-230 230.00] TO BUS 4418 [MLP-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
120	SINGLE 4404-4406(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4406 [TCP-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
121	SINGLE 4404-4420(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4420 [SNB-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
122	SINGLE 4404-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
123	SINGLE 4404-4803(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4803 [EOLO-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
124	SINGLE 4406-4419(1)	OPEN LINE FROM BUS 4406 [TCP-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances

125	SINGLE 4406-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4406 [TCP-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
126	SINGLE 4407-4418(1)	OPEN LINE FROM BUS 4407 [FHN-230 230.00] TO BUS 4818 [MLP-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
127	SINGLE 4408-4750(1)	OPEN LINE FROM BUS 4408 [FNC-230 230.00] TO BUS 4750 [AMY-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
128	SINGLE 4410-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4410 [SMT-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
129	SINGLE 4412-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4412 [FCS-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
130	SINGLE 4414-4417(1)	OPEN LINE FROM BUS 4414 [MLK-230 230.00] TO BUS 4417 [TRB-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
131	SINGLE 4414-4422(1)	OPEN LINE FROM BUS 4414 [MLK-230 230.00] TO BUS 4422 [BCO-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
132	SINGLE 4414-4430(1)	OPEN LINE FROM BUS 4414 [MLK-230 230.00] TO BUS 4430 [MJK-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
133	SINGLE 4417-4420(1)	OPEN LINE FROM BUS 4417 [TRB-230 230.00] TO BUS 4420 [SNB-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
134	SINGLE 4420-4422(1)	OPEN LINE FROM BUS 4420 [SNB-230 230.00] TO BUS 4422 [BCO-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
135	SINGLE 4422-4838(1)	OPEN LINE FROM BUS 4422 [BCO-230 230.00] TO BUS 4838 [GAT-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
136	SINGLE 4750-4803(1)	OPEN LINE FROM BUS 4750 [AMY-230 230.00] TO BUS 4803 [EOLO-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
137	SINGLE 4750-4832(1)	OPEN LINE FROM BUS 4750 [AMY-230 230.00] TO BUS 4832 [ABR-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
138	SINGLE 4800-4832(1)	OPEN LINE FROM BUS 4800 [LVG-230 230.00] TO BUS 4832 [ABR-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
139	SINGLE 4950-4951(1)	OPEN LINE FROM BUS 4950 [SMA-138 138.00] TO BUS 4951 [MJN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
140	SINGLE 4957-4961(1)	OPEN LINE FROM BUS 4957 [NGUI-138 138.00] TO BUS 4961 [GATII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
141	SINGLE 4407-3310(1)	OPEN LINE FROM BUS 4407 [FNH-230 230.00] TO BUS 3310 [PRD B618 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
142	SINGLE 4408-50004(1)	OPEN LINE FROM BUS 4408 [FNC-230 230.00] TO BUS 50004 [FIC-LIB230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
143	SINGLE 4411-3301(1)	OPEN LINE FROM BUS 4411 [FHS-230 230.00] TO BUS 3301 [AGC B624 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
144	SINGLE 4412 -50053	OPEN LINE FROM BUS 4412 [FCS-230 230.00] TO BUS 50053 [FIC-CAS230 230.00] CKT 10	VERDADERO	Met convergence tolerances
145	UNIT 4041(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4041 [MJK-U1 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
146	UNIT 4042(2)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4042 [MJK-U2 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
147	UNIT 4043(3)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4043 [MJK-U3 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
148	UNIT 4044(4)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4044 [MJK-U4 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
149	UNIT 4067(4)	REMOVE UNIT 4 FROM BUS 4067 [PMR-U1 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
150	UNIT 4070(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4070 [PMR-U2 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
151	UNIT 4071(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4071 [PMR-U3 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
152	UNIT 4073(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4073 [PEN-U3 4.1600]	VERDADERO	Met convergence tolerances
153	UNIT 4074(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4074 [PEN-U4 4.2000]	VERDADERO	Met convergence tolerances
154	UNIT 4077(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4077 [EGR-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
155	UNIT 4091(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4091 [PHL1-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
156	UNIT 4092(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4092 [PHL2-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
157	UNIT 4198(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4198 [EJB-24.9 24.900]	VERDADERO	Met convergence tolerances
158	UNIT 4601(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4601 [PCA-U1 10.500]	VERDADERO	Met convergence tolerances
159	UNIT 4602(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4602 [PCA-U2 10.500]	VERDADERO	Met convergence tolerances
160	UNIT 4610(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4610 [PMT-U1 13.200]	VERDADERO	Met convergence tolerances
161	UNIT 4614(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4614 [PSA-U1 13.200]	VERDADERO	Met convergence tolerances
162	UNIT 4615(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4615 [PCF-U1 10.500]	VERDADERO	Met convergence tolerances
163	UNIT 4616(1)	REMOVE UNIT 2 FROM BUS 4615 [PCF-U1 10.500]	VERDADERO	Met convergence tolerances
164	UNIT 4618(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4618 [PMT-U3 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
165	UNIT 4619(2)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4619 [TPC 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
166	UNIT 4628(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4628 [PMN-GM1 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances

167	UNIT 4629(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4629 [PMN-GM2 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
168	UNIT 4631(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4631 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
169	UNIT 4632(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4632 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
170	UNIT 4633(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4633 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
171	UNIT 4634(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4634 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
172	UNIT 4635(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4635 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
173	UNIT 4636(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4636 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
174	UNIT 4637(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4637 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
175	UNIT 4701(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4701 [AMY-I 0.6000]	VERDADERO	Met convergence tolerances
176	UNIT 4702(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4702 [AMY-II 0.6000]	VERDADERO	Met convergence tolerances
177	UNIT 4802(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4802 [EOLO 0.6900]	VERDADERO	Met convergence tolerances
178	UNIT 4831(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4831 [ABR 0.6900]	VERDADERO	Met convergence tolerances
179	UNIT 4954(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4954 [MTL-G1 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
180	UNIT 4960(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4960 [PBP 0.7000]	VERDADERO	Met convergence tolerances
181	UNIT 4990(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4990 [MART-U1 24.900]	VERDADERO	Met convergence tolerances
182	SINGLE 4320-4331(1)	OPEN LINE FROM BUS 4320 [MTG-138 138.00] TO BUS 4331 [SEB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
183	SINGLE 4320-4368(1)	OPEN LINE FROM BUS 4320 [MTG-138 138.00] TO BUS 4368 [DMTG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
184	SINGLE 4332-4368(1)	OPEN LINE FROM BUS 4332 [SNR-138 138.00] TO BUS 4368 [DMTG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances

- **Situación con las obras año 2027, escenarios de verano sin transferencias**

Tabla 58. Escenario verano demanda maxima – Sin transferencias

BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	RATE A/B	% FLOW
-	-	-	-	-

Tabla 59. Violaciones de voltajes

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

- **Situación con las obras año 2027, escenarios de verano con transferencia de Norte a Sur**

Tabla 60. Escenario verano demanda maxima – con transferencia de 300MW de norte a sur

BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	RATE A/B	% FLOW
-	-	-	-	-

Tabla 61. Violaciones de voltajes

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

- **Situación con las obras año 2027, escenarios de verano con transferencia de Sur a Norte**

Tabla 62. Escenario verano demanda maxima – con transferencia de 300MW de sur a norte

BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	RATE A/B	% FLOW
-	-	-	-	-

Tabla 63. Violaciones de voltajes

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES DE FLUJO DE POTENCIA Y CONTINGENCIAS REALIZADOS : 2027

De acuerdo a los resultados obtenidos en la situación con proyecto, la entrada en operación de las obras 2027, **no impactan negativamente en su operación.**

11. ANALISIS DEL SISTEMA EN REGIMEN NORMAL Y CONTINGENCIAS. AÑO 2028

Para los escenarios de demanda máxima para el año 2028 se analizó el comportamiento del sistema de Nicaragua en estado estable, simulando transferencias de Sur a Norte y de Norte a Sur y aplicando las contingencias que han sido consideradas para este estudio.

Para simular el porteo de Sur a Norte por el sistema de Nicaragua, se consideraron 300 MW de transferencia de Costa Rica haciaGuatemala en demanda máxima.

Para simular el porteo de Norte a Sur, se consideraron 300 MW de transferencia desde Guatemala a Costa Rica en demanda máxima.

El análisis está dirigido a identificar elementos con sobrecarga y la presencia de nodos con voltajes fuera del rango de 0.90-1.10 pu; que sean atribuibles a las obras que entrarán en operación en el año 2028. Para este fin se ejecutó la actividad ACCC del PSSE.

Se analizaron un total de 185 contingencias, dentro de las cuales se incluyen las contingencias simples de todas las líneas a nivel de 69 kV, 138 kV y de 230 kV del sistema de Nicaragua, salida de autotransformadores de 230/138 kV y pérdida de las unidades de generación.

Tabla 64. Contingencias analizadas 2028

ITEM	CONTINGENCY	EVENTS	CONVERGED	CONVERGENCE STATE
1	BASE CASE	BASE CASE	VERDADERO	Met convergence tolerances
2	SINGLE 4140-4329(1)	OPEN LINE FROM BUS 4140 [SFL-138 138.00] TO BUS 4329 [PCF-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
3	SINGLE 4140-4357(1)	OPEN LINE FROM BUS 4140 [SFL-138 138.00] TO BUS 4357 [SNB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
4	SINGLE 4299-4301(1)	OPEN LINE FROM BUS 4299 [ACYII-138 138.00] TO BUS 4301 [ACY-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
5	SINGLE 4299-4313(1)	OPEN LINE FROM BUS 4299 [ACYII-138 138.00] TO BUS 4313 [GAT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
6	SINGLE 4300-4315(1)	OPEN LINE FROM BUS 4300 [ACH-138 138.00] TO BUS 4315 [LBS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
7	SINGLE 4300-4363(1)	OPEN LINE FROM BUS 4300 [ACH-138 138.00] TO BUS 4363 [COR-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
8	SINGLE 4301-4377(1)	OPEN LINE FROM BUS 4301 [ACY-138 138.00] TO BUS 4377 [SNM-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
9	SINGLE 4301-4950(1)	OPEN LINE FROM BUS 4301 [ACY-138 138.00] TO BUS 4950 [SMA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
10	SINGLE 4302-4323(1)	OPEN LINE FROM BUS 4302 [ALT-138 138.00] TO BUS 4323 [ORT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances

11	SINGLE 4302-4375(1)	OPEN LINE FROM BUS 4302 [ALT-138 138.00] TO BUS 4375 [STG-GIS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
12	SINGLE 4303-4304(1)	OPEN LINE FROM BUS 4303 [AMR-138 138.00] TO BUS 4304 [BCO-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
13	SINGLE 4303-4950(1)	OPEN LINE FROM BUS 4303 [AMR-138 138.00] TO BUS 4950 [SMA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
14	SINGLE 4304-4310(1)	OPEN LINE FROM BUS 4304 [BCO-138 138.00] TO BUS 4310 [DLAB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
15	SINGLE 4305-4315(1)	OPEN LINE FROM BUS 4305 [BTH-138 138.00] TO BUS 4315 [LBS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
16	SINGLE 4305-4325(1)	OPEN LINE FROM BUS 4305 [BTH-138 138.00] TO BUS 4325 [PDT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
17	SINGLE 4306-4319(1)	OPEN LINE FROM BUS 4306 [BZN-138 138.00] TO BUS 4319 [MSY-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
18	SINGLE 4307-4319(1)	OPEN LINE FROM BUS 4307 [CAT-138 138.00] TO BUS 4319 [MSY-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
19	SINGLE 4307-4321(1)	OPEN LINE FROM BUS 4307 [CAT-138 138.00] TO BUS 4321 [MTP-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
20	SINGLE 4307-4322(1)	OPEN LINE FROM BUS 4307 [CAT-138 138.00] TO BUS 4322 [NDE-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
21	SINGLE 4308-4324(1)	OPEN LINE FROM BUS 4308 [JIN-138 138.00] TO BUS 4324 [PCA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
22	SINGLE 4308-4331(1)	OPEN LINE FROM BUS 4308 [JIN-138 138.00] TO BUS 4331 [SEB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
23	SINGLE 4308-4364(1)	OPEN LINE FROM BUS 4308 [JIN-138 138.00] TO BUS 4364 [PAN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
24	SINGLE 4309-4321(1)	OPEN LINE FROM BUS 4309 [DRB-138 138.00] TO BUS 4321 [MTP-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
25	SINGLE 4309-4333(1)	OPEN LINE FROM BUS 4309 [DRB-138 138.00] TO BUS 4333 [SRS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
26	SINGLE 4310-4314(1)	OPEN LINE FROM BUS 4310 [DLAB-138 138.00] TO BUS 4314 [LAB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
27	SINGLE 4310-4336(1)	OPEN LINE FROM BUS 4310 [DLAB-138 138.00] TO BUS 4336 [TPT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
28	SINGLE 4311-4335(1)	OPEN LINE FROM BUS 4311 [EST-138 138.00] TO BUS 4335 [SEBII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
29	SINGLE 4311-4337(1)	OPEN LINE FROM BUS 4311 [EST-138 138.00] TO BUS 4337 [YGA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
30	SINGLE 4312-4316(1)	OPEN LINE FROM BUS 4312 [EVJ-138 138.00] TO BUS 4316 [LNI-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
31	SINGLE 4312-4345(1)	OPEN LINE FROM BUS 4312 [EVJ-138 138.00] TO BUS 4345 [CHN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
32	SINGLE 4312-4971(1)	OPEN LINE FROM BUS 4312 [EVJ-138 138.00] TO BUS 4971 [JIQ-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
33	SINGLE 4313-4961(1)	OPEN LINE FROM BUS 4313 [GAT-138 138.00] TO BUS 4961 [GATII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
34	SINGLE 4315-4392(1)	OPEN LINE FROM BUS 4315 [LBS-138 138.00] TO BUS 4392 [MT1-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
35	SINGLE 4316-4341(1)	OPEN LINE FROM BUS 4316 [LNI-138 138.00] TO BUS 4341 [PEN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
36	SINGLE 4316-4366(1)	OPEN LINE FROM BUS 4316 [LNI-138 138.00] TO BUS 4366 [LNII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
37	SINGLE 4317-4338(1)	OPEN LINE FROM BUS 4317 [MGA-138 138.00] TO BUS 4338 [PTZ-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
38	SINGLE 4317-4357(1)	OPEN LINE FROM BUS 4317 [MGA-138 138.00] TO BUS 4357 [SNB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
39	SINGLE 4317-4363(1)	OPEN LINE FROM BUS 4317 [MGA-138 138.00] TO BUS 4363 [COR-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
40	SINGLE 4318-4350(1)	OPEN LINE FROM BUS 4318 [MLP-138 138.00] TO BUS 4350 [DMLP-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
41	SINGLE 4319-4361(1)	OPEN LINE FROM BUS 4319 [MSY-138 138.00] TO BUS 4361 [GNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
42	SINGLE 4319-4380(1)	OPEN LINE FROM BUS 4319 [MSY-138 138.00] TO BUS 4380 [GRD-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
43	SINGLE 4322-4330(1)	OPEN LINE FROM BUS 4322 NDE-138 138.00] TO BUS 4330 [RIV-138 138.00] CKT 1	VERDARERO	Met convergence tolerances
44	SINGLE 4323-4338(1)	OPEN LINE FROM BUS 4323 [ORT-138 138.00] TO BUS 4338 [PTZ-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
45	SINGLE 4323-4344(1)	OPEN LINE FROM BUS 4323 [ORT-138 138.00] TO BUS 4344 [AER-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
46	SINGLE 4324-4381(1)	OPEN LINE FROM BUS 4324 [PCA-138 138.00] TO BUS 4381 [PHL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
47	SINGLE 4325-4383(1)	OPEN LINE FROM BUS 4325 [PDT-138 138.00] TO BUS 4383 [CNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
48	SINGLE 4326-4363(1)	OPEN LINE FROM BUS 4326 [PEC-138 138.00] TO BUS 4363 [COR-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
49	SINGLE 4328-4342(1)	OPEN LINE FROM BUS 4328 [PMT-138 138.00] TO BUS 4342 [NG2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
50	SINGLE 4328-4359(1)	OPEN LINE FROM BUS 4328 [PMT-138 138.00] TO BUS 4359 [MLP2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
51	SINGLE 4329-4335(1)	OPEN LINE FROM BUS 4329 [PCF-138 138.00] TO BUS 4335 [SEBII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
52	SINGLE 4329-4355(1)	OPEN LINE FROM BUS 4329 [PCF-138 138.00] TO BUS 4355 [SAU-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances

53	SINGLE 4330-4373(1)	OPEN LINE FROM BUS 4330 [RIV-138 138.00] TO BUS 4373 [TOLA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
54	SINGLE 4330-4384(1)	OPEN LINE FROM BUS 4330 [RIV-138 138.00] TO BUS 4384 [EGR138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
55	SINGLE 4330-4827(1)	OPEN LINE FROM BUS 4330 [RIV-138 138.00] TO BUS 4827 [LVG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
56	SINGLE 4331-4335(1)	OPEN LINE FROM BUS 4331 [SEB-138 138.00] TO BUS 4335 [SEBII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
57	SINGLE 4331-4354(1)	OPEN LINE FROM BUS 4331 [SEB-138 138.00] TO BUS 4354 [TRB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
58	SINGLE 4332-4353(1)	OPEN LINE FROM BUS 4332 [SNR-138 138.00] TO BUS 4353 [DAL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
59	SINGLE 4332-4396(1)	OPEN LINE FROM BUS 4332 [SNR-138 138.00] TO BUS 4396 [EJB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
60	SINGLE 4333-4334(1)	OPEN LINE FROM BUS 4333 [SRS-138 138.00] TO BUS 4334 [MTL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
61	SINGLE 4333-4339(1)	OPEN LINE FROM BUS 4333 [SRS-138 138.00] TO BUS 4339 [CGC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
62	SINGLE 4333-4386(1)	OPEN LINE FROM BUS 4333 [SRS-138 138.00] TO BUS 4386 [VEC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
63	SINGLE 4335-4381(1)	OPEN LINE FROM BUS 4331 [SEBII-138 138.00] TO BUS 4335 [PHL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
64	SINGLE 4336-4344(1)	OPEN LINE FROM BUS 4336 [TPT-138 138.00] TO BUS 4344 [AER-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
65	SINGLE 4336-4354(1)	OPEN LINE FROM BUS 4336 [TPT-138 138.00] TO BUS 4354 [TRB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
66	SINGLE 4336-4361(1)	OPEN LINE FROM BUS 4336 [TPT-138 138.00] TO BUS 4361 [GNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
67	SINGLE 4337-4351(1)	OPEN LINE FROM BUS 4337 [YGA-138 138.00] TO BUS 4351 [YALI-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
68	SINGLE 4337-4352(1)	OPEN LINE FROM BUS 4337 [YGA-138 138.00] TO BUS 4352 [OCT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
69	SINGLE 4340-4375(1)	OPEN LINE FROM BUS 4340 [TCP-138 138.00] TO BUS 4375 [STG-GIS -138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
70	SINGLE 4340-4398(1)	OPEN LINE FROM BUS 4340 [TCP-138 138.00] TO BUS 4398 [TCPIII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
71	SINGLE 4341-4359(1)	OPEN LINE FROM BUS 4341 [PEN-138 138.00] TO BUS 4359 [MLP2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
72	SINGLE 4342-4360(1)	OPEN LINE FROM BUS 4342 [NG2-138 138.00] TO BUS 4360 [MT2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
73	SINGLE 4342-4365(1)	OPEN LINE FROM BUS 4342 [NG2-138 138.00] TO BUS 4365 [NAG1-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
74	SINGLE 4343-4375(1)	OPEN LINE FROM BUS 4343 [CLN-138 138.00] TO BUS 4375 [STG-GIS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
75	SINGLE 4343-4398(1)	OPEN LINE FROM BUS 4343 [CLN-138 138.00] TO BUS 4383 [TCPIII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
76	SINGLE 4345-4346(1)	OPEN LINE FROM BUS 4345 [CHN-138 138.00] TO BUS 4346 [CHG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
77	SINGLE 4345-4363(1)	OPEN LINE FROM BUS 4345 [CHN-138 138.00] TO BUS 4363 [COR-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
78	SINGLE 4346-4366(1)	OPEN LINE FROM BUS 4346 [CHG-138 138.00] TO BUS 4366 [LNII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
79	SINGLE 4347-4348(1)	OPEN LINE FROM BUS 4347 [MGU 138 138.00] TO BUS 4348 [MLK 138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
80	SINGLE 4347-4396(1)	OPEN LINE FROM BUS 4347 [MGU 138 138.00] TO BUS 4396 [EJB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
81	SINGLE 4348-4349(1)	OPEN LINE FROM BUS 4348 [MLK 138 138.00] TO BUS 4349 [SIU 138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
82	SINGLE 4349-4390(1)	OPEN LINE FROM BUS 4349 [SIU 138 138.00] TO BUS 4390 [ROS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
83	SINGLE 4350-4355(1)	OPEN LINE FROM BUS 4350 [DMLP-138 138.00] TO BUS 4355 [SAU-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
84	SINGLE 4350-4359(1)	OPEN LINE FROM BUS 4350 [DMLP-138 138.00] TO BUS 4359 [MLP2-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
85	SINGLE 4351-4381(1)	OPEN LINE FROM BUS 4351 [YALI-138 138.00] TO BUS 4381 [PHL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
86	SINGLE 4352-4399(1)	OPEN LINE FROM BUS 4352 [OCT-138 138.00] TO BUS 4399 [SKL-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
87	SINGLE 4353-4356(1)	OPEN LINE FROM BUS 4353 [DAL-138 138.00] TO BUS 4356 [WAS-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
88	SINGLE 4355-4389(1)	OPEN LINE FROM BUS 4355 [SAU-138 138.00] TO BUS 4389 [VNA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
89	SINGLE 4360-4392(1)	OPEN LINE FROM BUS 4360 [MT2-138 138.00] TO BUS 4392 [MT1-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
90	SINGLE 4365-4367(1)	OPEN LINE FROM BUS 4365 [NAG1-138 138.00] TO BUS 4367 [LCP-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
91	SINGLE 4365-4386(1)	OPEN LINE FROM BUS 4365 [NAG1-138 138.00] TO BUS 4386 [VEC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
92	SINGLE 4366-4367(1)	OPEN LINE FROM BUS 4366 [LNII-138 138.00] TO BUS 4367 [LPC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
93	SINGLE 4368-4372(1)	OPEN LINE FROM BUS 4368 [DMTG-138 138.00] TO BUS 4372 [MTG1-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
94	SINGLE 4369-4373(1)	OPEN LINE FROM BUS 4369 [SNJ-138 138.00] TO BUS 4373 [TOLA-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances

95	SINGLE 4369-4827(1)	OPEN LINE FROM BUS 4369 [SNJ-138 138.00] TO BUS 4827 [LVG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
96	SINGLE 4371-4397(1)	OPEN LINE FROM BUS 4371 [BLF-138 138.00] TO BUS 4397 [EPZII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
97	SINGLE 4375-4383(1)	OPEN LINE FROM BUS 4375 [STG-GIS-138 138.00] TO BUS 4383 [CNT-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
98	SINGLE 4377-4378(1)	OPEN LINE FROM BUS 4377 [SNM-138 138.00] TO BUS 4378 [SNC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
99	SINGLE 4383-4963(1)	OPEN LINE FROM BUS 4383 [CNT-138 138.00] TO BUS 4963 [MET-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
100	SINGLE 4385-4386(1)	OPEN LINE FROM BUS 4385 [CFON-138 138.00] TO BUS 4386 [VEC-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
101	SINGLE 4385-4398(1)	OPEN LINE FROM BUS 4385 [CFON-138 138.00] TO BUS 4398 [TCPIII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
102	SINGLE 4393-4395(1)	OPEN LINE FROM BUS 4393 [AYO-138 138.00] TO BUS 4395 [TOR-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
103	SINGLE 4393-4397(1)	OPEN LINE FROM BUS 4393 [AYO-138 138.00] TO BUS 4397 [EPZII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
104	SINGLE 4397-4961(1)	OPEN LINE FROM BUS 4397 [EPZII-138 138.00] TO BUS 4961 [GATII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
105	SINGLE 4397-4964(1)	OPEN LINE FROM BUS 4397 [EPZII-138 138.00] TO BUS 4964 [KUK-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
106	SINGLE 4400-4405(1)	OPEN LINE FROM BUS 4400 [AMF-230 230.00] TO BUS 4405 [PNI-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
107	SINGLE 4401-4419(1)	OPEN LINE FROM BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
108	SINGLE 4401-4419(2)	OPEN LINE FROM BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 2	VERDADERO	Met convergence tolerances
109	SINGLE 4401-4420(1)	OPEN LINE FROM BUS 4401 [LBS-230 230.00] TO BUS 4420 [SNB-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
110	SINGLE 4402-4403(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4403 [LNI-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
111	SINGLE 4402-4404(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4404 [MSY-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
112	SINGLE 4402-4405(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4405 [PNI-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
113	SINGLE 4402-4405(2)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4405 [PNI-230 230.00] CKT 2	VERDADERO	Met convergence tolerances
114	SINGLE 4402-4406(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4406 [TCP-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
115	SINGLE 4402-4411(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4411 [FHS-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
116	SINGLE 4402-4415(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4415 [PCG9-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
117	SINGLE 4402-4419(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
118	SINGLE 4402-4423(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4423 [CPS-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
119	SINGLE 4402-4424(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4424 [CPS-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
120	SINGLE 4402-4425(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4425 [CPS-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
121	SINGLE 4402-4426(1)	OPEN LINE FROM BUS 4402 [SND-230 230.00] TO BUS 4426 [CPS-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
122	SINGLE 4403-4418(1)	OPEN LINE FROM BUS 4403 [LNI-230 230.00] TO BUS 4418 [MLP-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
123	SINGLE 4404-4406(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4406 [TCP-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
124	SINGLE 4404-4420(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4420 [SNB-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
125	SINGLE 4404-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
126	SINGLE 4404-4803(1)	OPEN LINE FROM BUS 4404 [MSY-230 230.00] TO BUS 4803 [EOLO-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
127	SINGLE 4406-4419(1)	OPEN LINE FROM BUS 4406 [TCP-230 230.00] TO BUS 4419 [MT1-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
128	SINGLE 4406-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4406 [TCP-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
129	SINGLE 4407-4418(1)	OPEN LINE FROM BUS 4407 [FHN-230 230.00] TO BUS 4818 [MLP-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolarances
130	SINGLE 4408-4750(1)	OPEN LINE FROM BUS 4408 [FNC-230 230.00] TO BUS 4750 [AMY-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
131	SINGLE 4410-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4410 [SMT-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
132	SINGLE 4412-4800(1)	OPEN LINE FROM BUS 4412 [FCS-230 230.00] TO BUS 4800 [LVG-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
133	SINGLE 4414-4417(1)	OPEN LINE FROM BUS 4414 [MLK-230 230.00] TO BUS 4417 [TRB-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
134	SINGLE 4414-4422(1)	OPEN LINE FROM BUS 4414 [MLK-230 230.00] TO BUS 4422 [BCO-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
135	SINGLE 4414-4430(1)	OPEN LINE FROM BUS 4414 [MLK-230 230.00] TO BUS 4430 [MJK-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
136	SINGLE 4417-4420(1)	OPEN LINE FROM BUS 4417 [TRB-230 230.00] TO BUS 4420 [SNB-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances

137	SINGLE 4420-4422(1)	OPEN LINE FROM BUS 4420 [SNB-230 230.00] TO BUS 4422 [BCO-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
138	SINGLE 4422-4838(1)	OPEN LINE FROM BUS 4422 [BCO-230 230.00] TO BUS 4838 [GAT-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
139	SINGLE 4750-4803(1)	OPEN LINE FROM BUS 4750 [AMY-230 230.00] TO BUS 4803 [EOLO-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
140	SINGLE 4750-4832(1)	OPEN LINE FROM BUS 4750 [AMY-230 230.00] TO BUS 4832 [ABR-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
141	SINGLE 4800-4832(1)	OPEN LINE FROM BUS 4800 [LVG-230 230.00] TO BUS 4832 [ABR-230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
142	SINGLE 4950-4951(1)	OPEN LINE FROM BUS 4950 [SMA-138 138.00] TO BUS 4951 [MJN-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
143	SINGLE 4957-4961(1)	OPEN LINE FROM BUS 4957 [NGUI-138 138.00] TO BUS 4961 [GATII-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
144	SINGLE 4407-3310(1)	OPEN LINE FROM BUS 4407 [FNH-230 230.00] TO BUS 3310 [PRD B618 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
145	SINGLE 4408-50004(1)	OPEN LINE FROM BUS 4408 [FNC-230 230.00] TO BUS 50004 [FIC-LIB230 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
146	SINGLE 4411-3301(1)	OPEN LINE FROM BUS 4411 [FHS-230 230.00] TO BUS 3301 [AGC B624 230.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
147	SINGLE 4412 -50053	OPEN LINE FROM BUS 4412 [FCS-230 230.00] TO BUS 50053 [FIC-CAS230 230.00] CKT 10	VERDADERO	Met convergence tolerances
148	UNIT 4041(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4041 [MJK-U1 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
149	UNIT 4042(2)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4042 [MJK-U2 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
150	UNIT 4043(3)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4043 [MJK-U3 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
151	UNIT 4044(4)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4044 [MJK-U4 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
152	UNIT 4067(4)	REMOVE UNIT 4 FROM BUS 4067 [PMR-U1 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
153	UNIT 4070(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4070 [PMR-U2 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
154	UNIT 4071(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4071 [PMR-U3 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
155	UNIT 4073(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4073 [PEN-U3 4.1600]	VERDADERO	Met convergence tolerances
156	UNIT 4074(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4074 [PEN-U4 4.2000]	VERDADERO	Met convergence tolerances
157	UNIT 4077(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4077 [EGR-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
158	UNIT 4091(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4091 [PHL1-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
159	UNIT 4092(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4092 [PHL2-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
160	UNIT 4198(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4198 [EJB-24.9 24.900]	VERDADERO	Met convergence tolerances
161	UNIT 4601(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4601 [PCA-U1 10.500]	VERDADERO	Met convergence tolerances
162	UNIT 4602(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4602 [PCA-U2 10.500]	VERDADERO	Met convergence tolerances
163	UNIT 4610(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4610 [PMT-U1 13.200]	VERDADERO	Met convergence tolerances
164	UNIT 4614(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4614 [PSA-U1 13.200]	VERDADERO	Met convergence tolerances
165	UNIT 4615(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4615 [PCF-U1 10.500]	VERDADERO	Met convergence tolerances
166	UNIT 4616(1)	REMOVE UNIT 2 FROM BUS 4615 [PCF-U1 10.500]	VERDADERO	Met convergence tolerances
167	UNIT 4618(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4618 [PMT-U3 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
168	UNIT 4619(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4619 [TPC 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
169	UNIT 4628(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4628 [PMN-GM1 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
170	UNIT 4629(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4629 [PMN-GM2 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
171	UNIT 4631(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4631 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
172	UNIT 4632(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4632 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
173	UNIT 4633(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4633 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
174	UNIT 4634(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4634 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
175	UNIT 4635(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4635 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
176	UNIT 4636(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4636 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
177	UNIT 4637(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4637 [CPS-13.8 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
178	UNIT 4701(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4701 [AMY-I 0.6000]	VERDADERO	Met convergence tolerances
179	UNIT 4702(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4702 [AMY-II 0.6000]	VERDADERO	Met convergence tolerances

180	UNIT 4802(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4802 [EOLO 0.6900]	VERDADERO	Met convergence tolerances
181	UNIT 4831(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4831 [ABR 0.6900]	VERDADERO	Met convergence tolerances
182	UNIT 4954(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4954 [MTL-G1 13.800]	VERDADERO	Met convergence tolerances
183	UNIT 4960(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4960 [PBP 0.7000]	VERDADERO	Met convergence tolerances
184	UNIT 4990(1)	REMOVE UNIT 1 FROM BUS 4990 [MART-U1 24.900]	VERDADERO	Met convergence tolerances
185	SINGLE 4320-4331(1)	OPEN LINE FROM BUS 4320 [MTG-138 138.00] TO BUS 4331 [SEB-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
186	SINGLE 4320-4368(1)	OPEN LINE FROM BUS 4320 [MTG-138 138.00] TO BUS 4368 [DMTG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances
187	SINGLE 4332-4368(1)	OPEN LINE FROM BUS 4332 [SNR-138 138.00] TO BUS 4368 [DMTG-138 138.00] CKT 1	VERDADERO	Met convergence tolerances

- **Situación con las obras año 2028, escenarios de verano sin transferencias**

Tabla 65. Escenario verano demanda maxima – Sin transferencias

BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	RATE A/B	% FLOW
-	-	-	-	-

Tabla 66. Violaciones de voltajes

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

- **Situación con las obras año 2028, escenarios de verano con transferencia de Norte a Sur**

Tabla 67. Escenario verano demanda maxima – con transferencia de 300MW de norte a sur

BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	RATE A/B	% FLOW
-	-	-	-	-

Tabla 68. Violaciones de voltajes

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

- **Situación con las obras año 2028, escenarios de verano con transferencia de Sur a Norte**

Tabla 69. Escenario verano demanda maxima – con transferencia de 300MW de sur a norte

BRANCH	CONTINGENCY	MVAFLOW	RATE A/B	% FLOW
-	-	-	-	-

Tabla 70. Violaciones de voltajes

No existen Sobrecargas ni violaciones de voltaje.

RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES DE FLUJO DE POTENCIA Y CONTINGENCIAS REALIZADOS : 2028

De acuerdo a los resultados obtenidos en la situación con proyecto, la entrada en operación de las obras 2028, **no impactan negativamente en su operación.**

12. ESTABILIDAD DE TENSIÓN 2023

Para determinar la estabilidad de voltaje se obtuvieron curvas QV para todos los escenarios de demanda analizados de verano e invierno del año 2023, con transferencias de Norte a Sur y viceversa.

Se realizaron escenarios de verano e invierno con transferencias de 220MW de Guatemala a Costa Rica y de Costa Rica hacia Guatemala.

Los resultados sin las obras fueron comparados con los resultados obtenidos con las Obras 2023 en operación.

Para este análisis se evaluaron todas las contingencias sencillas de las líneas de 69 kV, 138 kV y 230 kV, contingencias de autotranformadores y de todas las unidades de generación.

Para este análisis se monitorearon las siguientes barras del sistema de Nicaragua:

Tabla 71. Nodos a monitorear 2023

NODOS A MONITOREAR
4316 LNI-138
4319 MSY-138
4331 SEB-138
4401 LBS-230
4402 SND-230
4420 SNB-230

A continuación se muestran las reservas mínimas de potencia reactiva obtenidas para cada escenario analizado:

- **Situación sin y con proyectos, escenarios de verano sin transferencia**

Las reservas de potencia reactiva más críticas por nodo son las que se muestran a continuación:

Tabla 72. Reserva de potencia reactiva – Escenario de Verano Sin transferencias

SIN OBRAS 2023							
NODO	CODIGO	VERANO MAXIMO		VERANO MEDIO		VERANO MINIMO	
		Mín MVAR	CONTINGENCIA	Mín MVAR	CONTINGENCIA	Mín MVAR	CONTINGENCIA
4316	LNI-138	-222.66	SND-LNI 230kV	-232.80	SND-LNI 230kV	-247.68	SND-LNI 230kV
4319	MSY-138	-227.39	FNC-AMY 230kV	-222.80	FNC-AMY 230kV	-249.45	FNC-AMY 230kV
4331	SEB-138	-54.39	PCF-SEB 138kV	-63.76	PCF-SEB 138kV	-72.01	PCF-SEB 138kV
4401	LBS-230	-278.10	FNC-AMY 230kV	-269.76	FNC-AMY 230kV	-305.98	FNC-AMY 230kV
4402	SND-230	-321.86	SND-LNI 230kV	-316.28	FNC-AMY 230kV	-353.18	FNC-AMY 230kV
4420	SNB-230	-240.78	LBS-SNB 230kV	-236.38	FNC-AMY 230kV	-258.92	LBS-SNB 230kV

CON OBRAS 2023							
NODO	CODIGO	VERANO MAXIMO		VERANO MEDIO		VERANO MINIMO	
		Mín MVAR	CONTINGENCIA	Mín MVAR	CONTINGENCIA	Mín MVAR	CONTINGENCIA
4316	LNI-138	-231.43	SND-LNI 230kV	-232.92	SND-LNI 230kV	-247.79	SND-LNI 230kV
4319	MSY-138	-262.59	FNC-AMY 230kV	-219.30	FNC-AMY 230kV	-248.80	FNC-AMY 230kV
4331	SEB-138	-62.72	PCF-SEB 138kV	-70.54	PCF-SEB 138kV	-70.94	PCF-SEB 138kV
4401	LBS-230	-317.24	FNC-AMY 230kV	-263.54	FNC-AMY 230kV	-302.30	FNC-AMY 230kV
4402	SND-230	-360.25	SND-LNI 230kV	-308.41	FNC-AMY 230kV	-349.18	FNC-AMY 230kV
4420	SNB-230	-268.00	LBS-SNB 230kV	-227.86	FNC-AMY 230kV	-267.31	LBS-SNB 230kV

Resultado – Escenario de Verano sin transferencias:

En la situación con proyecto aumentan las reservas de reactivo en todos los nodos monitoreados, el aumento en la reserva es de hasta -38 MVAr en demanda máxima. La mínima reserva de reactivo encontrada en la situación sin proyecto es de -54.39 MVAr y con proyecto es de -63 MVAr en el nodo 4331 de Sebaco I 138 kV.

- **Situación sin y con proyectos, escenarios de verano con transferencia de Norte a Sur**

Tabla 73. Reserva de potencia reactiva – Escenario de Verano con transferencia de norte a sur

SIN OBRAS 2023							
NODO	CODIGO	VERANO MAXIMO: 230MW GUA->CR		VERANO MEDIO: 300MW GUA->CR		VERANO MINIMO: 300MW GUA->CR	
		Mín MVAR	CONTINGENCIA	Mín MVAR	CONTINGENCIA	Mín MVAR	CONTINGENCIA
4316	LNI-138	-198.59	LNI-FNH 230kV	-189.46	LNI-FNH 230kV	-215.45	LNI-FNH 230kV
4319	MSY-138	-151.27	FNC-AMY 230kV	-142.75	FNC-AMY 230kV	-173.26	FNC-AMY 230kV
4331	SEB-138	-54.37	PCF-SEB 138kV	-61.56	PCF-SEB 138kV	-69.94	PCF-SEB 138kV
4401	LBS-230	-175.76	FNC-AMY 230kV	-163.07	FNC-AMY 230kV	-197.27	FNC-AMY 230kV
4402	SND-230	-202.86	FNC-AMY 230kV	-187.86	FNC-AMY 230kV	-224.30	FNC-AMY 230kV
4420	SNB-230	-161.03	FNC-AMY 230kV	-149.45	FNC-AMY 230kV	-178.52	FNC-AMY 230kV
4827	LVG-138	-135.90	FNC-AMY 230kV	-129.98	FNC-AMY 230kV	-149.10	FNC-AMY 230kV

CON OBRAS 2023							
NODO	CODIGO	VERANO MAXIMO: 230MW GUA->CR		VERANO MEDIO: 300MW GUA->CR		VERANO MINIMO: 300MW GUA->CR	
		Mín MVAR	CONTINGENCIA	Mín MVAR	CONTINGENCIA	Mín MVAR	CONTINGENCIA
4316	LNI-138	-223.79	LNI-FNH 230kV	-179.02	LNI-FNH 230kV	-206.09	LNI-FNH 230kV
4319	MSY-138	-187.87	FNC-AMY 230kV	-134.27	FNC-AMY 230kV	-161.20	FNC-AMY 230kV
4331	SEB-138	-62.05	PCF-SEB 138kV	-67.45	PCF-SEB 138kV	-68.10	PCF-SEB 138kV
4401	LBS-230	-213.88	FNC-AMY 230kV	-149.58	FNC-AMY 230kV	-180.65	FNC-AMY 230kV
4402	SND-230	-245.01	FNC-AMY 230kV	-172.42	FNC-AMY 230kV	-206.42	FNC-AMY 230kV
4420	SNB-230	-192.31	FNC-AMY 230kV	-135.75	FNC-AMY 230kV	-162.74	FNC-AMY 230kV

Resultado – Escenario de Verano con transferencias de Norte a Sur:

En la situación con proyecto aumentan las reservas de reactivo en todos los nodos monitoreados, el aumento en la reserva es de hasta -42 MVAr en demanda maxima. La mínima reserva de reactivo encontrada en la situación sin proyecto es de -54.37 MVAr y con proyecto es de -62.05 MVAr en el nodo 4331 de Sebaco I 138 kV.

- **Situación sin y con proyectos, escenarios de verano con transferencia de Sur a Norte**

Tabla 74. Reserva de potencia reactiva – Escenario de Verano con transferencia de sur a norte

SIN OBRAS 2023							
NODO	CODIGO	VERANO MAXIMO: 280MW CR->GUA		VERANO MEDIO: 220MW CR->GUA		VERANO MINIMO: 210MW CR->GUA	
		Mín MVAR	CONTINGENCIA	Mín MVAR	CONTINGENCIA	Mín MVAR	CONTINGENCIA
4316	LNI-138	-198.59	LNI-FNH 230kV	-183.30	LNI-FNH 230kV	-216.93	LNI-FNH 230kV
4319	MSY-138	-151.27	FNC-AMY 230kV	-147.60	FNC-AMY 230kV	-177.82	FNC-AMY 230kV
4331	SEB-138	-54.37	PCF-SEB 138kV	-60.89	PCF-SEB 138kV	-69.84	PCF-SEB 138kV
4401	LBS-230	-175.76	FNC-AMY 230kV	-171.47	FNC-AMY 230kV	-209.58	FNC-AMY 230kV
4402	SND-230	-202.86	FNC-AMY 230kV	-199.06	FNC-AMY 230kV	-242.68	FNC-AMY 230kV
4420	SNB-230	-161.03	FNC-AMY 230kV	-156.37	FNC-AMY 230kV	-188.31	FNC-AMY 230kV

CON OBRAS 2023							
NODO	CODIGO	VERANO MAXIMO: 280MW CR->GUA		VERANO MEDIO: 220MW CR->GUA		VERANO MINIMO: 210MW CR->GUA	
		Mín MVAR	CONTINGENCIA	Mín MVAR	CONTINGENCIA	Mín MVAR	CONTINGENCIA
4316	LNI-138	-219.19	LNI-FNH 230kV	-174.15	LNI-FNH 230kV	-218.48	LNI-FNH 230kV
4319	MSY-138	-199.26	FNC-AMY 230kV	-141.69	FNC-AMY 230kV	-184.84	FNC-AMY 230kV
4331	SEB-138	-61.20	PCF-SEB 138kV	-66.03	PCF-SEB 138kV	-69.18	PCF-SEB 138kV
4401	LBS-230	-230.36	FNC-AMY 230kV	-162.84	FNC-AMY 230kV	-215.62	FNC-AMY 230kV
4402	SND-230	-266.99	FNC-AMY 230kV	-189.18	FNC-AMY 230kV	-249.65	FNC-AMY 230kV
4420	SNB-230	-206.07	FNC-AMY 230kV	-146.42	FNC-AMY 230kV	-192.27	FNC-AMY 230kV

Resultado – Escenario de Verano con transferencias de Sur a Norte:

En la situación con proyecto aumentan las reservas de reactivo en todos los nodos monitoreados, el aumento en la reserva es de hasta -64 MVAr en demanda maxima. La mínima reserva de reactivo encontrada en la situación sin proyecto es de -54.37 MVAr y con proyecto es de -61.20 MVAr en el nodo 4331 de Sebaco I 138 kV.

- **Situación sin y con proyectos, escenarios de invierno sin transferencia**

Tabla 75. Reserva de potencia reactiva – Escenario de Invierno sin transferencia

SIN OBRAS 2023							
NODO	CODIGO	INVIERNO MAXIMO		INVIERNO MEDIO		INVIERNO MINIMO	
		Mín MVAR	CONTINGENCIA	Mín MVAR	CONTINGENCIA	Mín MVAR	CONTINGENCIA
4316	LNI-138	-228.90	SND-LNI 230kV	-228.25	SND-LNI 230kV	-248.63	SND-LNI 230kV
4319	MSY-138	-297.20	FNC-AMY 230kV	-243.19	PCF-SEB 138kV	-331.66	FNC-AMY 230kV
4331	SEB-138	-62.42	PCF-SEB 138kV	-54.43	PCF-SEB 138kV	-72.93	PCF-SEB 138kV
4401	LBS-230	-381.66	SND-MT1 230kV	-356.36	SND-MT1 230kV	-433.76	LBS-MT1 230kV
4402	SND-230	-490.30	LN1-FNH 230kV	-426.50	FNC-AMY 230kV	-528.85	FNC-AMY 230kV
4420	SNB-230	-288.53	LBS-SNB 230kV	-271.48	LBS-SNB 230kV	-301.52	LBS-SNB 230kV

CON OBRAS 2023							
NODO	CODIGO	INVIERNO MAXIMO		INVIERNO MEDIO		INVIERNO MINIMO	
		Mín MVAR	CONTINGENCIA	Mín MVAR	CONTINGENCIA	Mín MVAR	CONTINGENCIA
4316	LNI-138	-233.62	SND-LNI 230kV	-230.84	SND-LNI 230kV	-248.31	SND-LNI 230kV
4319	MSY-138	-321.25	FNC-AMY 230kV	-287.96	PCF-SEB 138kV	-341.37	FNC-AMY 230kV
4331	SEB-138	-70.49	PCF-SEB 138kV	-54.63	PCF-SEB 138kV	-74.36	PCF-SEB 138kV
4401	LBS-230	-405.97	SND-MT1 230kV	-391.92	SND-MT1 230kV	-436.28	LBS-MT1 230kV
4402	SND-230	-504.41	LN1-FNH 230kV	-469.40	FNC-AMY 230kV	-528.76	FNC-AMY 230kV
4420	SNB-230	-311.37	LBS-SNB 230kV	-298.42	LBS-SNB 230kV	-319.94	LBS-SNB 230kV

Resultado – Escenario de Invierno sin transferencias:

En la situación con proyecto aumentan las reservas de reactivo en todos los nodos monitoreados, el aumento en la reserva es de hasta -43 MVAr en demanda media. La mínima reserva de reactivo encontrada en la situación sin proyecto es de -54.43 MVAr y con proyecto es de -54.63 MVAr en el nodo 4331 de Sebaco I 138 kV en demanda media.

- **Situación sin y con proyectos, escenarios de invierno con transferencia de Norte a Sur**

Tabla 76. Reserva de potencia reactiva – Escenario de Invierno con transferencias de Norte a Sur

SIN OBRAS 2023							
NODO	CODIGO	INVIERNO MAXIMO: 230MW GUA->CR		INVIERNO MEDIO: 300MW GUA->CR		INVIERNO MINIMO: 300MW GUA->CR	
		Mín MVAR	CONTINGENCIA	Mín MVAR	CONTINGENCIA	Mín MVAR	CONTINGENCIA
4316	LNI-138	-211.74	SND-LNI 230kV	-206.68	SND-LNI 230kV	-235.81	SND-LNI 230kV
4319	MSY-138	-234.33	FNC-AMY 230kV	-192.28	FNC-AMY 230kV	-269.38	FNC-AMY 230kV
4331	SEB-138	-59.51	PCF-SEB 138kV	-51.71	PCF-SEB 138kV	-70.83	PCF-SEB 138kV
4401	LBS-230	-311.57	FNC-AMY 230kV	-245.43	FNC-AMY 230kV	-342.74	FNC-AMY 230kV
4402	SND-230	-369.33	FNC-AMY 230kV	-296.51	FNC-AMY 230kV	-403.45	FNC-AMY 230kV
4420	SNB-230	-265.04	FNC-AMY 230kV	-214.40	FNC-AMY 230kV	-280.35	LBS-SNB 230kV

CON OBRAS 2023							
NODO	CODIGO	INVIERNO MAXIMO: 230MW GUA->CR		INVIERNO MEDIO: 300MW GUA->CR		INVIERNO MINIMO: 300MW GUA->CR	
		Mín MVAR	CONTINGENCIA	Mín MVAR	CONTINGENCIA	Mín MVAR	CONTINGENCIA
4316	LNI-138	-217.61	SND-LNI 230kV	-215.86	SND-LNI 230kV	-236.31	SND-LNI 230kV
4319	MSY-138	-256.25	FNC-AMY 230kV	-227.14	FNC-AMY 230kV	-275.31	FNC-AMY 230kV
4331	SEB-138	-68.23	PCF-SEB 138kV	-51.68	PCF-SEB 138kV	-71.90	PCF-SEB 138kV
4401	LBS-230	-324.68	FNC-AMY 230kV	-283.22	FNC-AMY 230kV	-340.64	FNC-AMY 230kV
4402	SND-230	-380.13	FNC-AMY 230kV	-339.65	FNC-AMY 230kV	-397.99	FNC-AMY 230kV
4420	SNB-230	-275.93	FNC-AMY 230kV	-242.86	FNC-AMY 230kV	-293.38	LBS-SNB 230kV

Resultado – Escenario de Invierno con transferencias de Norte a Sur:

En la situación con proyecto aumentan las reservas de reactivo en todos los nodos monitoreados, el aumento en la reserva es de hasta -43 MVAr en demanda media. La mínima reserva de reactivo encontrada en la situación sin proyecto es de -51.71 MVAr y con proyecto es de -51.68 MVAr en el nodo 4331 de Sebaco I 138 kV en demanda media.

- **Situación sin y con proyectos, escenarios de invierno con transferencia de Sur a Norte**

Tabla 77. Reserva de potencia reactiva – Escenario de Invierno con transferencias de Sur a Norte

SIN OBRAS 2023							
NODO	CODIGO	INVIERNO MAXIMO: 280MW CR->GUA		INVIERNO MEDIO: 220MW CR->GUA		INVIERNO MINIMO: 210MW CR->GUA	
		Mín MVAR	CONTINGENCIA	Mín MVAR	CONTINGENCIA	Mín MVAR	CONTINGENCIA
4316	LNI-138	-196.42	SND-LNI 230kV	-183.13	SND-LNI 230kV	-230.71	SND-LNI 230kV
4319	MSY-138	-250.73	FNC-AMY 230kV	-215.94	FNC-AMY 230kV	-281.60	FNC-AMY 230kV
4331	SEB-138	-61.16	PCF-SEB 138kV	-53.18	PCF-SEB 138kV	-71.91	PCF-SEB 138kV
4401	LBS-230	-337.14	FNC-AMY 230kV	-278.23	FNC-AMY 230kV	-361.11	FNC-AMY 230kV
4402	SND-230	-396.99	FNC-AMY 230kV	-330.10	FNC-AMY 230kV	-426.70	FNC-AMY 230kV
4420	SNB-230	-279.41	LBS-SNB 230kV	-242.25	FNC-AMY 230kV	-294.65	LBS-SNB 230kV

CON OBRAS 2023							
NODO	CODIGO	INVIERNO MAXIMO: 280MW CR->GUA		INVIERNO MEDIO: 220MW CR->GUA		INVIERNO MINIMO: 210MW CR->GUA	
		Mín MVAR	CONTINGENCIA	Mín MVAR	CONTINGENCIA	Mín MVAR	CONTINGENCIA
4316	LNI-138	-210.21	SND-LNI 230kV	-213.43	SND-LNI 230kV	-229.87	SND-LNI 230kV
4319	MSY-138	-275.96	FNC-AMY 230kV	-252.07	FNC-AMY 230kV	-288.95	FNC-AMY 230kV
4331	SEB-138	-69.45	PCF-SEB 138kV	-53.55	PCF-SEB 138kV	-73.33	PCF-SEB 138kV
4402	SND-230	-412.53	FNC-AMY 230kV	-375.63	FNC-AMY 230kV	-427.14	FNC-AMY 230kV
4420	SNB-230	-301.53	LBS-SNB 230kV	-272.01	FNC-AMY 230kV	-311.75	LBS-SNB 230kV

Resultado – Escenario de Invierno con transferencias de Sur a Norte:

En la situación con proyecto aumentan las reservas de reactivo en todos los nodos monitoreados, el aumento en la reserva es de hasta -46 MVAr en demanda media. La mínima reserva de reactivo encontrada en la situación sin proyecto es de -53.18 MVAr y con proyecto es de -53.55 MVAr en el nodo 4331 de Sebaco I 138 kV en demanda media.

De los resultados obtenidos para cada uno de los escenarios de transferencias y demanda analizados podemos concluir que:

En general, se observa una mayor reserva de potencia reactiva en todos los nodos monitoreados en los casos cuando las obras 2023 están en operación que cuando no están en servicio.

13. ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

Se ha utilizado la norma IEC 60909 del software PSS/E para obtener el valor de la corriente de cortocircuito para fallas trifásica a tierra y monofásica a tierra, calculadas en las barras de alta y media tensión de las subestaciones del Sistema Interconectado Nacional (SIN), considerando las nuevas obras 2023.

- **Resumen de Resultados de Corrientes de Cortocircuito para fallas trifásicas y monofásicas 2023**

Se calcularon los niveles de cortocircuito en la situación con proyecto y se comparará con la capacidad interruptiva de los interruptores instalados.

En las siguientes tablas se muestran la comparación de los niveles de cortocircuito en la situación con proyecto con la capacidad interruptiva de los interruptores instalados de los cuales se tiene información en la Division de Planificacion. En la tabla se indican los resultados obtenidos de las corrientes de cortocircuito máxima para fallas trifásicas y monofásicas para verano e invierno 2023

Tabla 78. Resultados de corrientes de cortocircuito para fallas trifásicas y monofásicas Verano 2023

Barra	Nombre	kV	Capacidad Interruptiva	Demanda Máxima EXPORTANDO 200MW A CR			
				I falla 3Ø KA		I falla 1Ø KA	
				Con Proyecto	Sin Proyecto	Con Proyecto	Sin Proyecto
4316	LNI-138	138	31.5	10.954	10.945	15.154	15.144
4319	MSY-138	138	31.5	9.970	10.003	16.151	16.208
4331	SEB-138	138	31.5	5.782	6.098	4.442	5.184
4383	CNT-138	138	31.5	10.114	9.967	8.900	8.824
4401	LBS-230	230	31.5	9.823	9.801	9.839	9.825
4402	SND-230	230	31.5	12.445	12.433	9.862	9.677
4420	SNB-230	230	31.5	6.475	6.470	5.154	5.152
4335	SEBII-138	138	31.5	5.977	-	4.537	-
4385	CFON-138	138	31.5	7.538	-	5.671	-
4398	TCPIII-138	138	31.5	10.966	-	12.158	-

Tabla 79. Resultados de corrientes de cortocircuito para fallas trifásicas y monofásicas Invierno 2023

Barra	Nombre	kV	Capacidad Interruptiva	Demanda Máxima EXPORTANDO 200MW A CR			
				I falla 3Ø KA		I falla 1Ø KA	
				Con Proyecto	Sin Proyecto	Con Proyecto	Sin Proyecto
4316	LNI-138	138	31.5	10.301	10.291	14.288	14.276
4319	MSY-138	138	31.5	9.806	9.830	15.867	15.907
4331	SEB-138	138	31.5	5.879	6.214	4.484	5.243
4383	CNT-138	138	31.5	9.955	9.841	8.819	8.758
4401	LBS-230	230	31.5	9.657	9.646	9.728	9.721
4402	SND-230	230	31.5	12.220	12.196	9.581	9.579
4420	SNB-230	230	31.5	6.420	6.421	5.131	5.132
4335	SEBII-138	138	31.5	6.165	-	4.614	-
4385	CFON-138	138	31.5	7.375	-	5.581	-
4398	TCPIII-138	138	31.5	10.751	-	11.979	-

De los resultados obtenidos en el estudio de cortocircuito, se puede concluir que en ninguno de los escenarios se excedieron las capacidades de interrupción de los equipos instalados; por lo tanto, con la entrada en operación de los nuevos proyectos de transmisión del año 2023 no habrá afectación alguna a los interruptores instalados en la red de transmisión.

- **Resumen de Resultados de Corrientes de Cortocircuito para fallas trifásicas y monofásicas 2024**

Se calcularon los niveles de cortocircuito en la situación con proyecto y se comparará con la capacidad interruptiva de los interruptores instalados.

En las siguientes tablas se muestran la comparación de los niveles de cortocircuito en la situación con proyecto con la capacidad interruptiva de los interruptores instalados de los cuales se tiene información en la Division de Planificacion. En la tabla se indican los resultados obtenidos de las corrientes de cortocircuito máxima para fallas trifásicas y monofásicas para verano 2024.

Tabla 80. Resultados de corrientes de cortocircuito para fallas trifásicas y monofásicas Verano 2024

Barra	Nombre	kV	Capacidad Interruptiva	Demanda Máxima EXPORTANDO 200MW A CR	
				I falla 3Ø KA	I falla 1Ø KA
4316	LNI-138	138	31.5	10.271	14.274
4319	MSY-138	138	31.5	10.044	16.280
4331	SEB-138	138	31.5	5.852	4.345
4335	SEBII-138	138	31.5	6.146	4.329
4383	CNT-138	138	31.5	10.325	9.008
4385	CFON-138	138	31.5	7.544	5.673
4398	TCPIII-138	138	31.5	11.127	12.290
4401	LBS-230	230	31.5	9.847	9.854
4402	SND-230	230	31.5	11.633	9.332
4420	SNB-230	230	31.5	6.586	5.243

De los resultados obtenidos en el estudio de cortocircuito, se puede concluir que en ninguno de los escenarios se excedieron las capacidades de interrupción de los equipos instalados; por lo tanto, con la entrada en operación de los nuevos proyectos de transmisión del año 2024 no habrá afectación alguna a los interruptores instalados en la red de transmisión.

- **Resumen de Resultados de Corrientes de Cortocircuito para fallas trifásicas y monofásicas 2025**

Se calcularon los niveles de cortocircuito en la situación con proyecto y se comparará con la capacidad interruptiva de los interruptores instalados.

En las siguientes tablas se muestran la comparación de los niveles de cortocircuito en la situación con proyecto con la capacidad interruptiva de los interruptores instalados de los cuales se tiene información en la Division de Planificacion. En la tabla se indican los resultados obtenidos de las corrientes de cortocircuito máxima para fallas trifásicas y monofásicas para verano 2025.

Tabla 81. Resultados de corrientes de cortocircuito para fallas trifásicas y monofásicas Verano 2025

Barra	Nombre	kV	Capacidad Interruptiva	Demanda Máxima EXPORTANDO 200MW A CR	
				I falla 3Ø KA	I falla 1Ø KA
4316	LNI-138	138	31.5	10.352	14.377
4319	MSY-138	138	31.5	10.067	16.317
4331	SEB-138	138	31.5	6.211	4.933
4335	SEBII-138	138	31.5	6.401	4.596
4383	CNT-138	138	31.5	10.319	9.005
4385	CFON-138	138	31.5	7.541	5.671
4398	TCPIII-138	138	31.5	11.123	12.285
4401	LBS-230	230	31.5	9.871	9.894
4402	SND-230	230	31.5	11.657	9.343
4420	SNB-230	230	31.5	6.684	5.582

De los resultados obtenidos en el estudio de cortocircuito, se puede concluir que en ninguno de los escenarios se excedieron las capacidades de interrupción de los equipos instalados; por lo tanto, con la entrada en operación de los nuevos proyectos de transmisión del año 2025 no habrá afectación alguna a los interruptores instalados en la red de transmisión.

- **Resumen de Resultados de Corrientes de Cortocircuito para fallas trifásicas y monofásicas 2026**

Se calcularon los niveles de cortocircuito en la situación con proyecto y se comparará con la capacidad interruptiva de los interruptores instalados.

En las siguientes tablas se muestran la comparación de los niveles de cortocircuito en la situación con proyecto con la capacidad interruptiva de los interruptores instalados de los cuales se tiene información en la Division de Planificacion. En la tabla se indican los resultados obtenidos de las corrientes de cortocircuito máxima para fallas trifásicas y monofásicas para verano 2026.

Tabla 82. Resultados de corrientes de cortocircuito para fallas trifásicas y monofásicas Verano 2026

Barra	Nombre	kV	Capacidad Interruptiva	Demanda Máxima EXPORTANDO 200MW A CR	
				I falla 3Ø KA	I falla 1Ø KA
4316	LNI-138	138	31.5	11.403	15.721
4319	MSY-138	138	31.5	10.211	16.563
4331	SEB-138	138	31.5	6.223	4.939
4335	SEBII-138	138	31.5	6.410	4.601
4383	CNT-138	138	31.5	10.552	9.131
4385	CFON-138	138	31.5	7.799	5.779
4398	TCPIII-138	138	31.5	11.417	12.521
4401	LBS-230	230	31.5	9.440	9.380
4402	SND-230	230	31.5	11.662	9.348

4420	SNB-230	230	31.5	6.722	5.591

De los resultados obtenidos en el estudio de cortocircuito, se puede concluir que en ninguno de los escenarios se excedieron las capacidades de interrupción de los equipos instalados; por lo tanto, con la entrada en operación de los nuevos proyectos de transmisión del año 2026 no habrá afectación alguna a los interruptores instalados en la red de transmisión.

- **Resumen de Resultados de Corrientes de Cortocircuito para fallas trifásicas y monofásicas 2027**

Se calcularon los niveles de cortocircuito en la situación con proyecto y se comparará con la capacidad interruptiva de los interruptores instalados.

En las siguientes tablas se muestran la comparación de los niveles de cortocircuito en la situación con proyecto con la capacidad interruptiva de los interruptores instalados de los cuales se tiene información en la Division de Planificacion. En la tabla se indican los resultados obtenidos de las corrientes de cortocircuito máxima para fallas trifásicas y monofásicas para verano 2027.

Tabla 83. Resultados de corrientes de cortocircuito para fallas trifásicas y monofásicas Verano 2027

Barra	Nombre	kV	Capacidad Interruptiva	Demanda Máxima EXPORTANDO 200MW A CR	
				I falla 3Ø KA	I falla 1Ø KA
4316	LNI-138	138	31.5	10.986	15.224
4319	MSY-138	138	31.5	10.546	17.158
4331	SEB-138	138	31.5	6.628	5.102
4335	SEBII-138	138	31.5	6.727	4.706
4383	CNT-138	138	31.5	15.350	16.239
4385	CFON-138	138	31.5	8.092	5.887
4398	TCPIII-138	138	31.5	12.321	13.264
4401	LBS-230	230	31.5	9.914	9.711

4402	SND-230	230	31.5	11.815	9.471
4420	SNB-230	230	31.5	7.843	6.372

De los resultados obtenidos en el estudio de cortocircuito, se puede concluir que en ninguno de los escenarios se excedieron las capacidades de interrupción de los equipos instalados; por lo tanto, con la entrada en operación de los nuevos proyectos de transmisión del año 2027 no habrá afectación alguna a los interruptores instalados en la red de transmisión.

- **Resumen de Resultados de Corrientes de Cortocircuito para fallas trifásicas y monofásicas 2028**

Se calcularon los niveles de cortocircuito en la situación con proyecto y se comparará con la capacidad interruptiva de los interruptores instalados.

En las siguientes tablas se muestran la comparación de los niveles de cortocircuito en la situación con proyecto con la capacidad interruptiva de los interruptores instalados de los cuales se tiene información en la Division de Planificacion. En la tabla se indican los resultados obtenidos de las corrientes de cortocircuito máxima para fallas trifásicas y monofásicas para verano 2028.

Tabla 84. Resultados de corrientes de cortocircuito para fallas trifásicas y monofásicas Verano 2028

Barra	Nombre	kV	Capacidad Interruptiva	Demanda Máxima EXPORTANDO 200MW A CR	
				I falla 3Ø KA	I falla 1Ø KA
4316	LNI-138	138	31.5	11.037	15.289
4319	MSY-138	138	31.5	10.664	17.366
4331	SEB-138	138	31.5	6.675	5.124
4335	SEBII-138	138	31.5	6.676	4.724
4383	CNT-138	138	31.5	15.892	16.676
4385	CFON-138	138	31.5	8.197	5.977
4398	TCPIII-138	138	31.5	12.636	14.059

4401	LBS-230	230	31.5	10.058	9.804
4402	SND-230	230	31.5	11.915	9.514
4420	SNB-230	230	31.5	7.928	6.407

De los resultados obtenidos en el estudio de cortocircuito, se puede concluir que en ninguno de los escenarios se excedieron las capacidades de interrupción de los equipos instalados; por lo tanto, con la entrada en operación de los nuevos proyectos de transmisión del año 2028 no habrá afectación alguna a los interruptores instalados en la red de transmisión.

14. ESTUDIO DE ESTABILIDAD TRANSITORIO 2023

Se analiza el comportamiento transitorio del sistema de Nicaragua al ocurrir fallas trifásicas francas en barras y líneas del sistema de transmisión de Nicaragua. Se analizo la respuesta transitoria del sistema considerando los escenarios con los nuevos proyectos en operación simulando para verano del año 2023, con el propósito de demostrar que la conexión de estas no provoca efectos adversos en la estabilidad del sistema. Se analizaron los casos en demanda máxima, sin transferencias, con transferencias en sentido norte-sur y en sentido sur-norte.

Se ha modelado la carga de la siguiente forma; Potencia activa, 70% como corriente constante y 0% como impedancia constante. Potencia reactiva: 30% como impedancia constante y 0% como corriente constante.

Como las protecciones de las líneas de transmisión en primera zona operan en 0.100 segundos o menos, se considera el despeje de la falla en 6 ciclos. En todos los casos se simularon fallas trifásicas sólidas en las barras de la subestación. Se monitorearon variables a lo largo del SIN para verificar que todos generadores continúan operando en sincronía después de las fallas simuladas.

Se monitorearon las variables de desviación angular y voltaje en diferentes puntos del Sistema Interconectado Nacional para verificar el comportamiento del Sistema con las obras en servicio.

A continuación se muestra las variables y nodos monitoreados:

Tabla 85. variables y nodos monitoreados 2023

Contingencia	Nodo 1		Nodo 2		Ckt	Descripción
	Número	Nombre	Número	Nombre		
C1	4402	SND-230	4415	PCG9-230	1	Apertura de línea que provoca la pérdida de la generación de la central PCG9 y PSL (Planta Solaris)
C2	4324	PCA-138	4601	PCA-U1	1	Desconexión de transformador que provoca la pérdida de la generación de la unidad #1 de la central PCA
C3	4341	PEN-138	4073	PEN-U3	1	Desconexión de transformador que provoca la pérdida de la generación de la central PEN-U3
C4	4419	MT1-230	4628	PMN-GM1	1	Desconexión de transformador que provoca la pérdida de la generación del grupo de motores PMN-GM1
C5	4800	LVG-230	4410	SMT-230	1	Apertura de línea que provoca la pérdida de la generación de la central eólica PBP
C6	4750	AMY-230	4731	AMY-T13	1	Desconexión de transformador que provoca la pérdida de la generación del grupo de motores AMY-1 y AMY-2
C7	4800	LVG-230	4404	MSY-230	1	Desconexión de línea Masaya-La Virgen
C8	4800	LVG-230	4832	ABRI-230	1	Desconexión de línea La Virgen-Alba Rivas

C9	4402	SND-230	4403	LNI-230	1	Desconexión de la línea Sandino-León I
C10	4402	SND-230	4419	MT1-230	1	Desconexión de la línea Sandino-Mateare 1
C11	4316	LNI-138	4341	PEN-138	1	Desconexión de la línea León I-Pensa
C12	4420	SNB-230	4417	TRB-230	1	Desconexión de la línea San Benito - Terrabona
C13	4420	SNB-230	4401	LBS-230	1	Desconexión de la línea San Benito - Los Brasiles
C14	4420	SNB-230	4422	BCO-230	1	Desconexión de la línea San Benito - Boaco

15. CONCLUSIONES

Para el análisis del sistema sin y con proyecto en régimen normal y contingencias, se concluye lo siguiente:

- En los escenarios de demanda máxima, media y minima en época lluviosa (Invierno) y seca (Verano), se presentan violaciones de voltajes por debajo de 0.90p.u, Debido al incremento de la demanda en Managua, Esta situación desaparece con la entrada de los proyectos "Nueva Subestación Ticuantepe III y Carlos Fonseca en 138 kV" Mejorando la confiabilidad de suministro en dichas subestaciones.

- En el caso de la entrada del proyecto de "Nueva Subestación Sebaco II en 138 kV" Desaparece la situación en que ante la Salida de la SE Sebaco por mantenimiento o ante alguna falla dejar sin alimentación un total de 14 Subestaciones conectadas radialmente a este nodo: Matagalpa, San Ramón, El Tuma, El Jobo, Matiguás, Mulukukú, Siuna, Centroamérica, Asturias, Hidropantasma, Larreynaga, Estelí, Yalagüina y Santa Clara las cuales actualmente alimentan una carga de 65 MW aprox. El proyecto permitirá incrementar la confiabilidad y seguridad de operación de la subestación de Sébaco I y de las subestaciones asociadas.

De acuerdo a los resultados obtenidos en la situación con proyecto, la entrada en operación de las obras 2023, no impactan negativamente en su operación.

Para el análisis de Estabilidad de tensión, se concluye lo siguiente:

- En general, se observa una mayor reserva de potencia reactiva en todos los nodos monitoreados en los casos cuando las obras 2023 están en operación que cuando no están en servicio.

Para el análisis de corrientes de cortocircuito, se concluye lo siguiente:

- De los resultados obtenidos en el estudio de cortocircuito, en ninguno de los escenarios se excedieron las capacidades de interrupción de los equipos instalados; por lo tanto, con la entrada en operación de los nuevos proyectos de transmisión del año 2023 no habrá afectación alguna a los interruptores instalados en la red de transmisión.

Para el análisis de Estabilidad transitoria, se concluye lo siguiente:

- Los proyectos de transmisión que entraran en operación en el año 2023 no provocan inestabilidad transitoria.

Se concluye que la conexión de los proyectos de transmisión que entraran en operación en el año 2023, descritos en el capitulo 6 del Tomo I de este Plan de Obras, no afectará negativamente en la operación del SIN y ayudaran a cumplir con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño establecidos en la Regulación Nacional y en la Regional.

16. ANEXOS

- CURVAS QV 2023
- RESULTADOS DE CORRIENTES DE CORTO CIRCUITOS
- CURVAS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA 2023
- DIAGRAMAS DE FLUJO DE POTENCIA ESCENARIO DE VERANO SIN Y CON TRANSFERENCIAS

  (SIN OBRAS)
- DIAGRAMAS DE FLUJO DE POTENCIA ESCENARIO DE VERANO SIN Y CON TRANSFERENCIAS

  (CON OBRAS)
- DIAGRAMAS DE FLUJO DE POTENCIA ESCENARIO DE INVIERNO SIN Y CON TRANSFERENCIAS

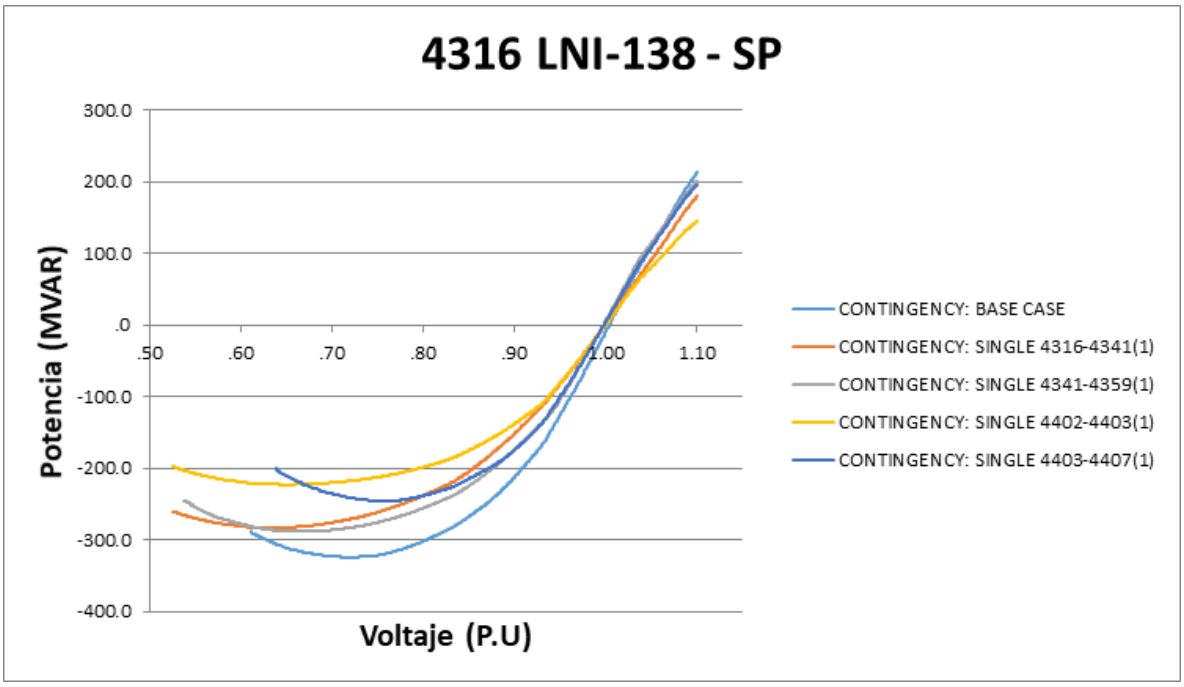
  (SIN OBRAS)
- DIAGRAMAS DE FLUJO DE POTENCIA ESCENARIO DE INVIERNO SIN Y CON TRANSFERENCIAS

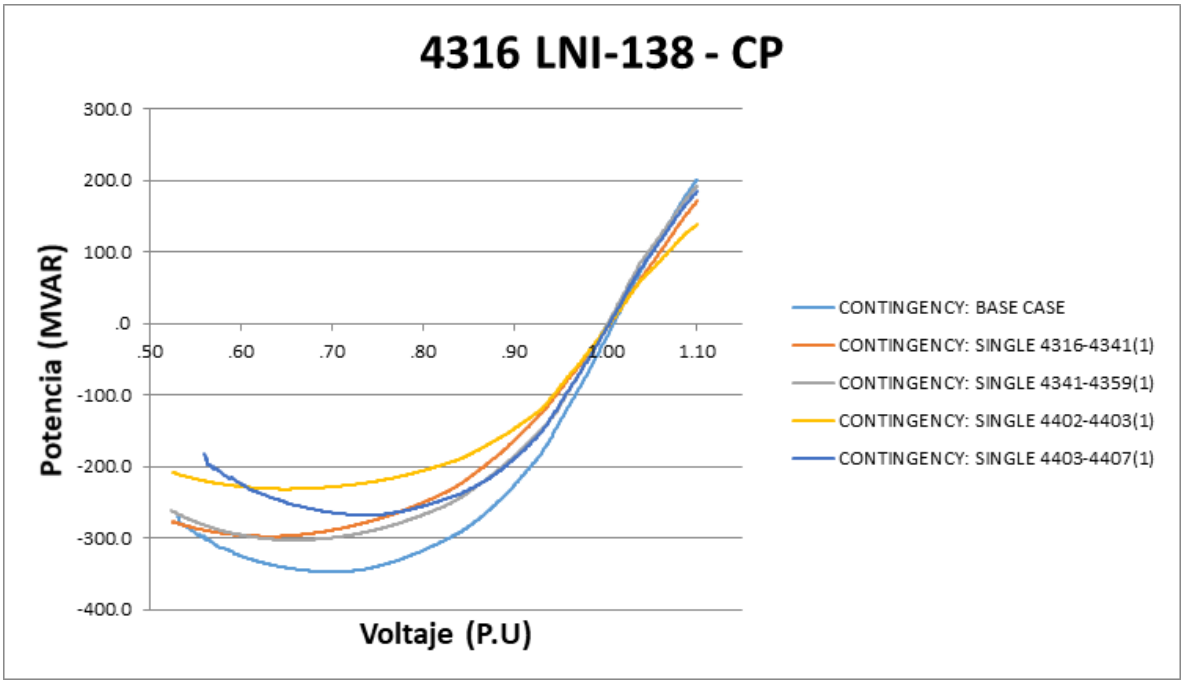
  (CON OBRAS)
- CARPETA DE SALIDAS:

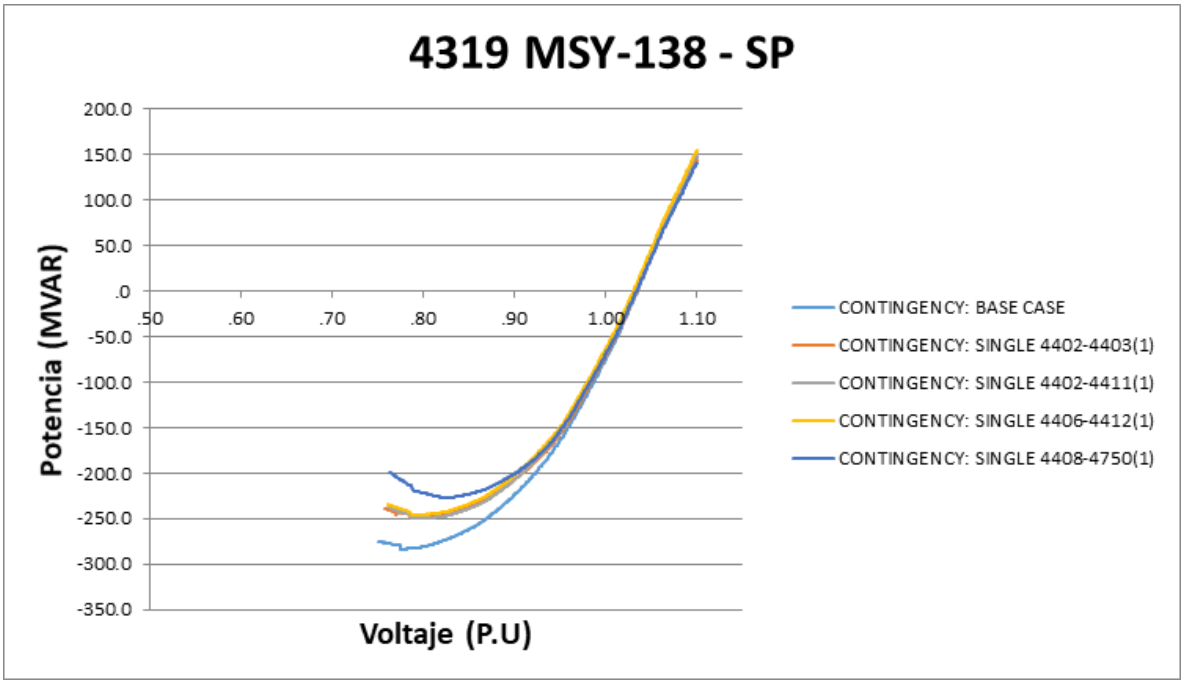
  1- Base de datos *SAV; años 2023, 2024, 2025, 2026, 2027 y 2028.

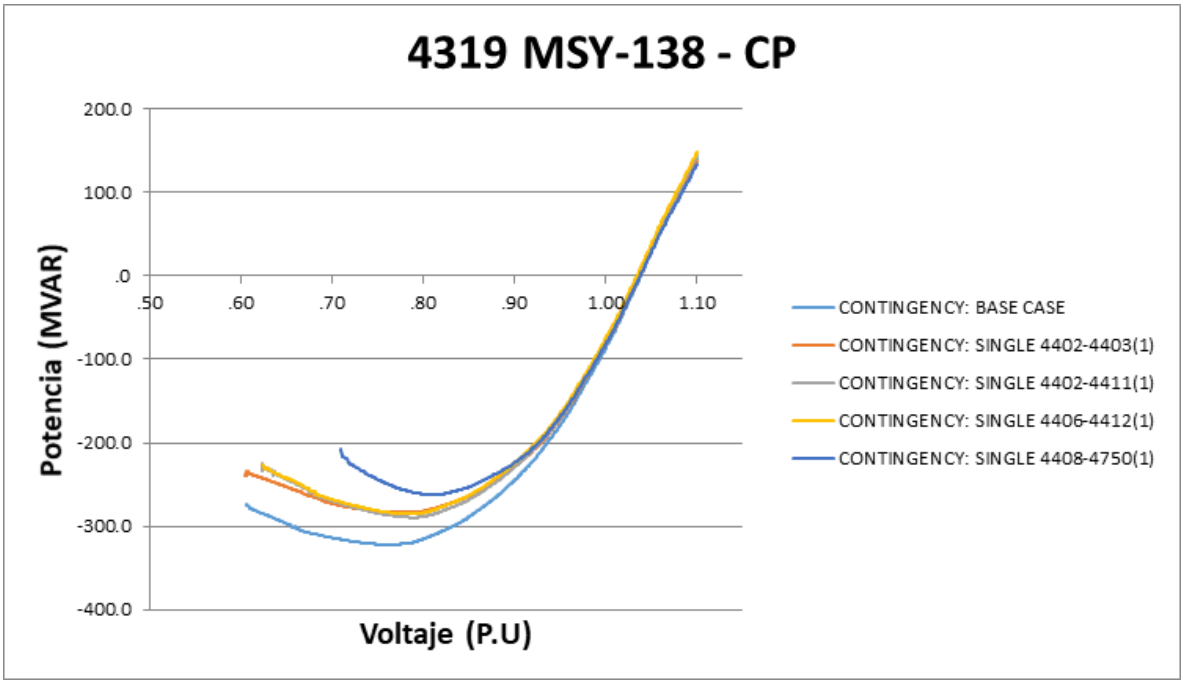
Anexos: Curvas QV.

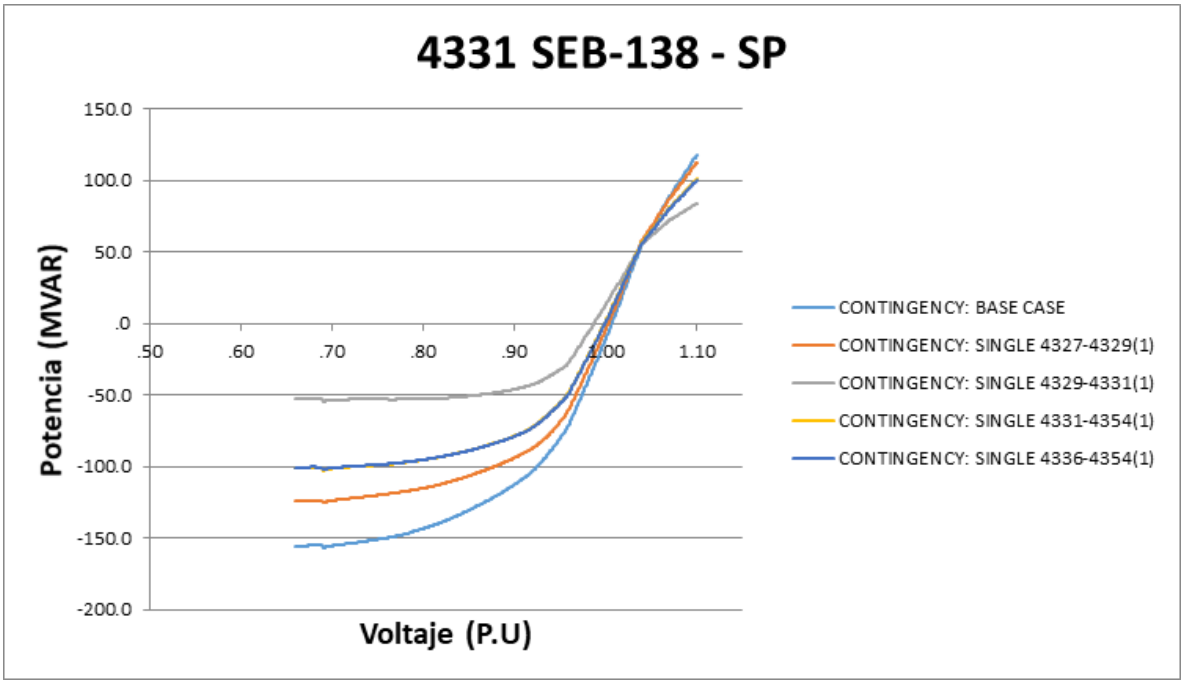
Escenario Verano demanda máxima sin intercambios

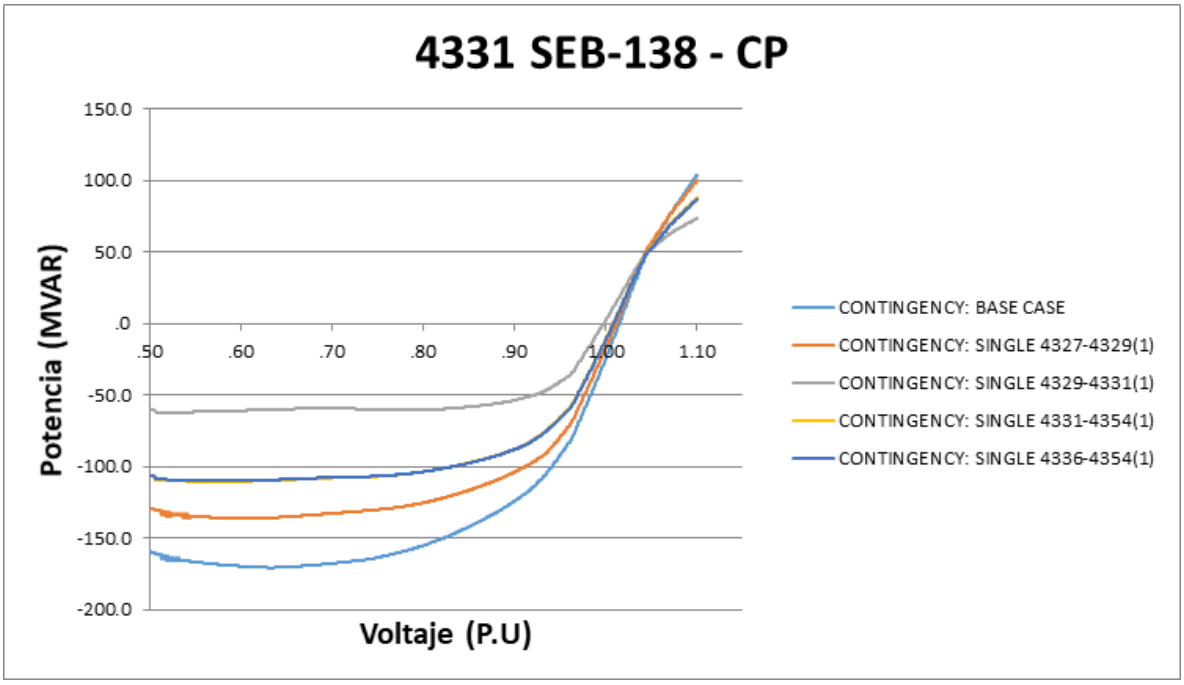


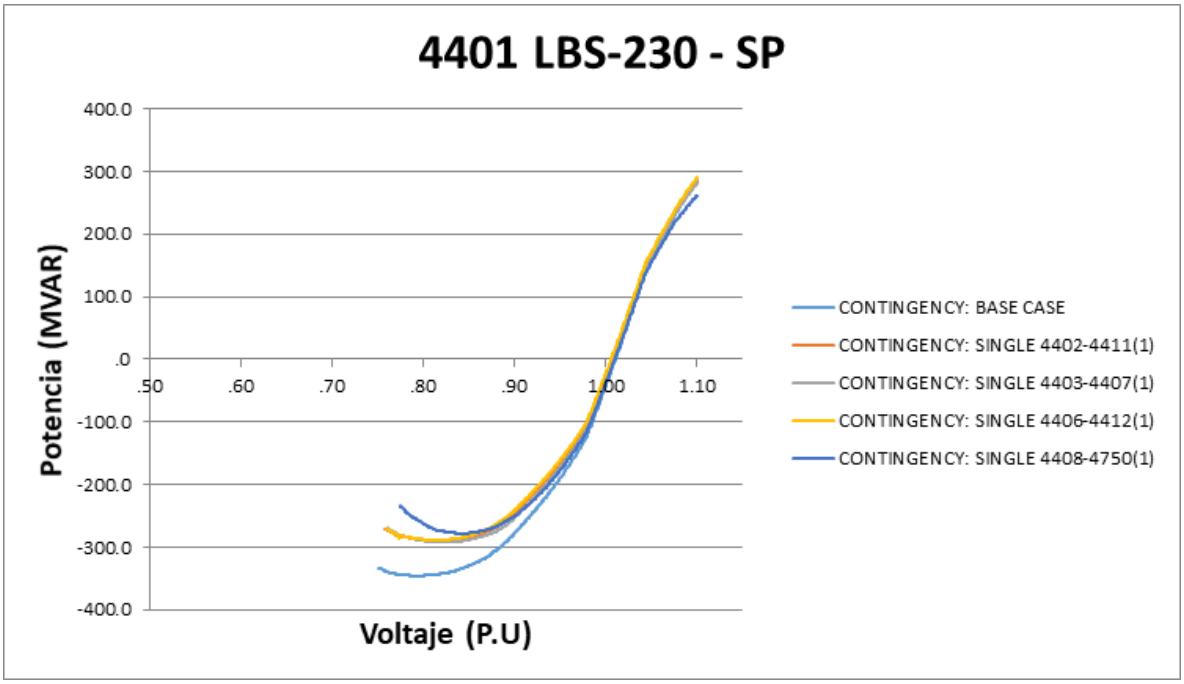


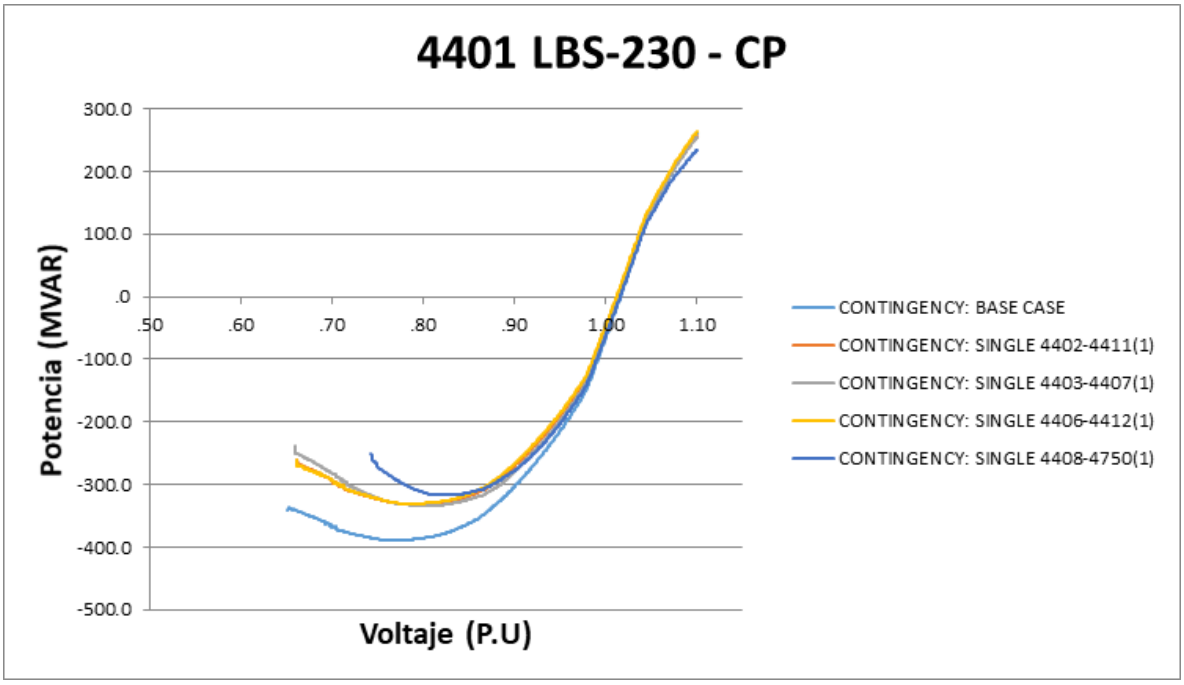

4319 MSY-138 - SP
Potencia (MVAR)
200.0
150.0
100.0
50.0
.0
-50.0
-100.0
-150.0
-200.0
-250.0
-300.0
-350.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4403(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

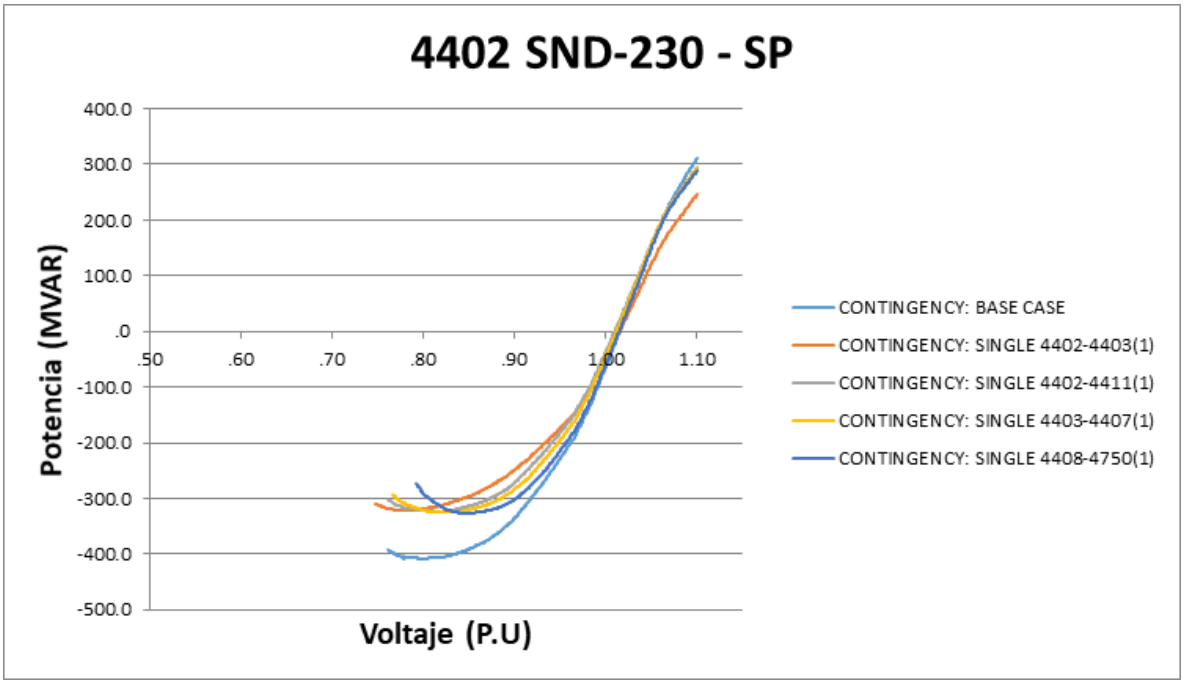

4319 MSY-138 - CP
Potencia (MVAR)
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4403(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

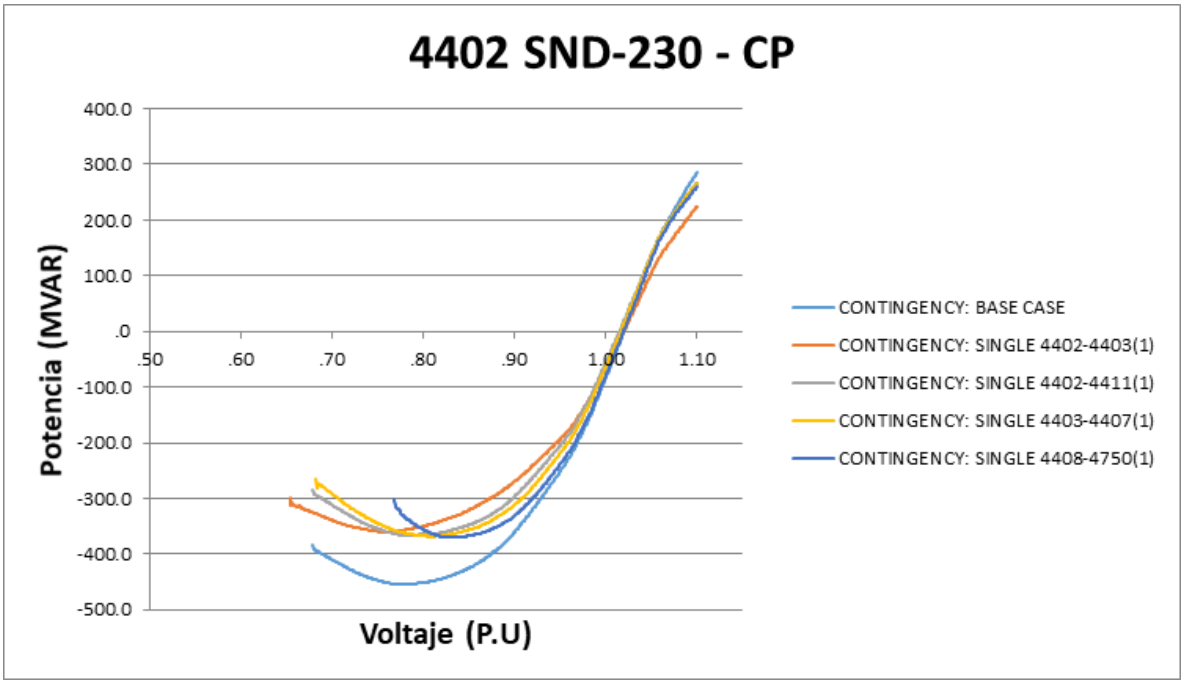

4331 SEB-138 - SP
150.0
100.0
50.0
.0
-50.0
-100.0
-150.0
-200.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4327-4329(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4329-4331(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4331-4354(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4336-4354(1)

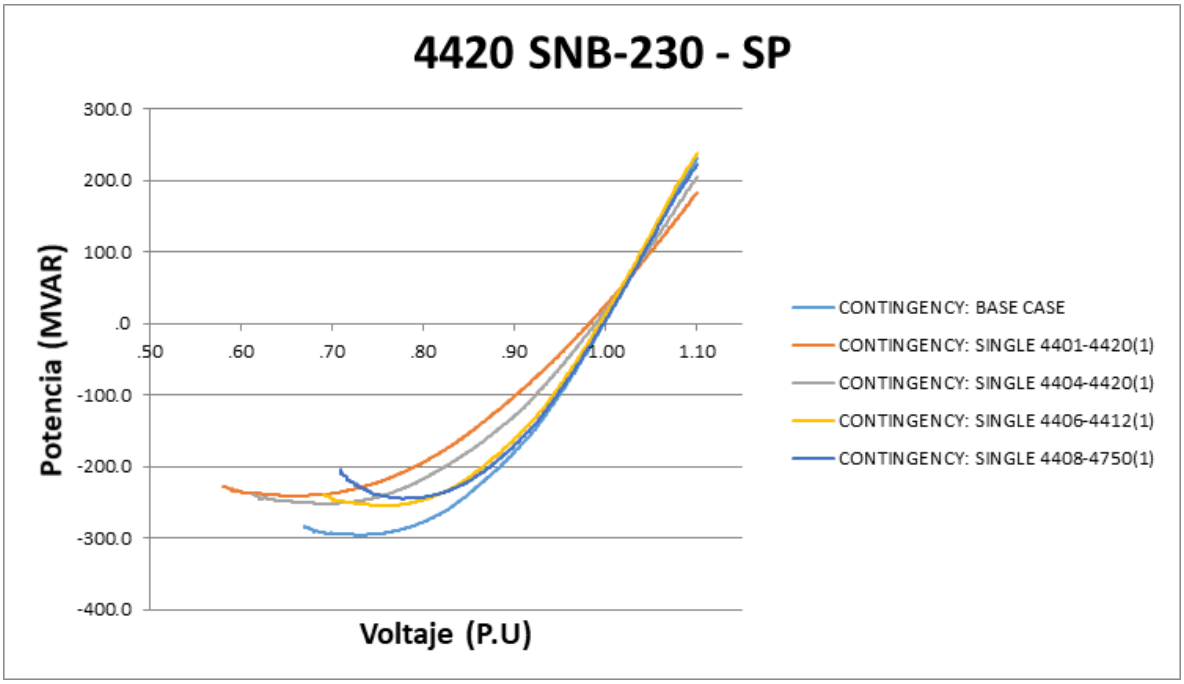

4331 SEB-138 - CP
150.0
100.0
50.0
.0
-50.0
-100.0
-150.0
-200.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4327-4329(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4329-4331(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4331-4354(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4336-4354(1)

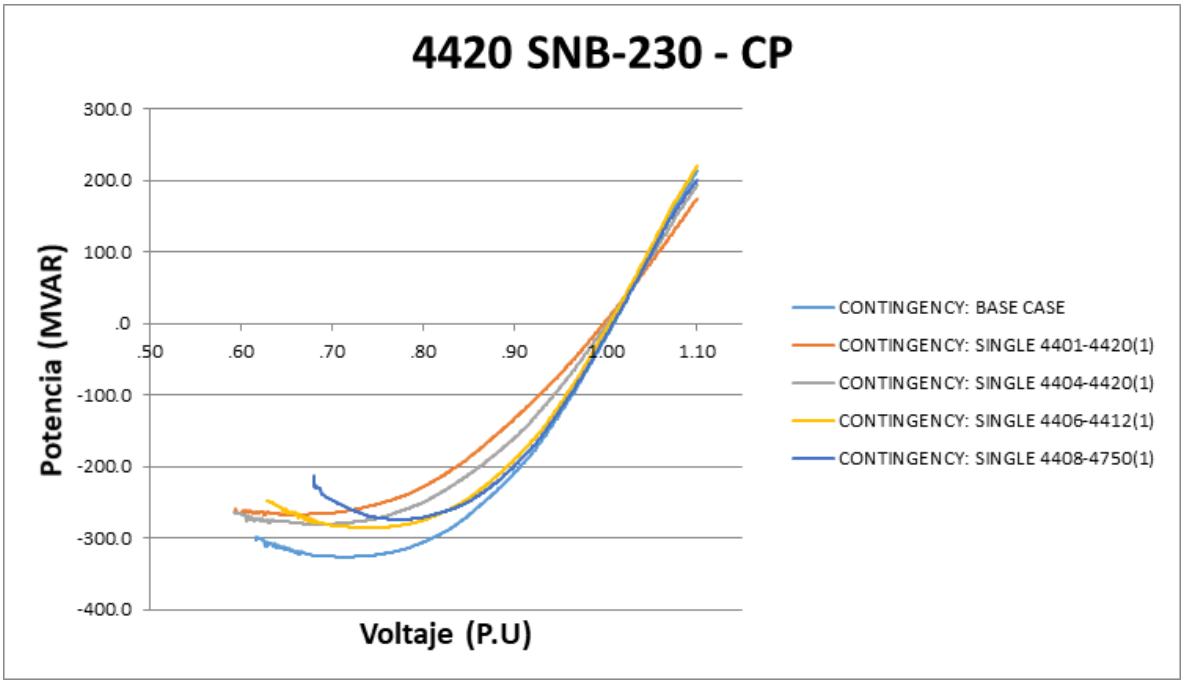

4401 LBS-230 - SP
Potencia (MVAR)
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)


4401 LBS-230 - CP
Potencia (MVAR)
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
-500.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

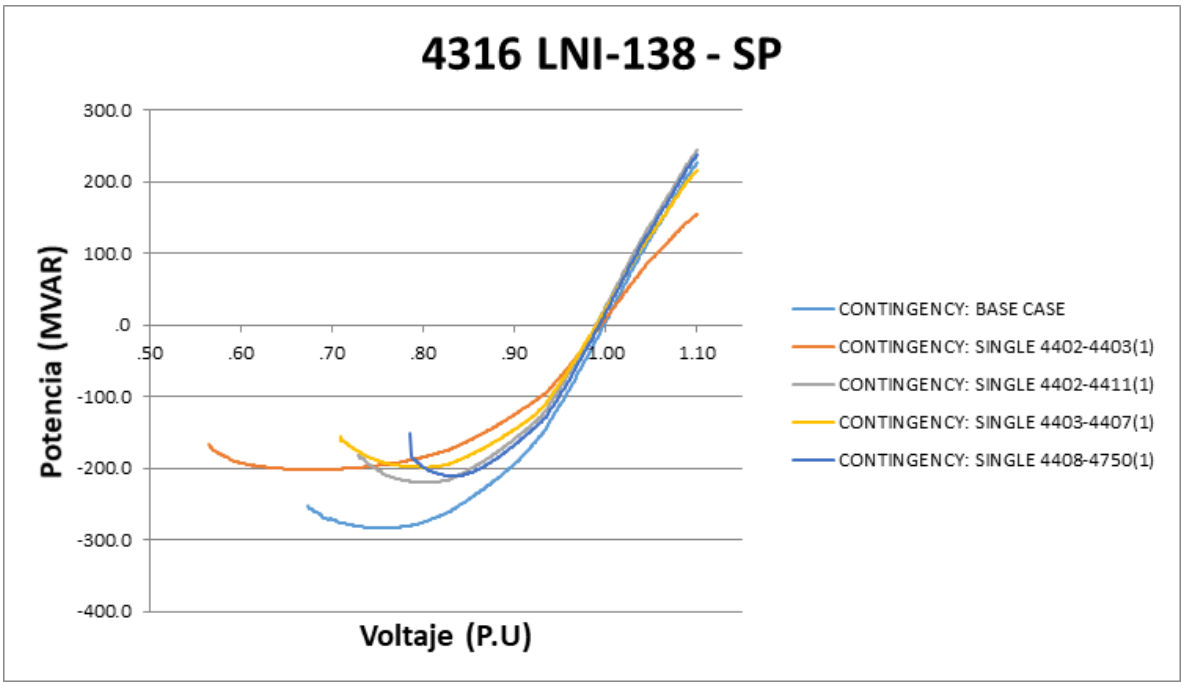

4402 SND-230 - SP
Potencia (MVAR)
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
-500.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4403(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

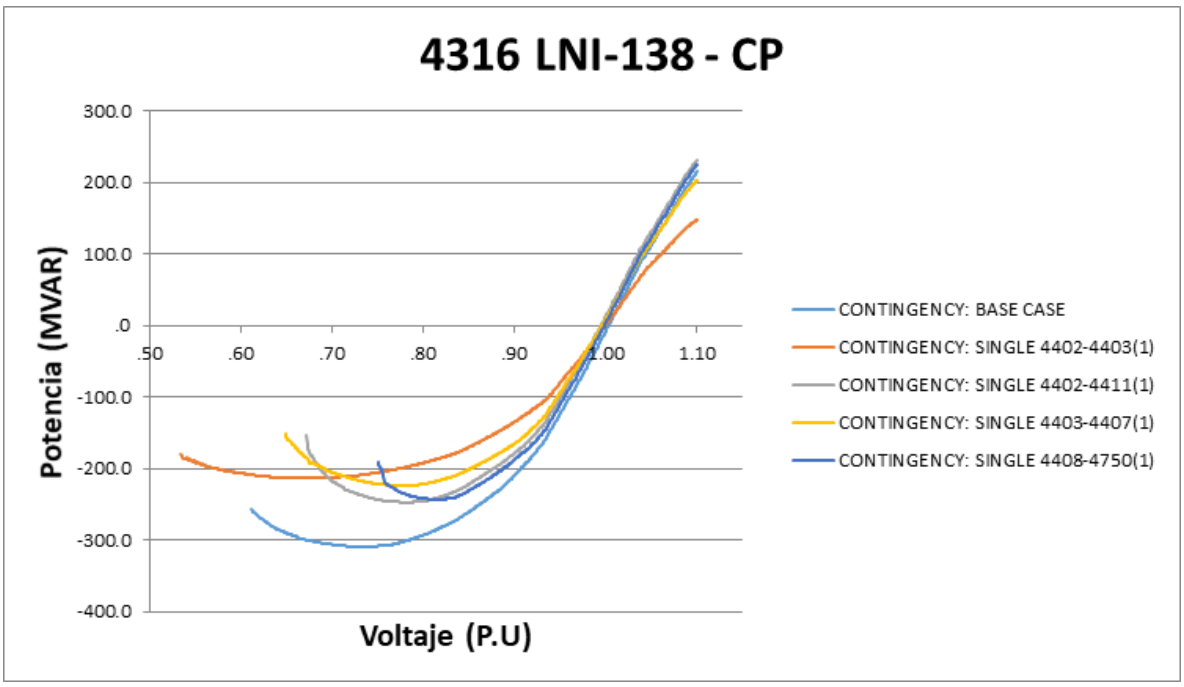

4402 SND-230 - CP
Potencia (MVAR)
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
-500.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4403(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

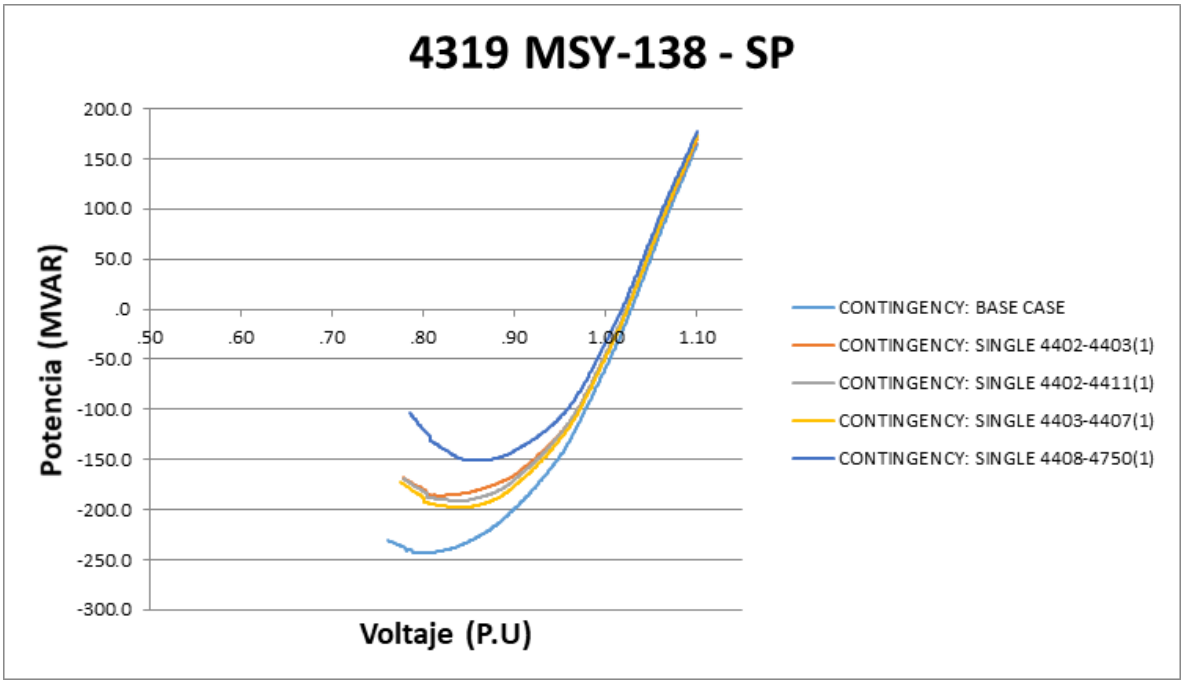

4420 SNB-230 - SP
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4401-4420(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4404-4420(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

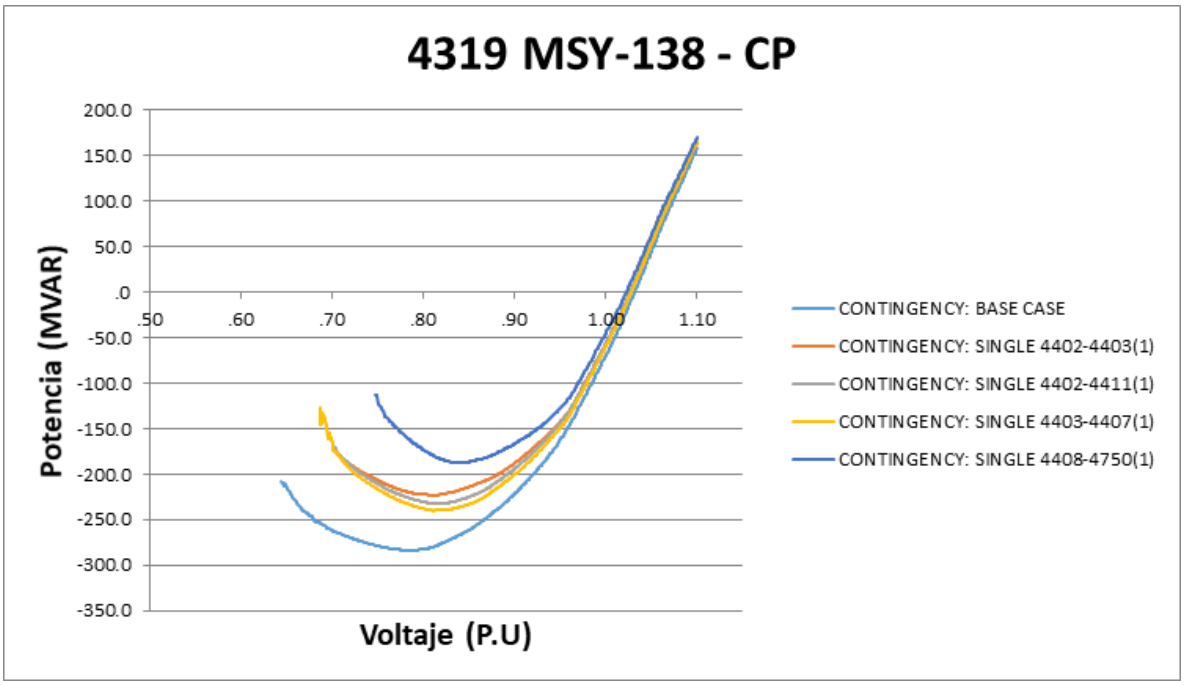

4420 SNB-230 - CP
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4401-4420(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4404-4420(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

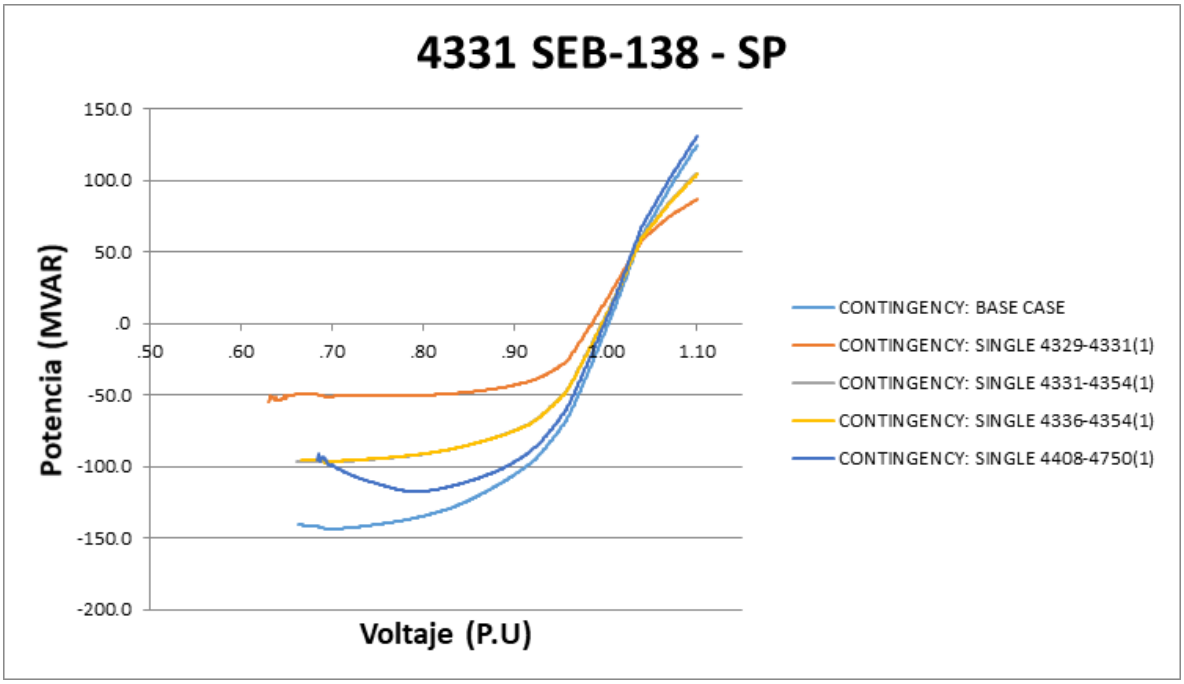
Escenario Verano demanda máxima Porteo Norte – Sur 230 MW

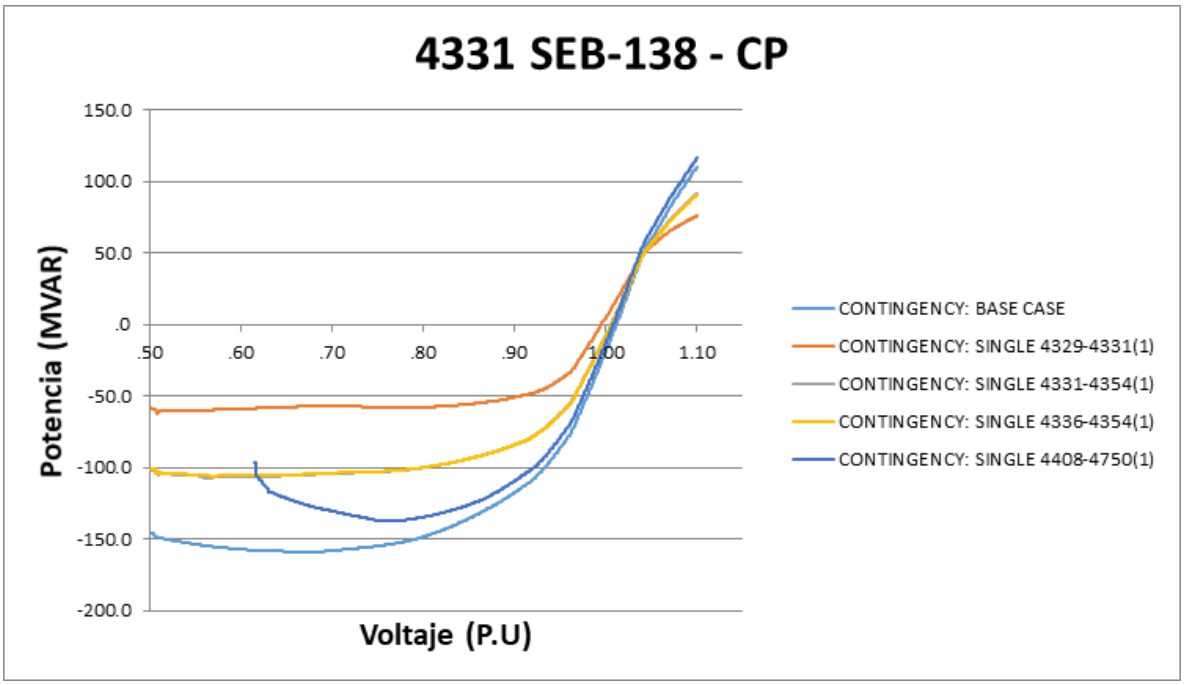


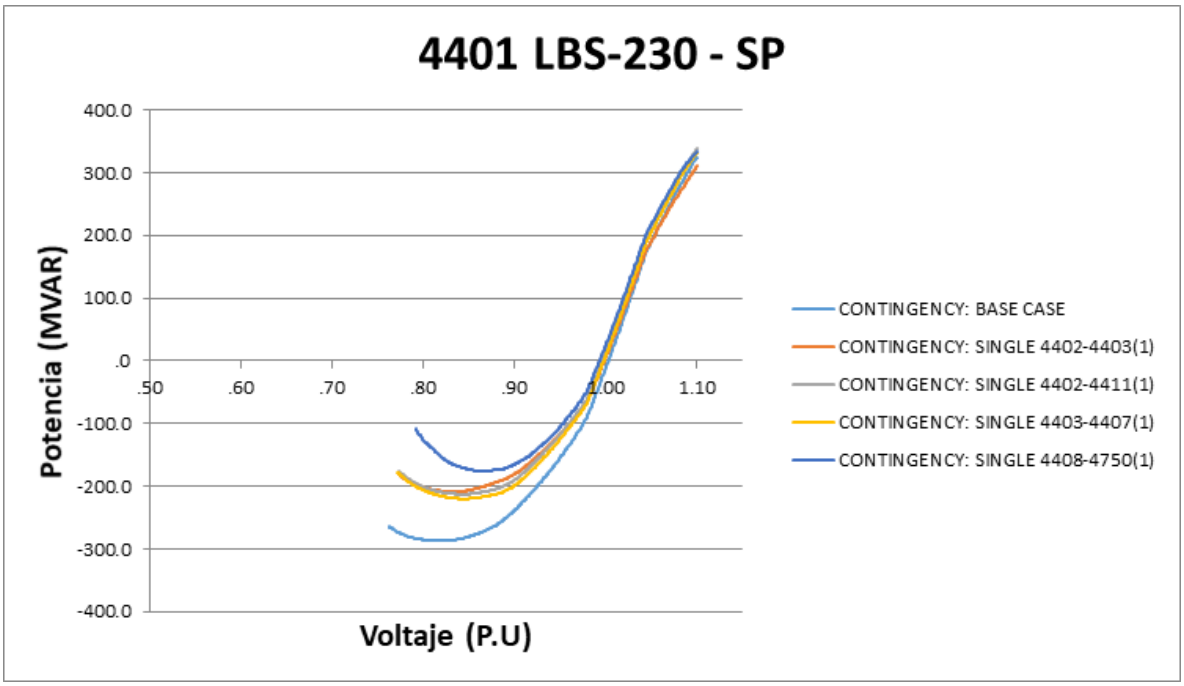


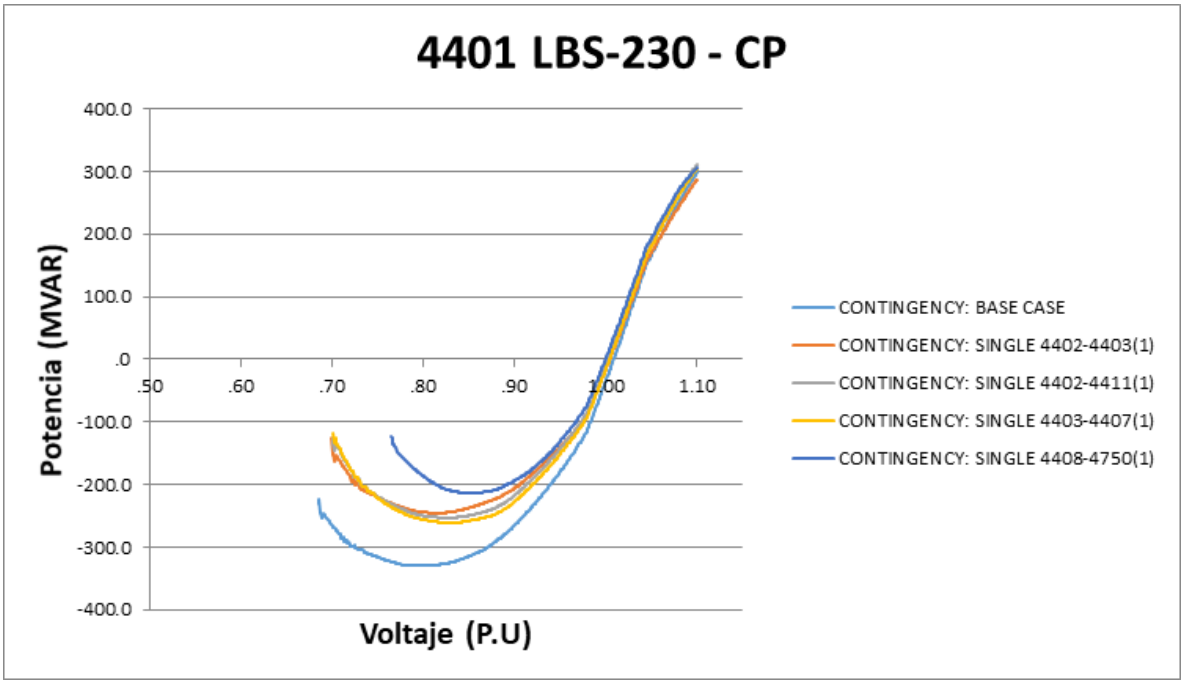

4319 MSY-138 - SP
Potencia (MVAR)
200.0
150.0
100.0
50.0
.0
-50.0
-100.0
-150.0
-200.0
-250.0
-300.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4403(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

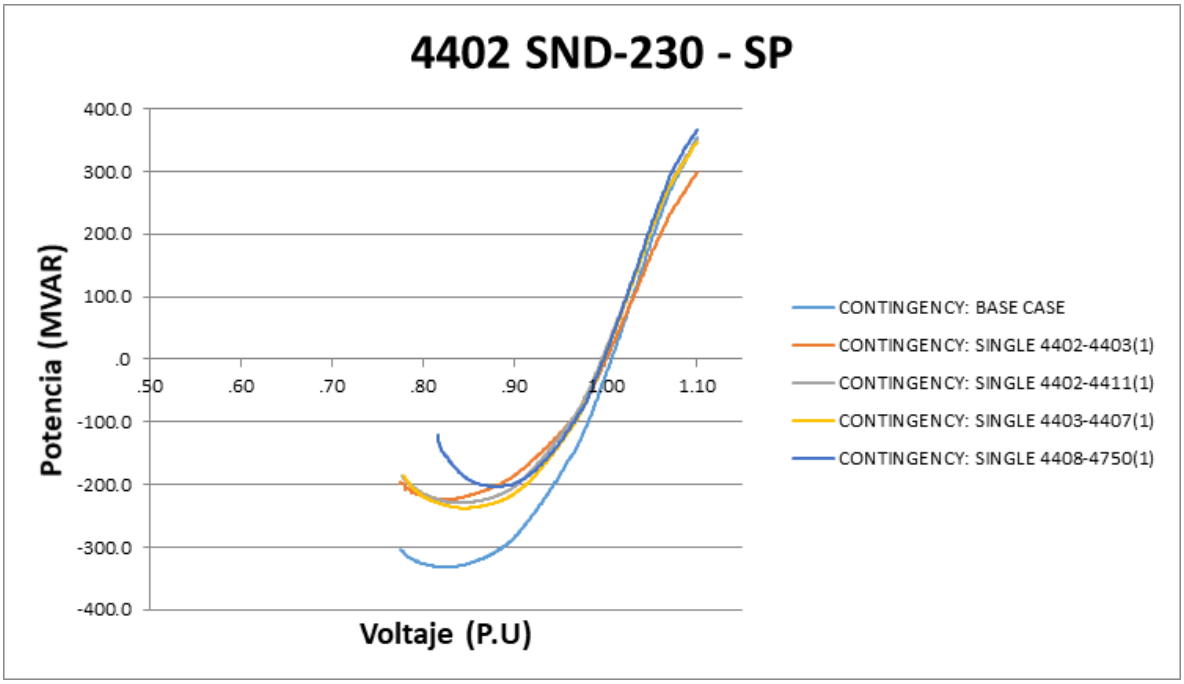

4319 MSY-138 - CP
Potencia (MVAR)
200.0
150.0
100.0
50.0
.0
-50.0
-100.0
-150.0
-200.0
-250.0
-300.0
-350.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4403(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

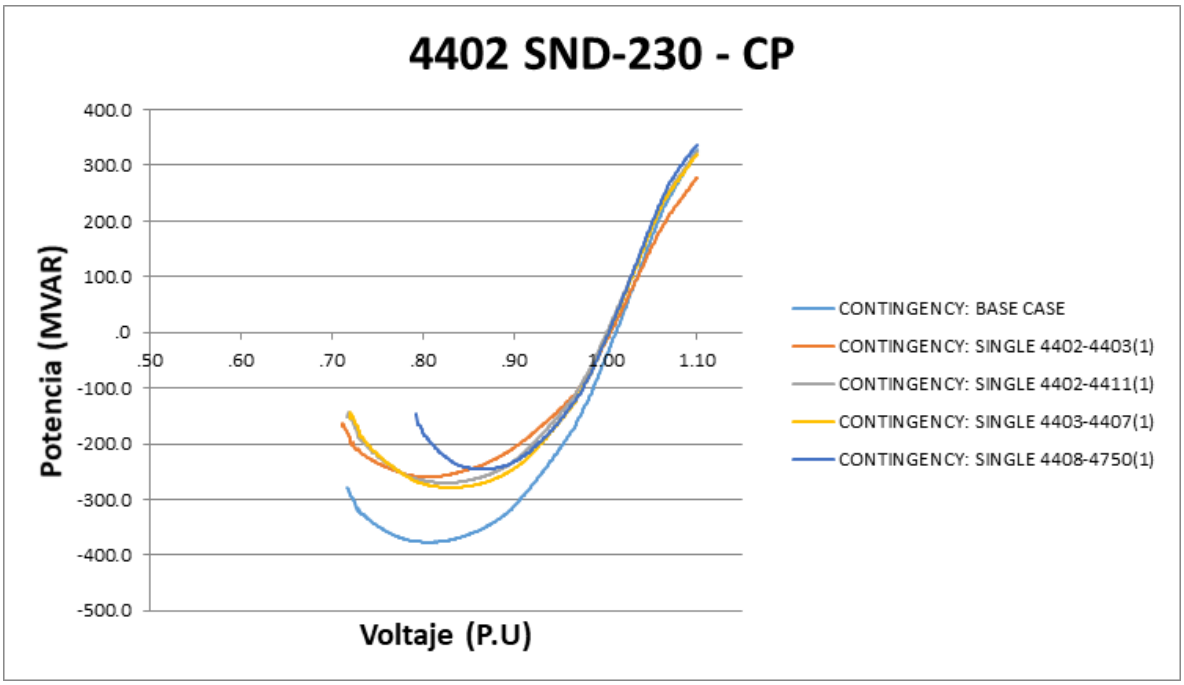

4331 SEB-138 - SP
150.0
100.0
50.0
.0
-50.0
-100.0
-150.0
-200.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4329-4331(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4331-4354(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4336-4354(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

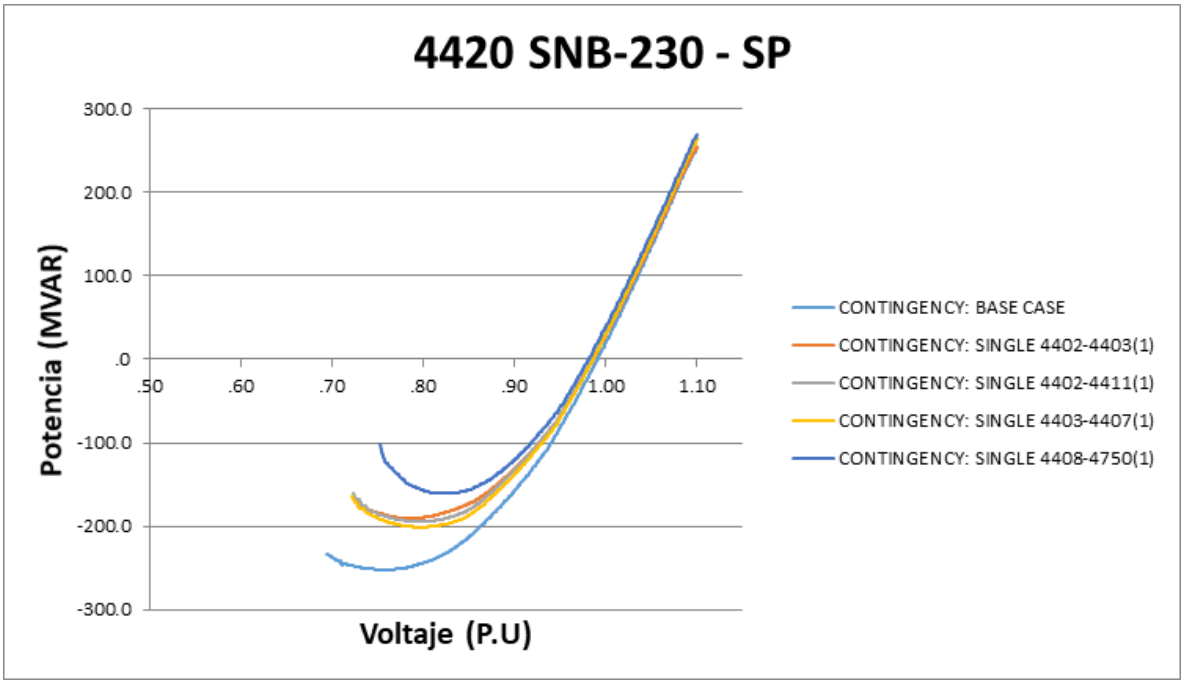

4331 SEB-138 - CP
150.0
100.0
50.0
.0
-50.0
-100.0
-150.0
-200.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4329-4331(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4331-4354(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4336-4354(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

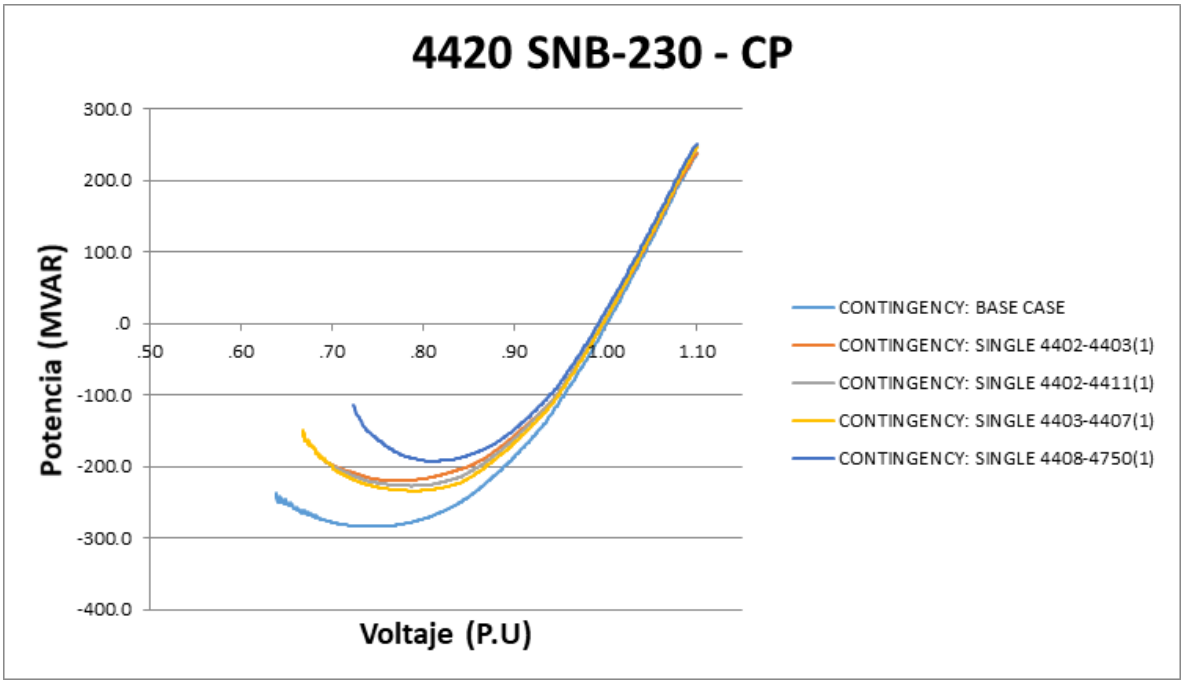

4401 LBS-230 - SP
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4403(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)


4401 LBS-230 - CP
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4403(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

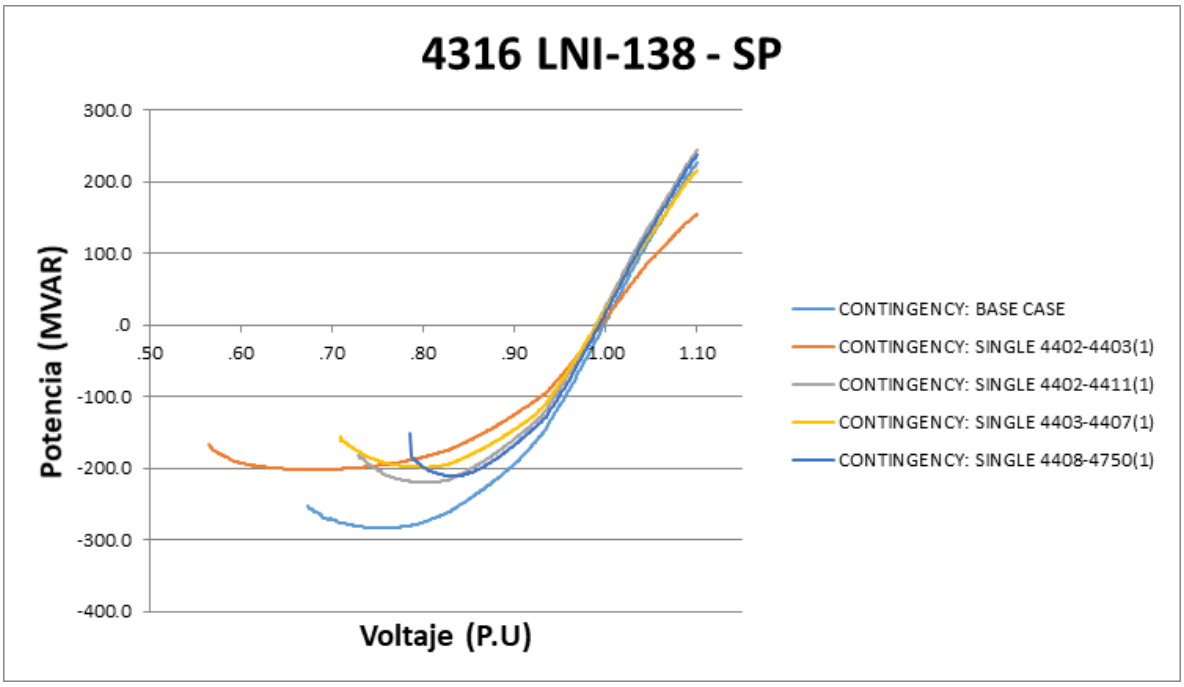

4402 SND-230 - SP
Potencia (MVAR)
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4403(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

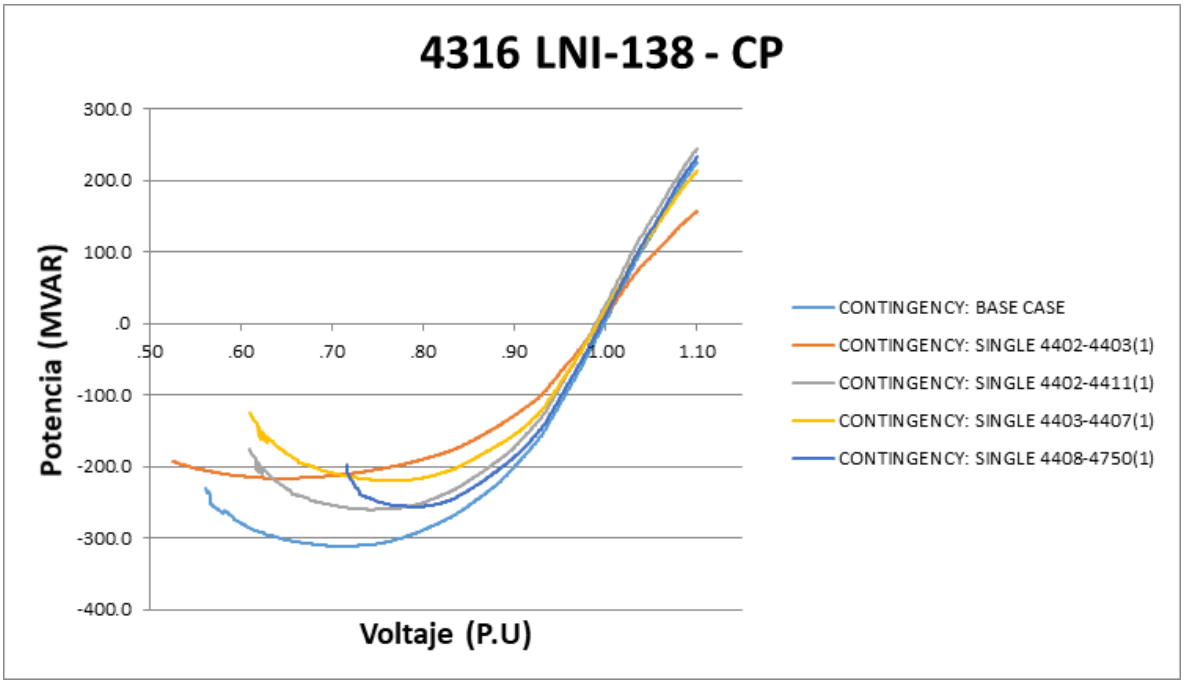

4402 SND-230 - CP
Potencia (MVAR)
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
-500.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4403(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

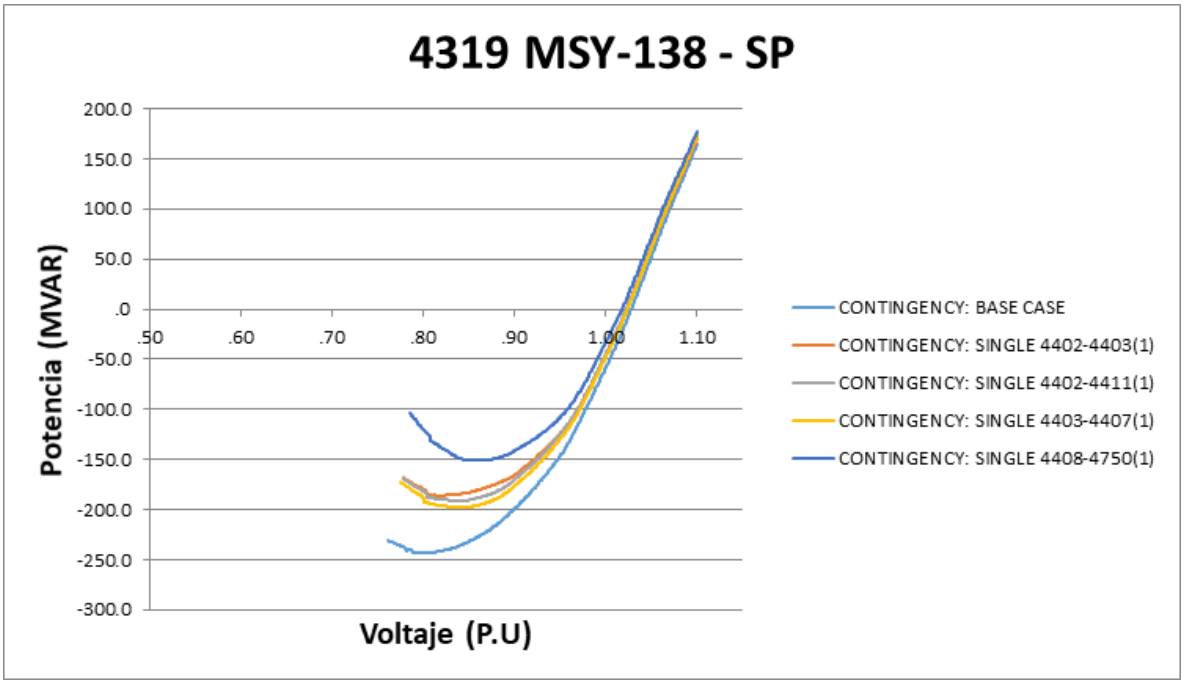

4420 SNB-230 - SP
Potencia (MVAR)
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4403(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

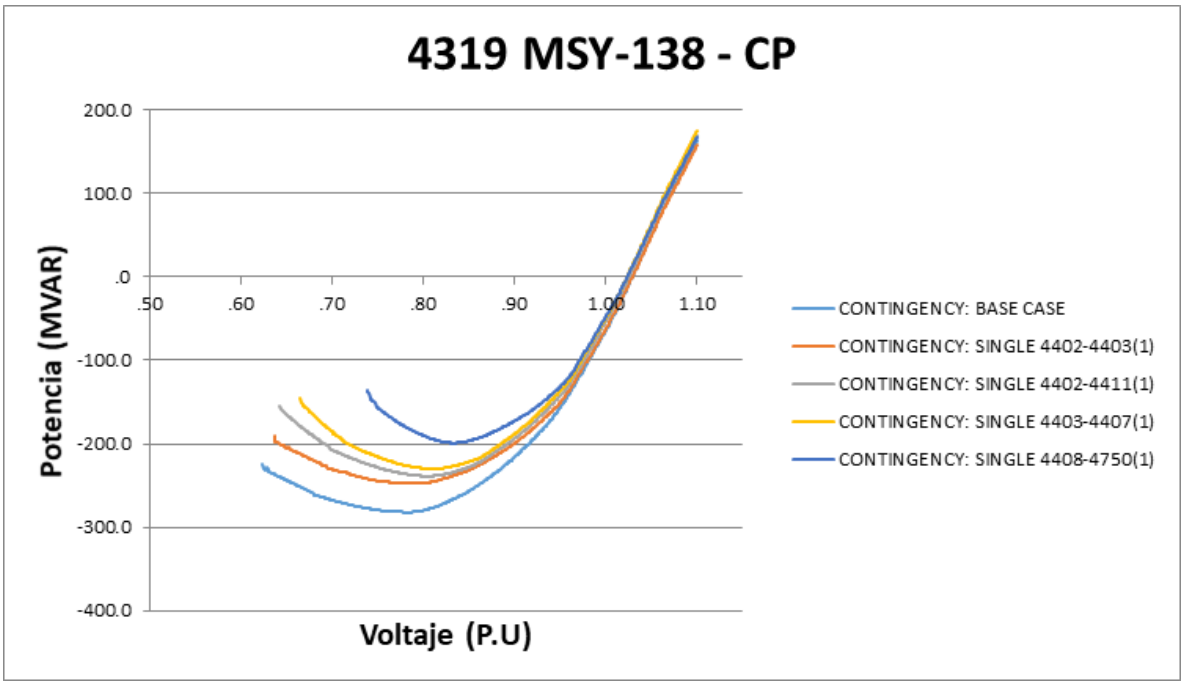

4420 SNB-230 - CP
Potencia (MVAR)
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4403(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

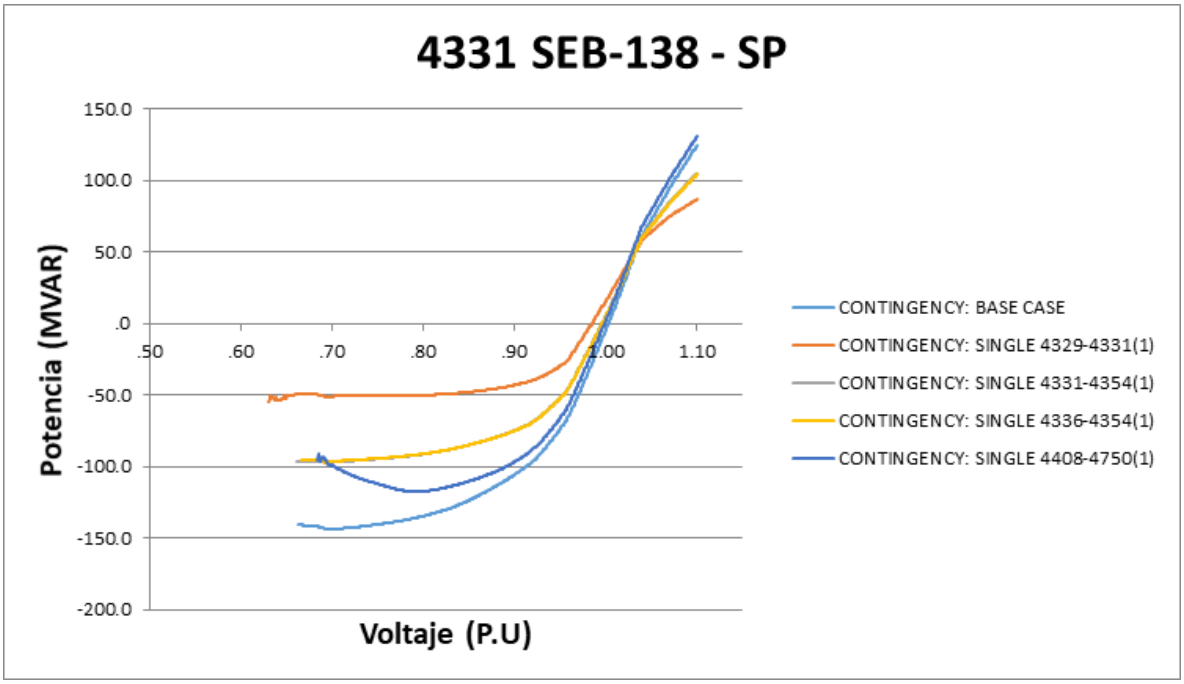
Escenario Verano demanda máxima Porteo Sur - Norte 280 MW

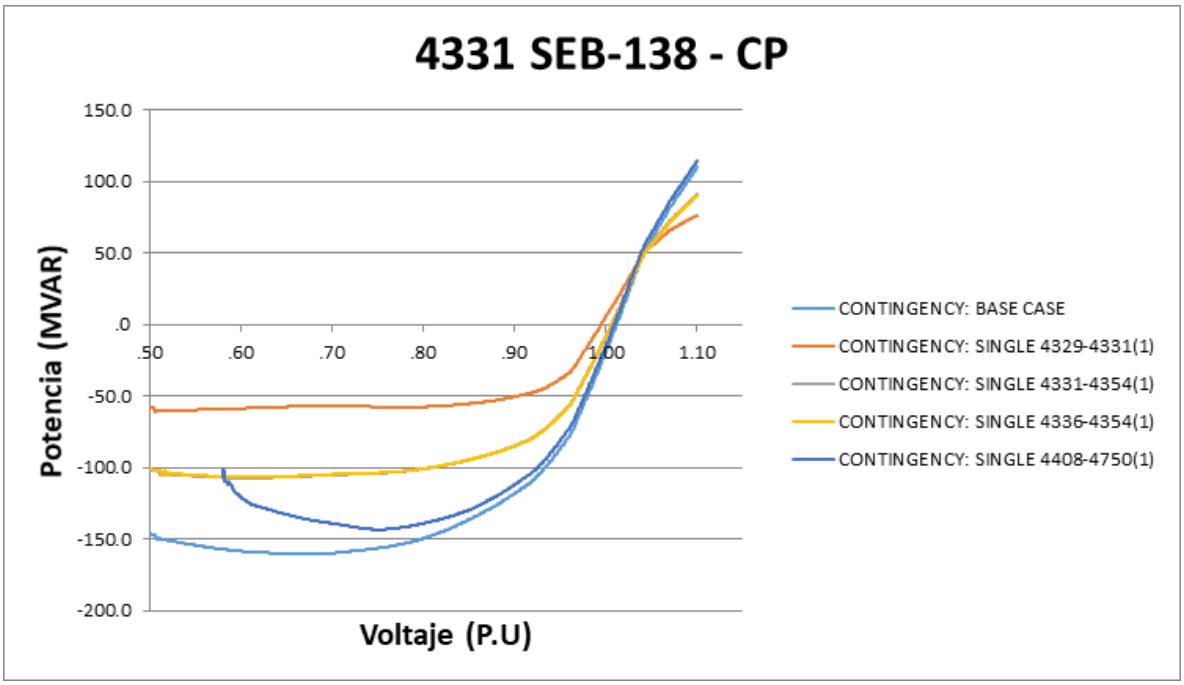


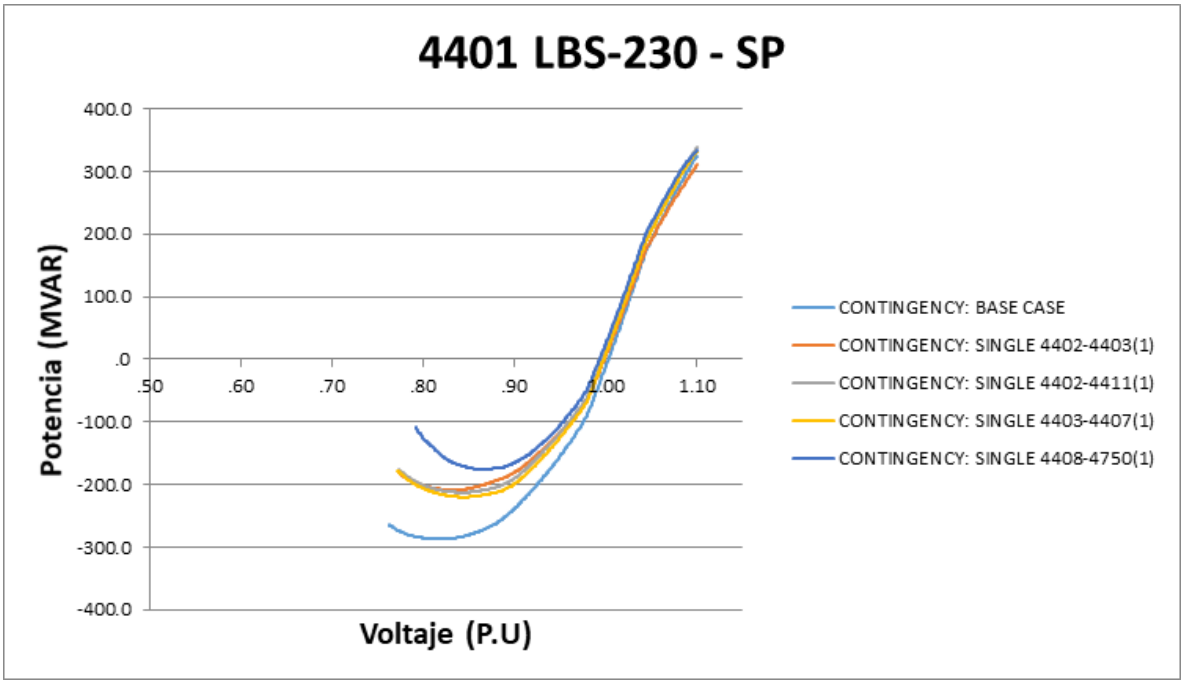


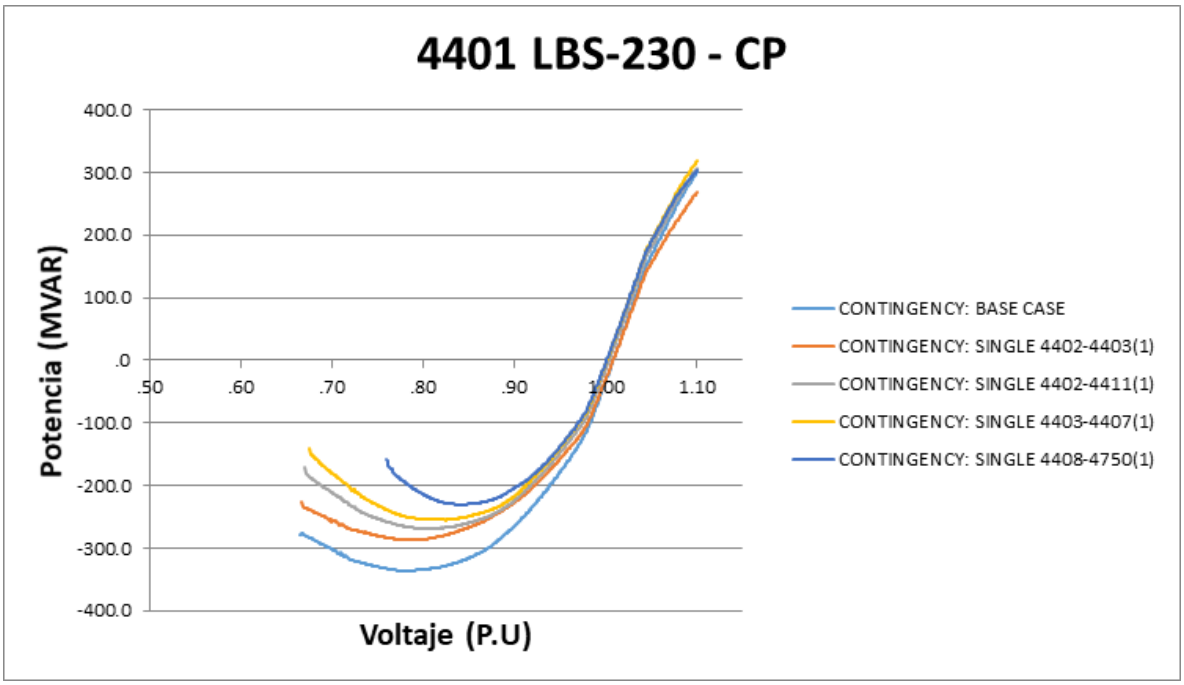

4319 MSY-138 - SP
Potencia (MVAR)
200.0
150.0
100.0
50.0
.0
-50.0
-100.0
-150.0
-200.0
-250.0
-300.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4403(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

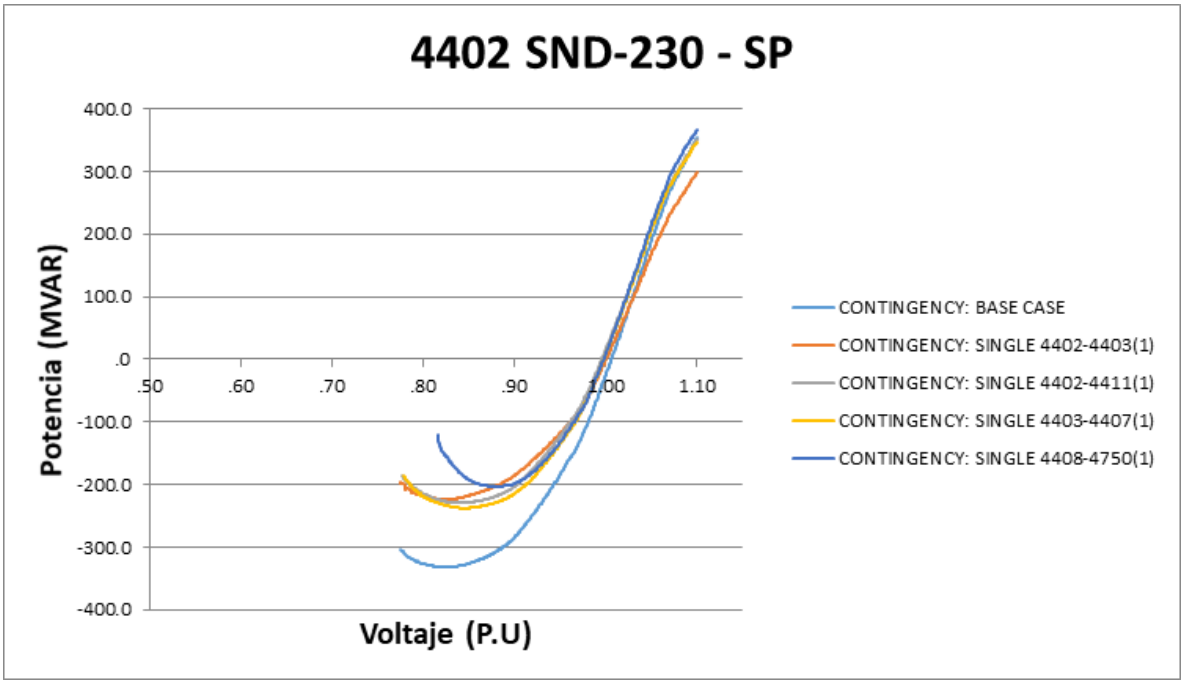

4319 MSY-138 - CP
Potencia (MVAR)
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4403(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

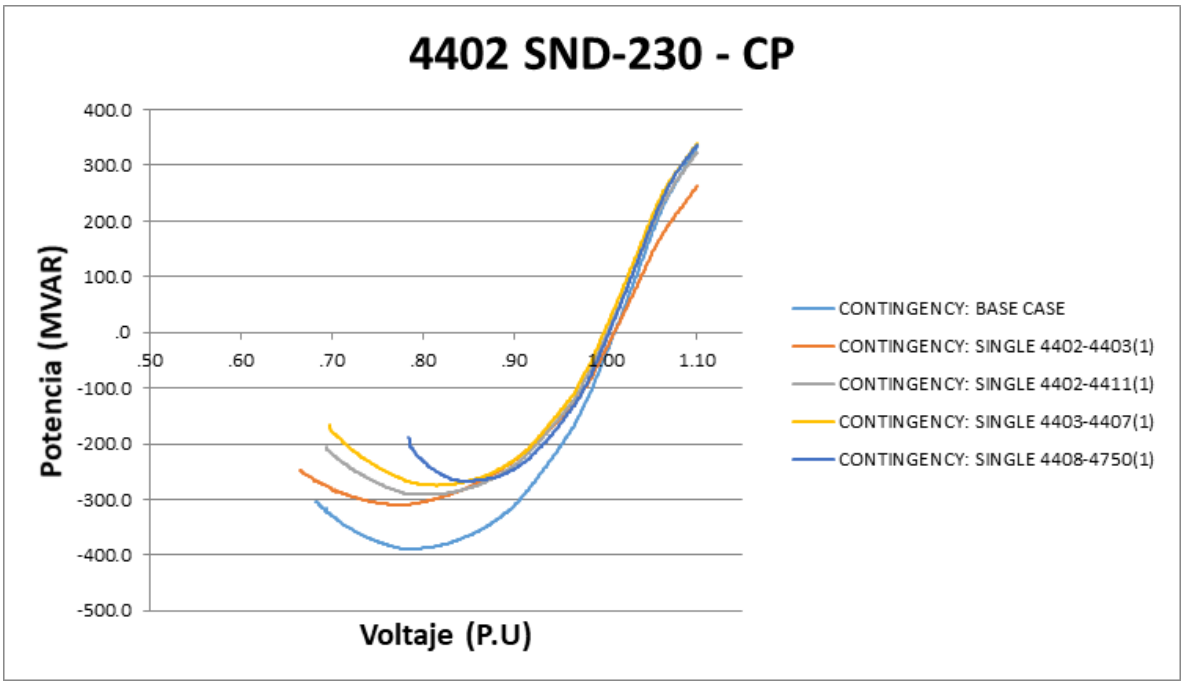

4331 SEB-138 - SP
150.0
100.0
50.0
.0
-50.0
-100.0
-150.0
-200.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4329-4331(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4331-4354(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4336-4354(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

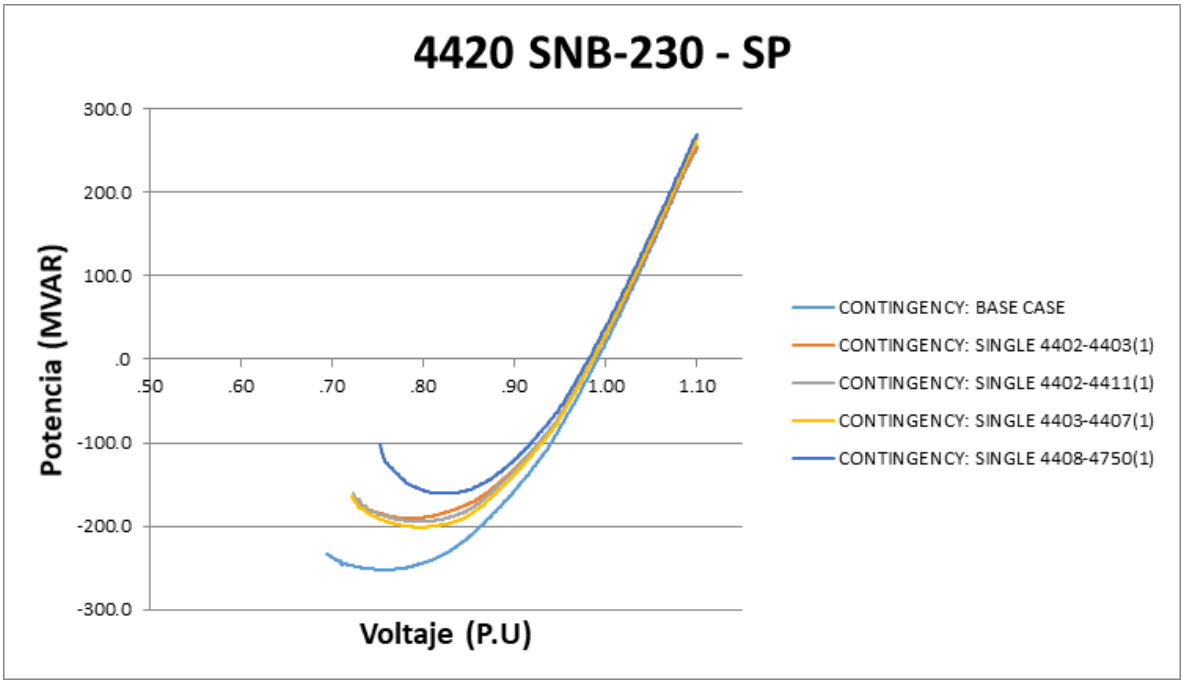

4331 SEB-138 - CP
150.0
100.0
50.0
.0
-50.0
-100.0
-150.0
-200.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4329-4331(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4331-4354(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4336-4354(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

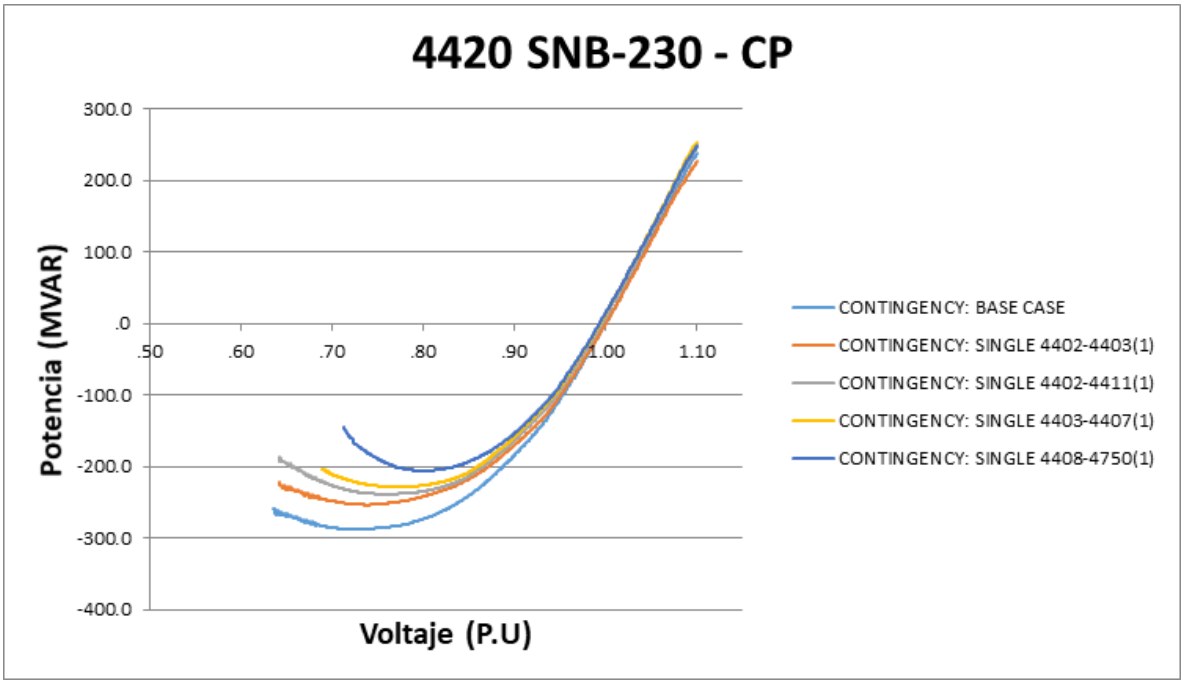

4401 LBS-230 - SP
Potencia (MVAR)
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4403(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)


4401 LBS-230 - CP
Potencia (MVAR)
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4403(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

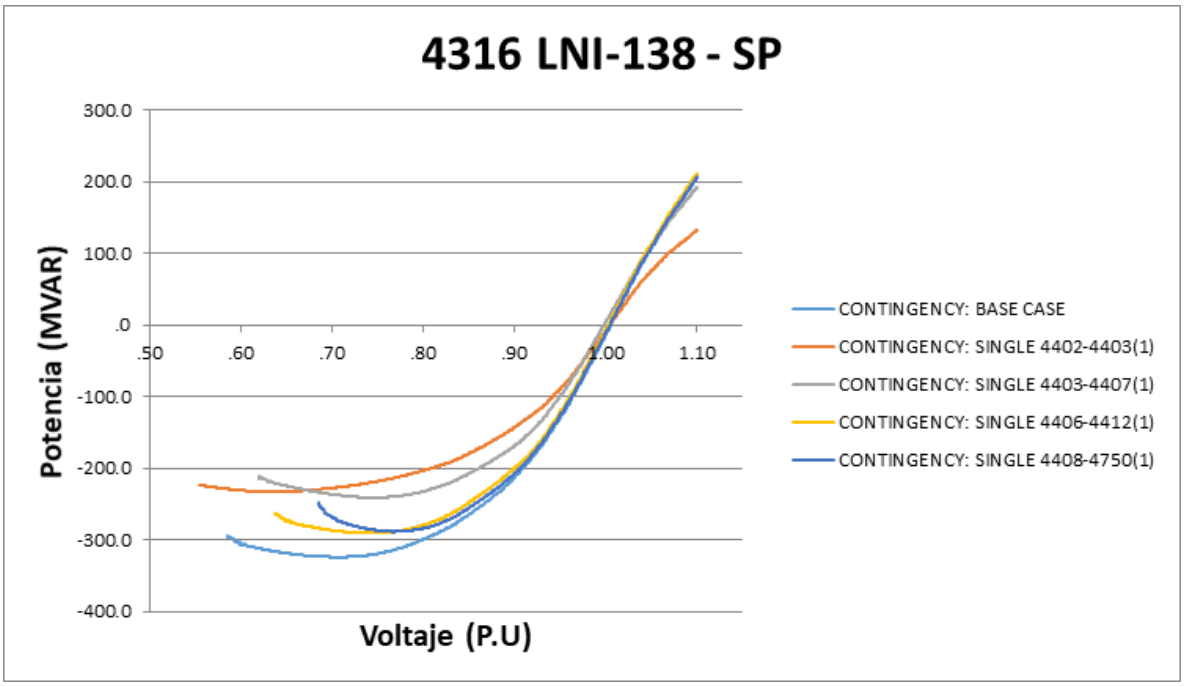

4402 SND-230 - SP
Potencia (MVAR)
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4403(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

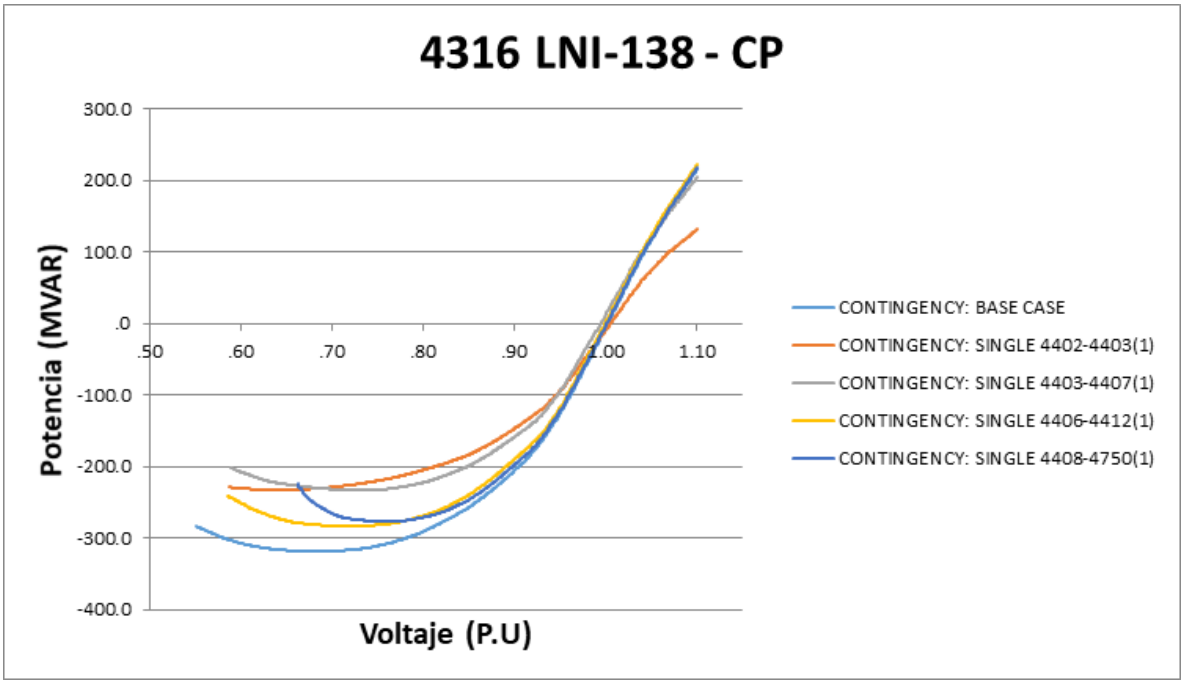

4402 SND-230 - CP
Potencia (MVAR)
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
-500.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4403(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

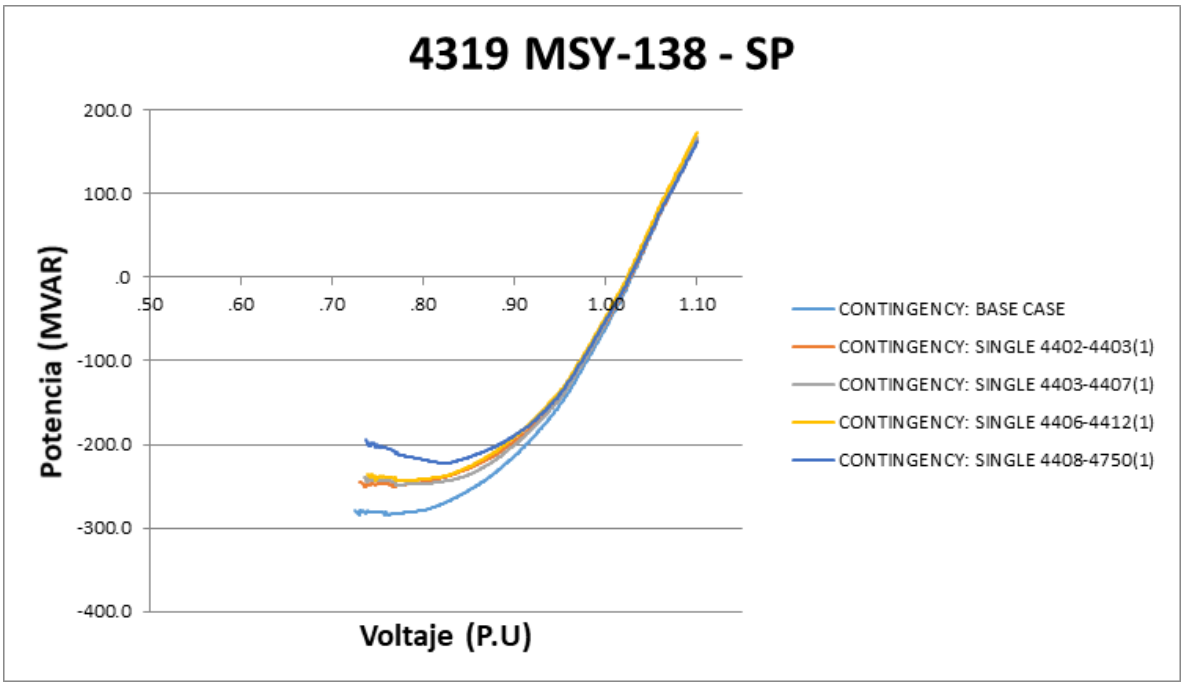

4420 SNB-230 - SP
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4403(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

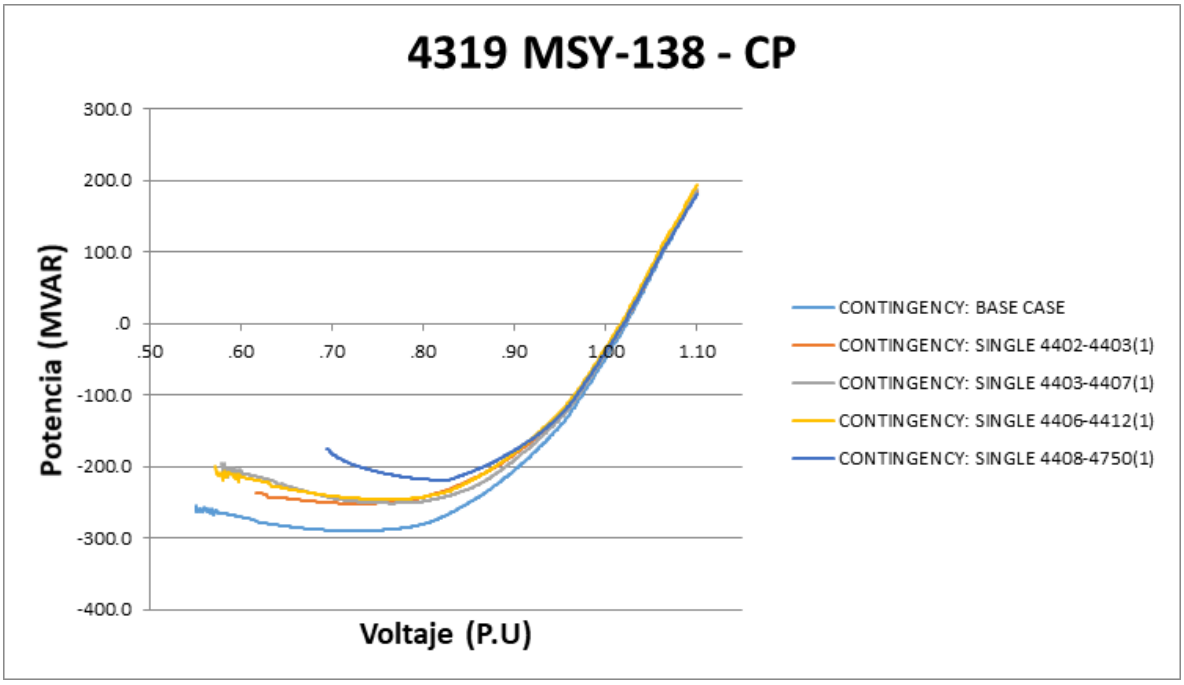

4420 SNB-230 - CP
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4403(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

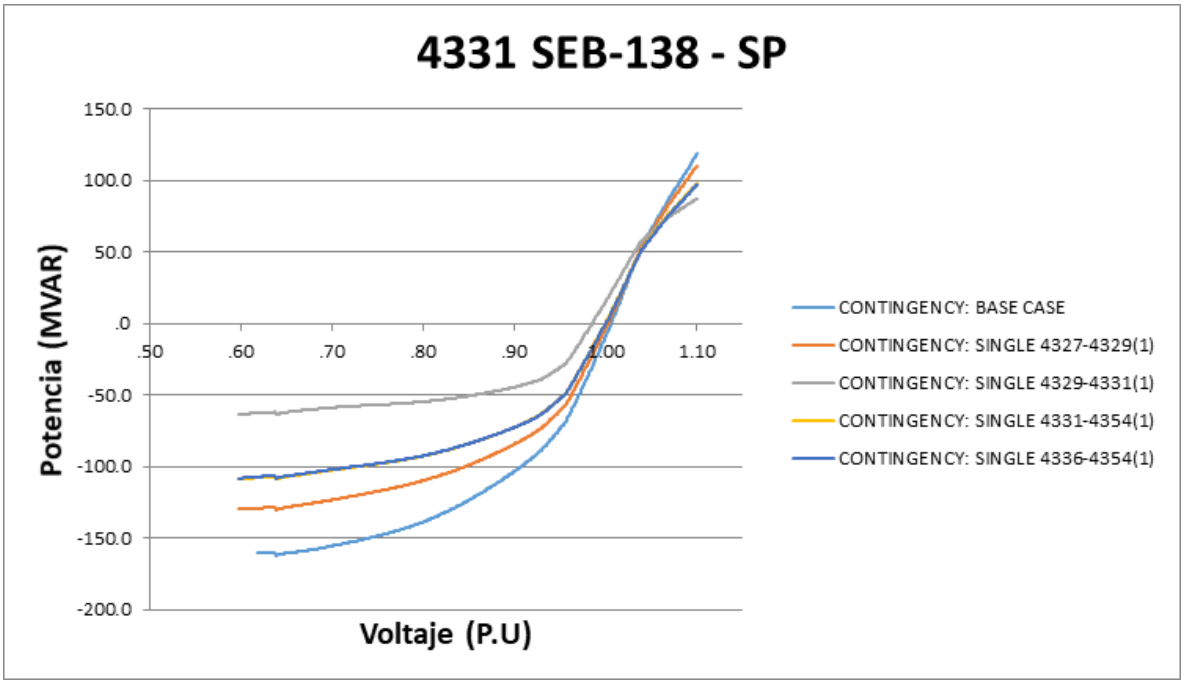
Escenario Verano demanda media sin intercambios

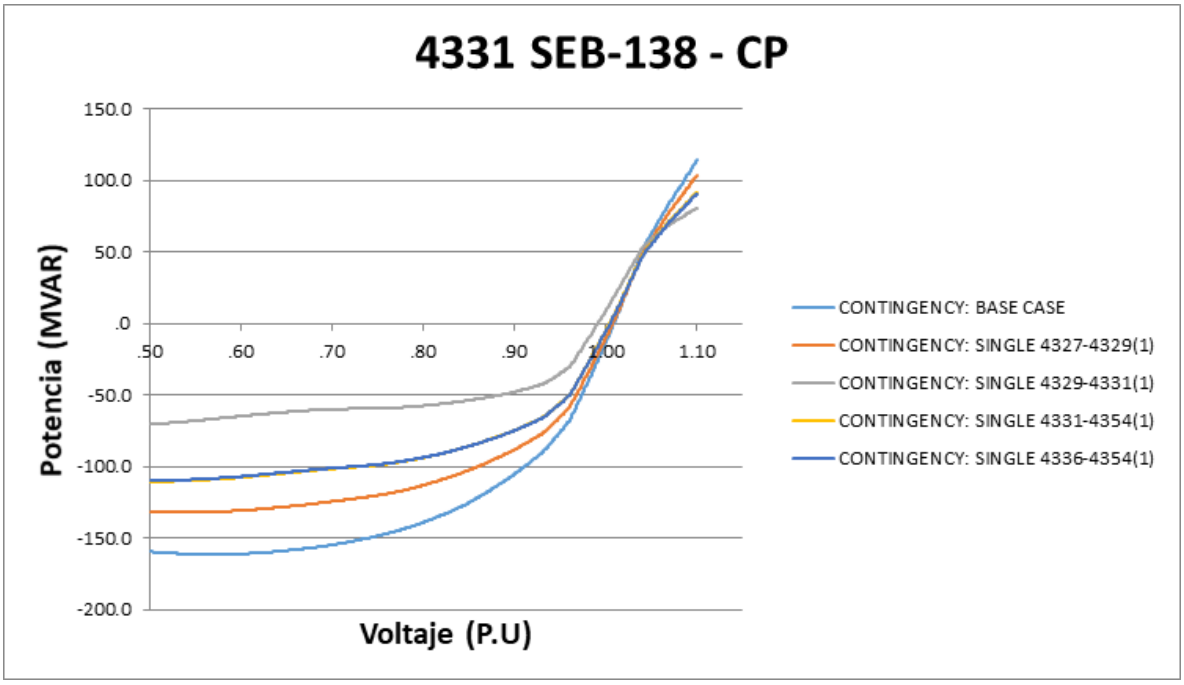


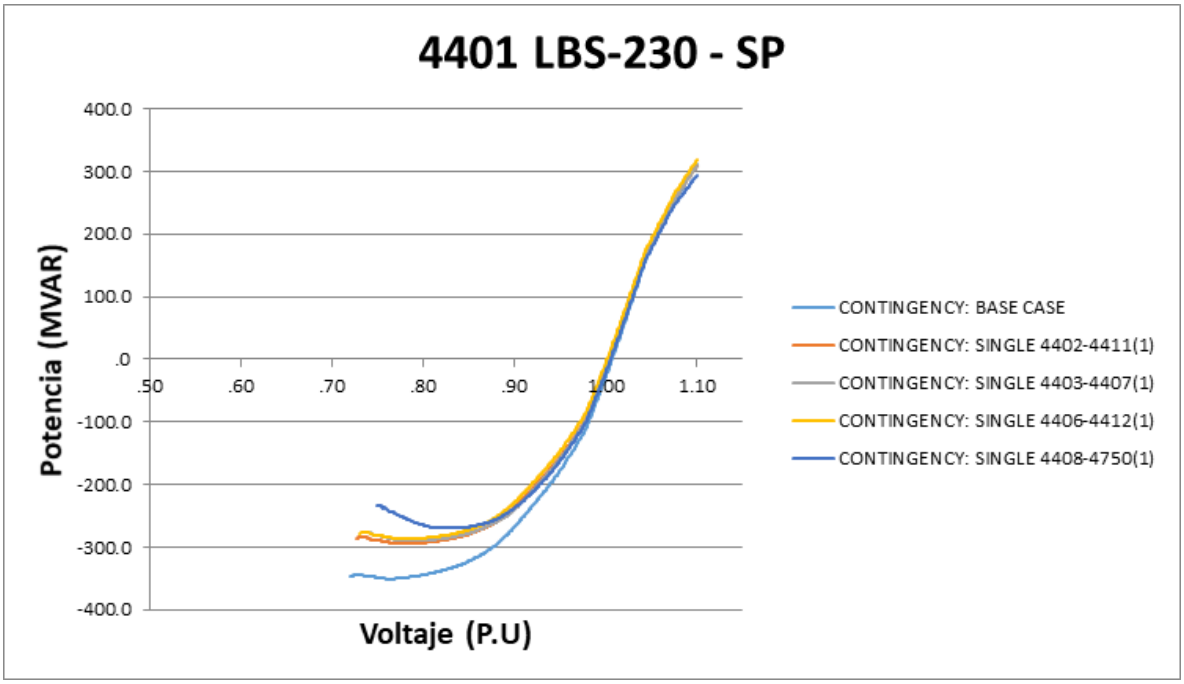


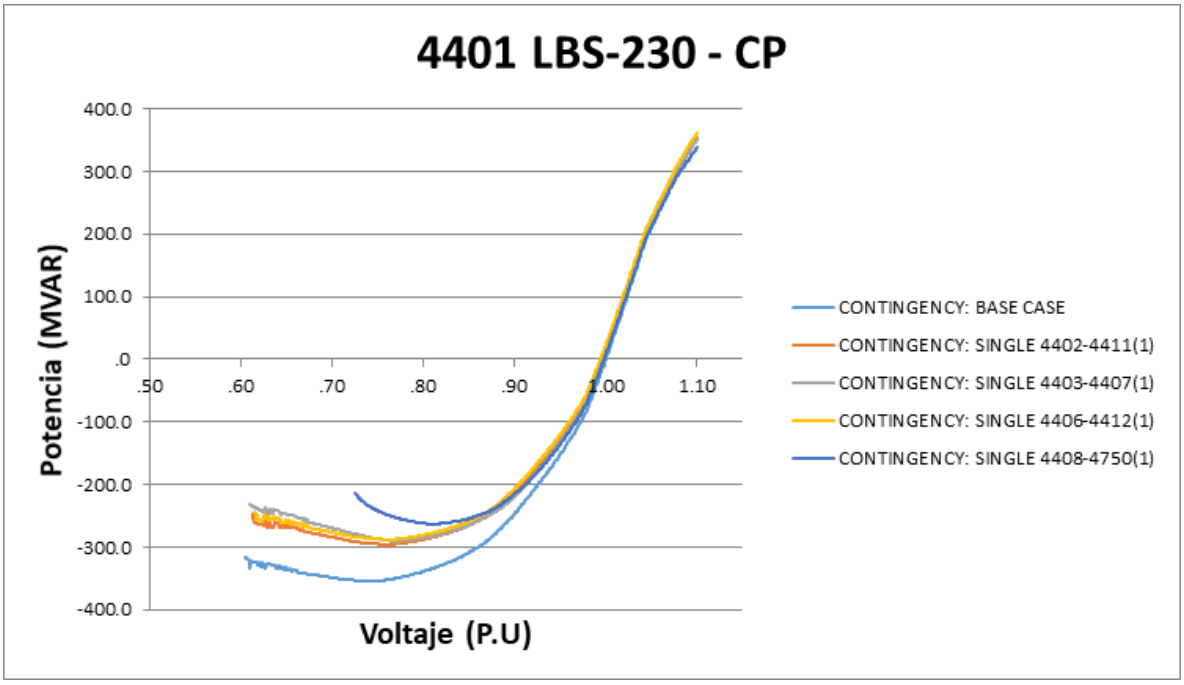

4319 MSY-138 - SP
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4403(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

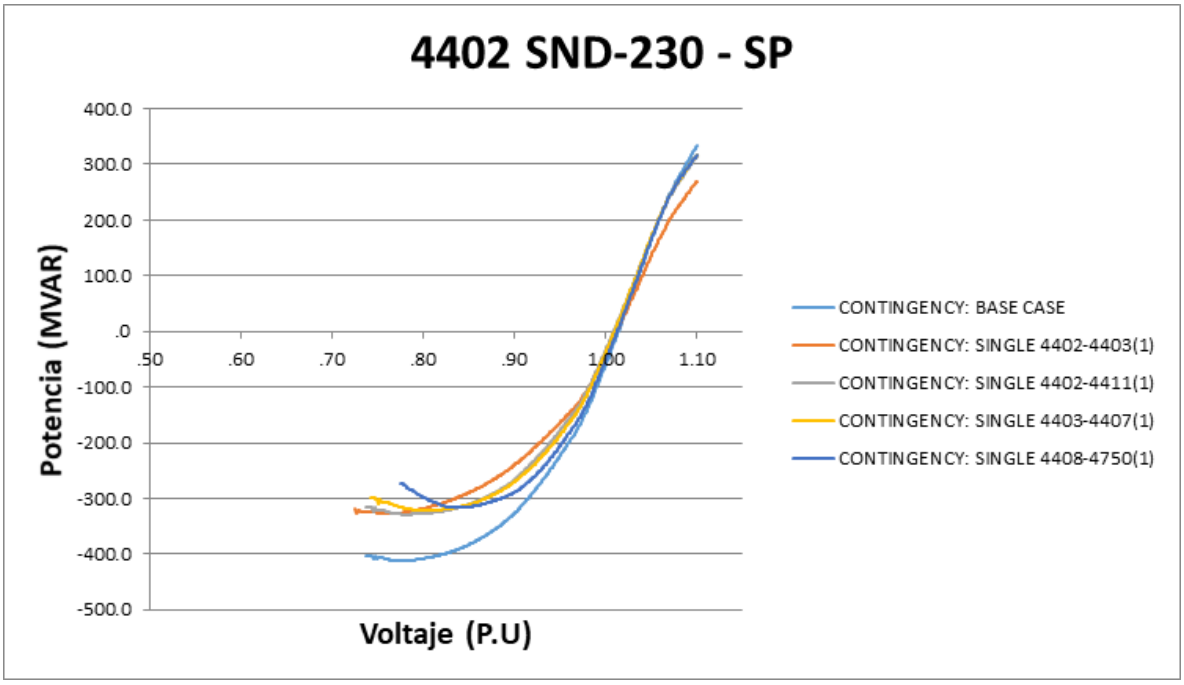

4319 MSY-138 - CP
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4403(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

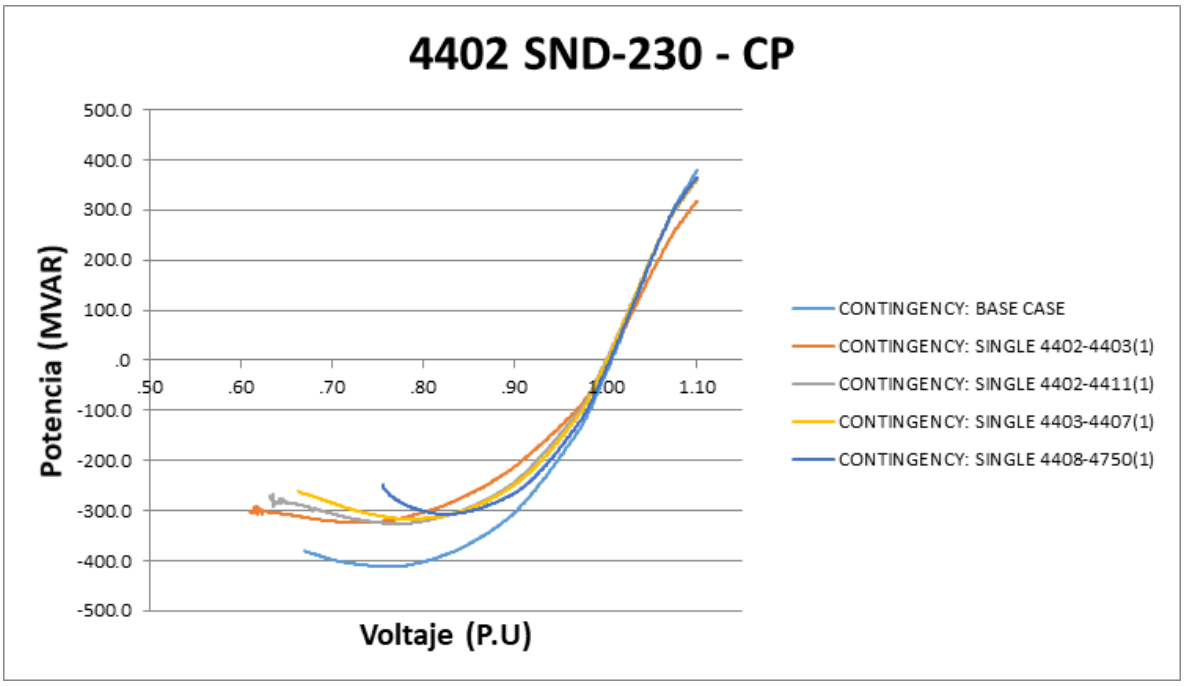

4331 SEB-138 - SP
Potencia (MVAR)
150.0
100.0
50.0
.0
-50.0
-100.0
-150.0
-200.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4327-4329(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4329-4331(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4331-4354(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4336-4354(1)

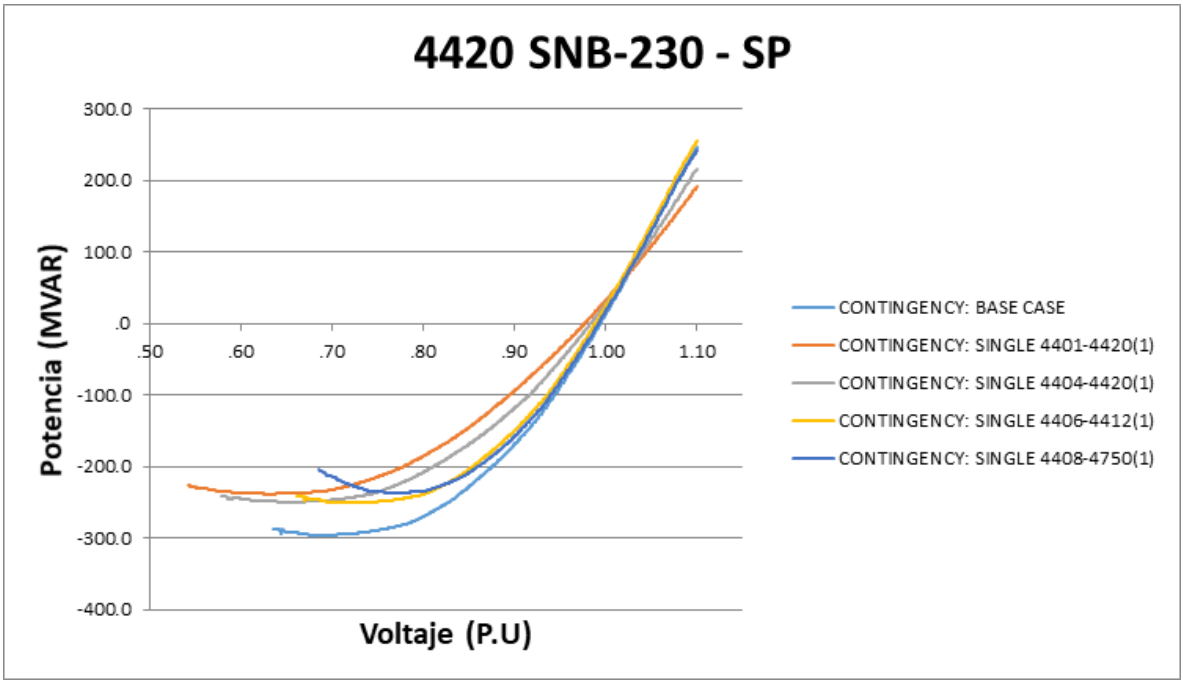

4331 SEB-138 - CP
Potencia (MVAR)
150.0
100.0
50.0
.0
-50.0
-100.0
-150.0
-200.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4327-4329(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4329-4331(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4331-4354(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4336-4354(1)

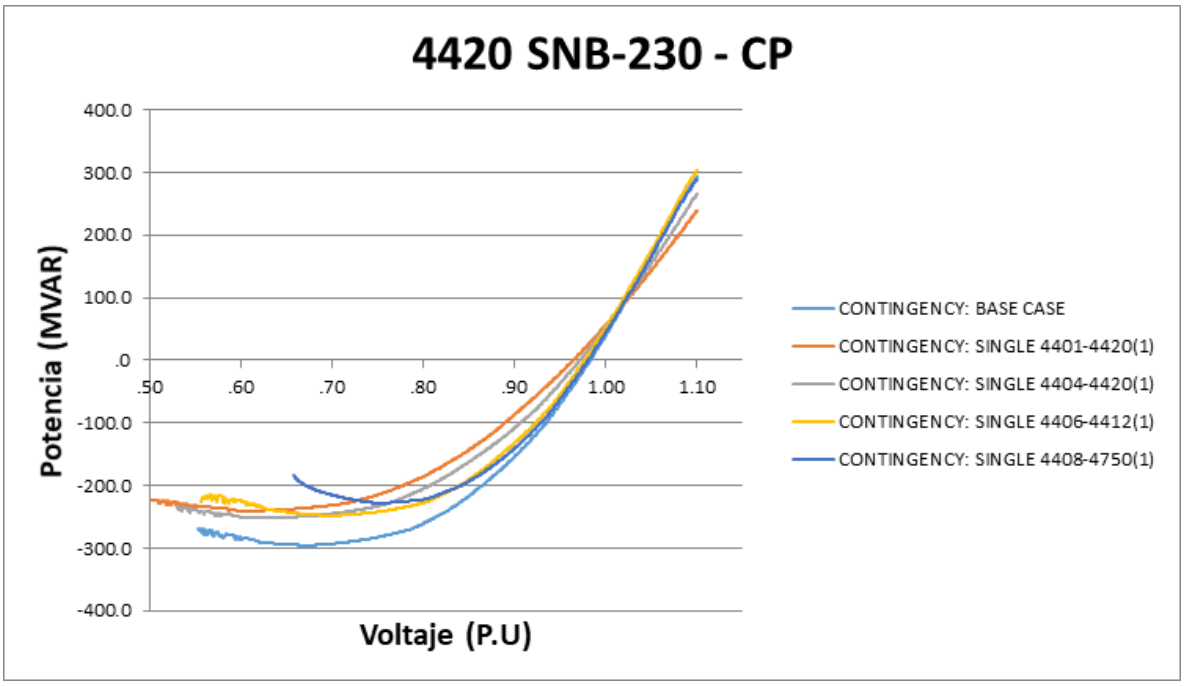

4401 LBS-230 - SP
Potencia (MVAR)
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)


4401 LBS-230 - CP
Potencia (MVAR)
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

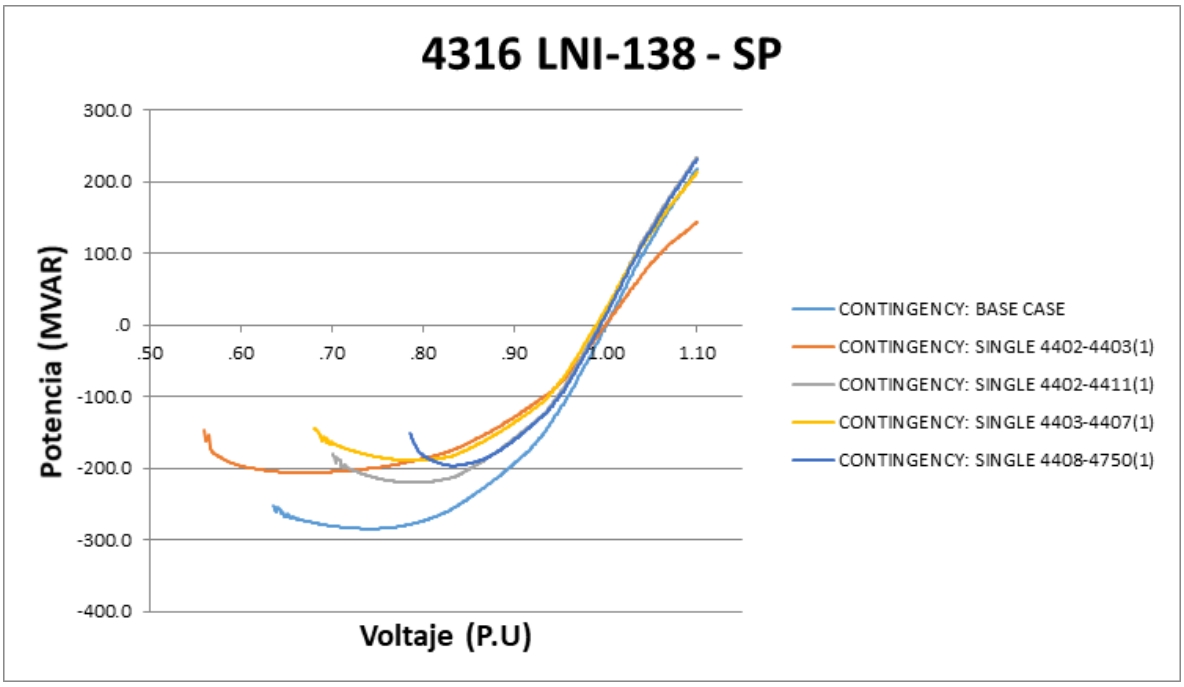

4402 SND-230 - SP
Potencia (MVAR)
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
-500.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4403(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

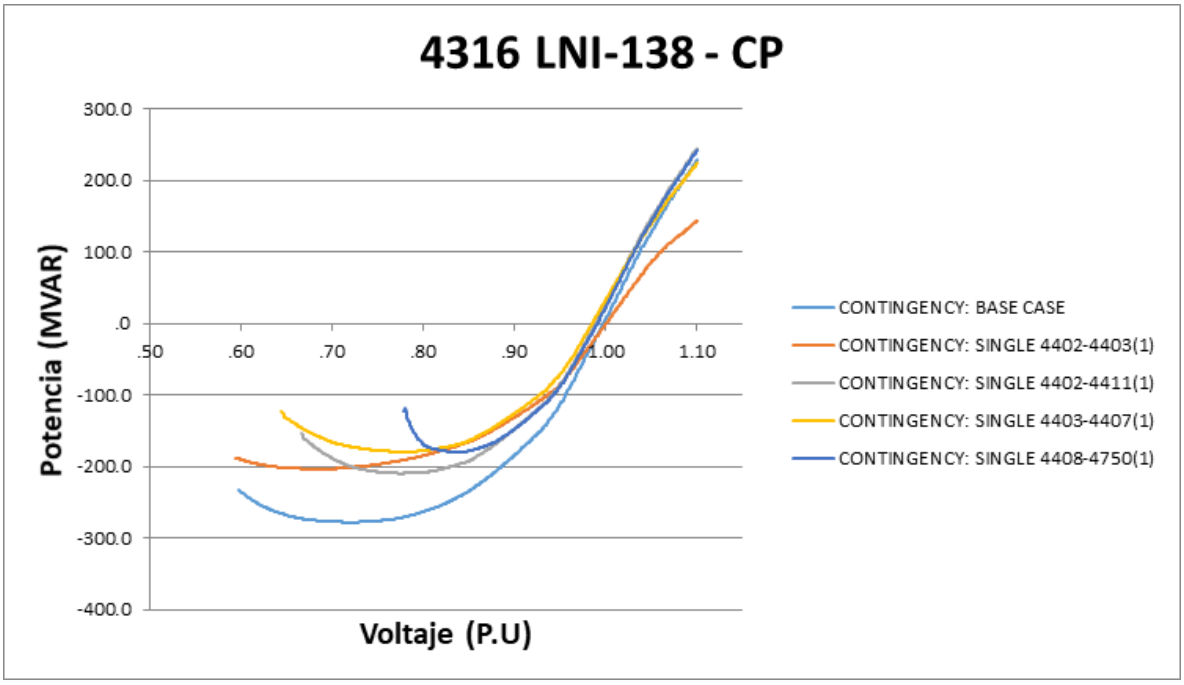

4402 SND-230 - CP
Potencia (MVAR)
500.0
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
-500.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4403(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

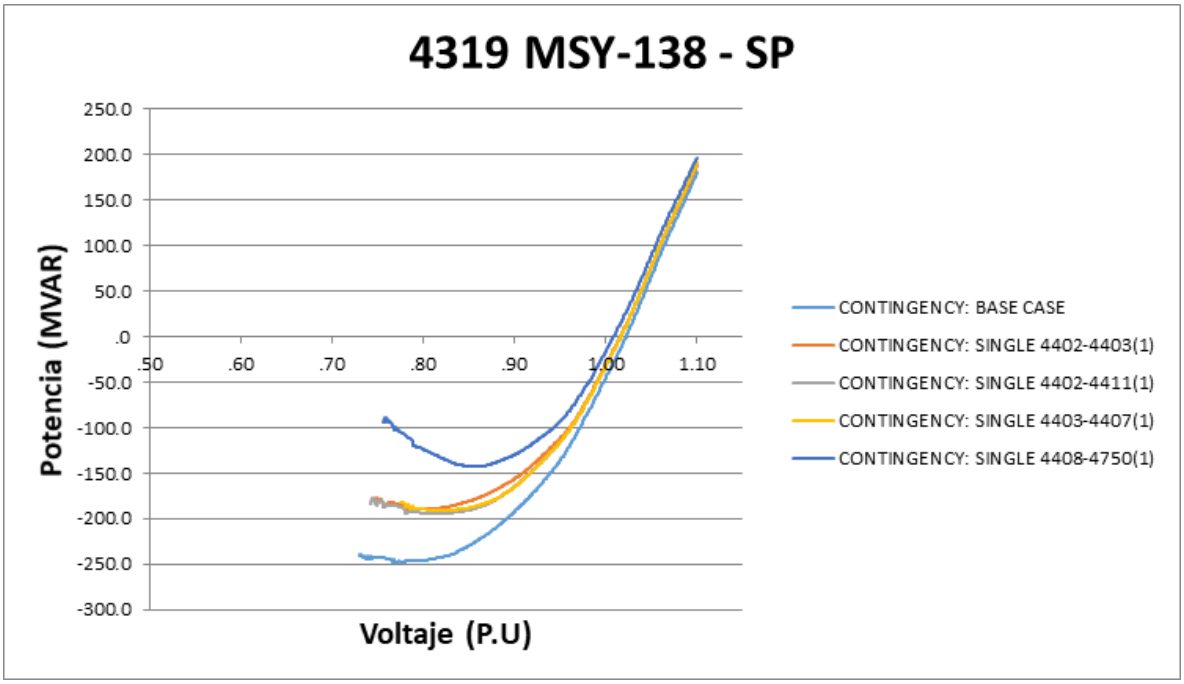

4420 SNB-230 - SP
Potencia (MVAR)
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4401-4420(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4404-4420(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

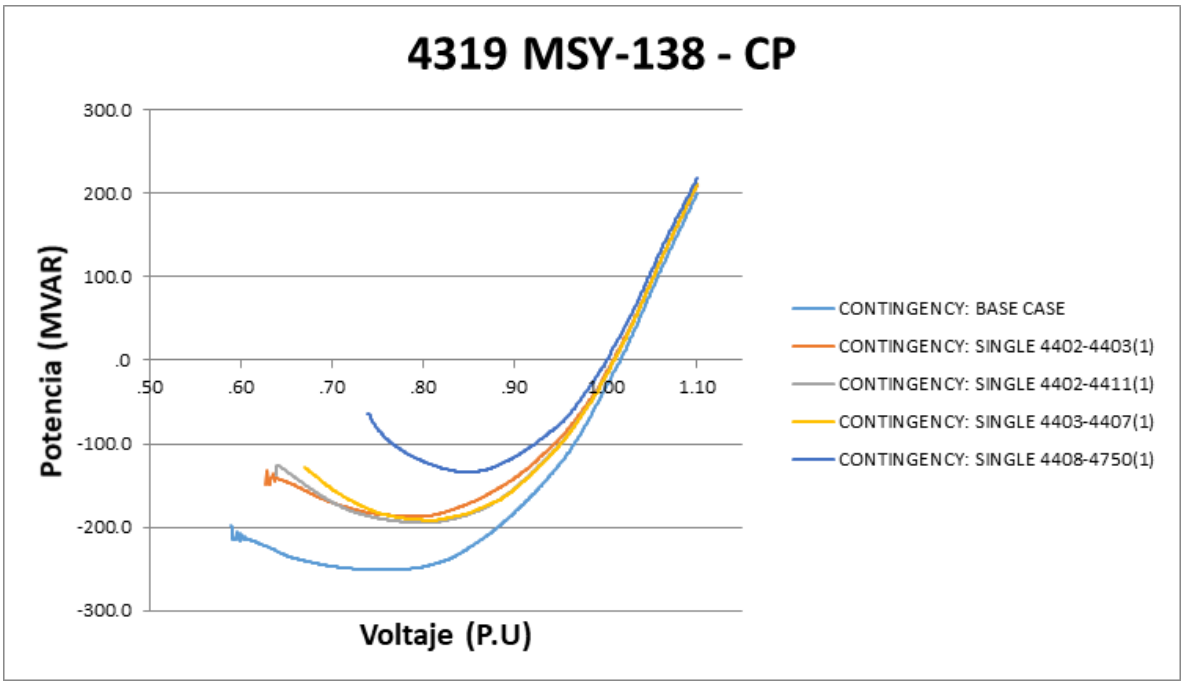

4420 SNB-230 - CP
Potencia (MVAR)
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4401-4420(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4404-4420(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

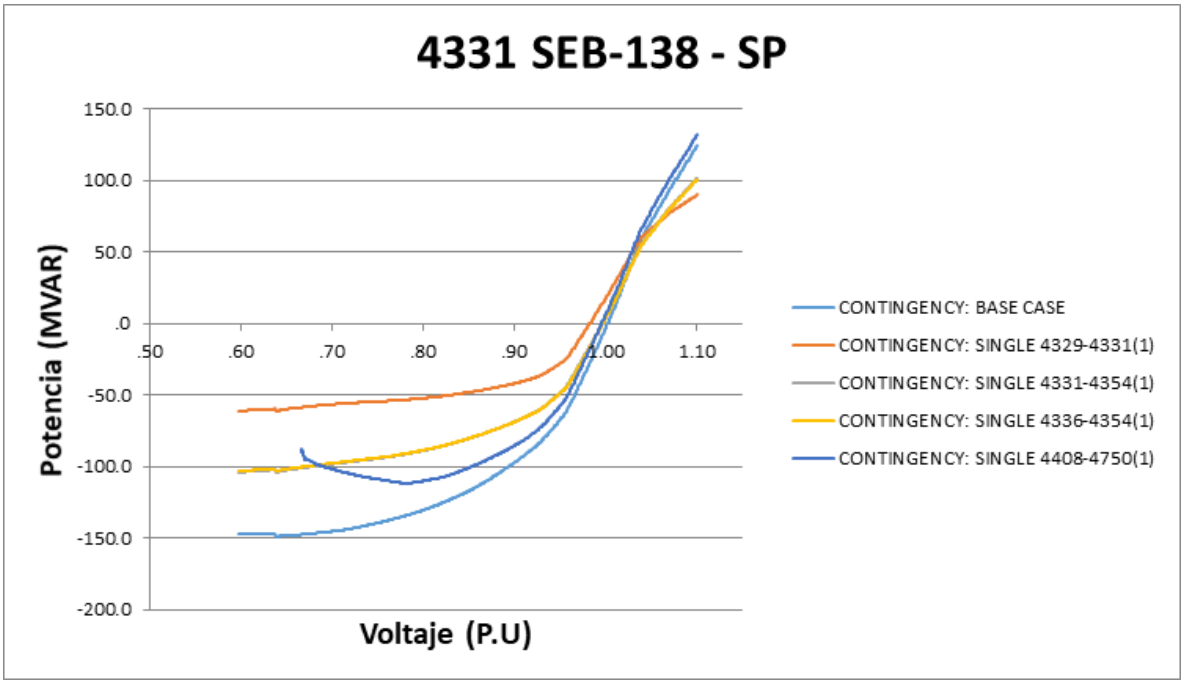
Escenario Verano demanda media Porteo Norte - Sur 300 MW

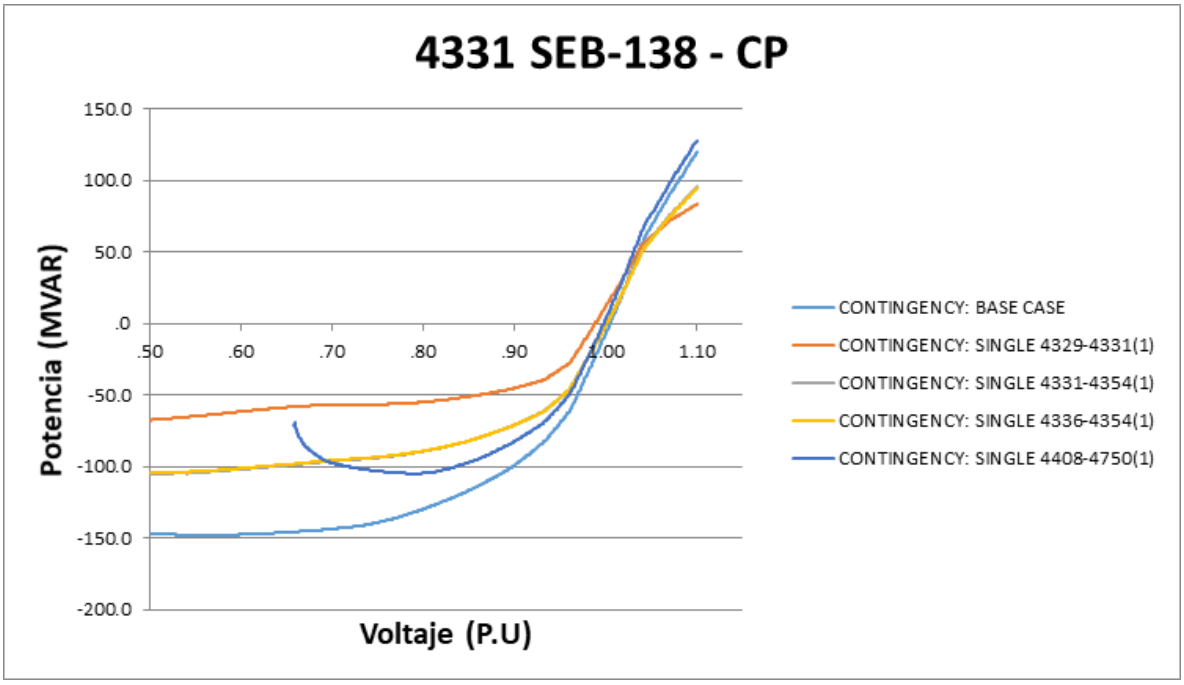


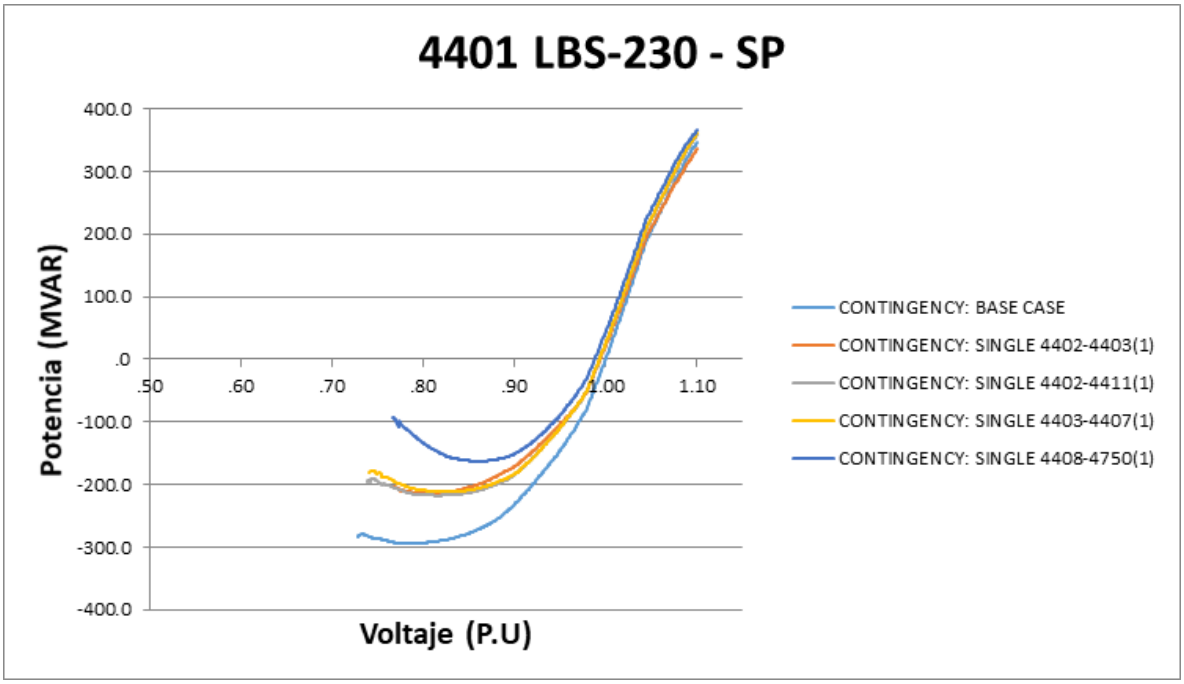


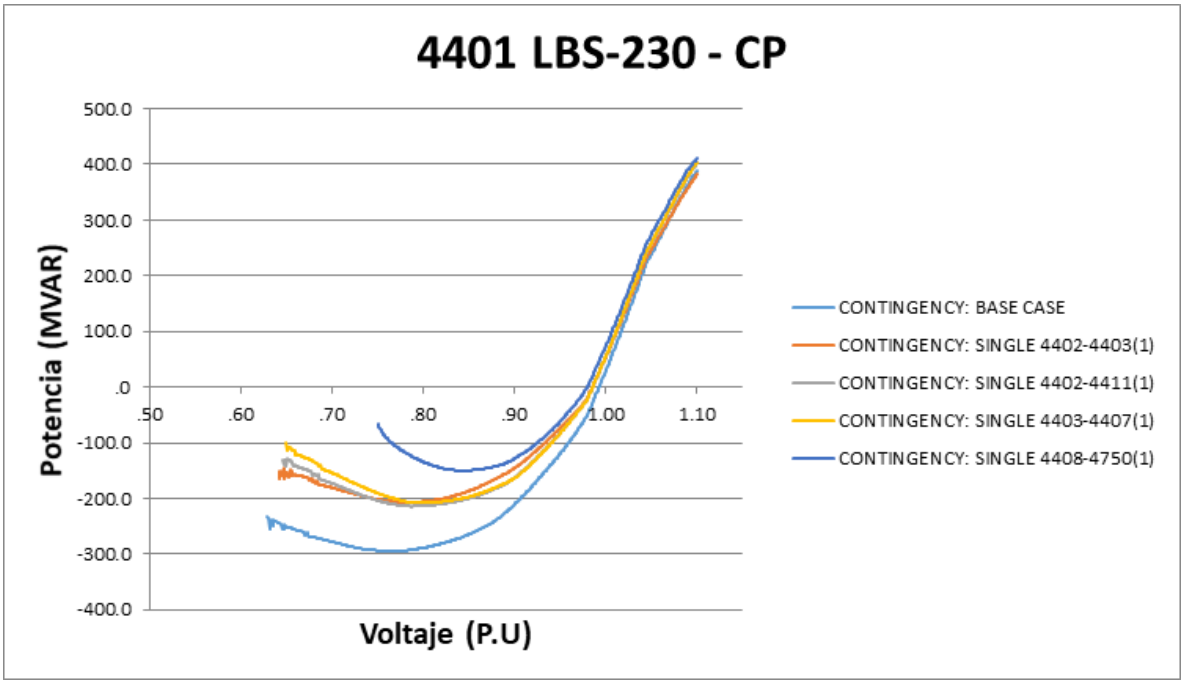

4319 MSY-138 - SP
Potencia (MVAR)
250.0
200.0
150.0
100.0
50.0
.0
-50.0
-100.0
-150.0
-200.0
-250.0
-300.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4403(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

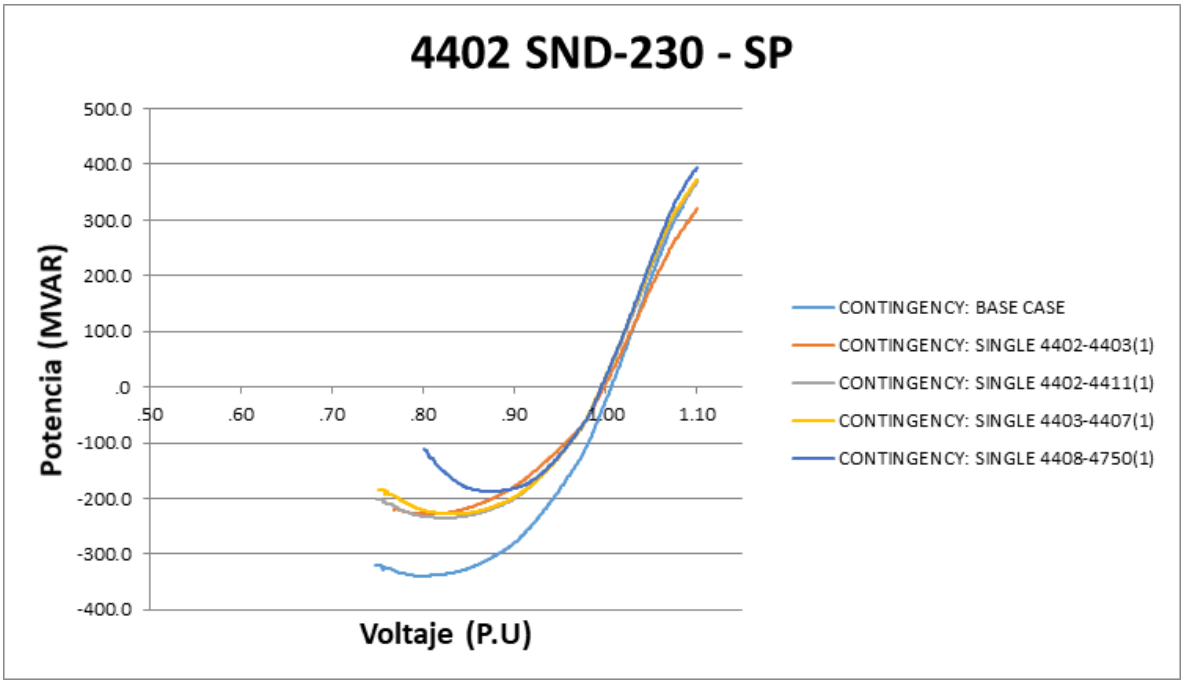

4319 MSY-138 - CP
Potencia (MVAR)
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4403(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

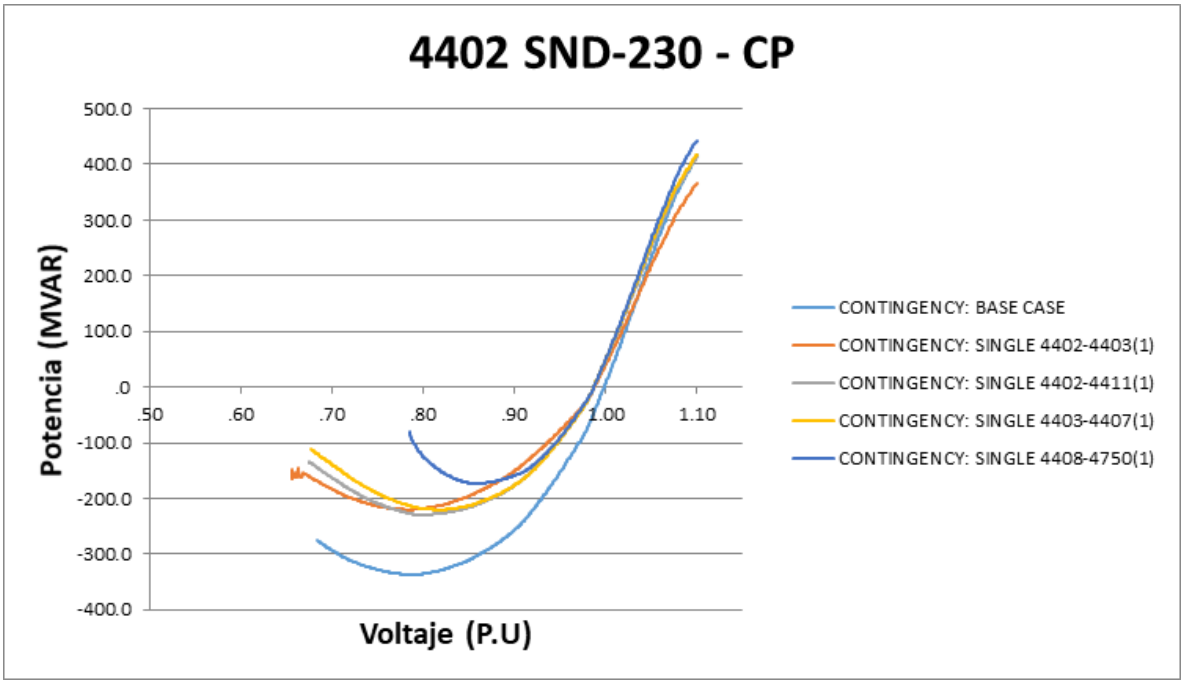

4331 SEB-138 - SP
Potencia (MVAR)
150.0
100.0
50.0
.0
-50.0
-100.0
-150.0
-200.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4329-4331(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4331-4354(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4336-4354(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

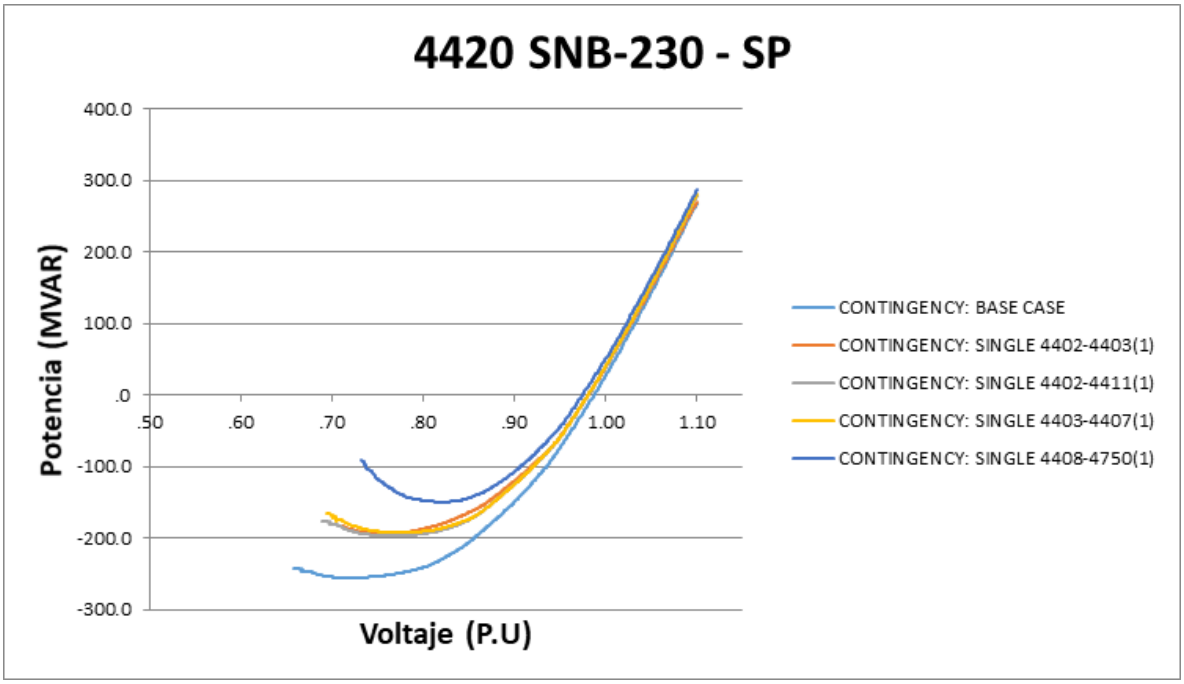

4331 SEB-138 - CP
Potencia (MVAR)
150.0
100.0
50.0
.0
-50.0
-100.0
-150.0
-200.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4329-4331(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4331-4354(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4336-4354(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

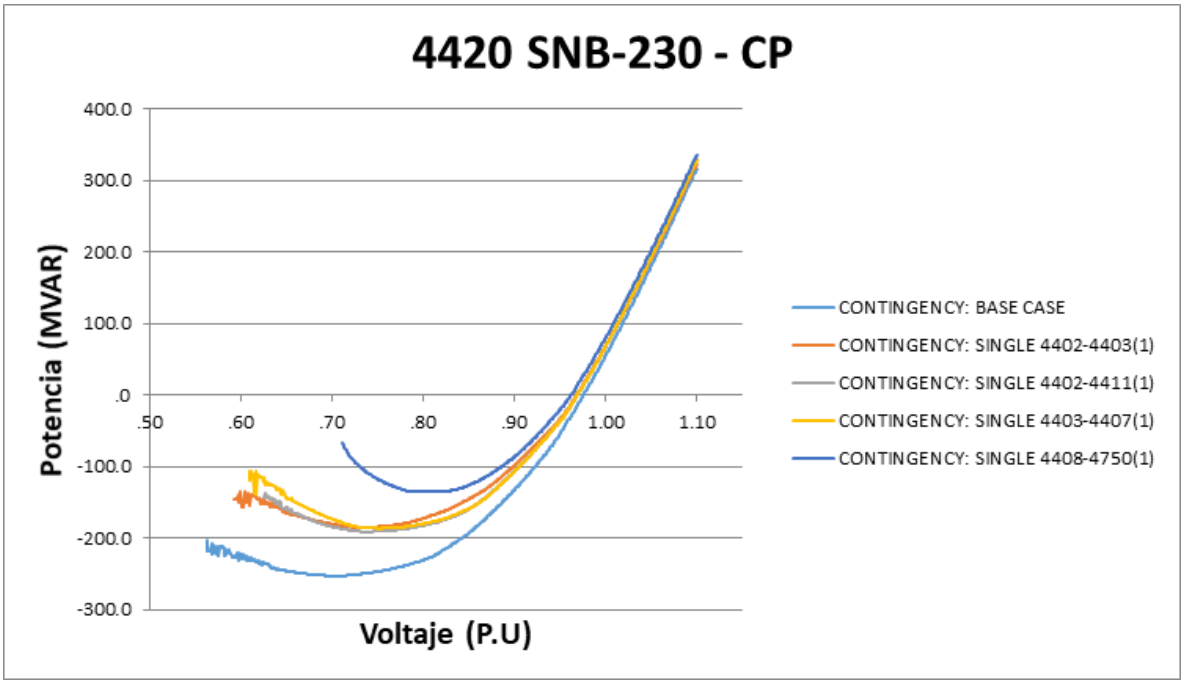

4401 LBS-230 - SP
Potencia (MVAR)
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4403(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)


4401 LBS-230 - CP
Potencia (MVAR)
500.0
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4403(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

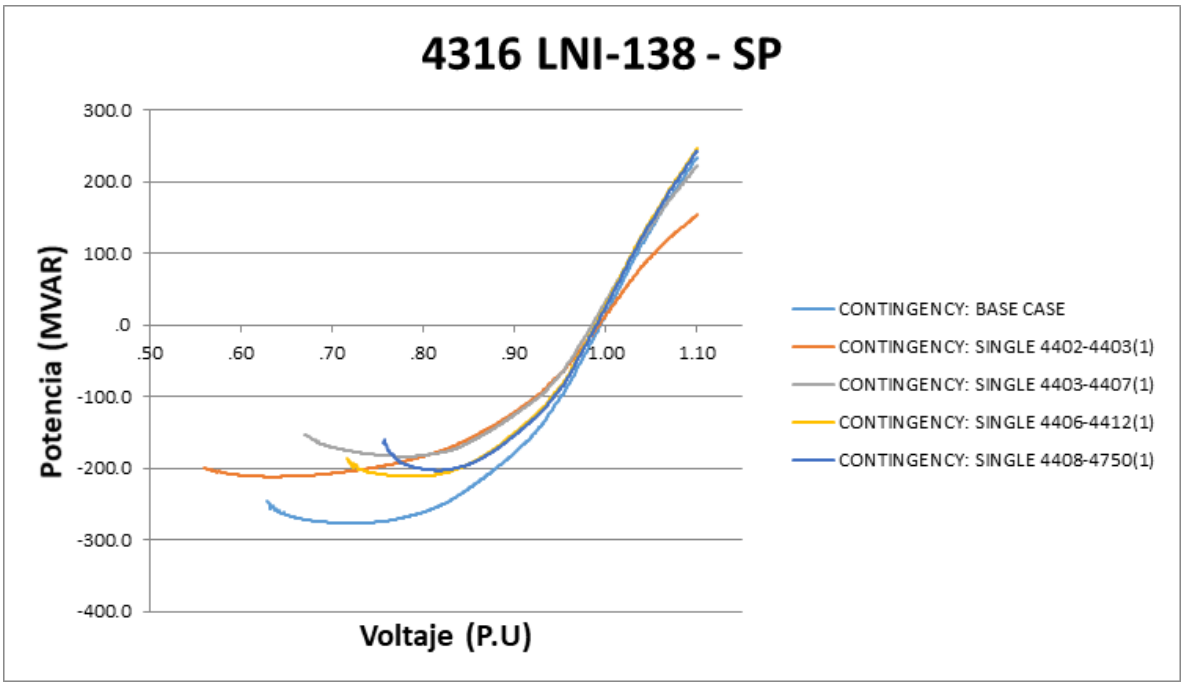

4402 SND-230 - SP
Potencia (MVAR)
500.0
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4403(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

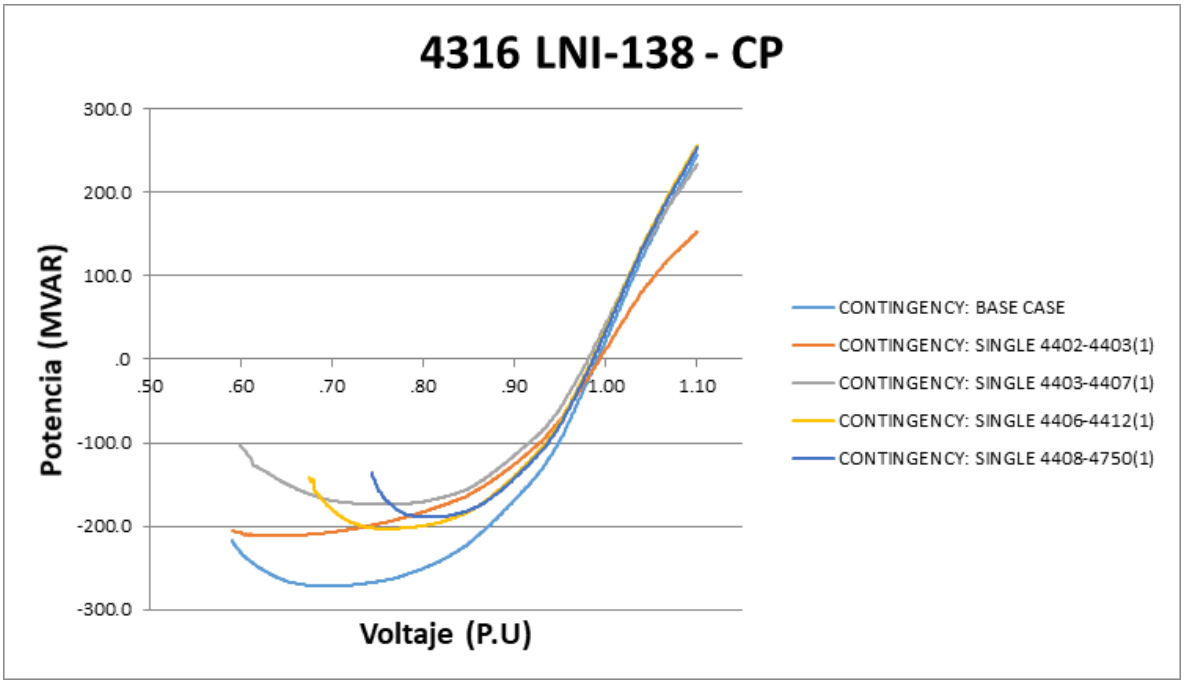

4402 SND-230 - CP
Potencia (MVAR)
500.0
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4403(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

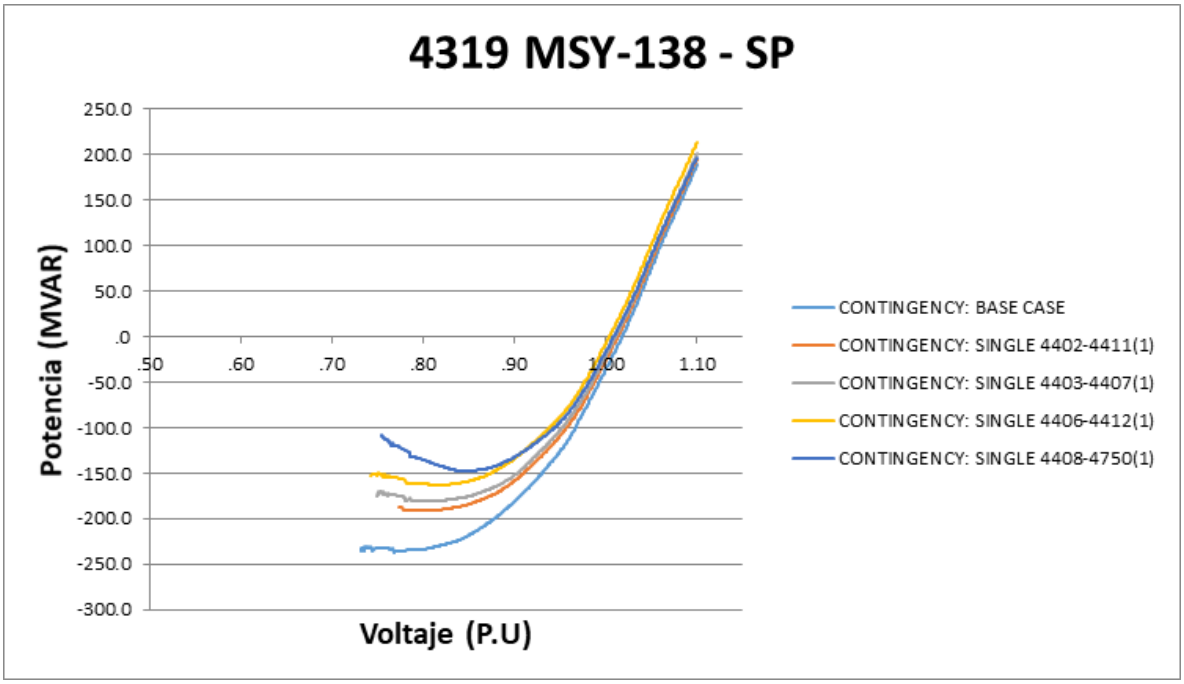

4420 SNB-230 - SP
Potencia (MVAR)
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4403(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

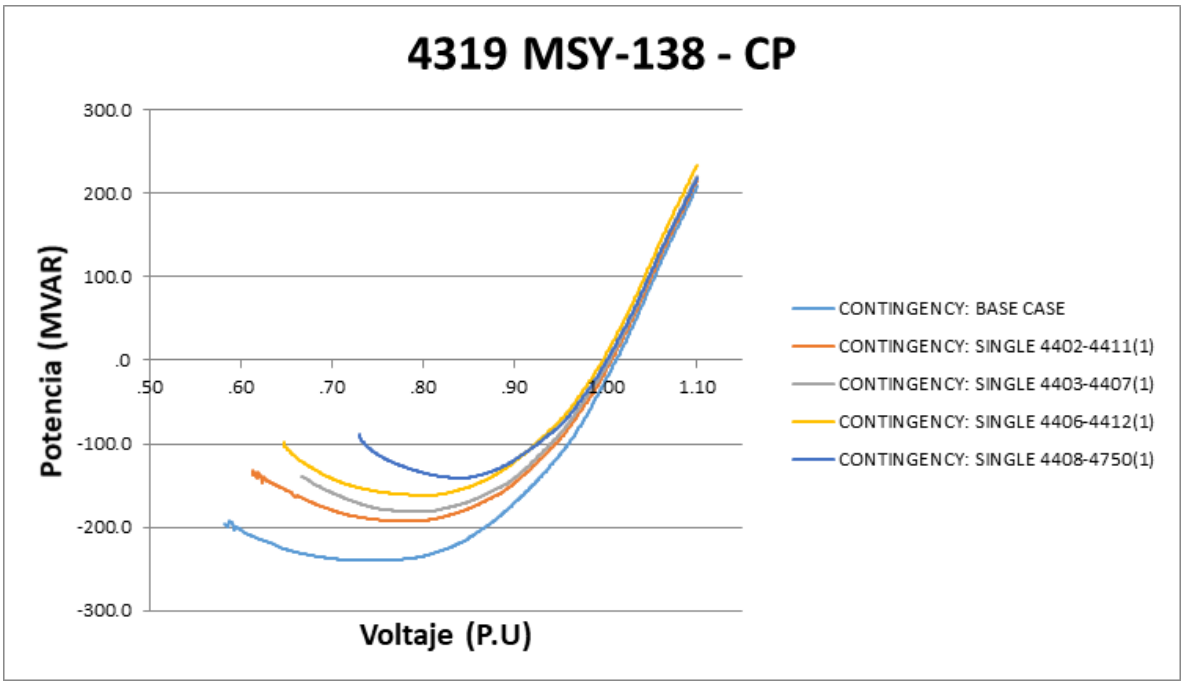

4420 SNB-230 - CP
Potencia (MVAR)
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4403(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

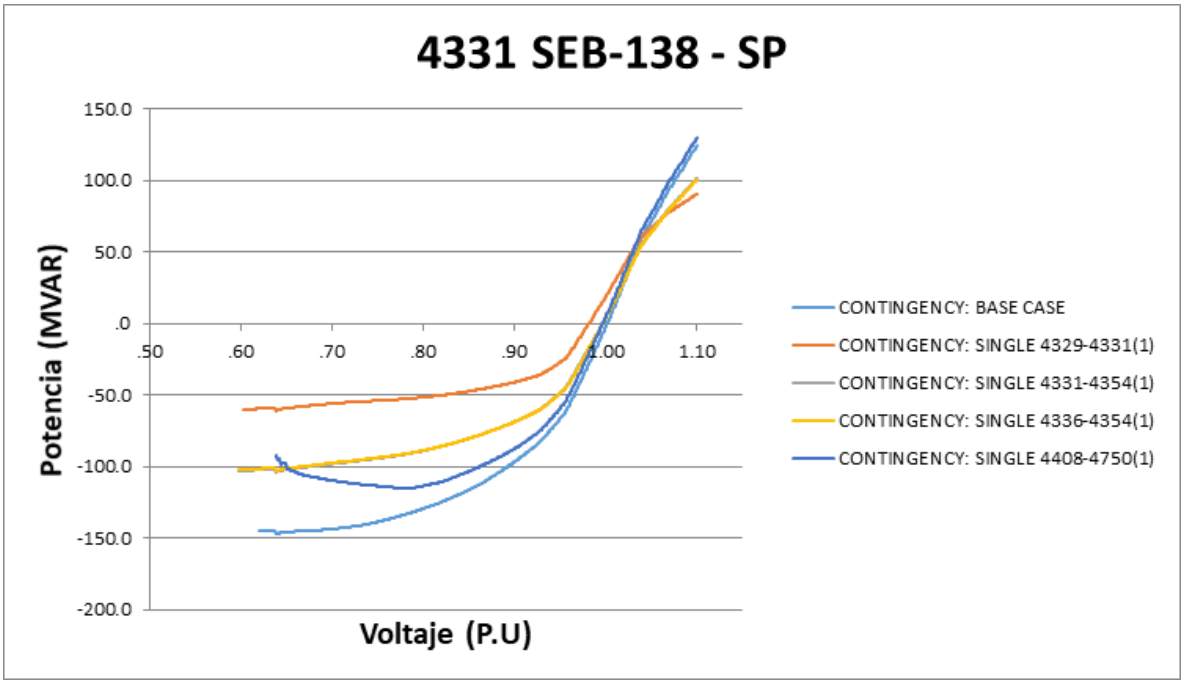
Escenario Verano demanda media Porteo Sur - Norte 220 MW

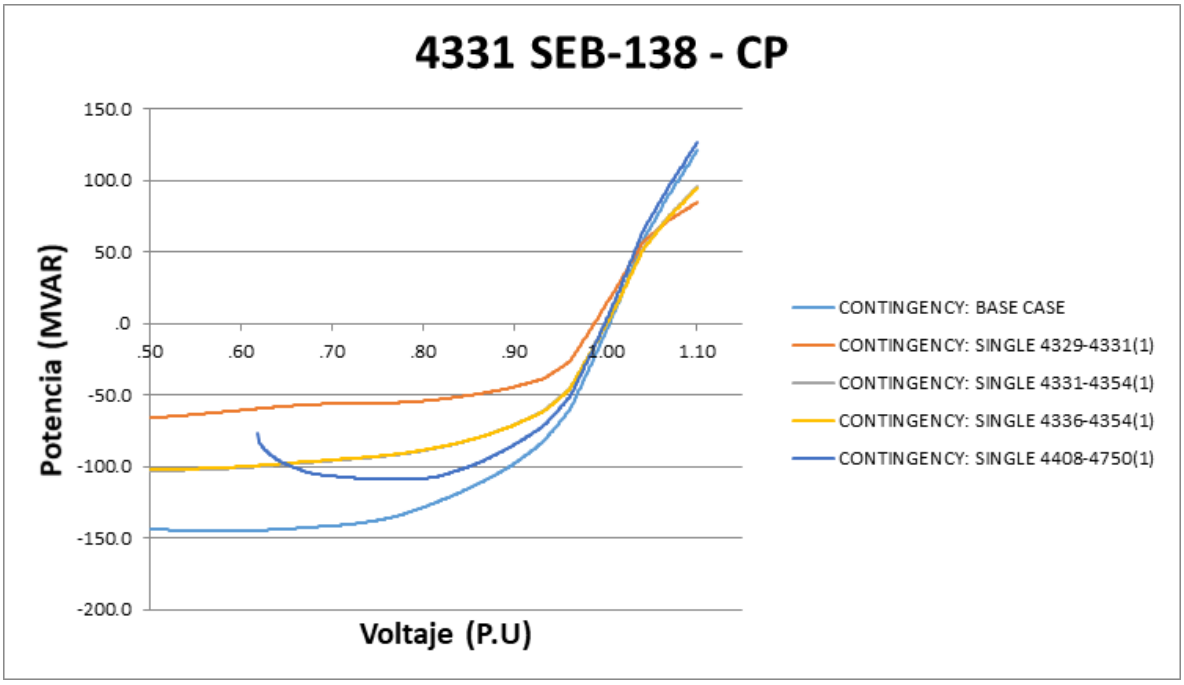


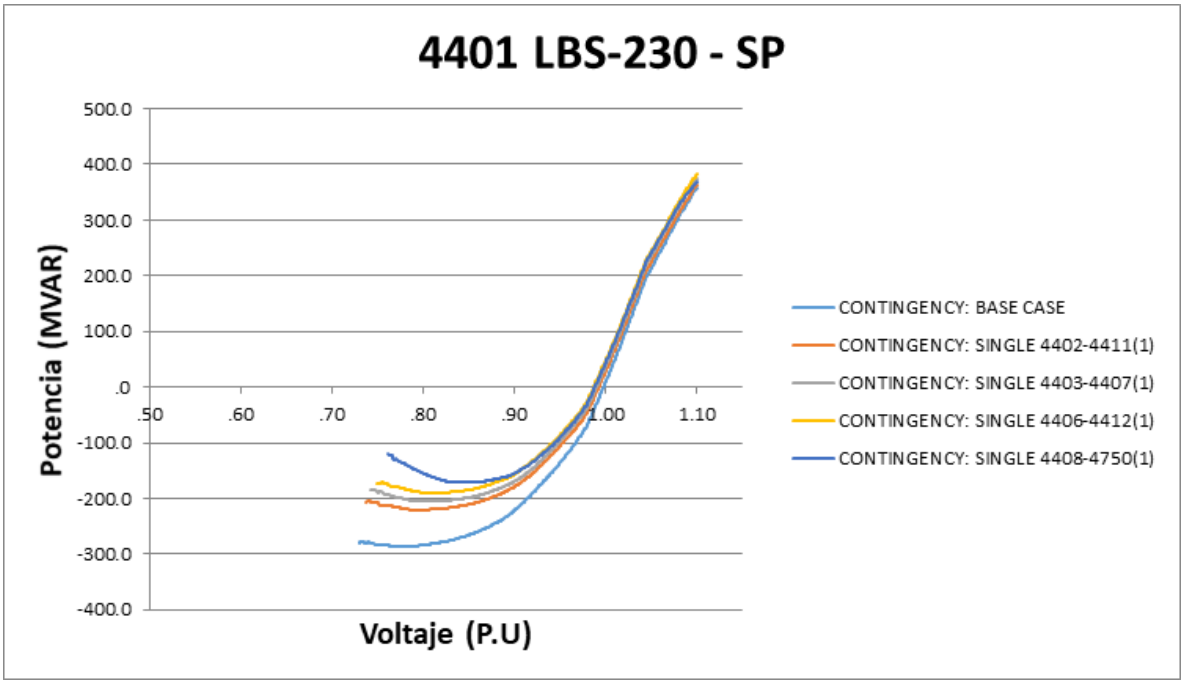


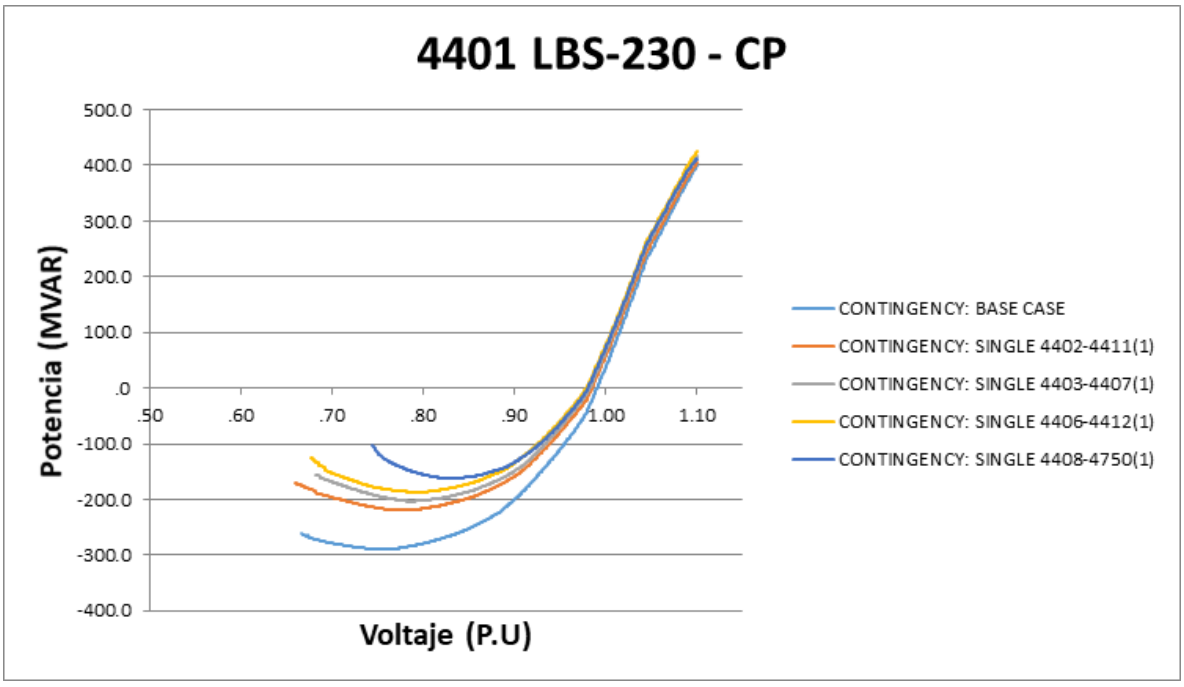

4319 MSY-138 - SP
Potencia (MVAR)
250.0
200.0
150.0
100.0
50.0
.0
-50.0
-100.0
-150.0
-200.0
-250.0
-300.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

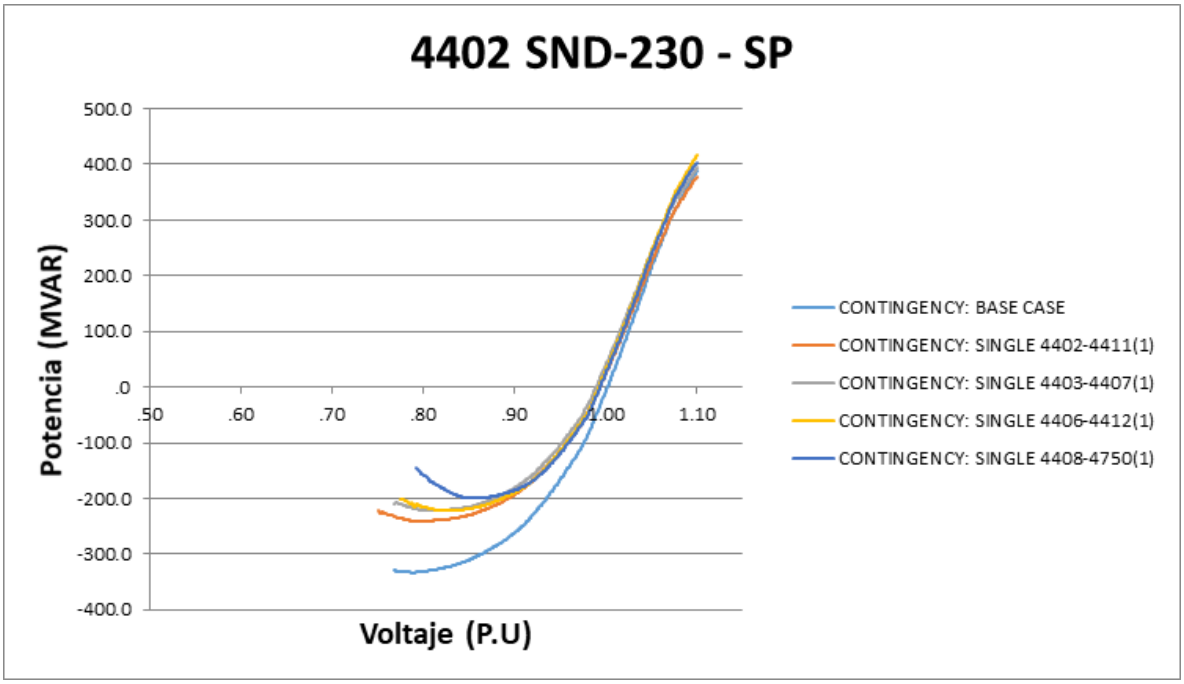

4319 MSY-138 - CP
Potencia (MVAR)
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

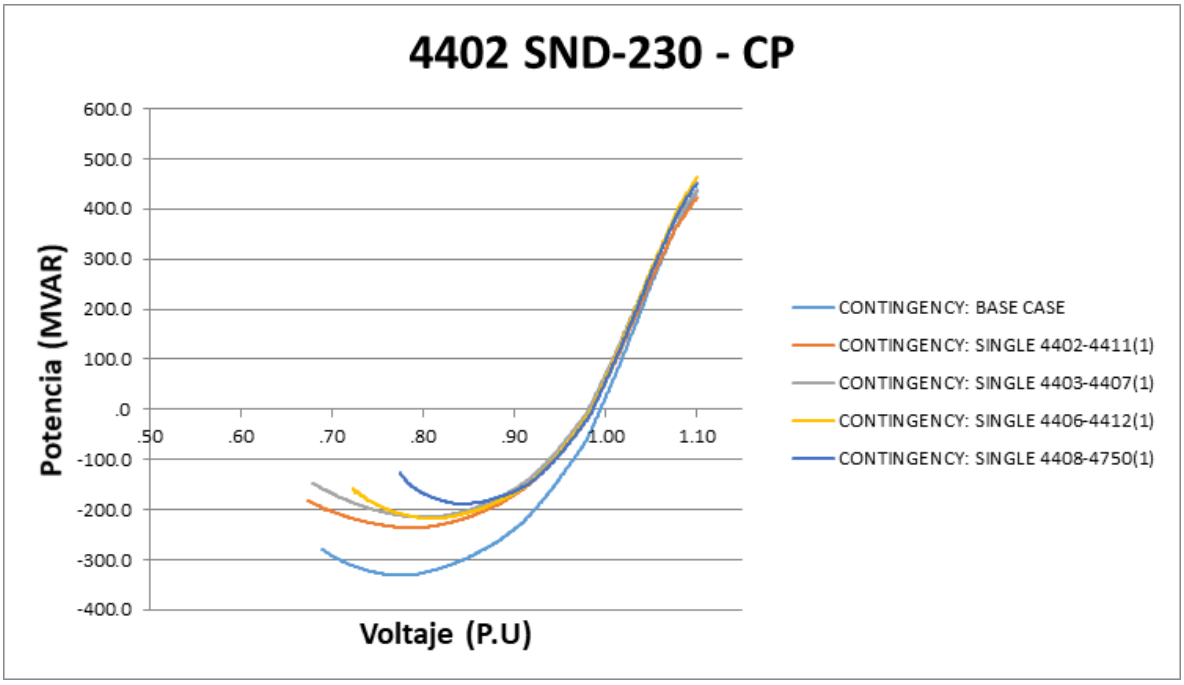

4331 SEB-138 - SP
150.0
100.0
50.0
.0
-50.0
-100.0
-150.0
-200.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4329-4331(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4331-4354(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4336-4354(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

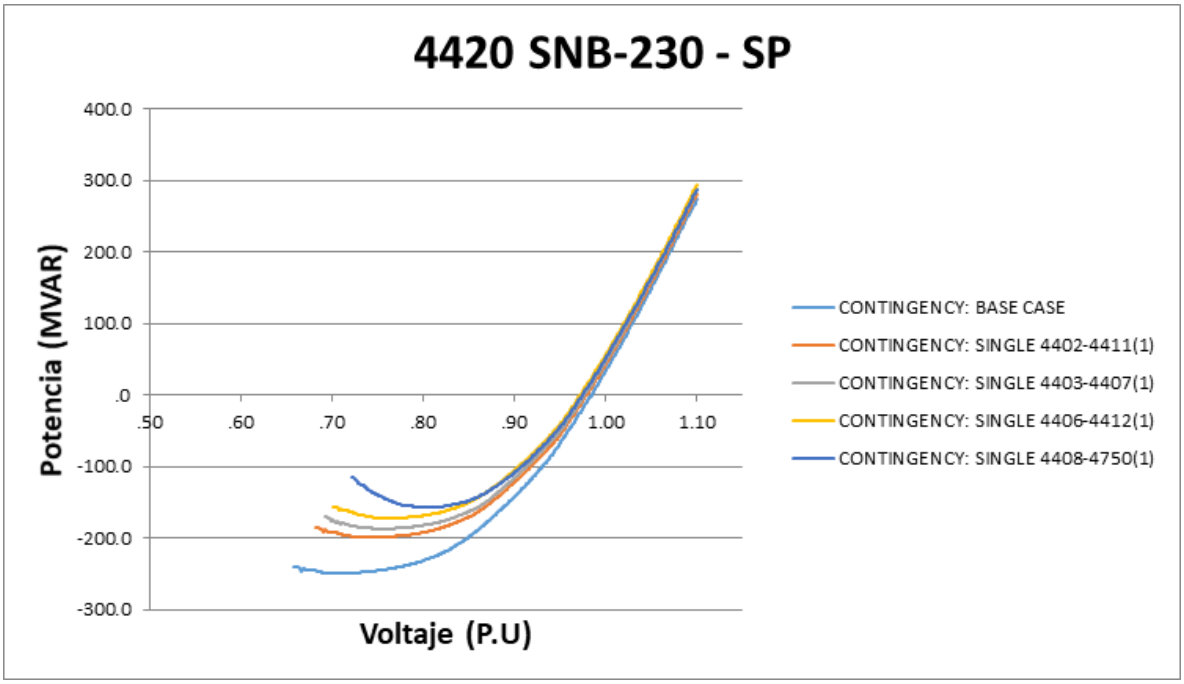

4331 SEB-138 - CP
150.0
100.0
50.0
.0
-50.0
-100.0
-150.0
-200.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4329-4331(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4331-4354(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4336-4354(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

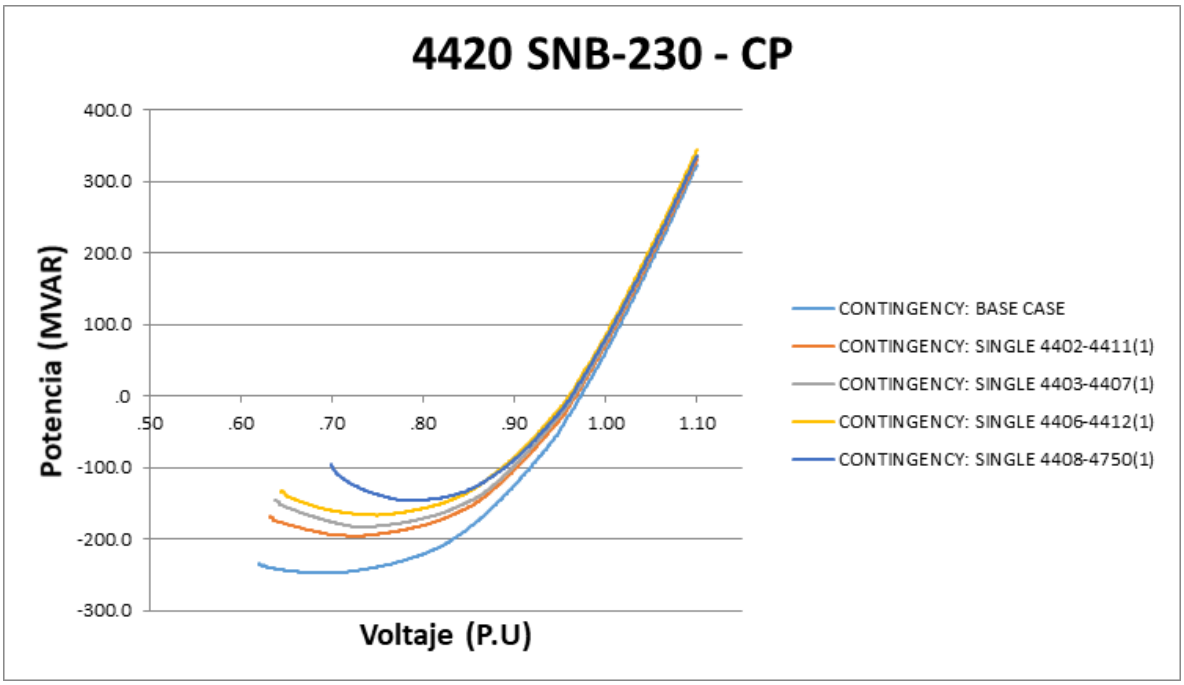

4401 LBS-230 - SP
Potencia (MVAR)
500.0
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)


4401 LBS-230 - CP
Potencia (MVAR)
500.0
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

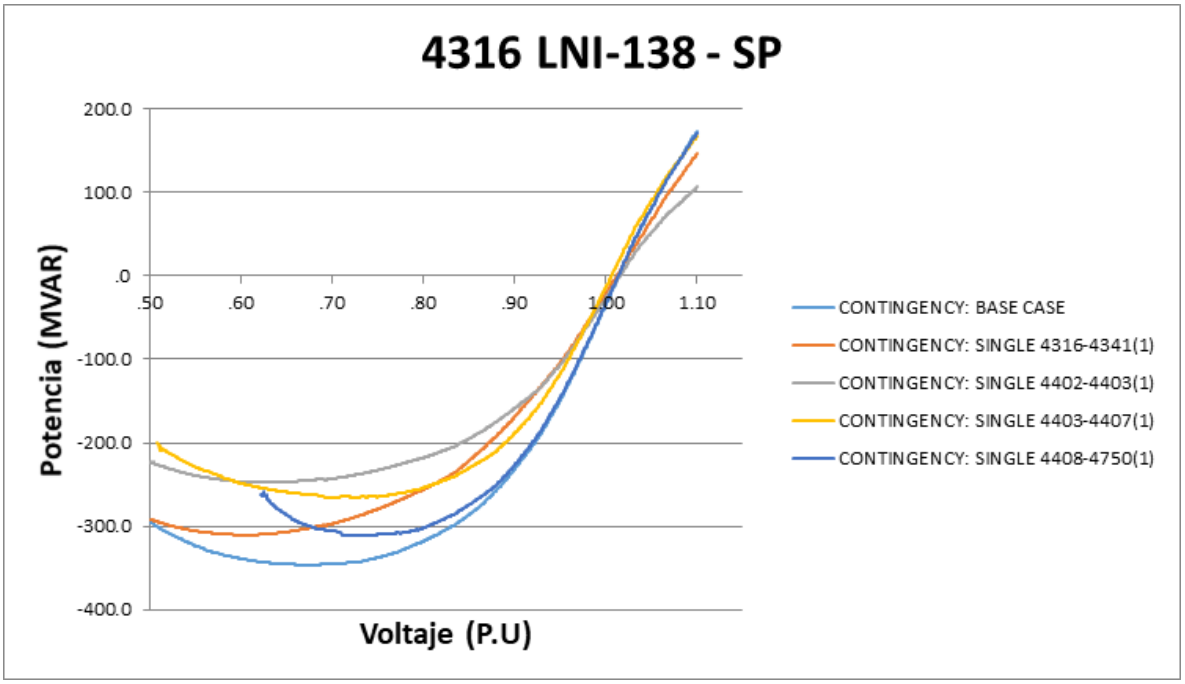

4402 SND-230 - SP
Potencia (MVAR)
500.0
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

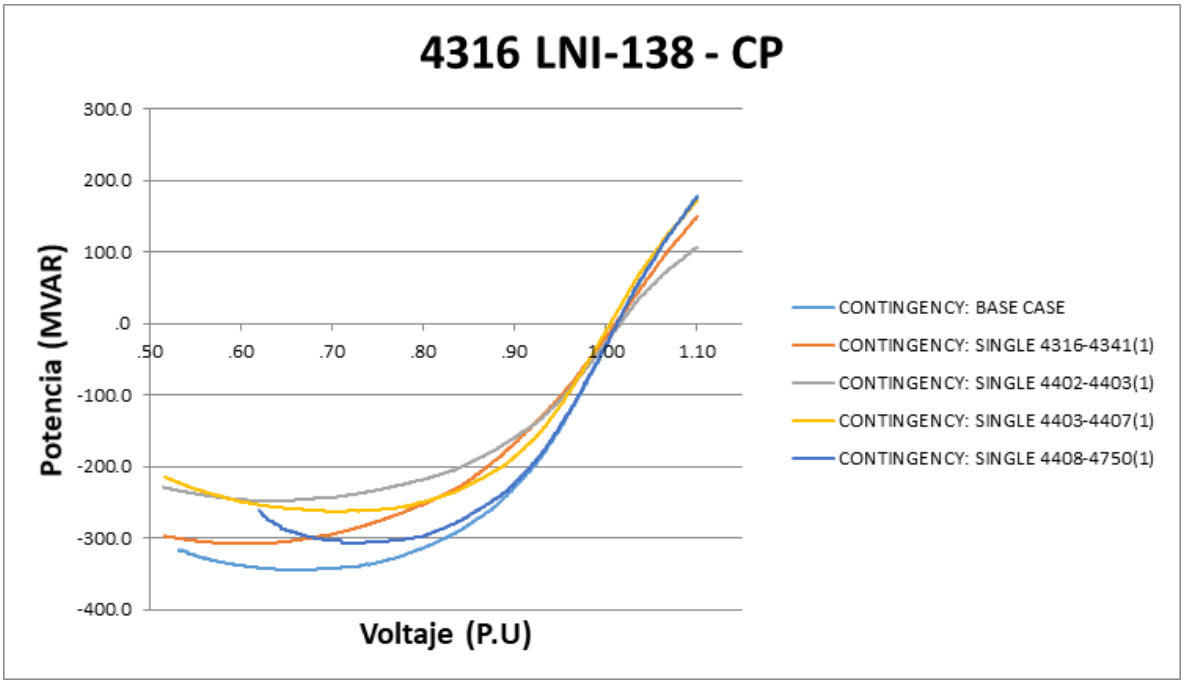

4402 SND-230 - CP
Potencia (MVAR)
600.0
500.0
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

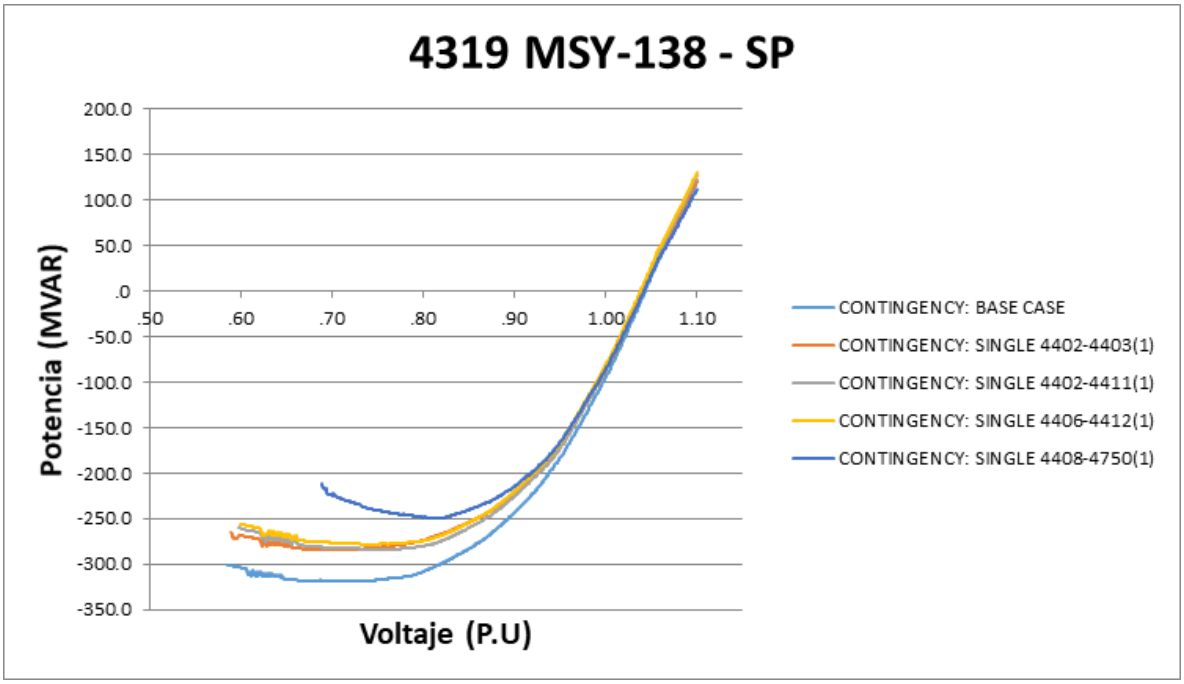

4420 SNB-230 - SP
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

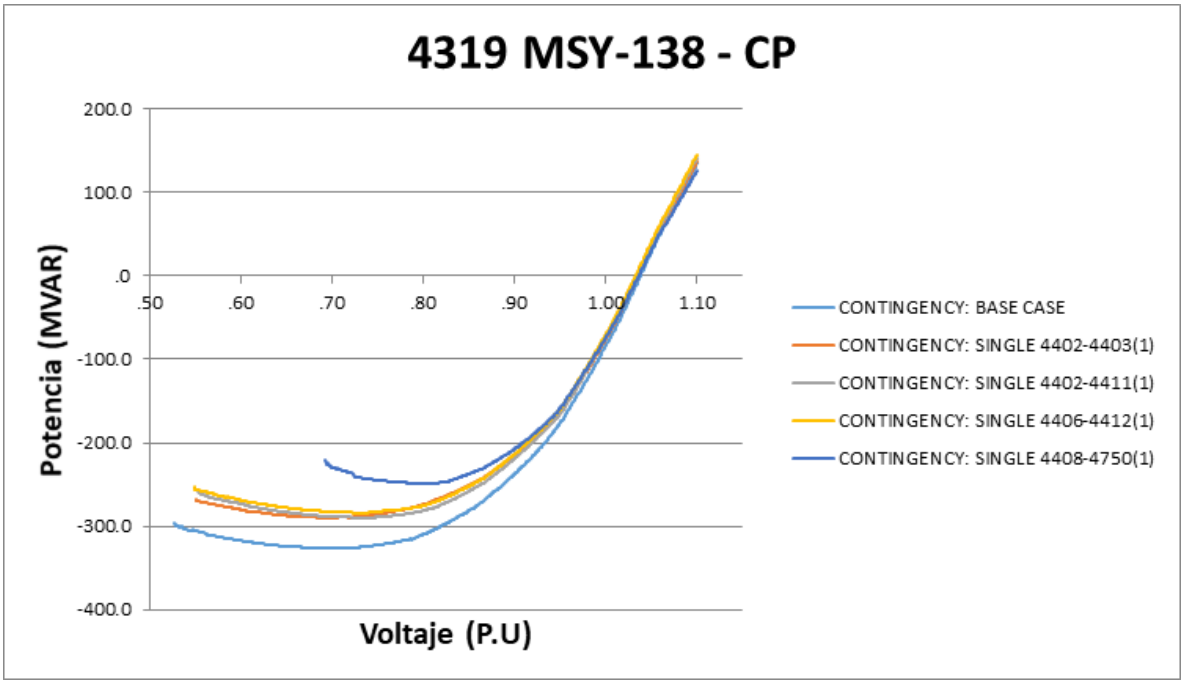

4420 SNB-230 - CP
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

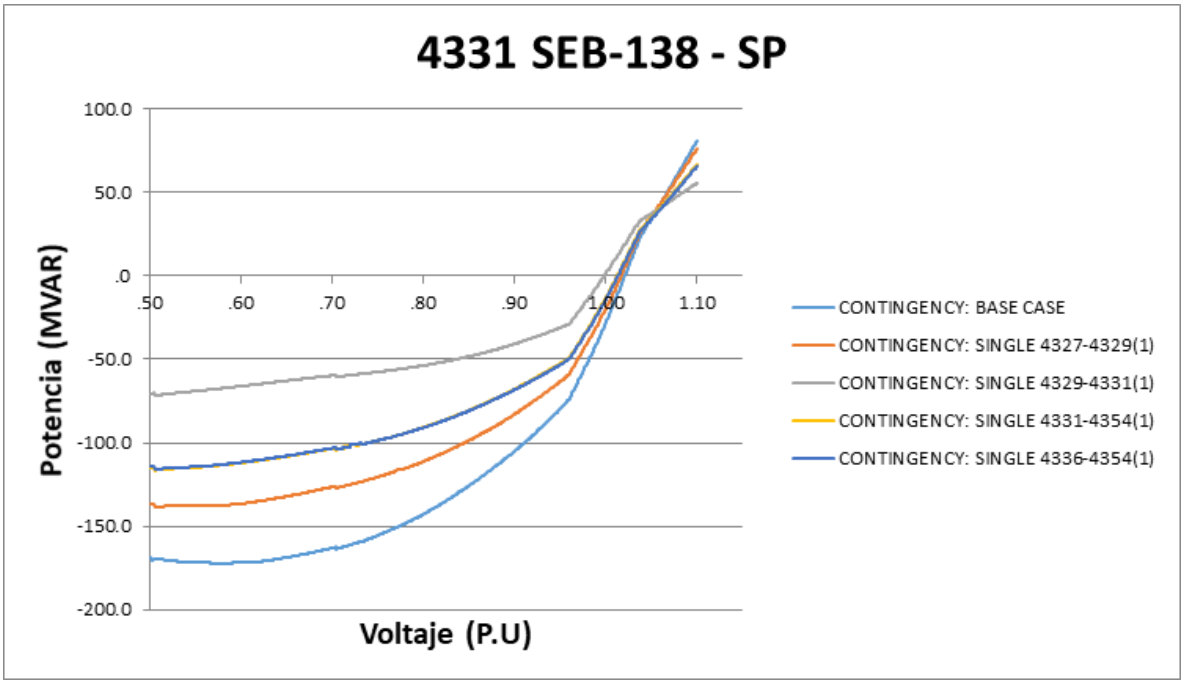
Escenario Verano demanda mínima sin intercambios

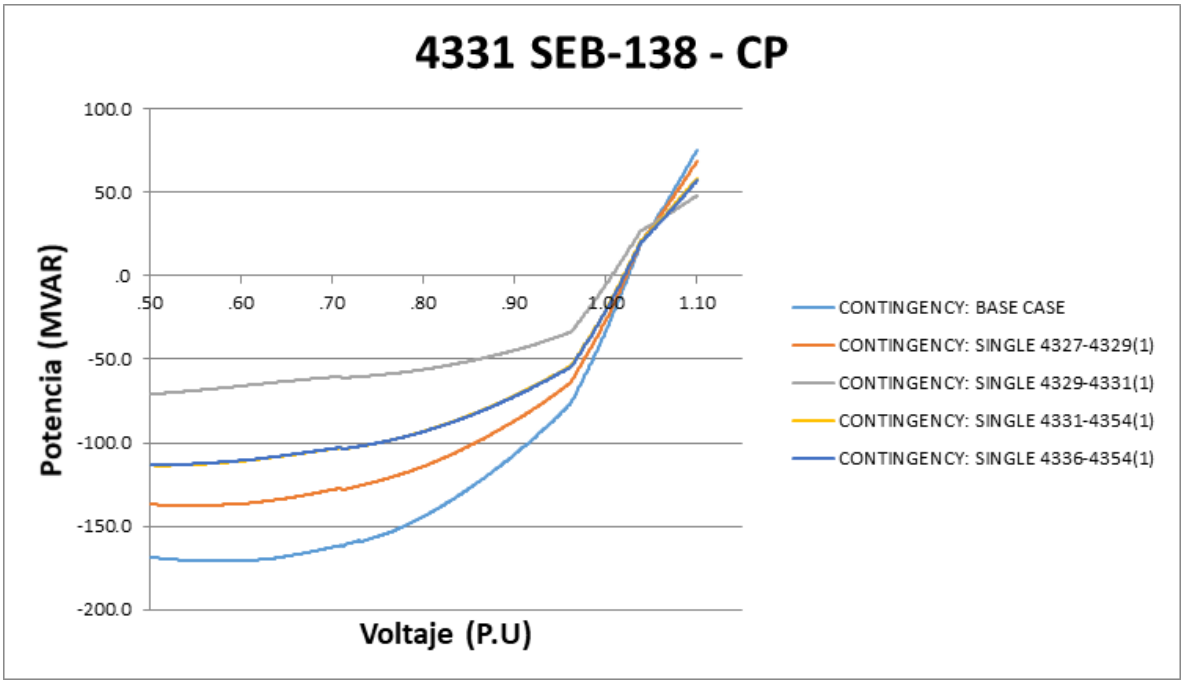


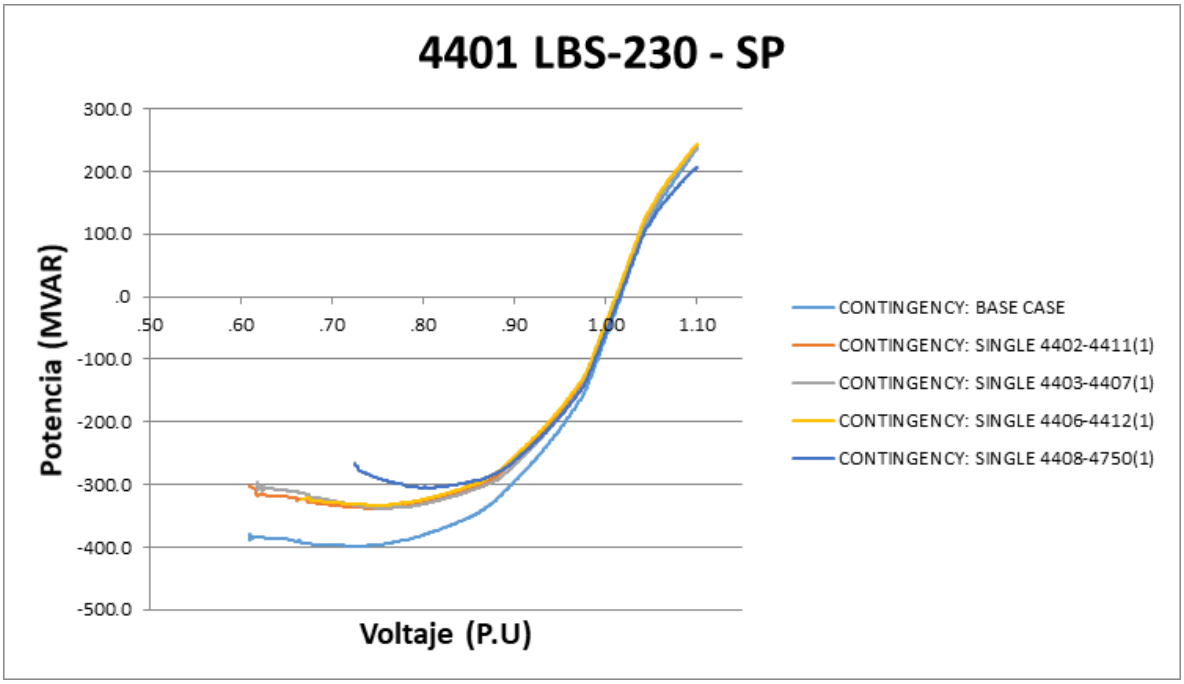


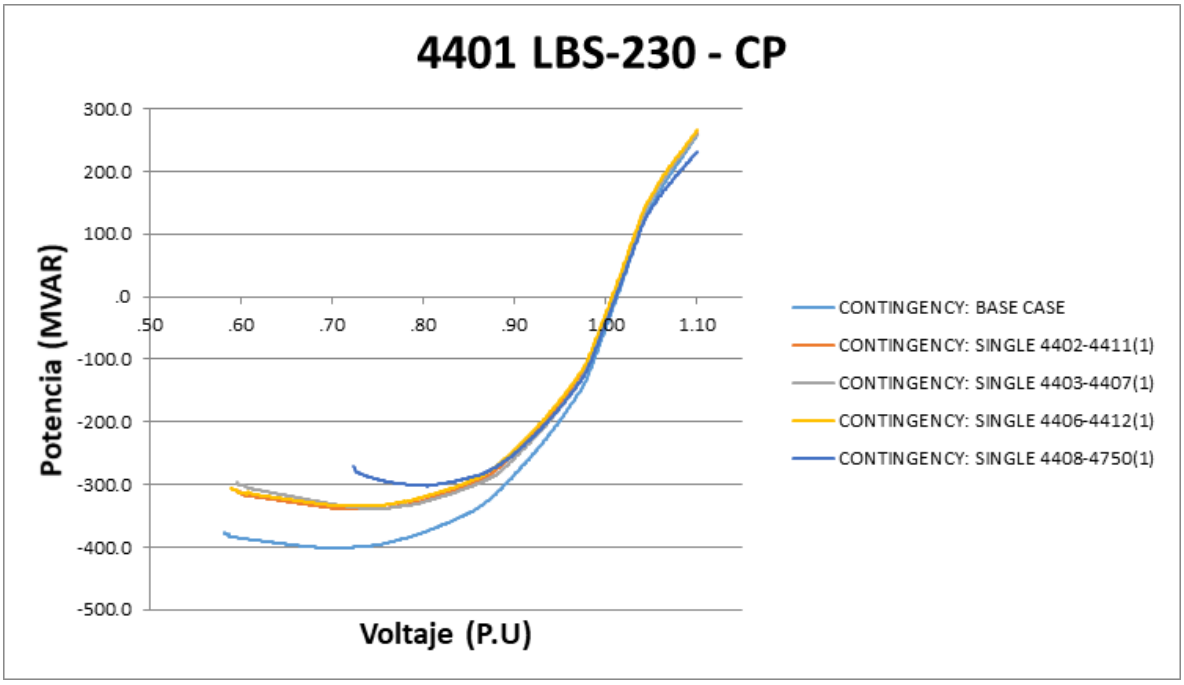

4319 MSY-138 - SP
Potencia (MVAR)
200.0
150.0
100.0
50.0
.0
-50.0
-100.0
-150.0
-200.0
-250.0
-300.0
-350.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4403(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

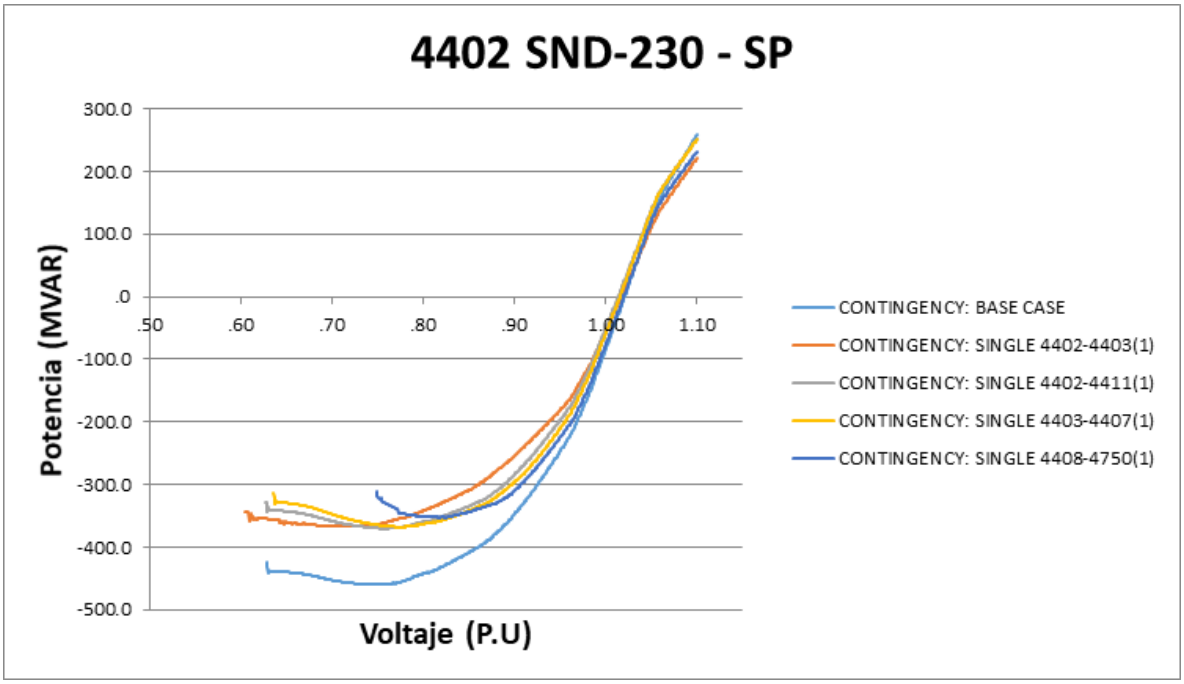

4319 MSY-138 - CP
Potencia (MVAR)
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4403(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

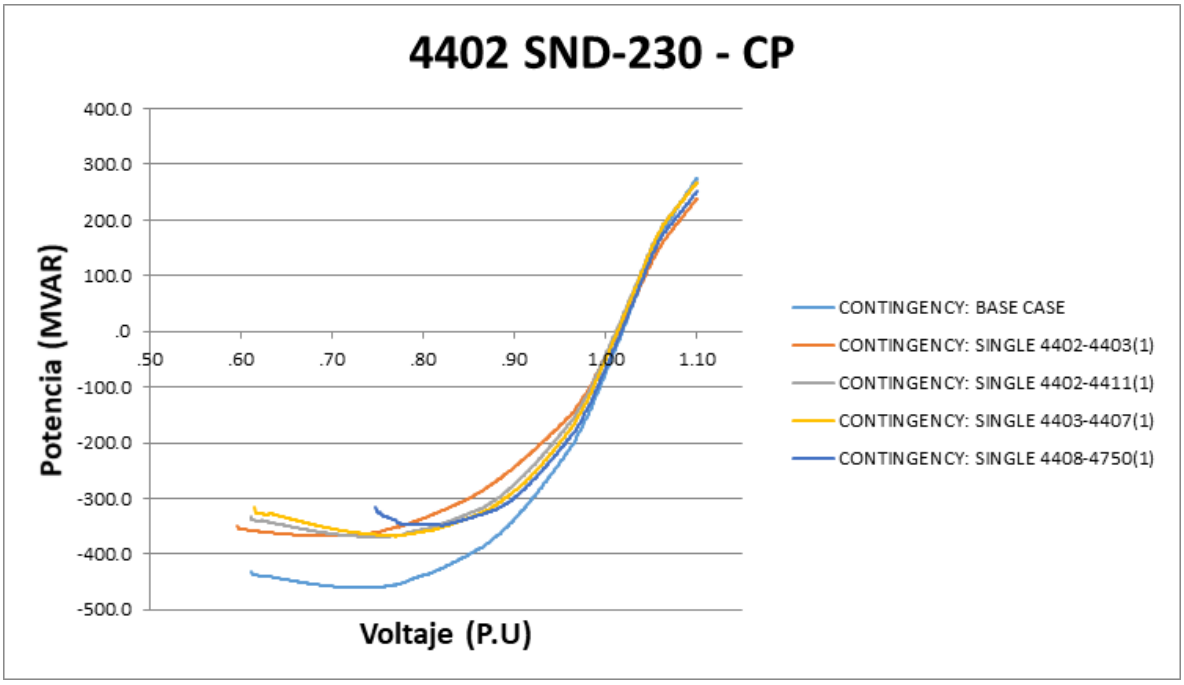

4331 SEB-138 - SP
Potencia (MVAR)
100.0
50.0
.0
-50.0
-100.0
-150.0
-200.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4327-4329(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4329-4331(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4331-4354(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4336-4354(1)

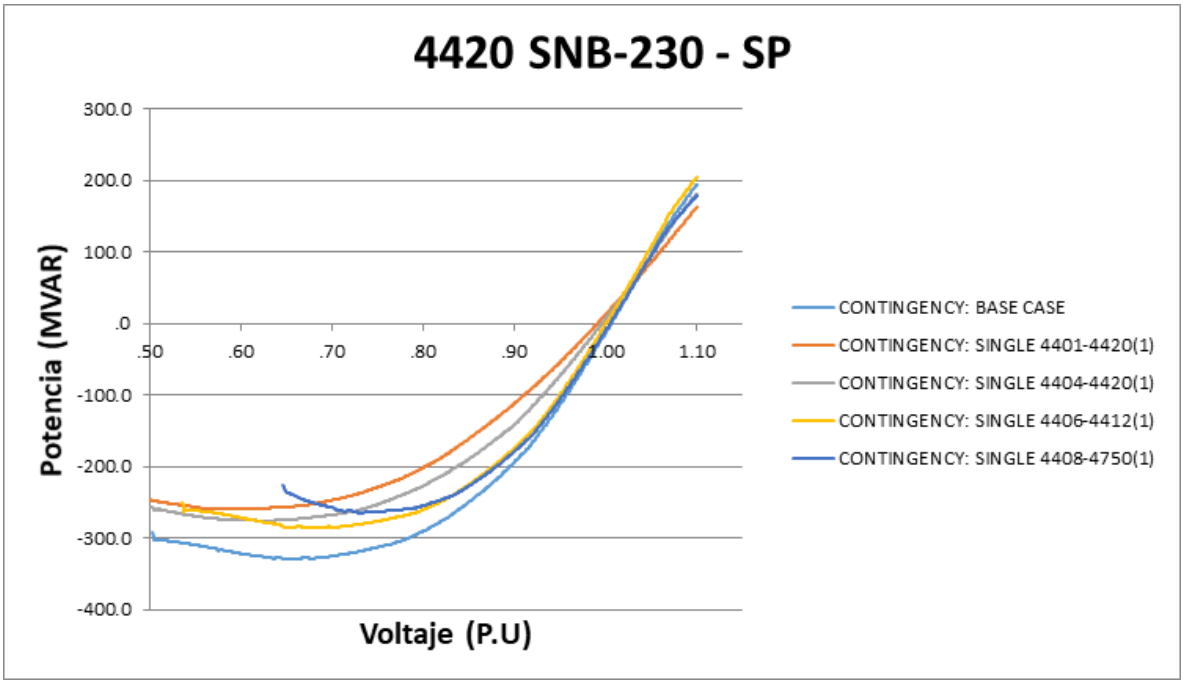

4331 SEB-138 - CP
Potencia (MVAR)
100.0
50.0
.0
-50.0
-100.0
-150.0
-200.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4327-4329(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4329-4331(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4331-4354(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4336-4354(1)

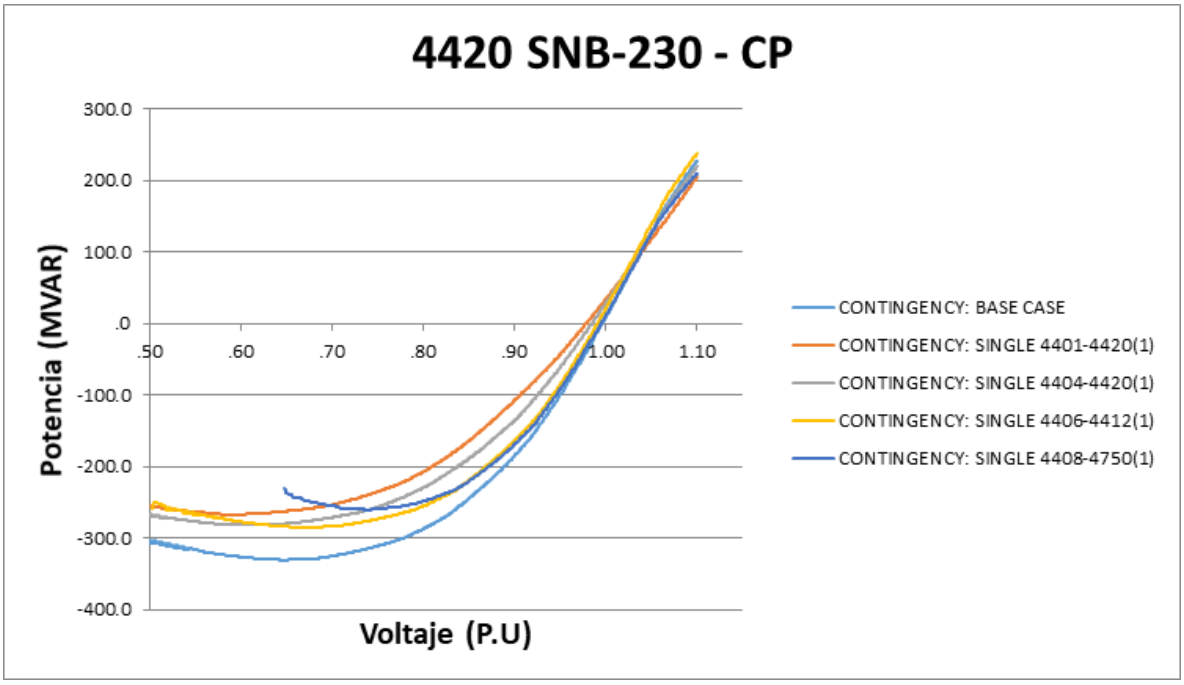

4401 LBS-230 - SP
Potencia (MVAR)
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
-500.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)


4401 LBS-230 - CP
Potencia (MVAR)
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
-500.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

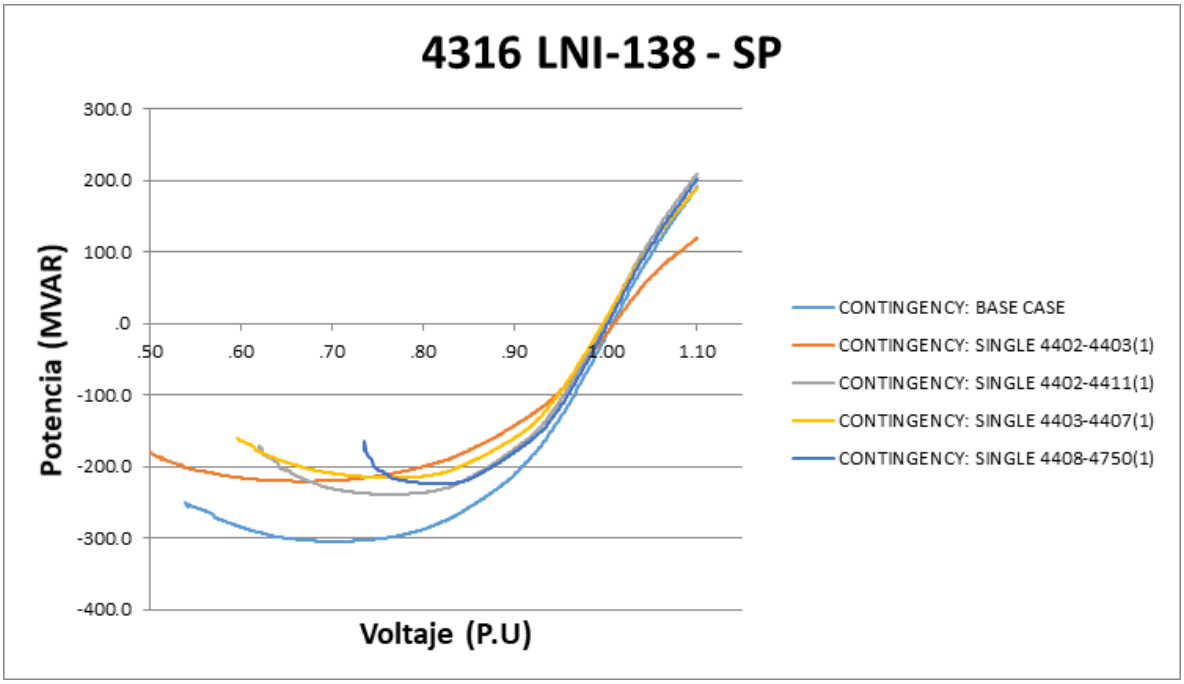

4402 SND-230 - SP
Potencia (MVAR)
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
-500.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4403(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

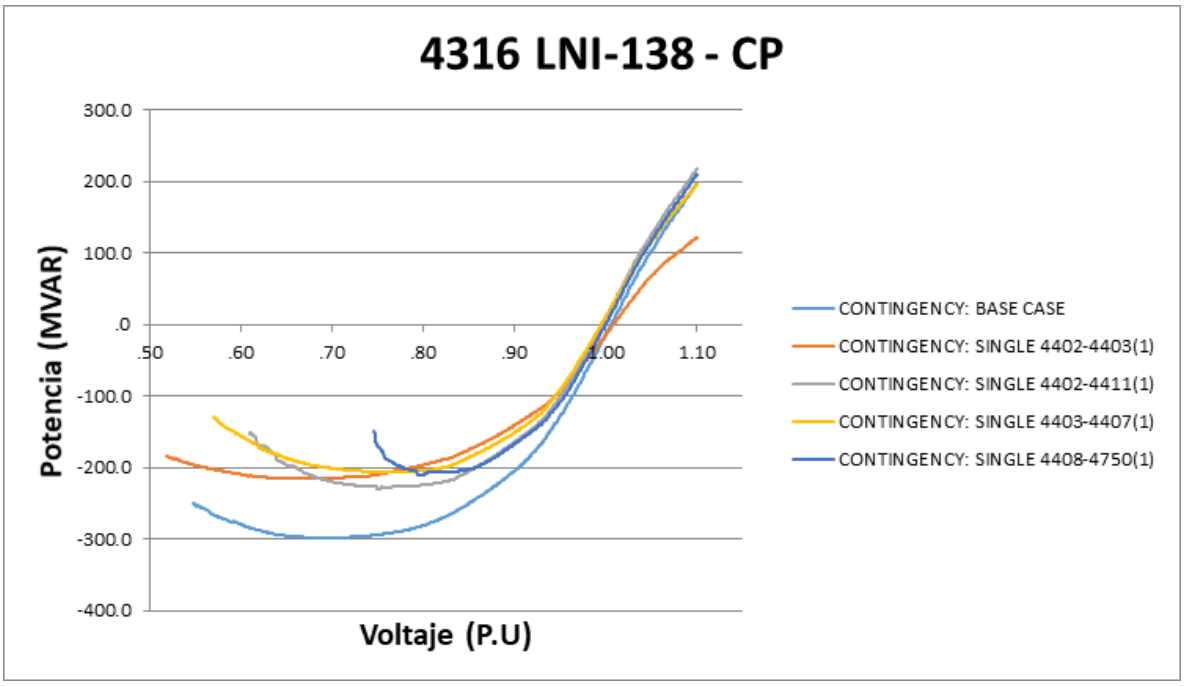

4402 SND-230 - CP
Potencia (MVAR)
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
-500.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4403(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

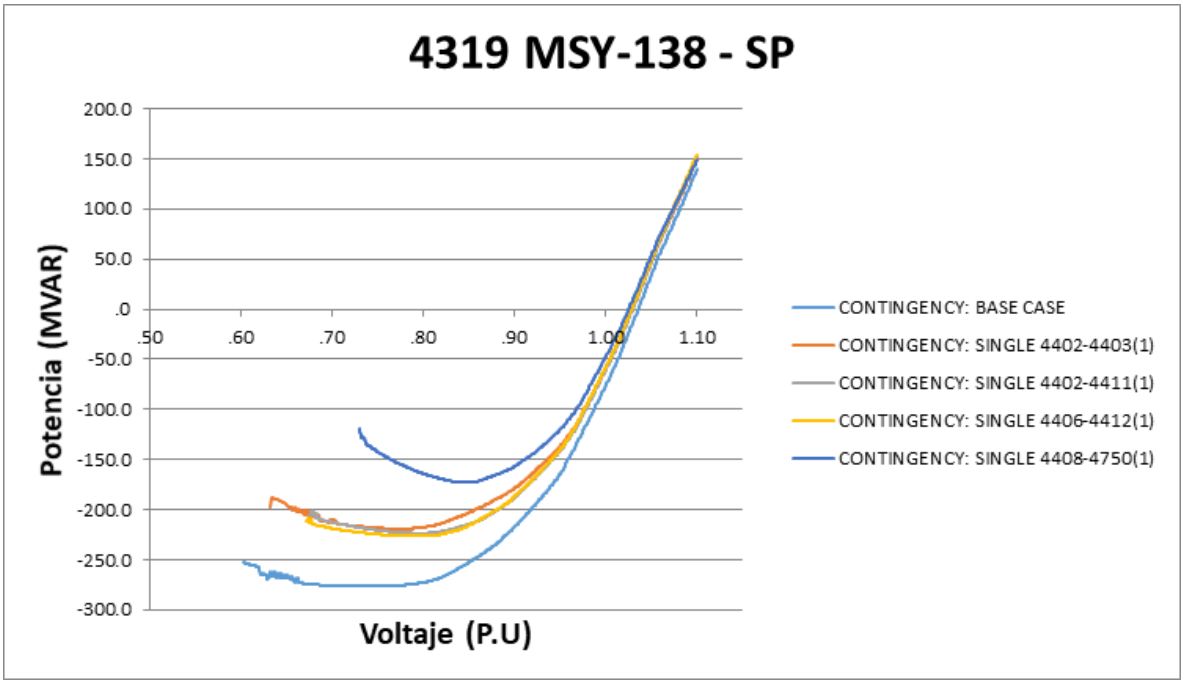

4420 SNB-230 - SP
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4401-4420(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4404-4420(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

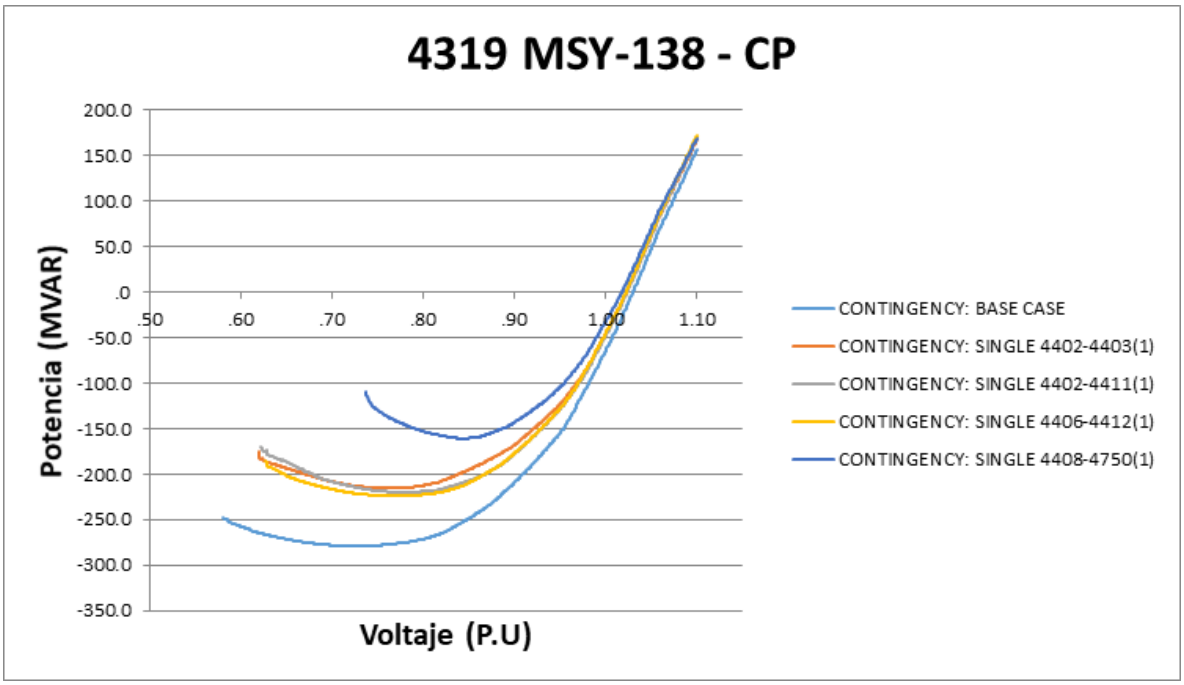

4420 SNB-230 - CP
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4401-4420(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4404-4420(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

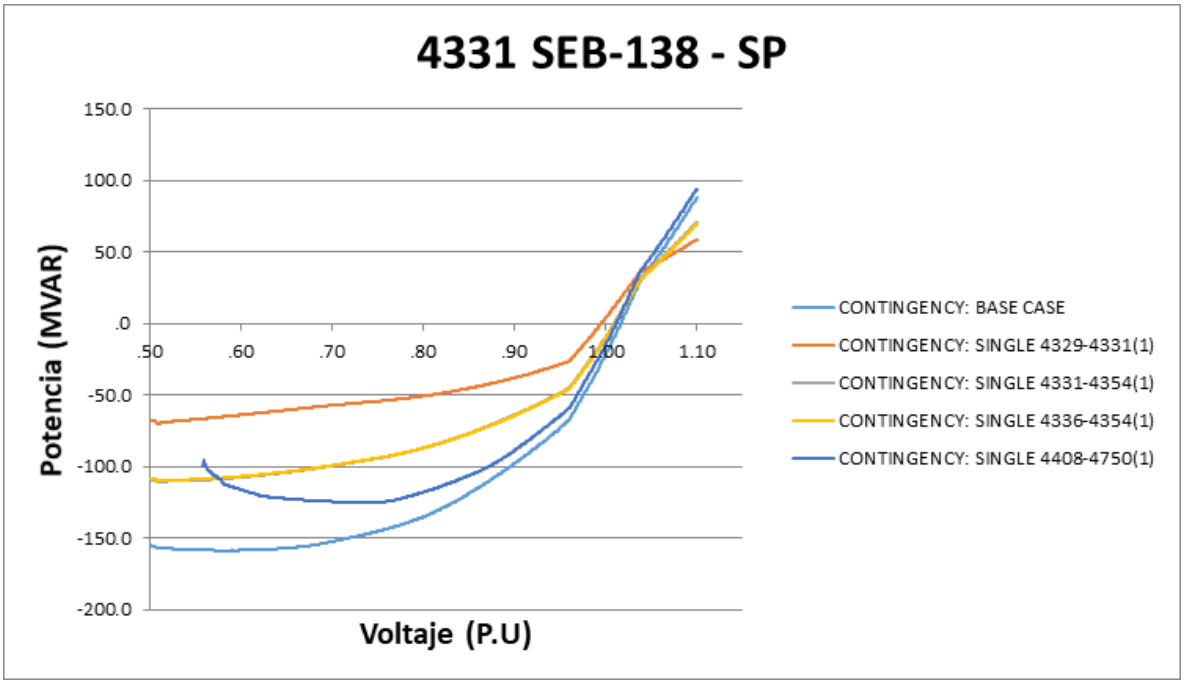
Escenario Verano demanda mínima Porteo Norte – Sur 300 MW

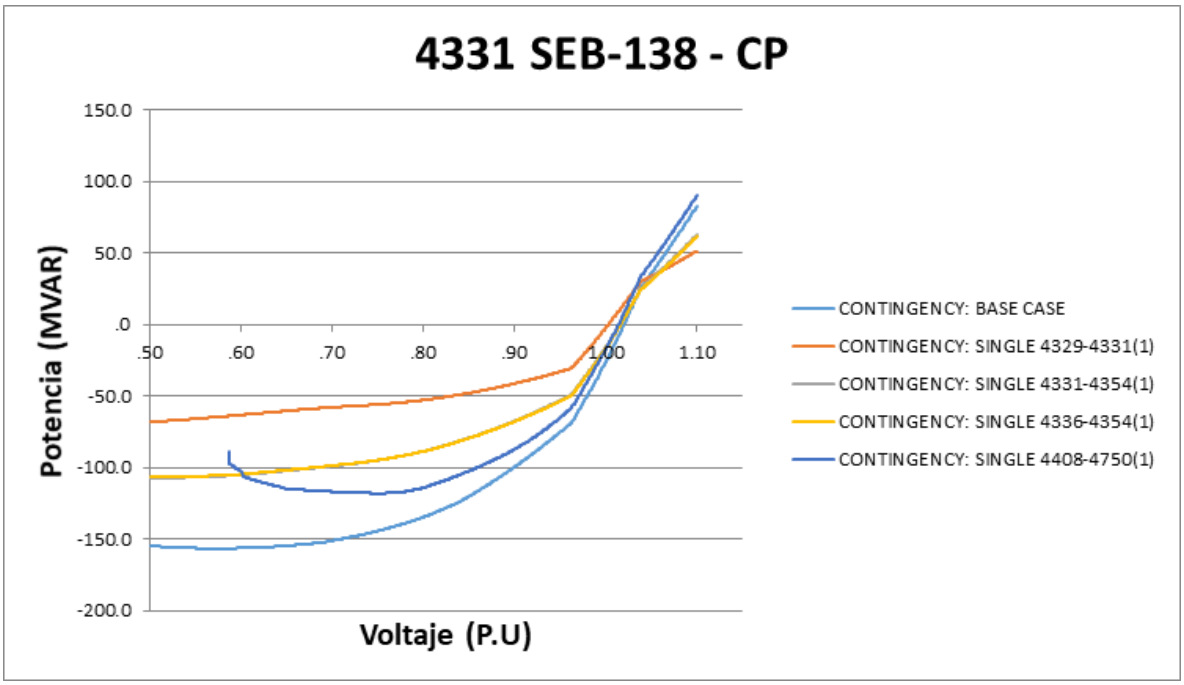


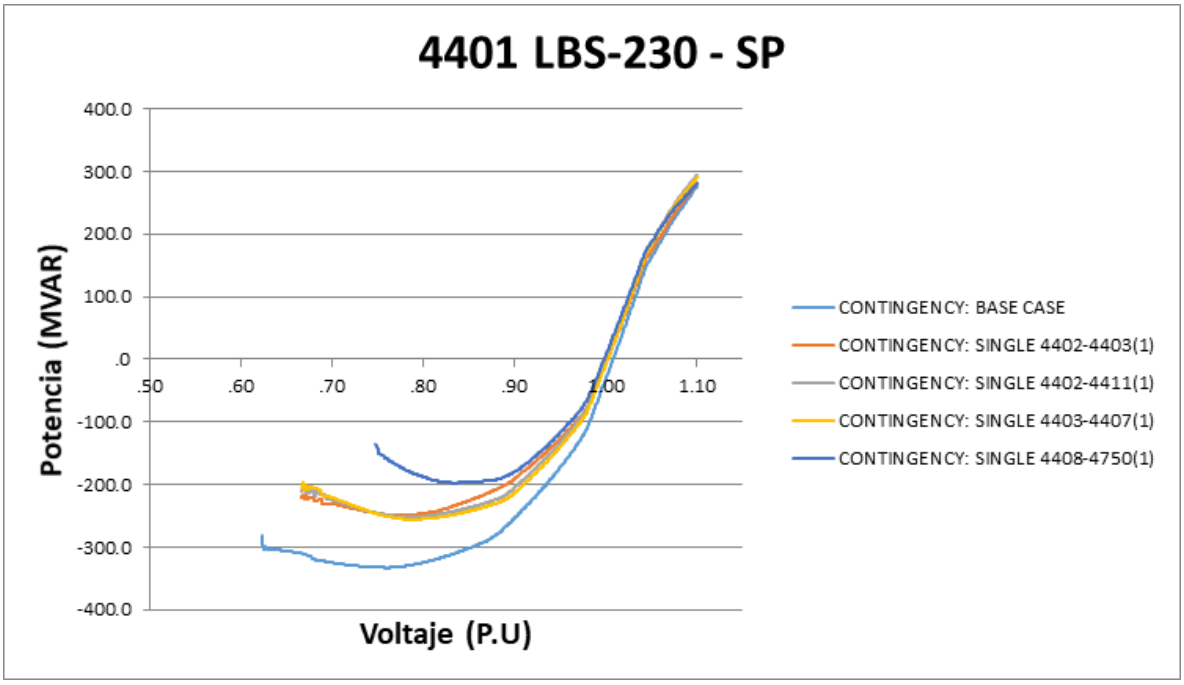


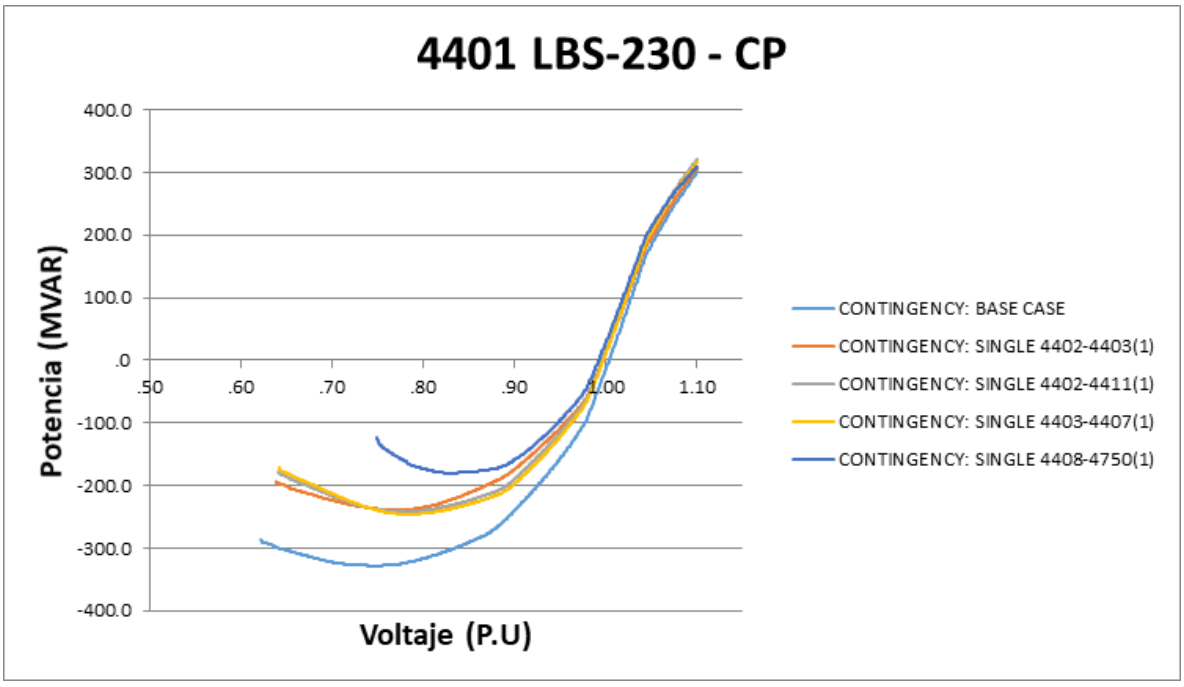

4319 MSY-138 - SP
Potencia (MVAR)
200.0
150.0
100.0
50.0
.0
-50.0
-100.0
-150.0
-200.0
-250.0
-300.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4403(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

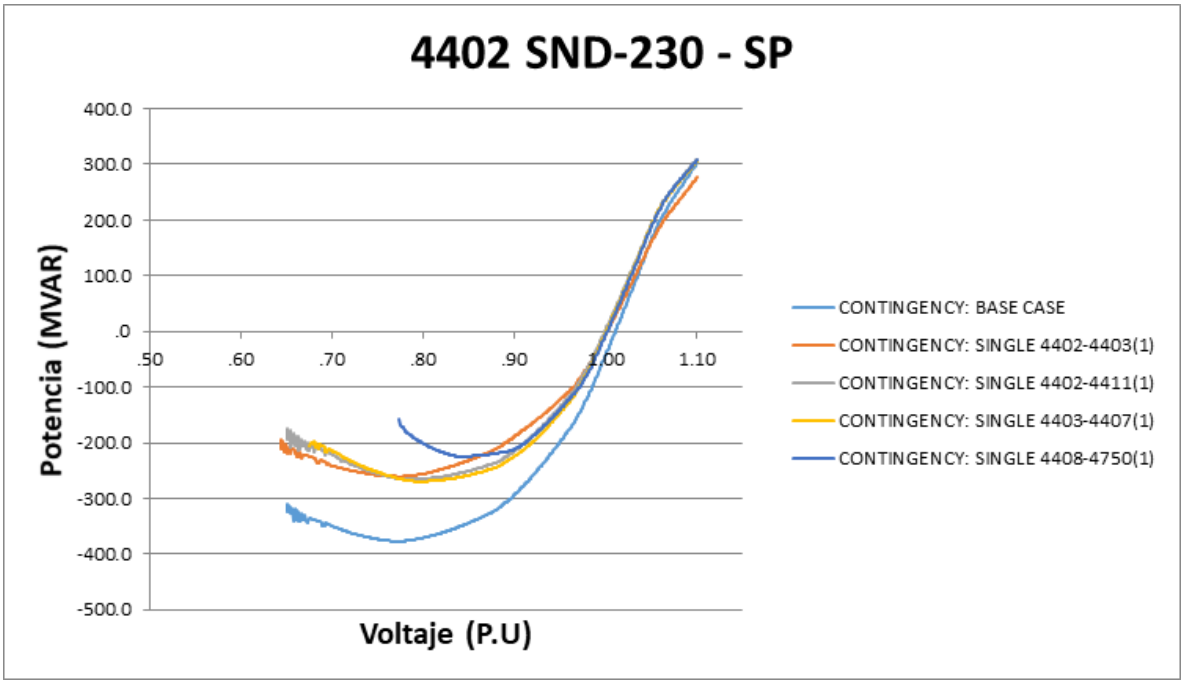

4319 MSY-138 - CP
Potencia (MVAR)
200.0
150.0
100.0
50.0
.0
-50.0
-100.0
-150.0
-200.0
-250.0
-300.0
-350.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4403(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

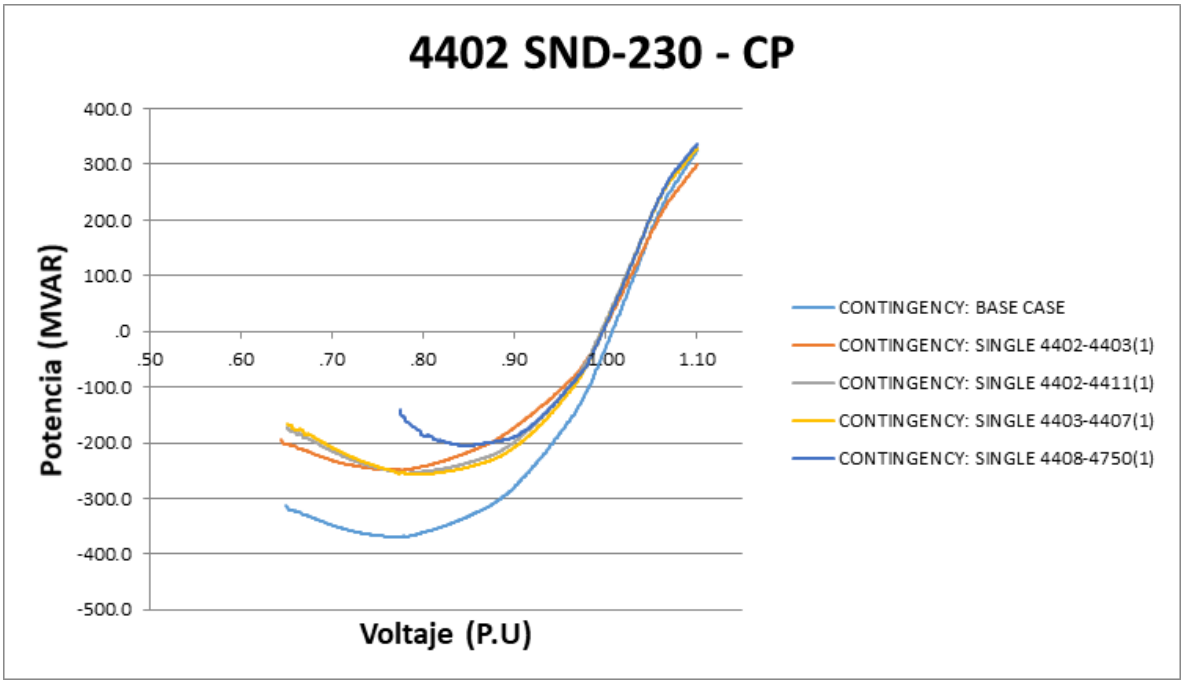

4331 SEB-138 - SP
150.0
100.0
50.0
.0
-50.0
-100.0
-150.0
-200.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4329-4331(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4331-4354(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4336-4354(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

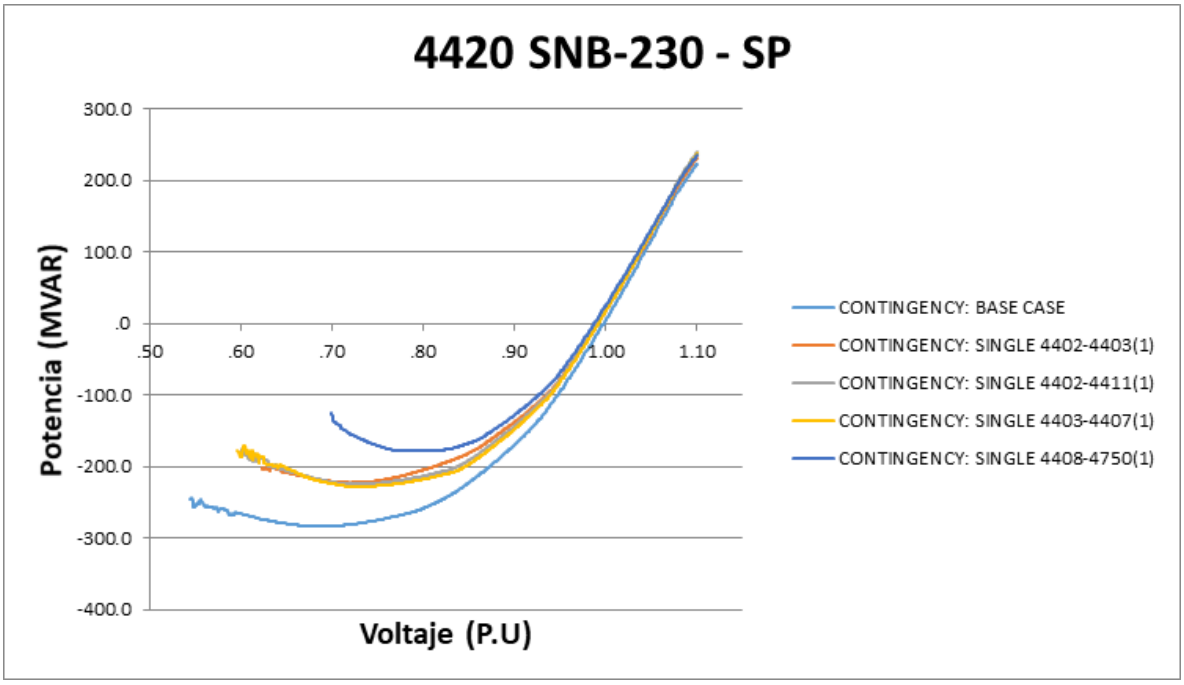

4331 SEB-138 - CP
150.0
100.0
50.0
.0
-50.0
-100.0
-150.0
-200.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4329-4331(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4331-4354(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4336-4354(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

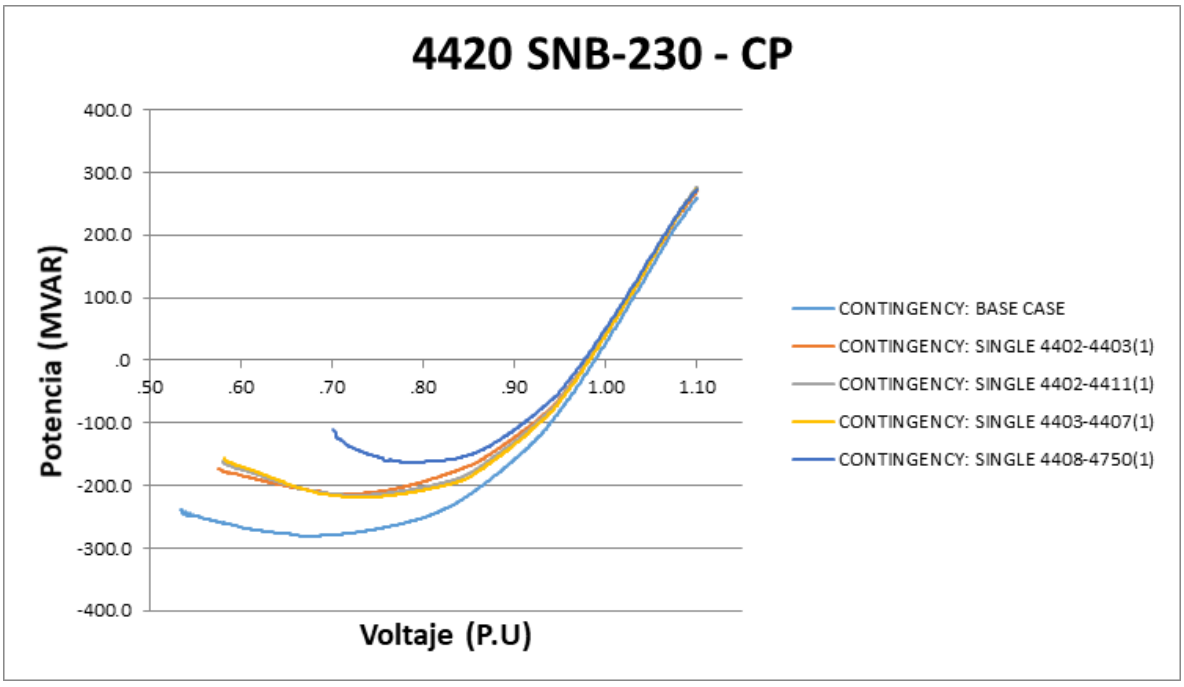

4401 LBS-230 - SP
Potencia (MVAR)
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4403(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)


4401 LBS-230 - CP
Potencia (MVAR)
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4403(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

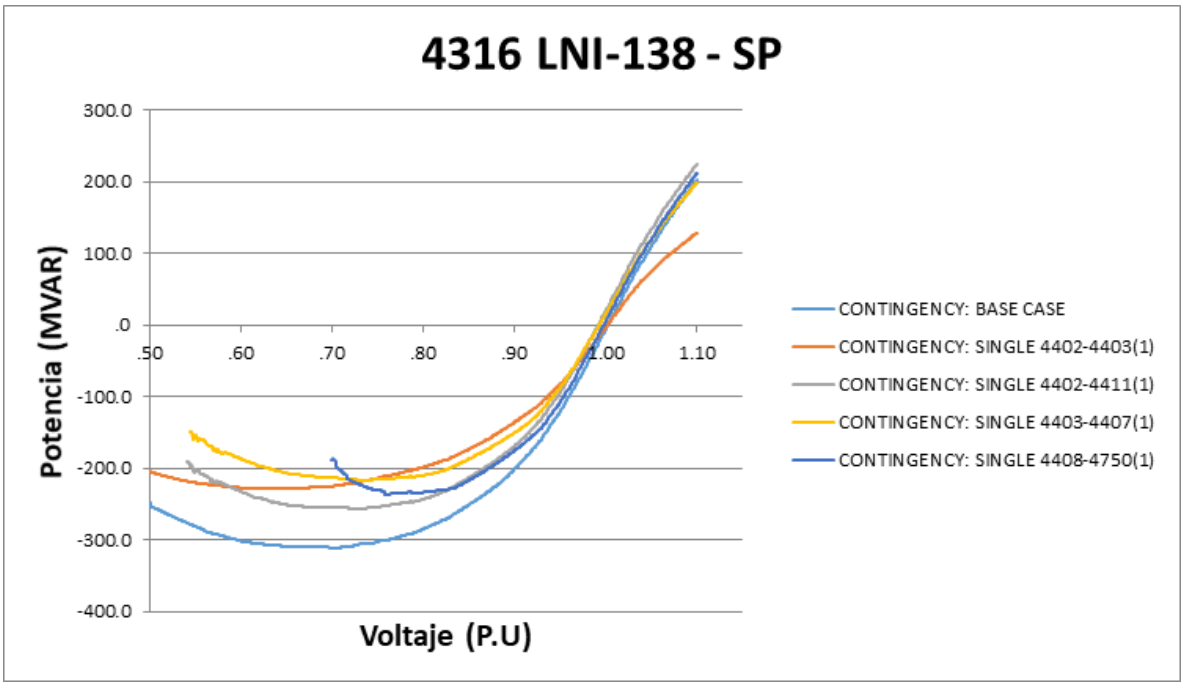

4402 SND-230 - SP
Potencia (MVAR)
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
-500.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4403(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

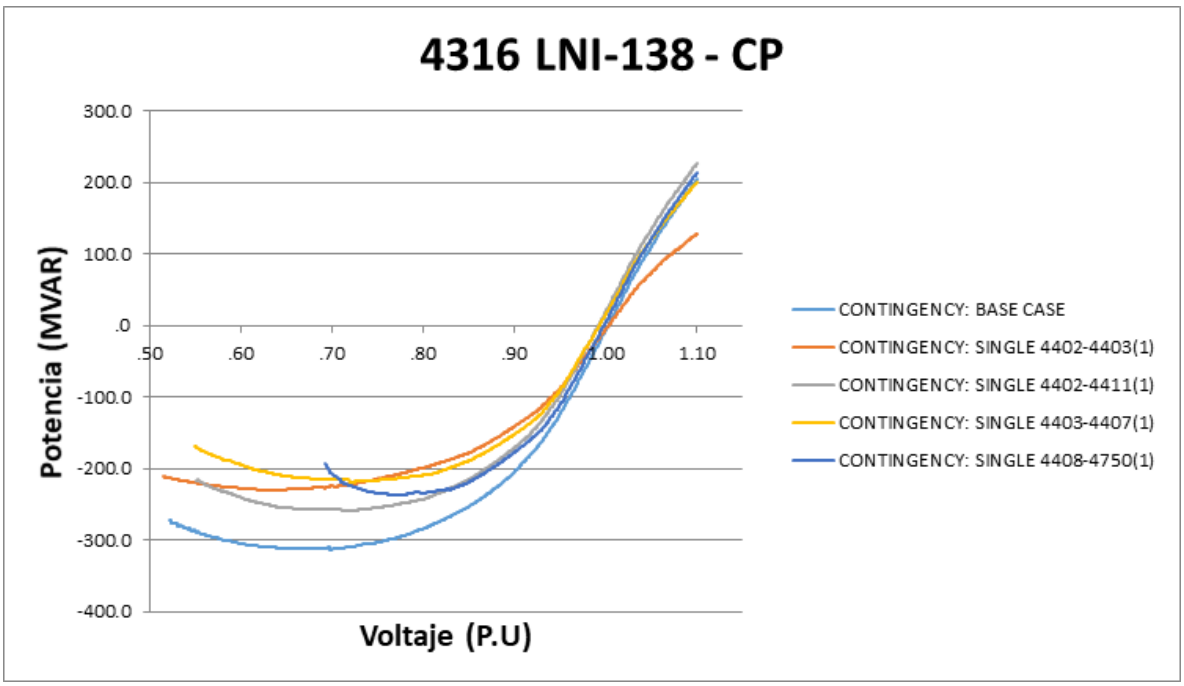

4402 SND-230 - CP
Potencia (MVAR)
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
-500.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4403(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

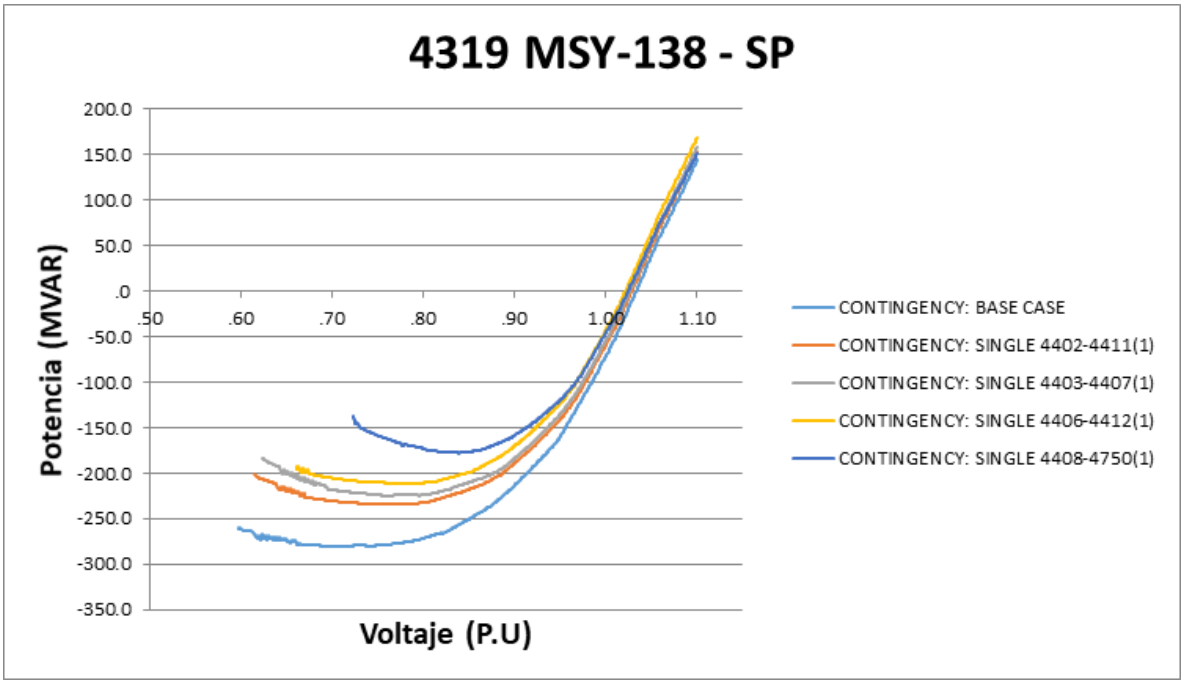

4420 SNB-230 - SP
Potencia (MVAR)
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4403(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

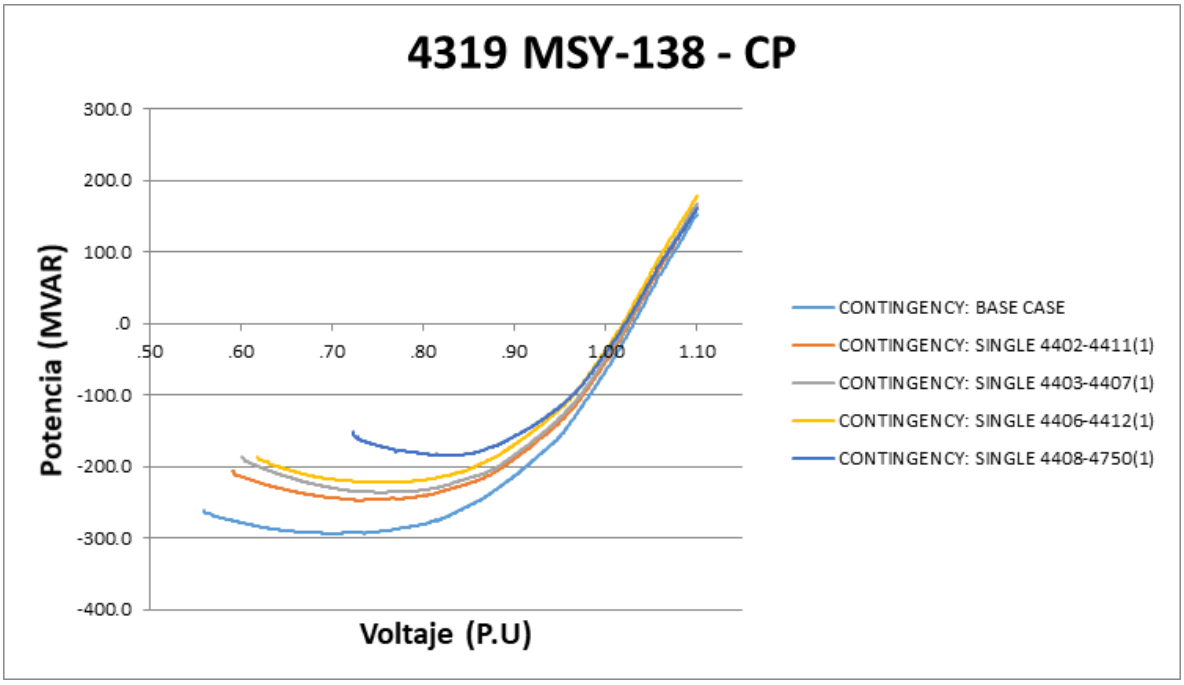

4420 SNB-230 - CP
Potencia (MVAR)
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4403(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

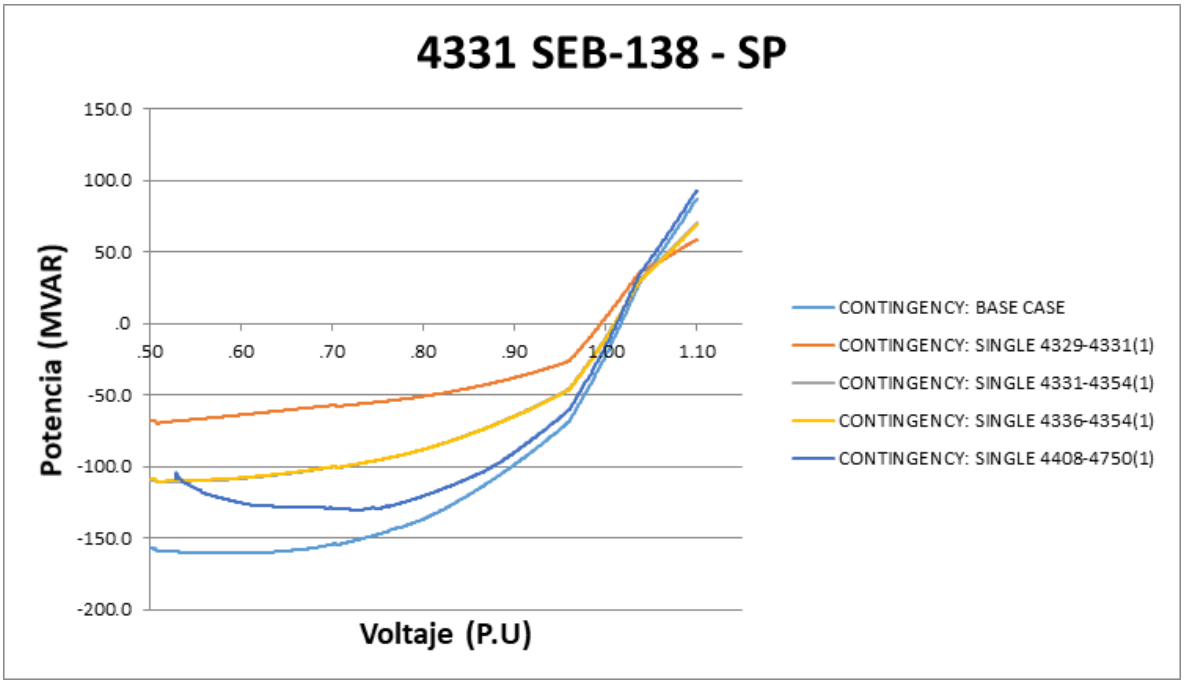
Escenario Verano demanda mínima Porteo Sur - Norte 210 MW

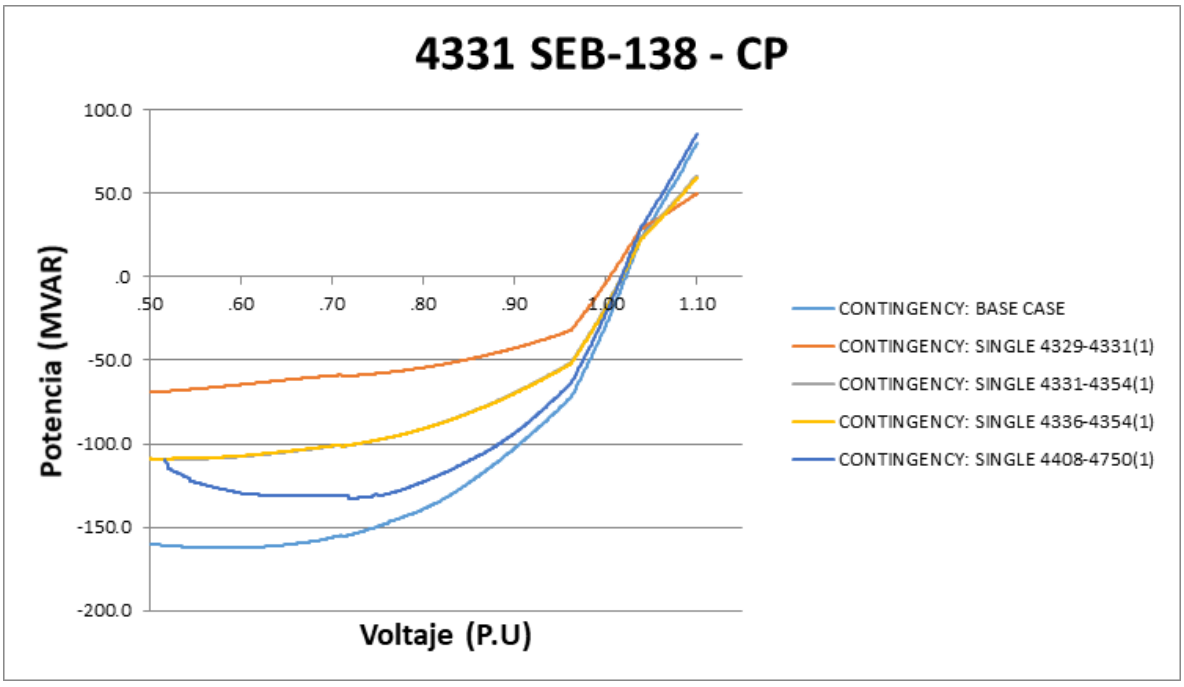


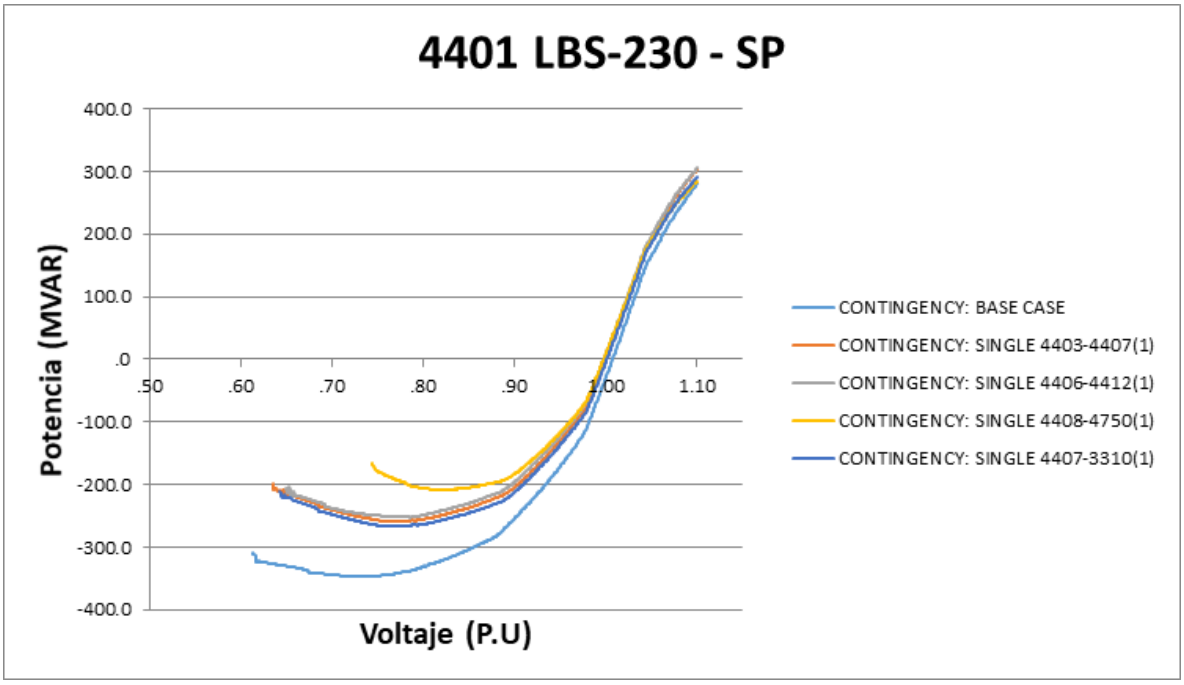


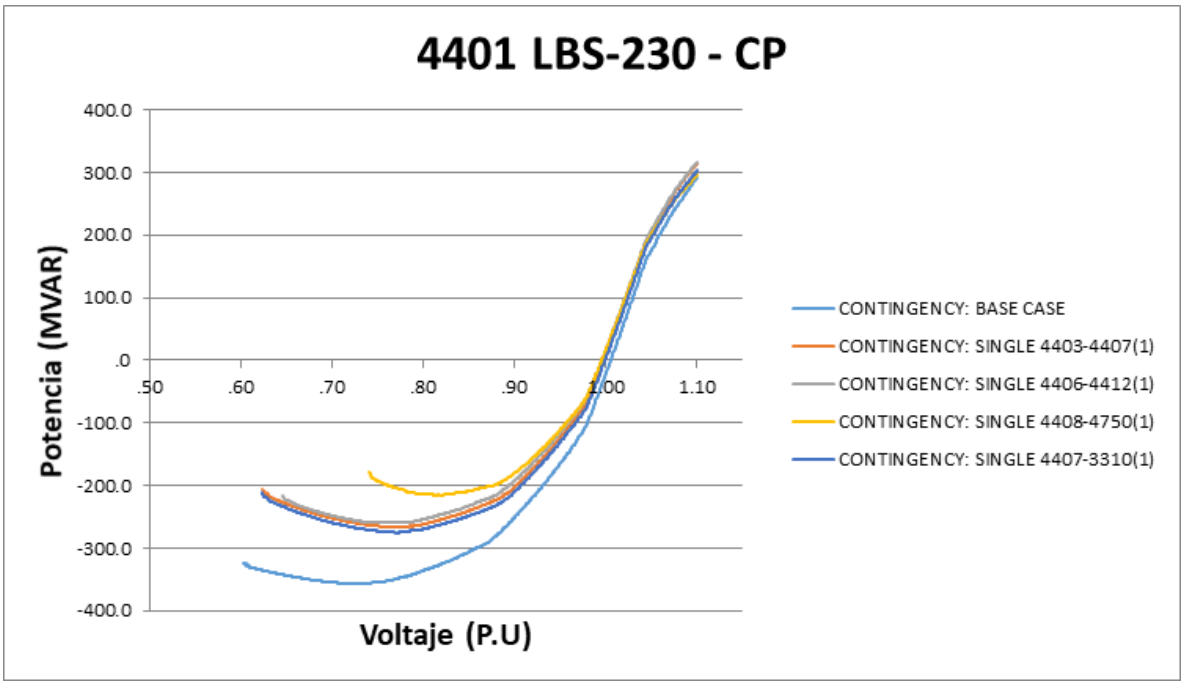

4319 MSY-138 - SP
Potencia (MVAR)
200.0
150.0
100.0
50.0
.0
-50.0
-100.0
-150.0
-200.0
-250.0
-300.0
-350.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

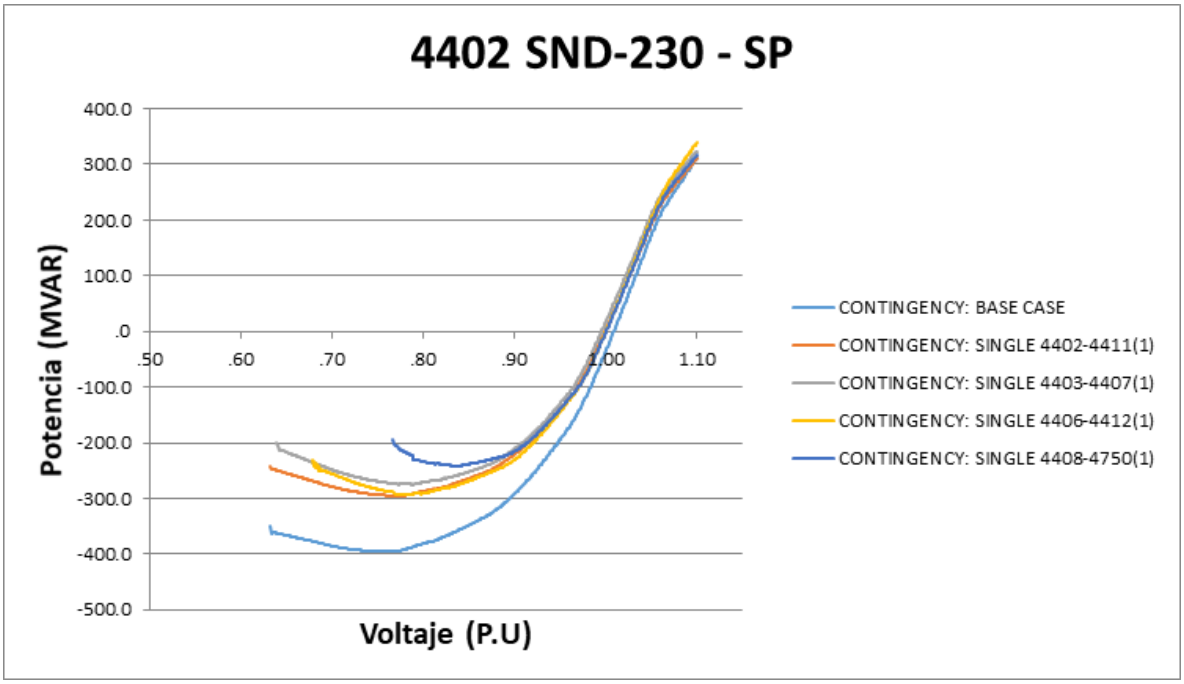

4319 MSY-138 - CP
Potencia (MVAR)
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

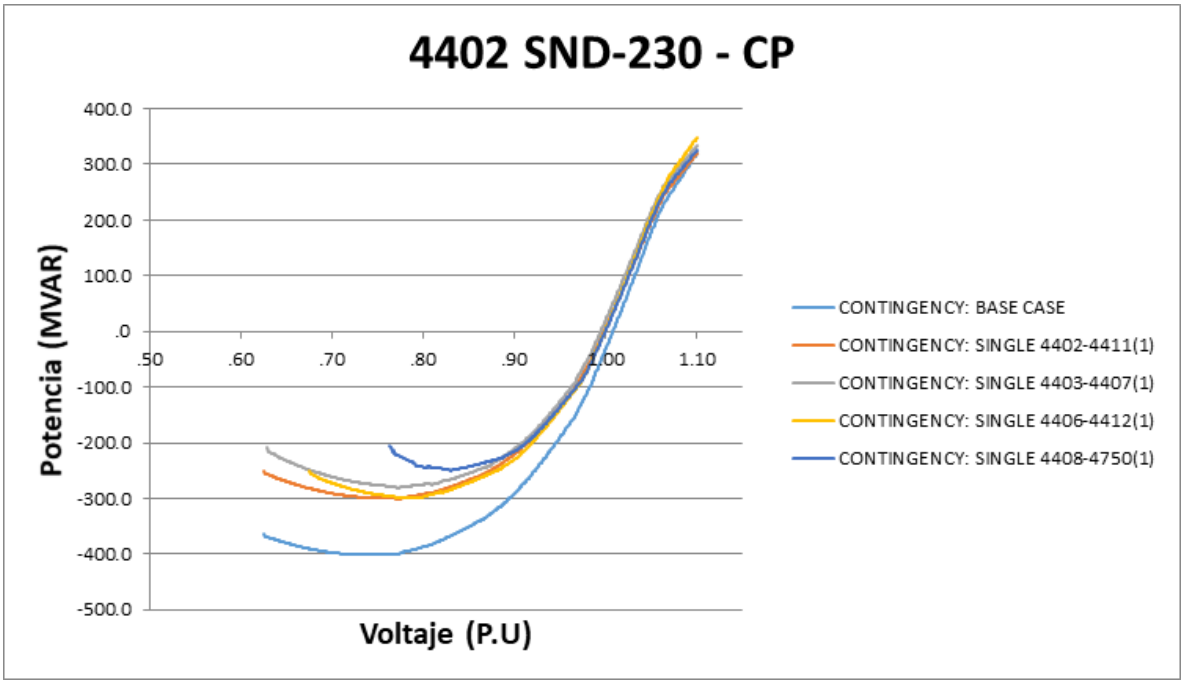

4331 SEB-138 - SP
Potencia (MVAR)
150.0
100.0
50.0
.0
-50.0
-100.0
-150.0
-200.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4329-4331(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4331-4354(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4336-4354(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

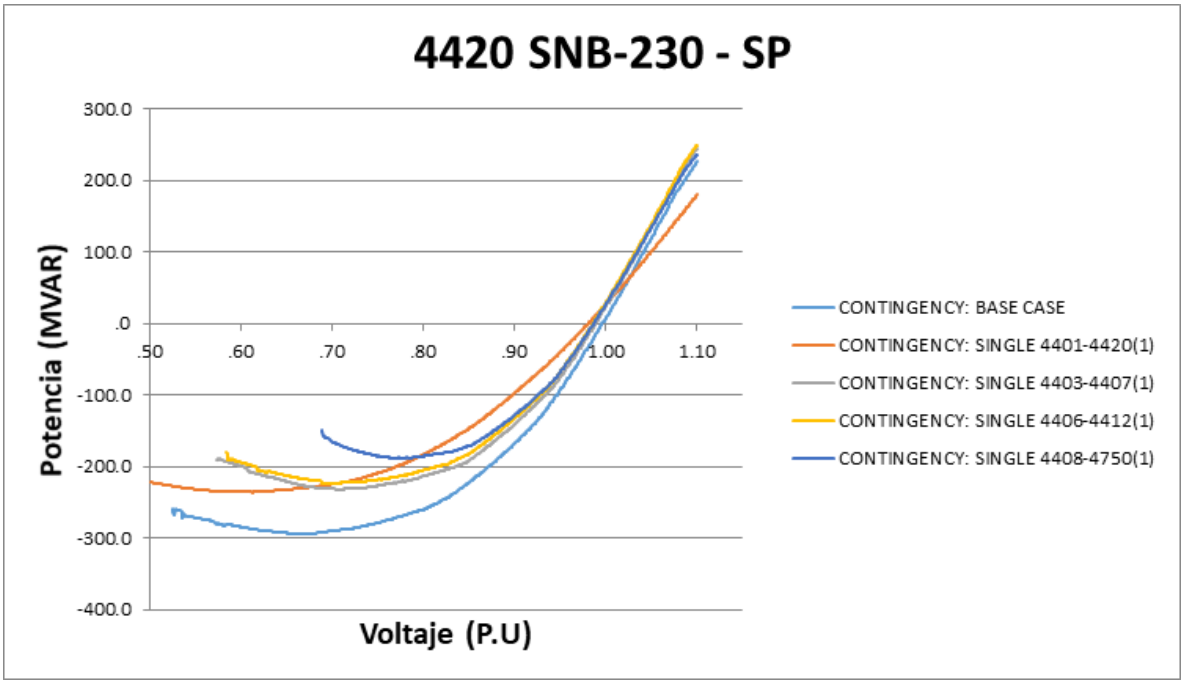

4331 SEB-138 - CP
Potencia (MVAR)
100.0
50.0
.0
-50.0
-100.0
-150.0
-200.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4329-4331(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4331-4354(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4336-4354(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

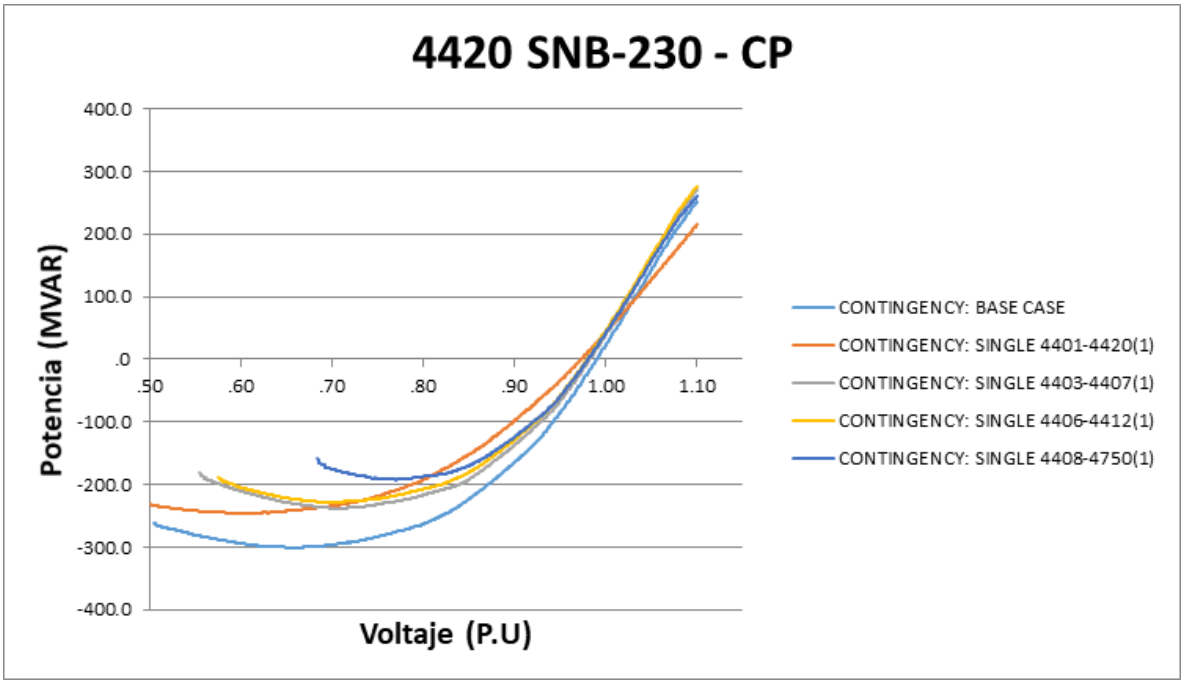

4401 LBS-230 - SP
Potencia (MVAR)
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4407-3310(1)


4401 LBS-230 - CP
Potencia (MVAR)
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4407-3310(1)


4402 SND-230 - SP
Potencia (MVAR)
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
-500.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

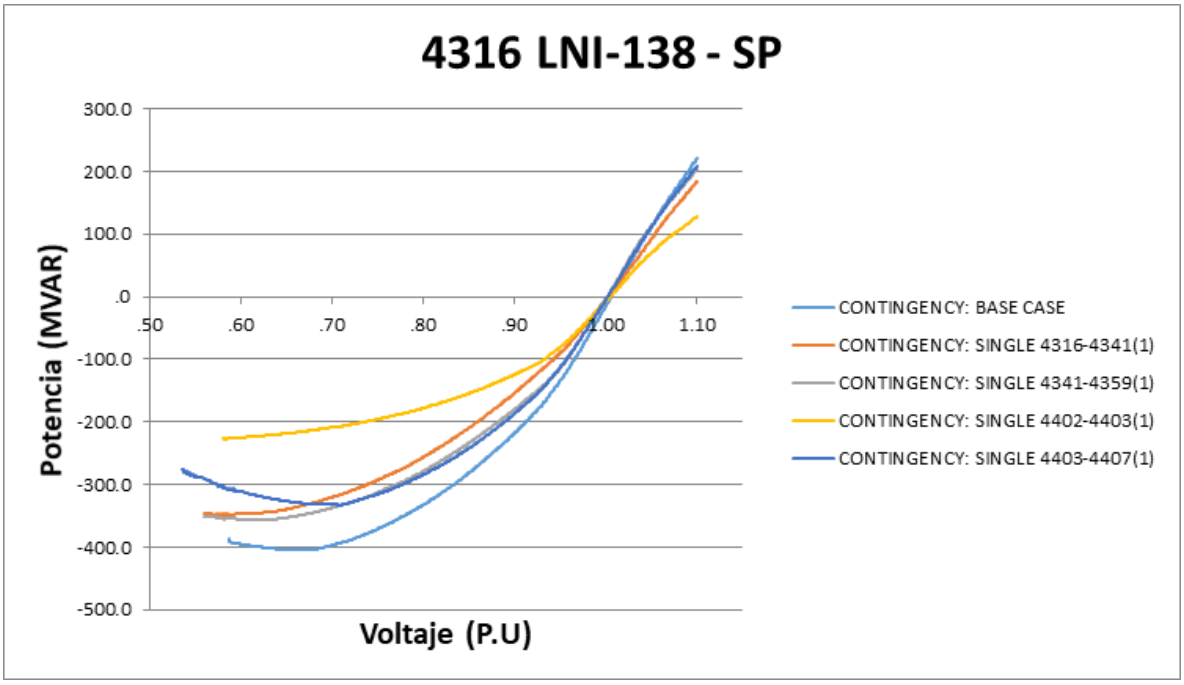

4402 SND-230 - CP
Potencia (MVAR)
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
-500.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

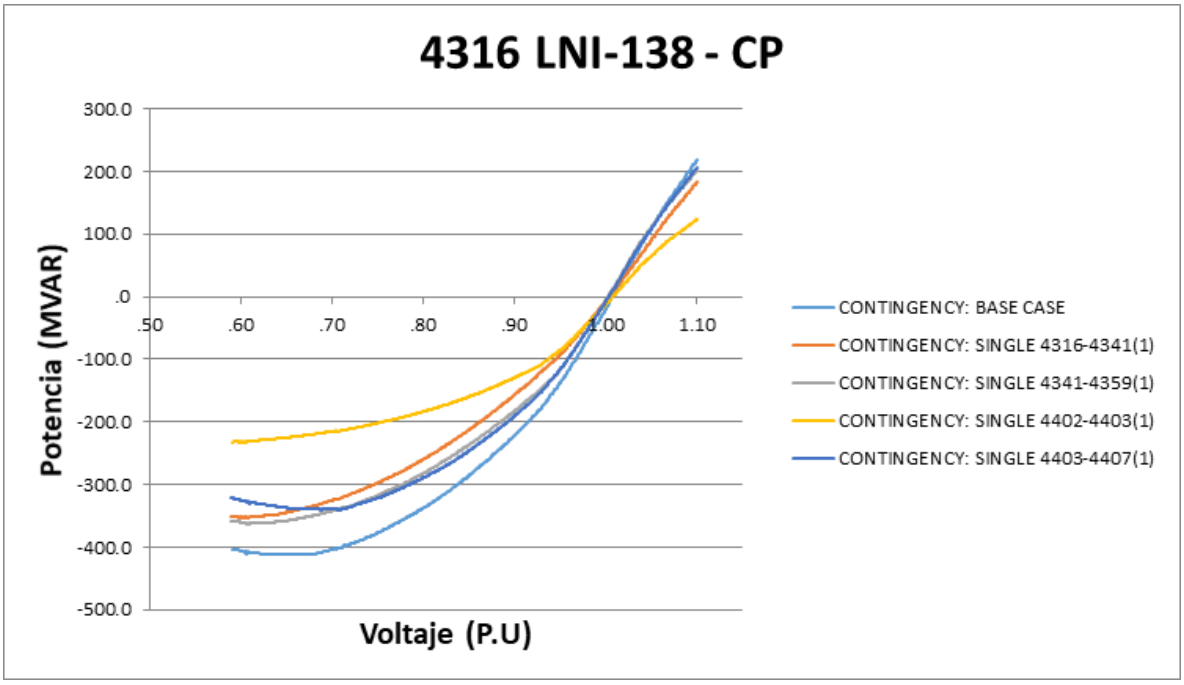

4420 SNB-230 - SP
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4401-4420(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

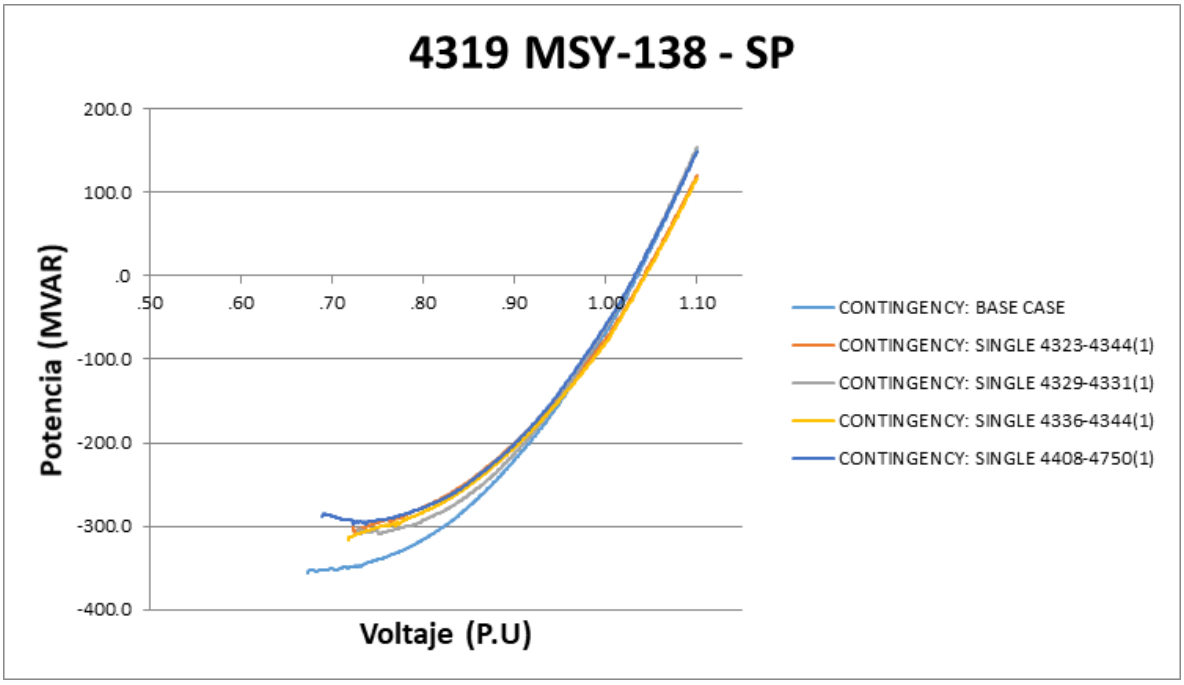

4420 SNB-230 - CP
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4401-4420(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

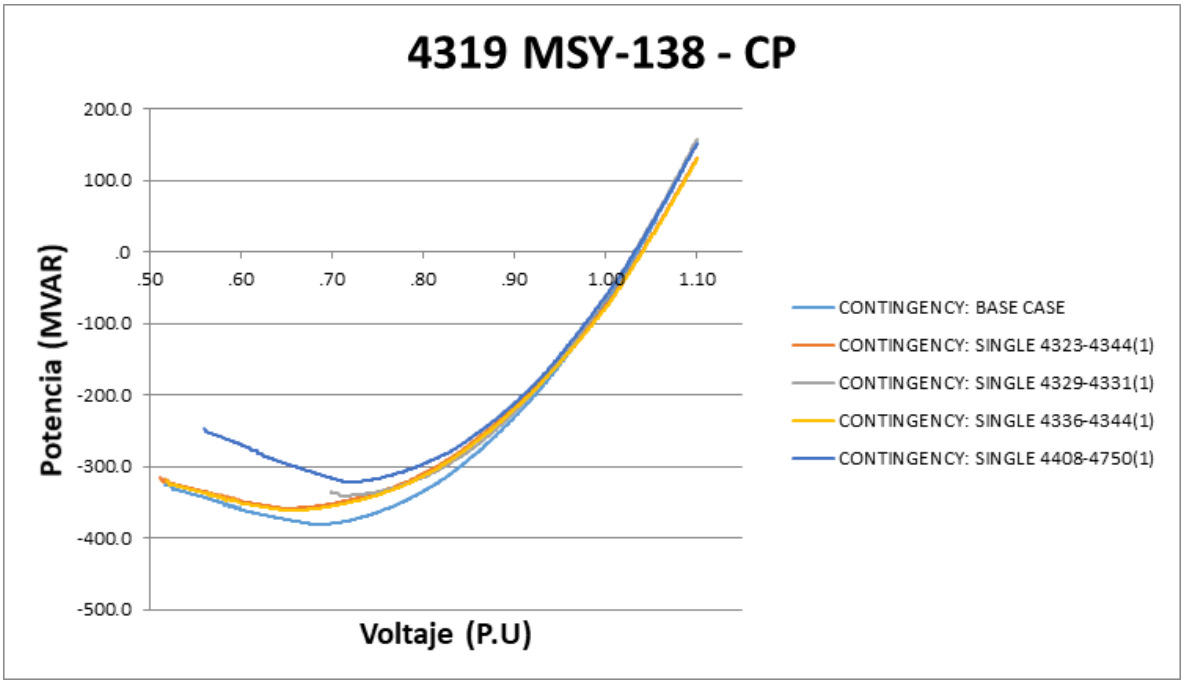
Anexos: Curvas QV (Invierno)

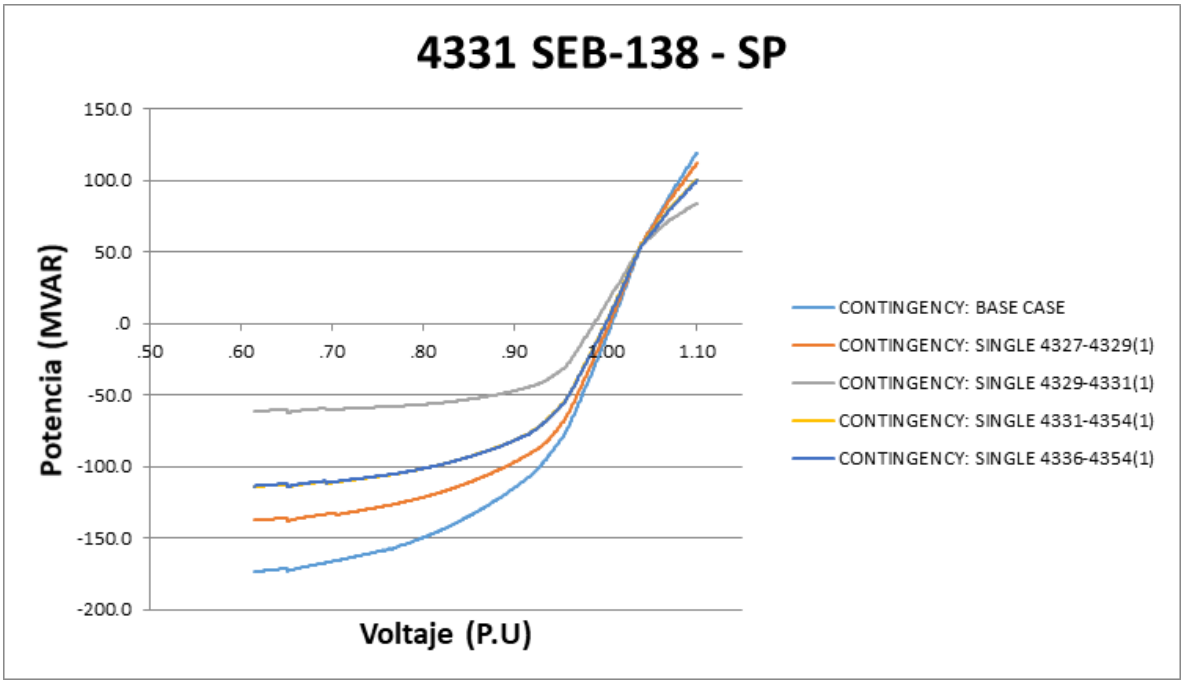
Escenario Invierno demanda máxima sin intercambios

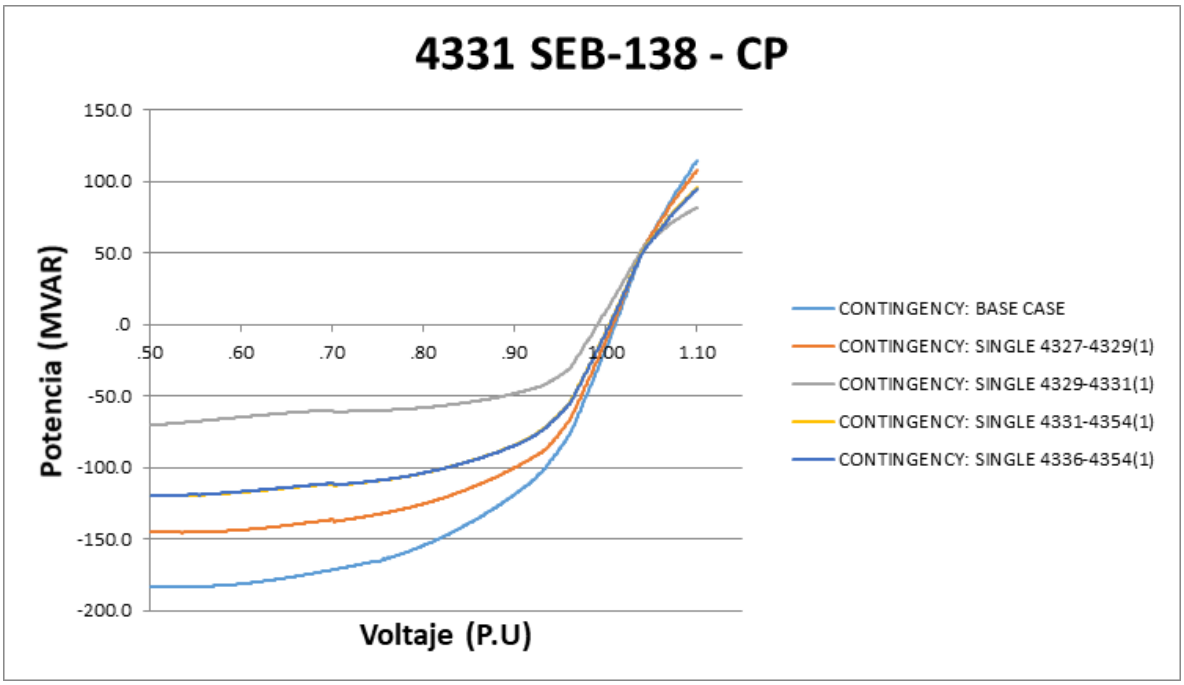


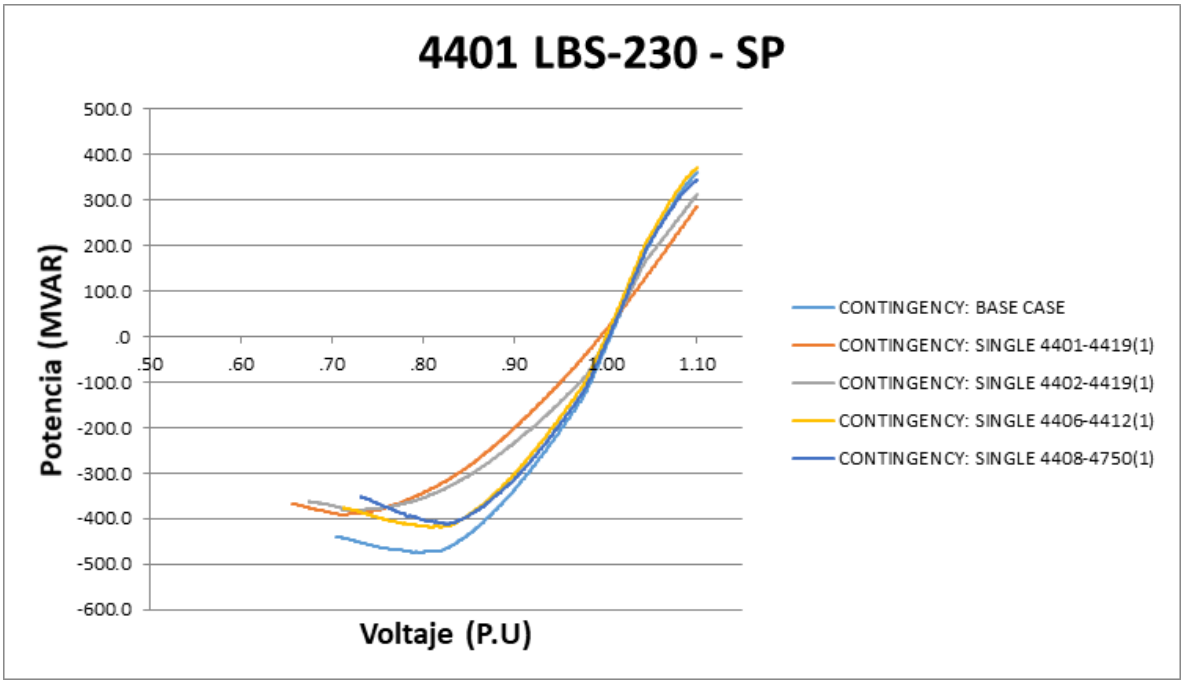


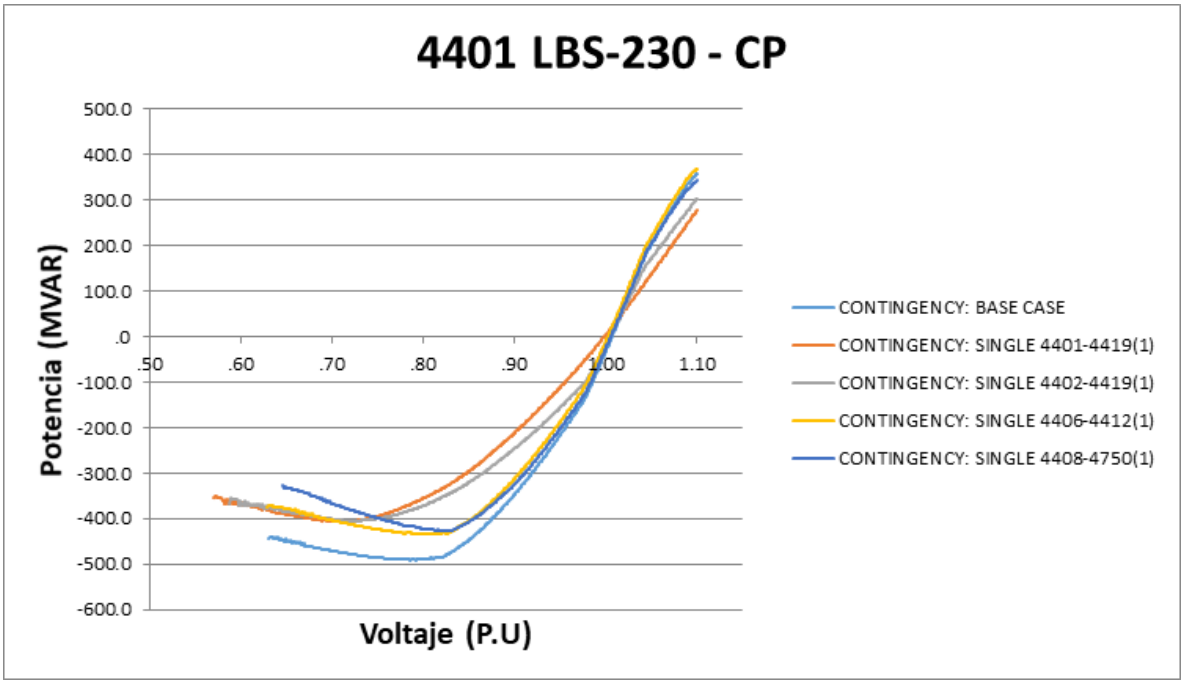

4319 MSY-138 - SP
Potencia (MVAR)
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4323-4344(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4329-4331(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4336-4344(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

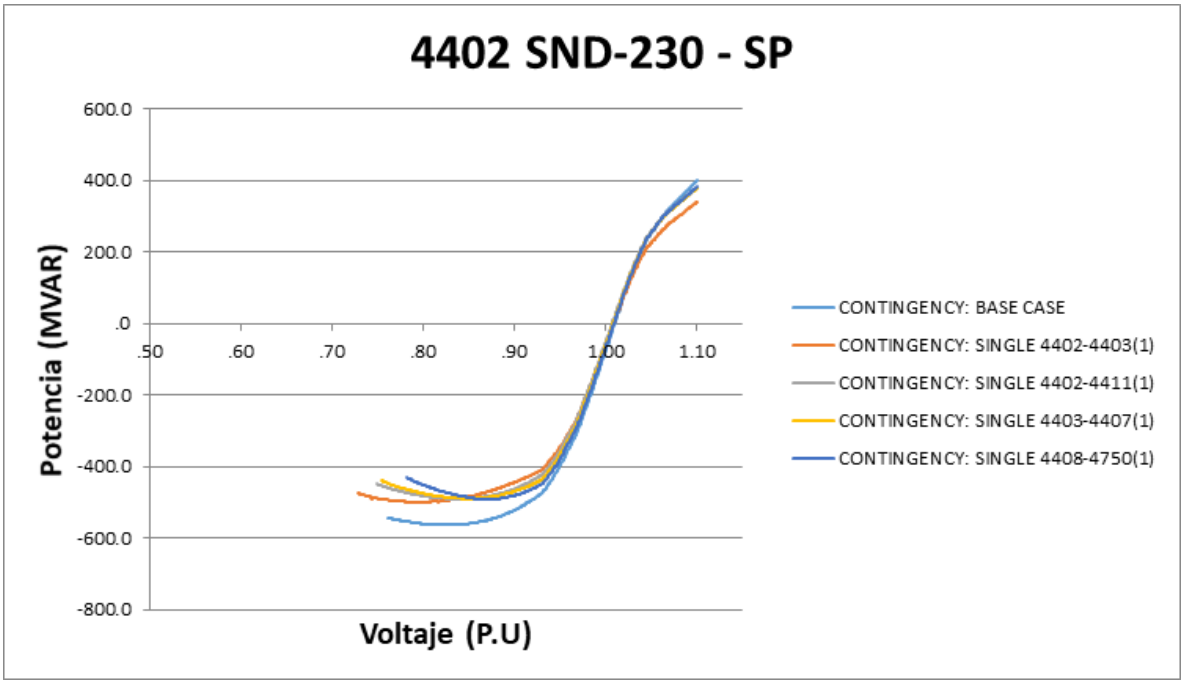

4319 MSY-138 - CP
Potencia (MVAR)
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
-500.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4323-4344(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4329-4331(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4336-4344(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

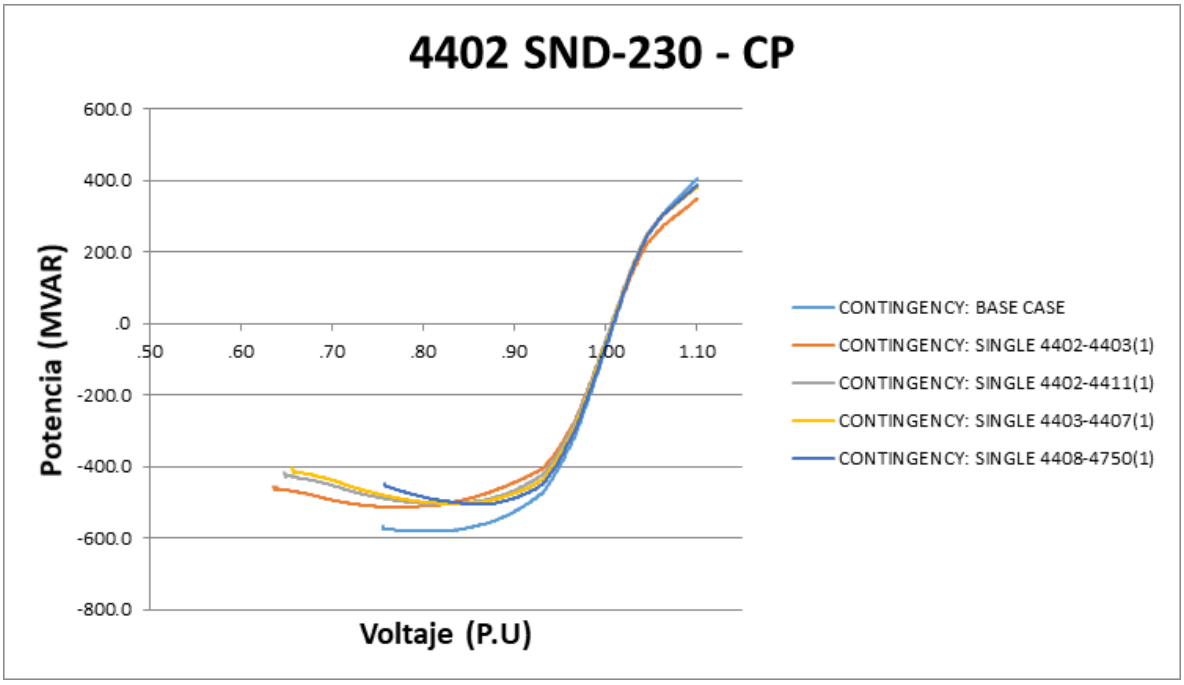

4331 SEB-138 - SP
150.0
100.0
50.0
.0
-50.0
-100.0
-150.0
-200.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4327-4329(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4329-4331(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4331-4354(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4336-4354(1)

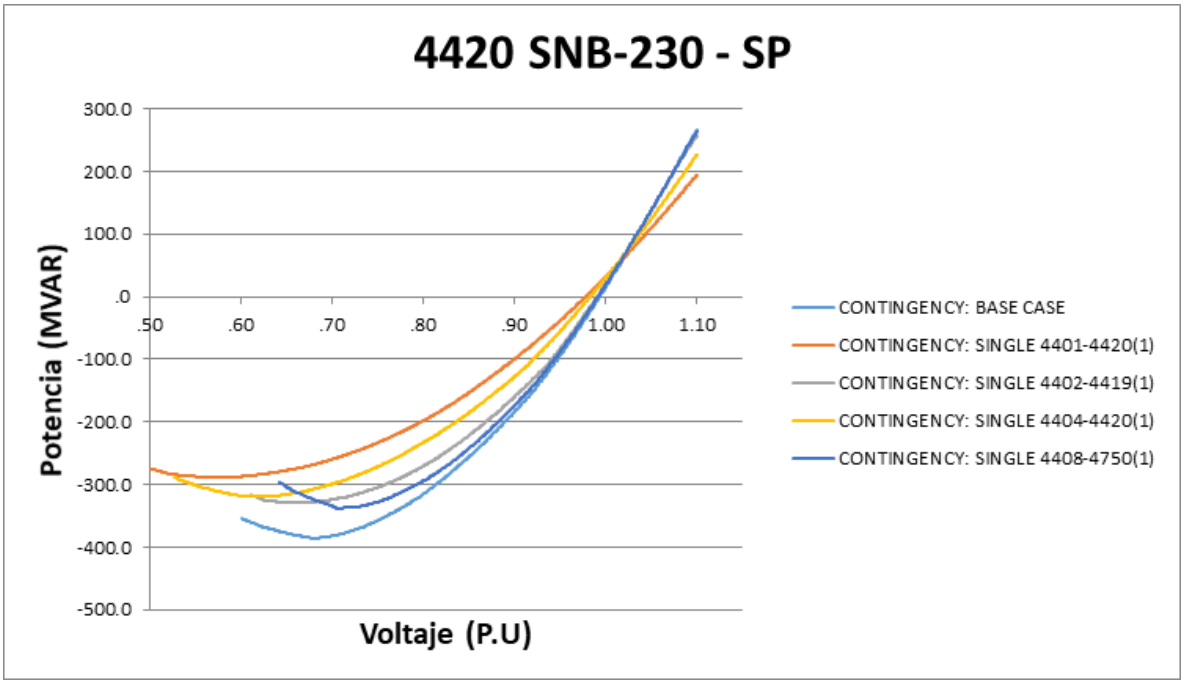

4331 SEB-138 - CP
150.0
100.0
50.0
.0
-50.0
-100.0
-150.0
-200.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4327-4329(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4329-4331(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4331-4354(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4336-4354(1)

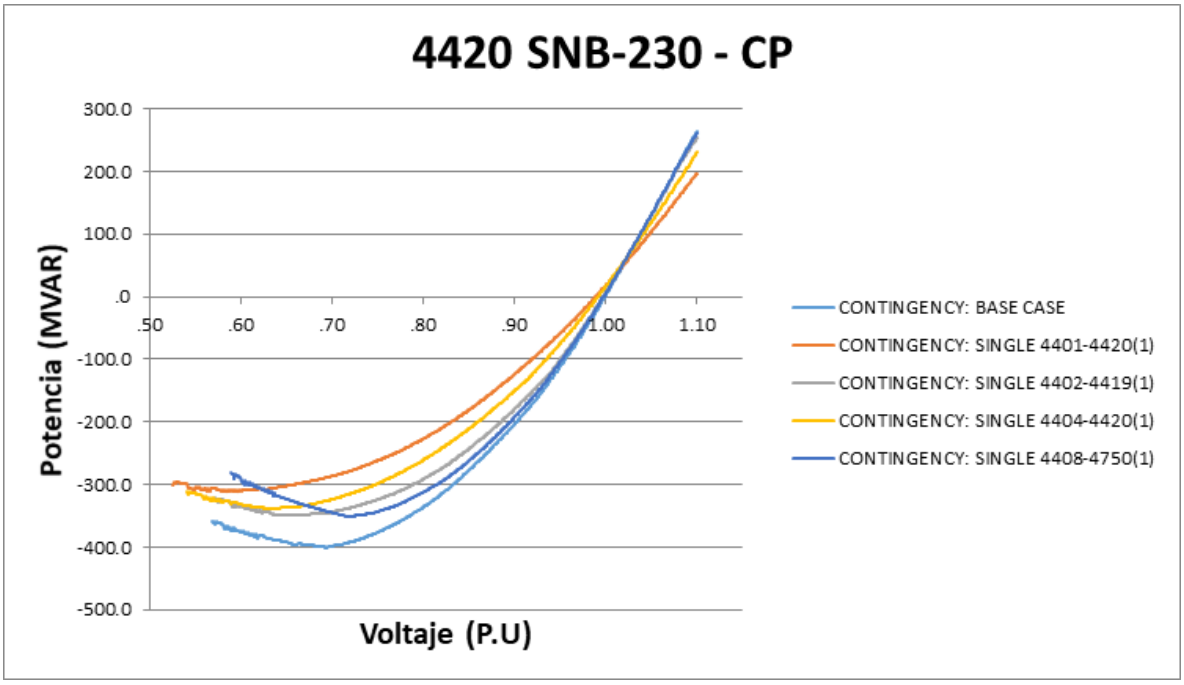

4401 LBS-230 - SP
Potencia (MVAR)
500.0
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
-500.0
-600.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4401-4419(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4419(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)


4401 LBS-230 - CP
Potencia (MVAR)
500.0
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
-500.0
-600.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4401-4419(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4419(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

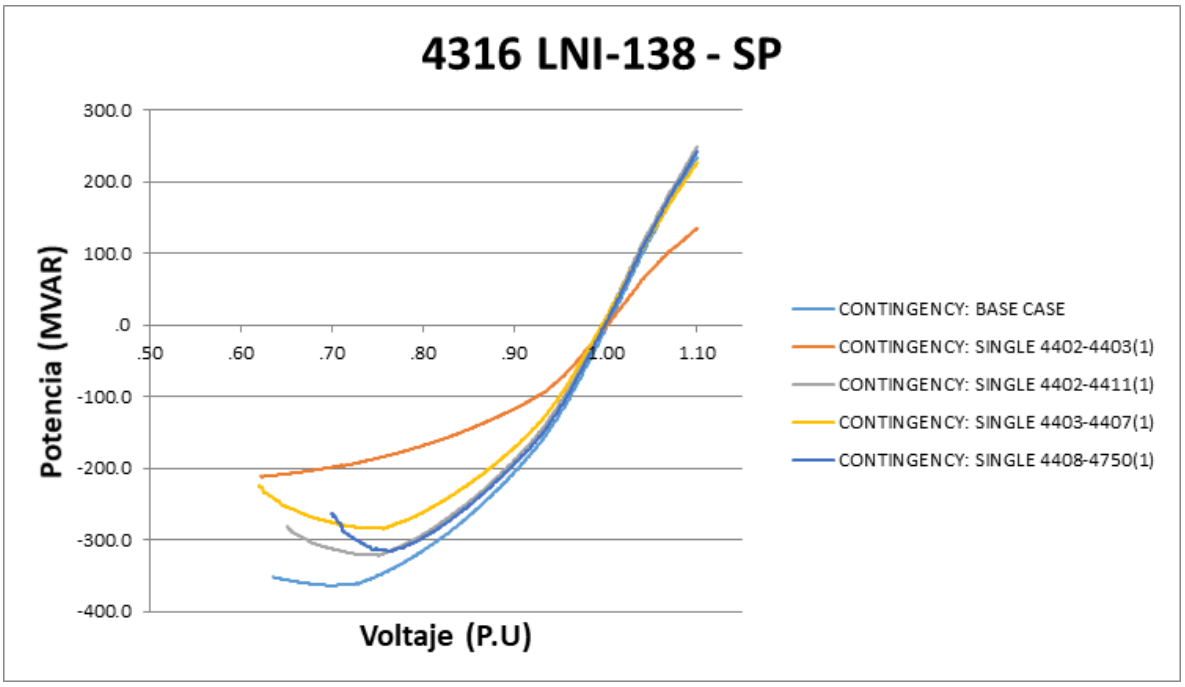

4402 SND-230 - SP
600.0
400.0
200.0
.0
-200.0
-400.0
-600.0
-800.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4403(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

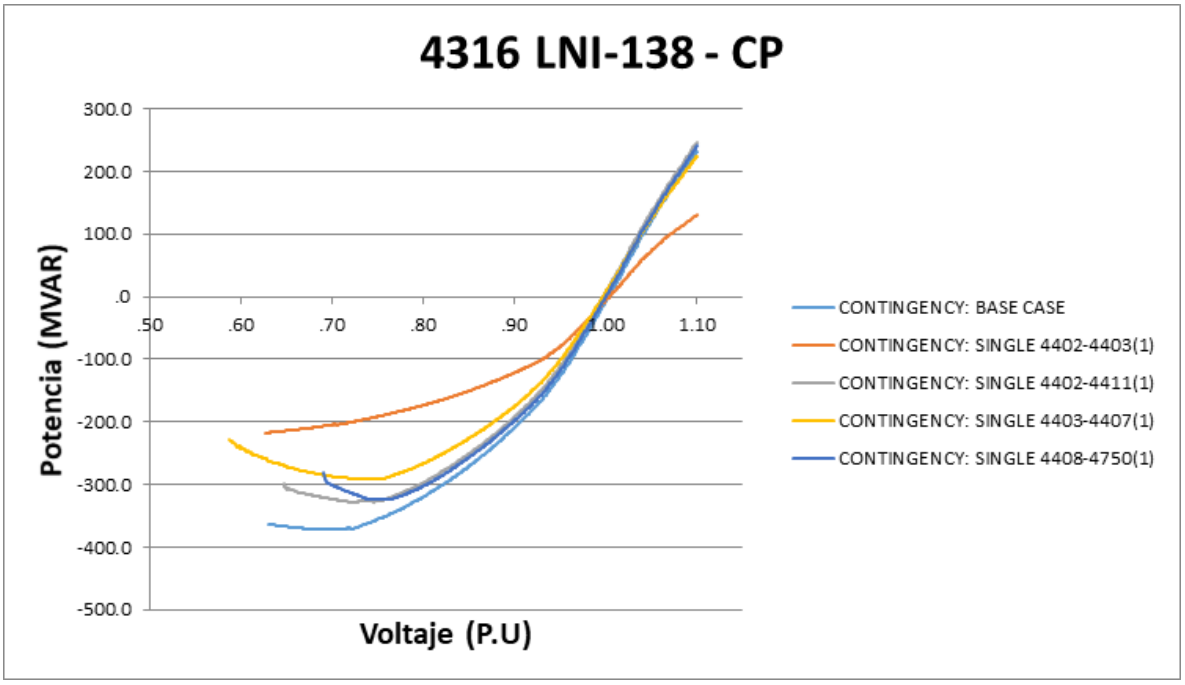

4402 SND-230 - CP
600.0
400.0
200.0
.0
-200.0
-400.0
-600.0
-800.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4403(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

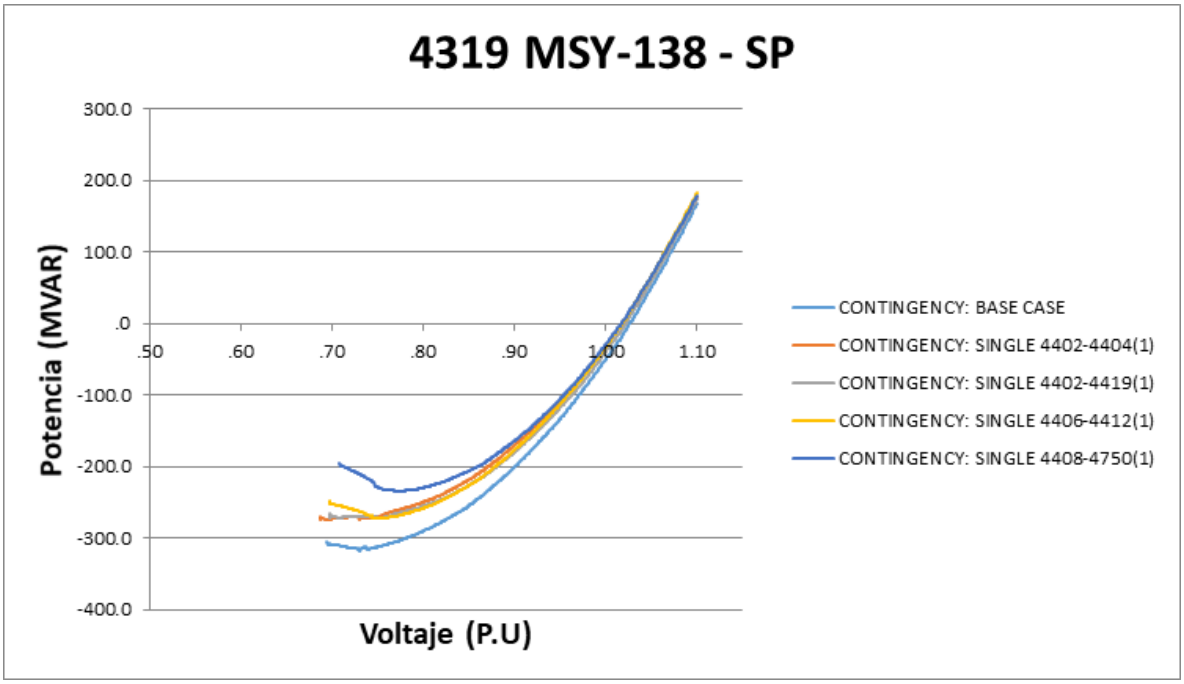

4420 SNB-230 - SP
Potencia (MVAR)
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
-500.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4401-4420(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4419(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4404-4420(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

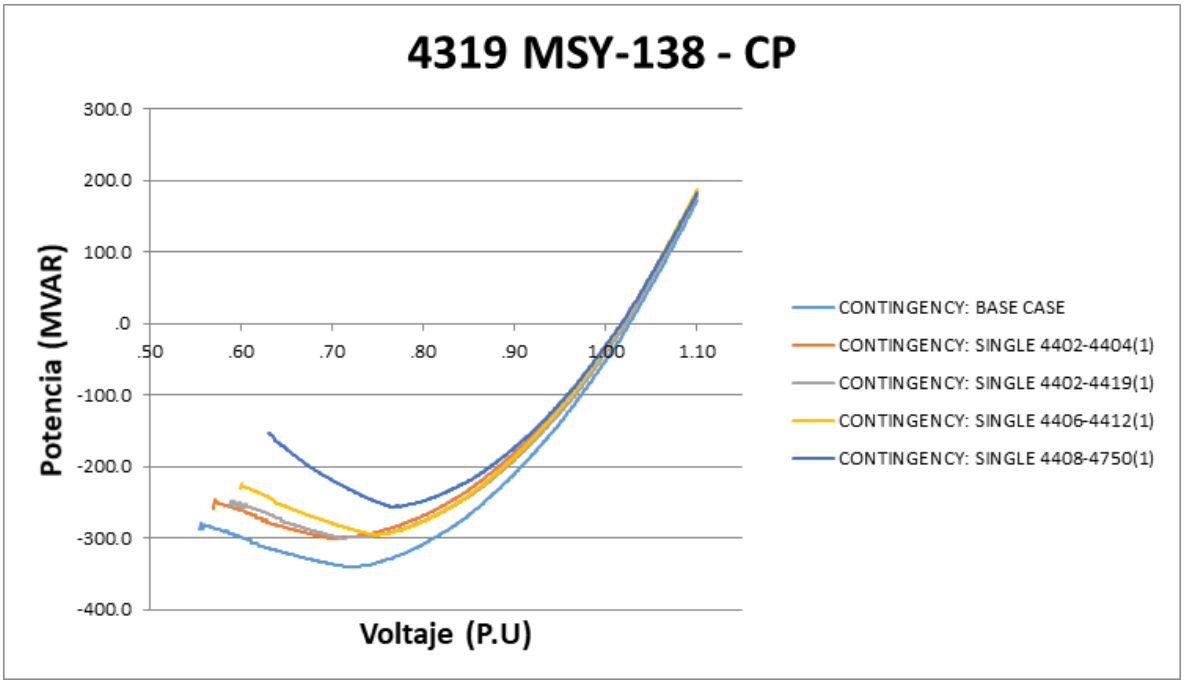

4420 SNB-230 - CP
Potencia (MVAR)
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
-500.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4401-4420(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4419(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4404-4420(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

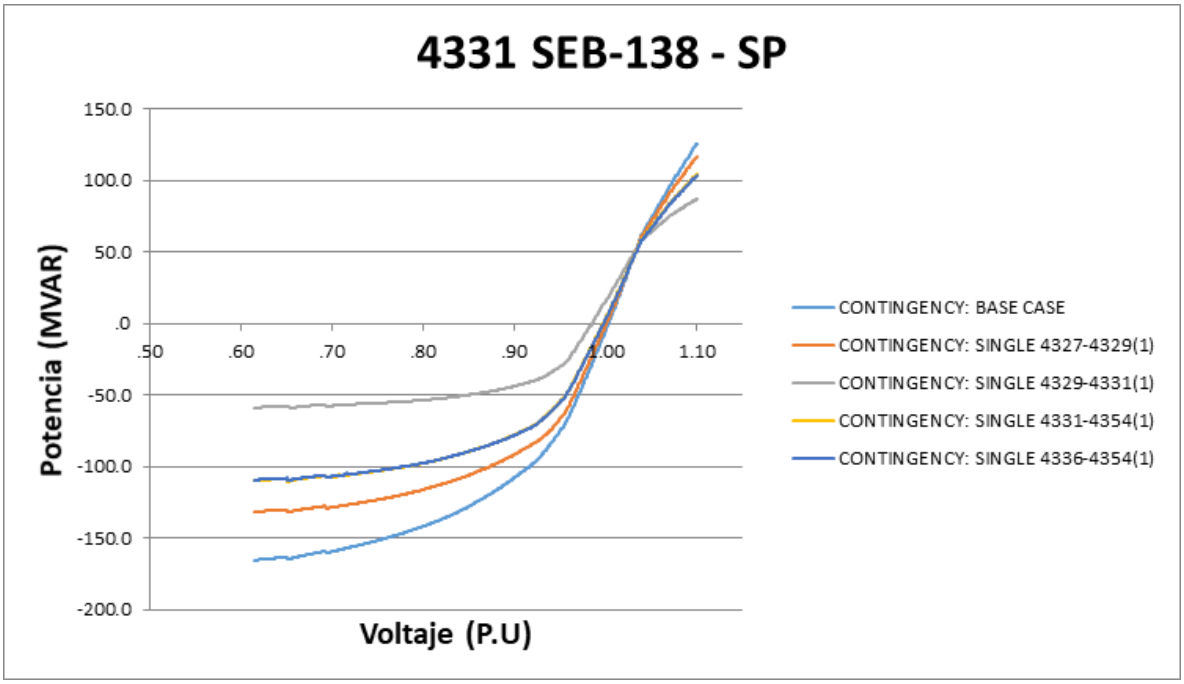
Escenario Invierno demanda máxima Porteo Norte - Sur 230 MW

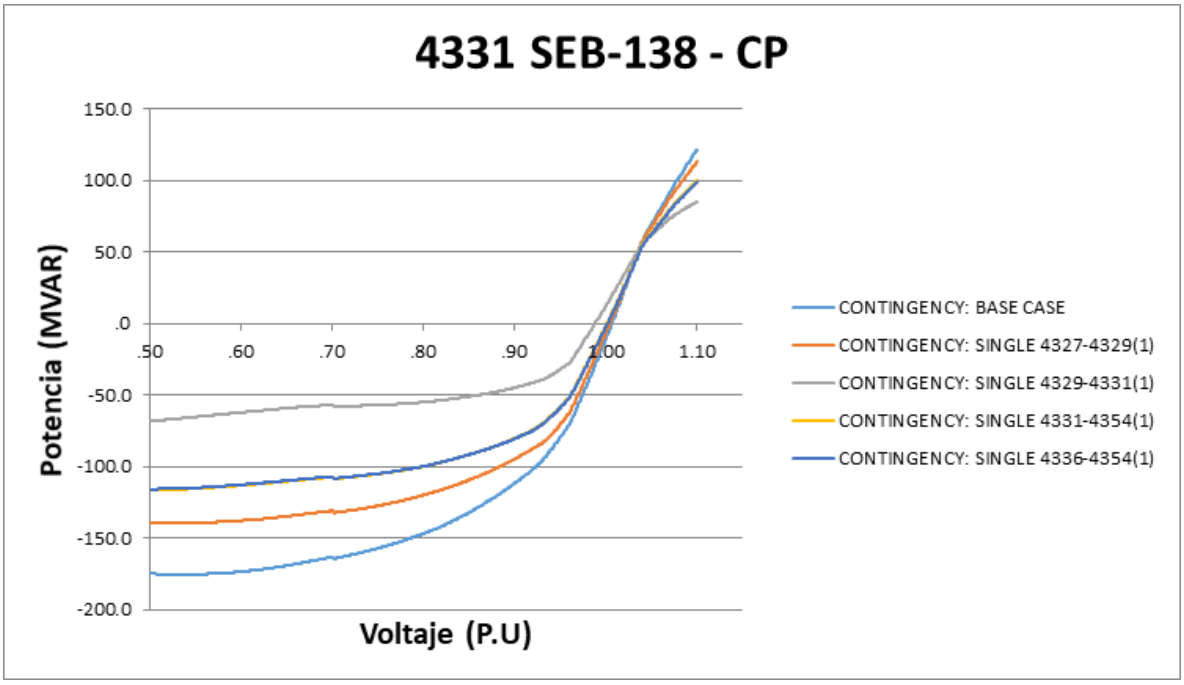


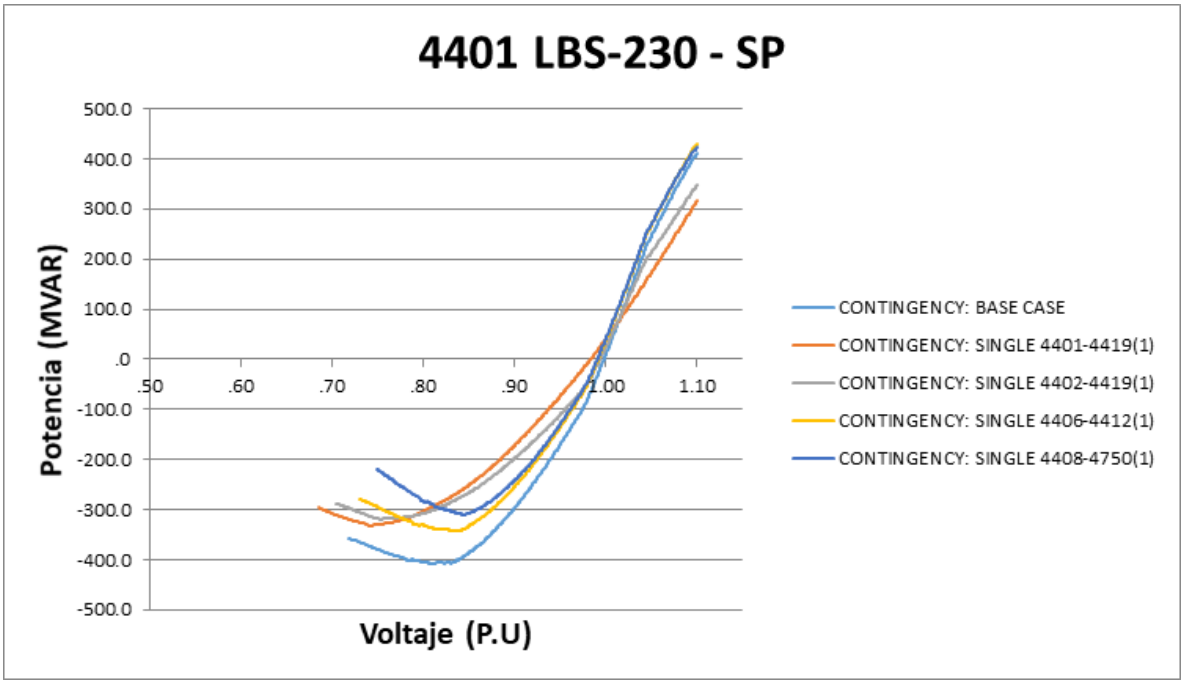


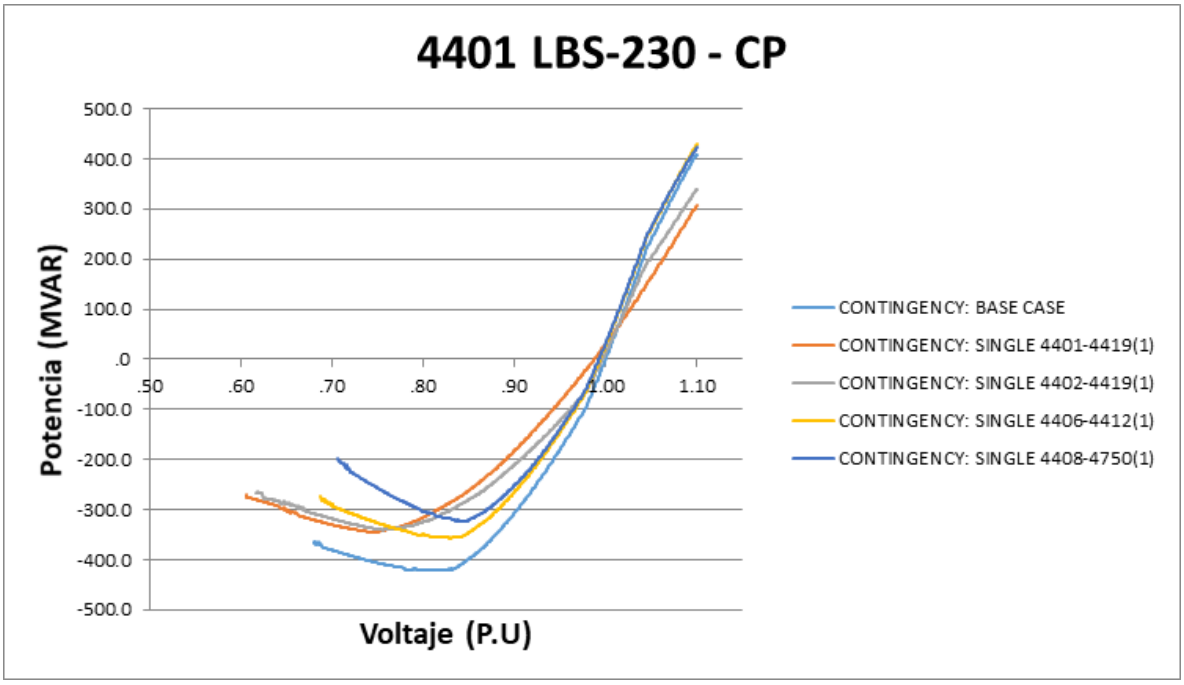

4319 MSY-138 - SP
Potencia (MVAR)
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4404(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4419(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

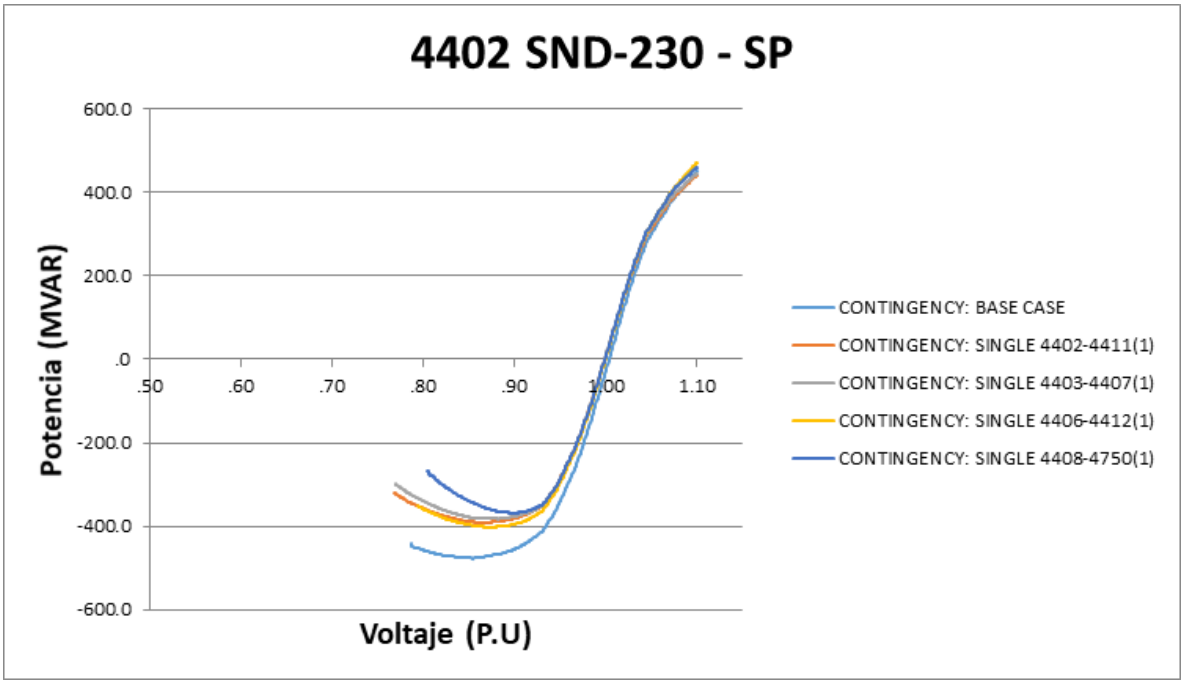

4319 MSY-138 - CP
Potencia (MVAR)
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4404(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4419(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

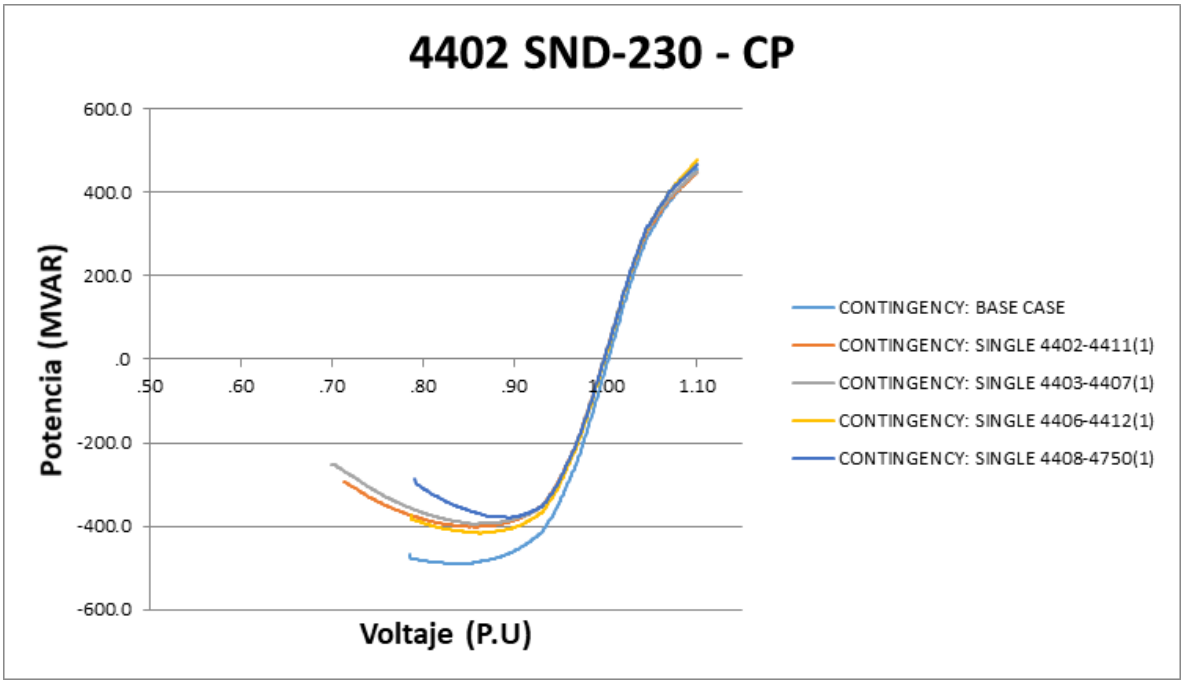

4331 SEB-138 - SP
Potencia (MVAR)
150.0
100.0
50.0
.0
-50.0
-100.0
-150.0
-200.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4327-4329(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4329-4331(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4331-4354(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4336-4354(1)

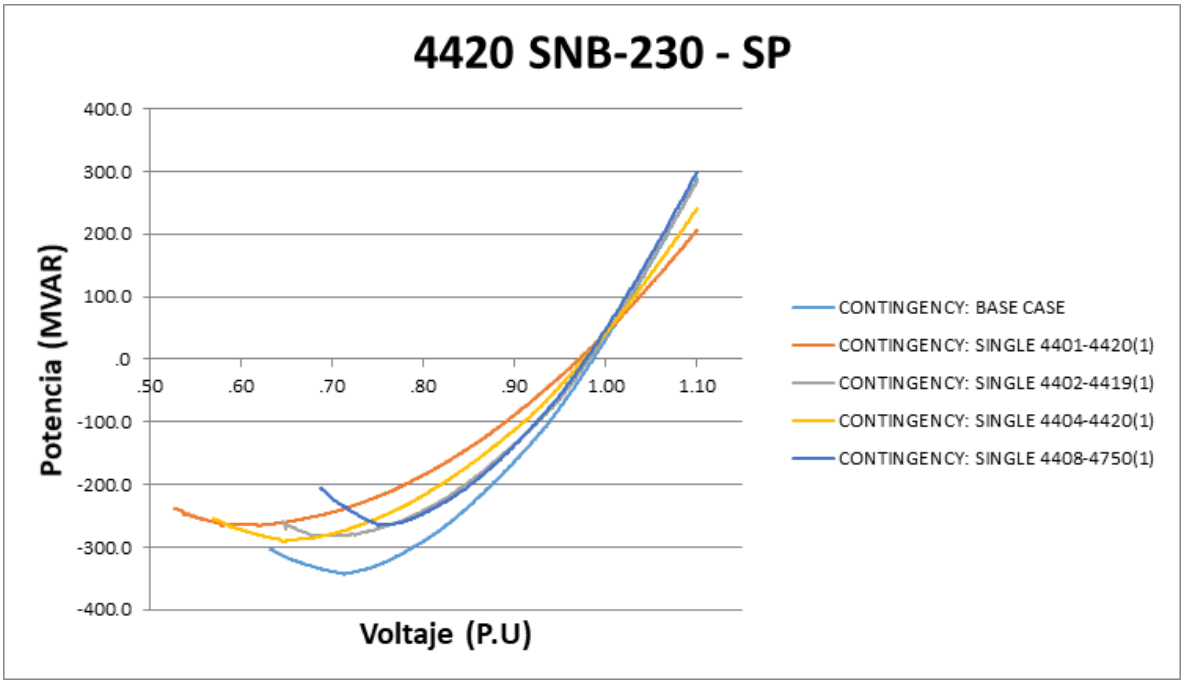

4331 SEB-138 - CP
Potencia (MVAR)
150.0
100.0
50.0
.0
-50.0
-100.0
-150.0
-200.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4327-4329(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4329-4331(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4331-4354(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4336-4354(1)

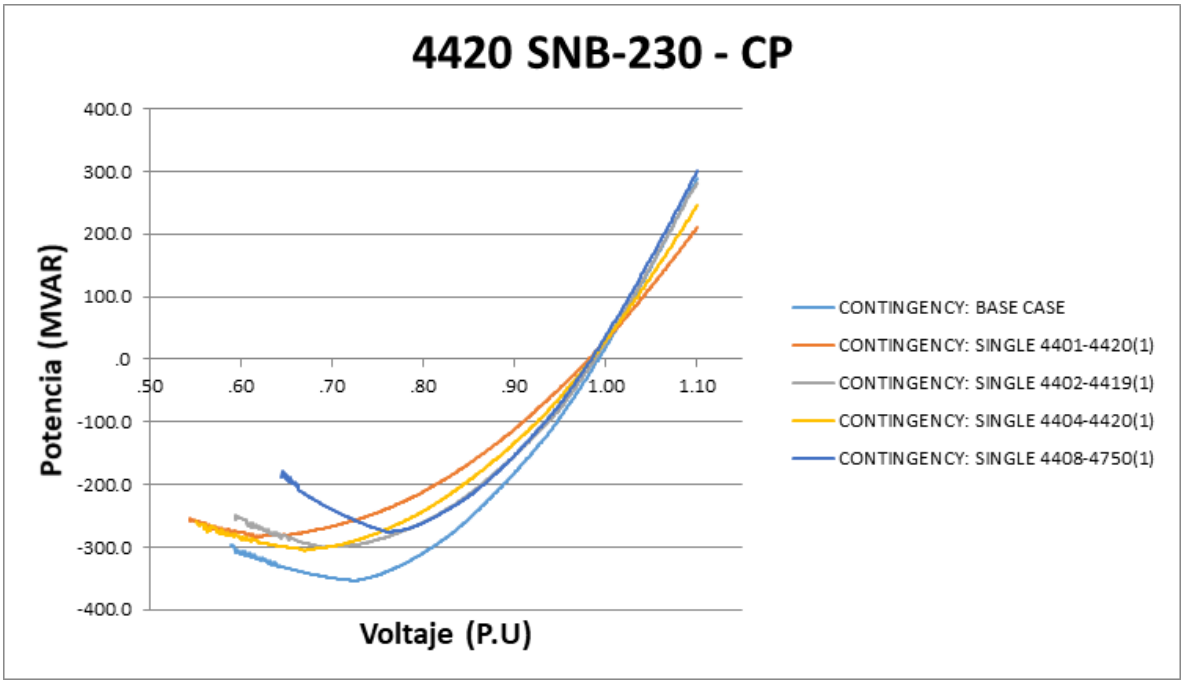

4401 LBS-230 - SP
Potencia (MVAR)
500.0
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
-500.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4401-4419(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4419(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)


4401 LBS-230 - CP
Potencia (MVAR)
500.0
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
-500.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4401-4419(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4419(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

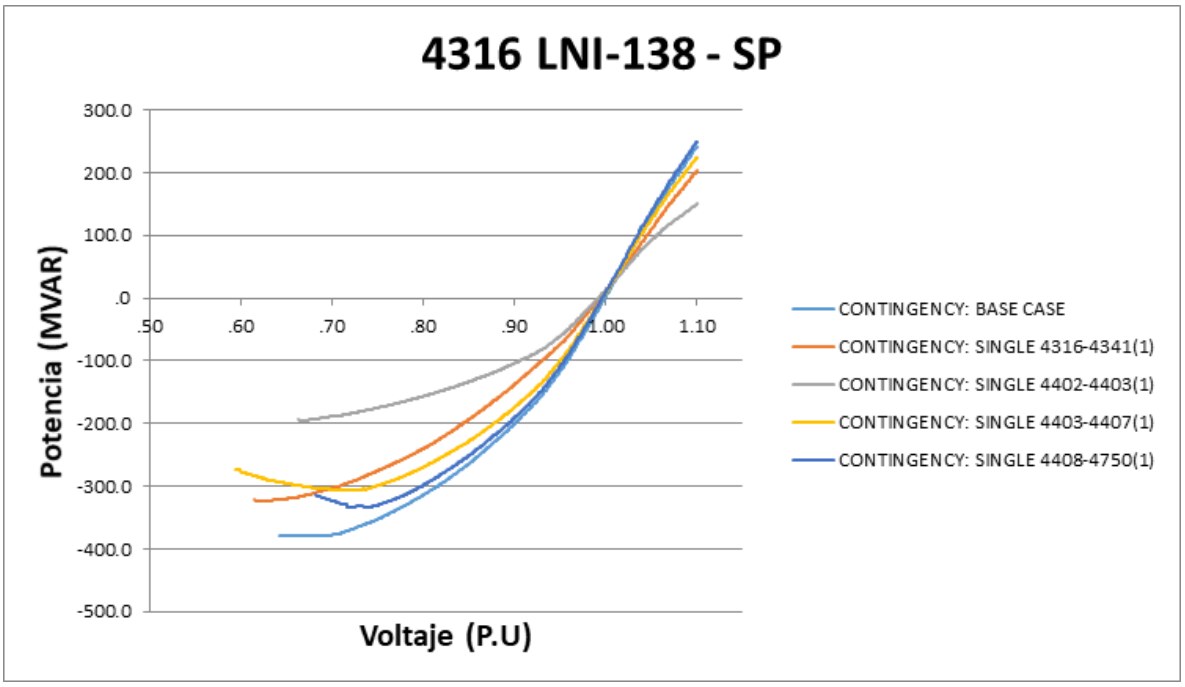

4402 SND-230 - SP
600.0
400.0
200.0
.0
-200.0
-400.0
-600.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

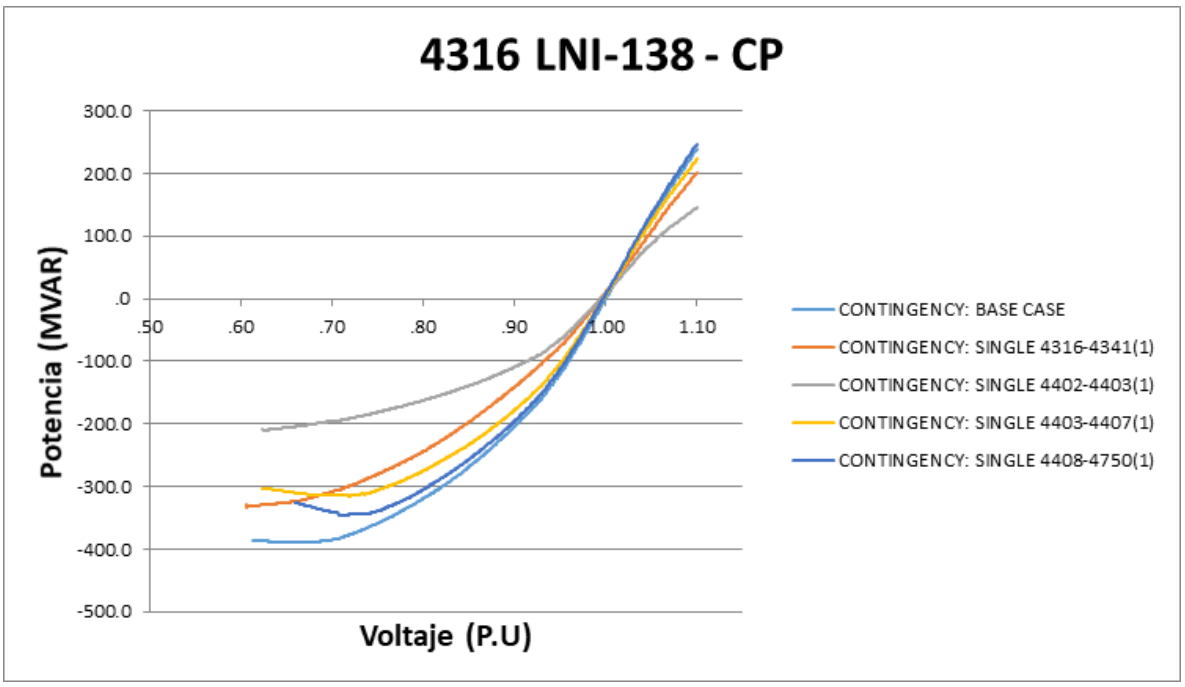

4402 SND-230 - CP
600.0
400.0
200.0
.0
-200.0
-400.0
-600.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

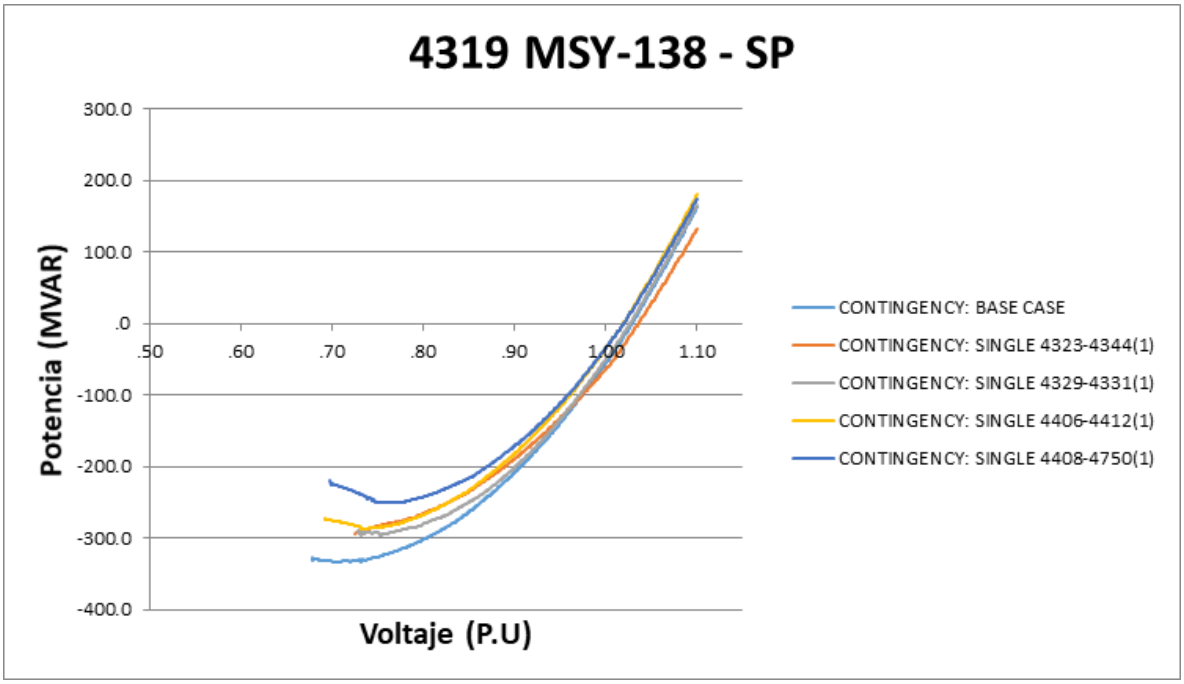

4420 SNB-230 - SP
Potencia (MVAR)
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4401-4420(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4419(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4404-4420(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

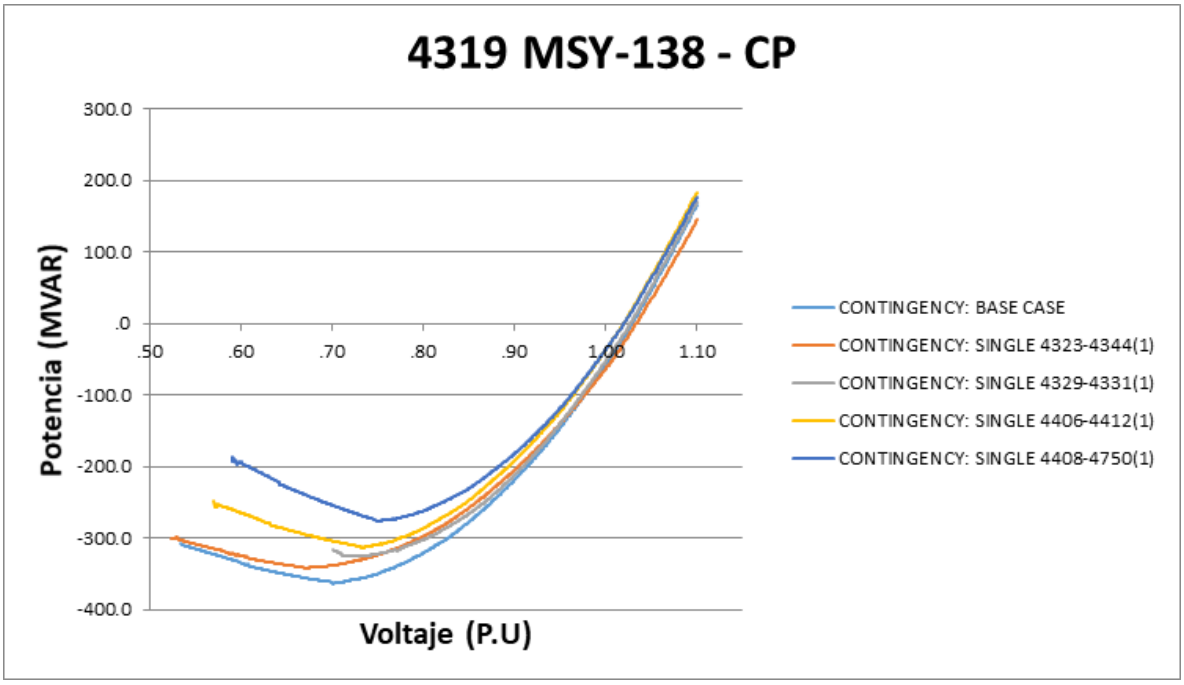

4420 SNB-230 - CP
Potencia (MVAR)
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4401-4420(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4419(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4404-4420(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

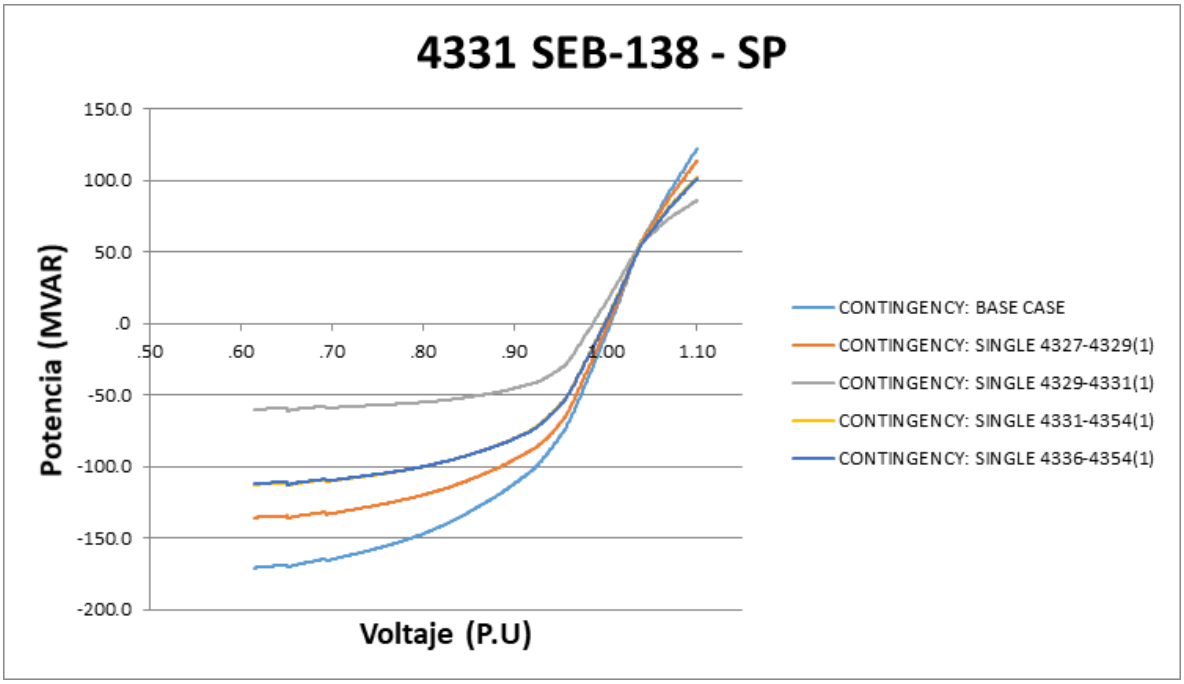
Escenario Invierno demanda máxima Porteo Sur - Norte 280 MW

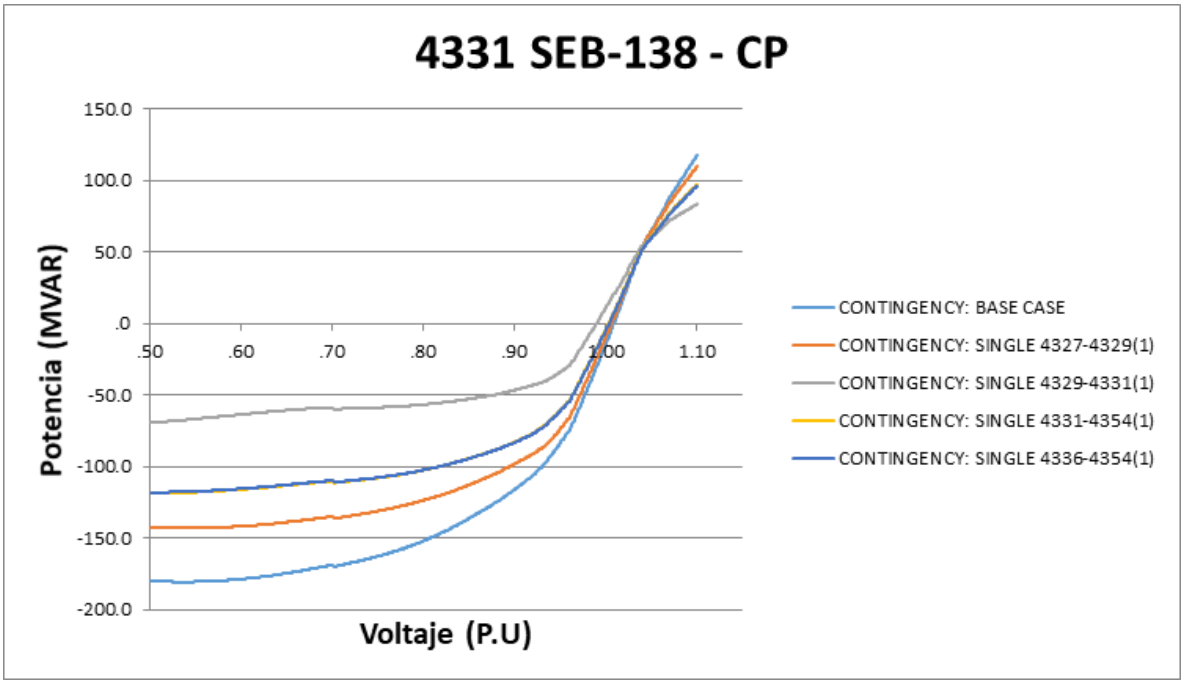


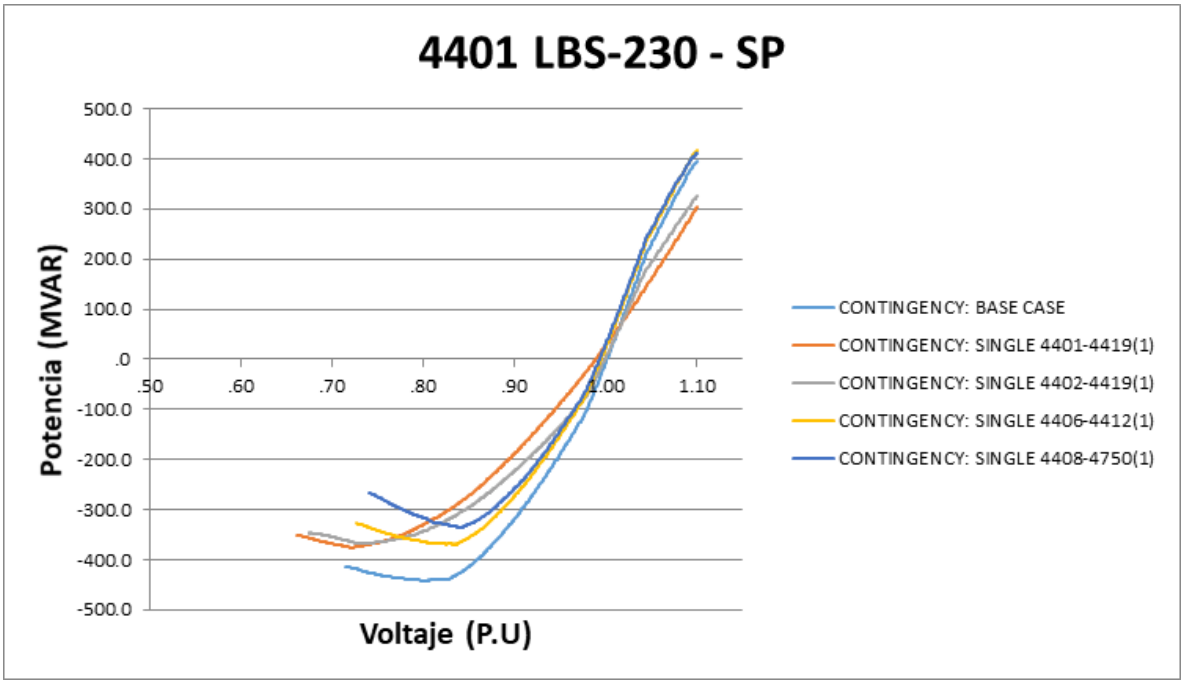


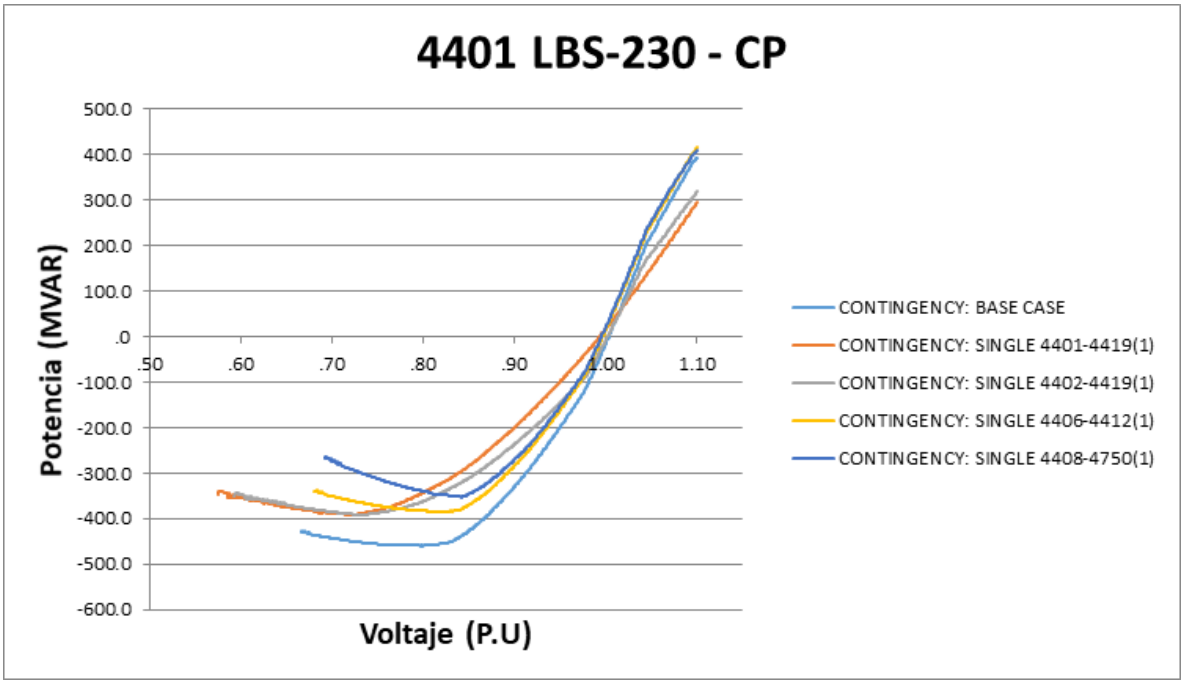

4319 MSY-138 - SP
Potencia (MVAR)
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4323-4344(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4329-4331(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

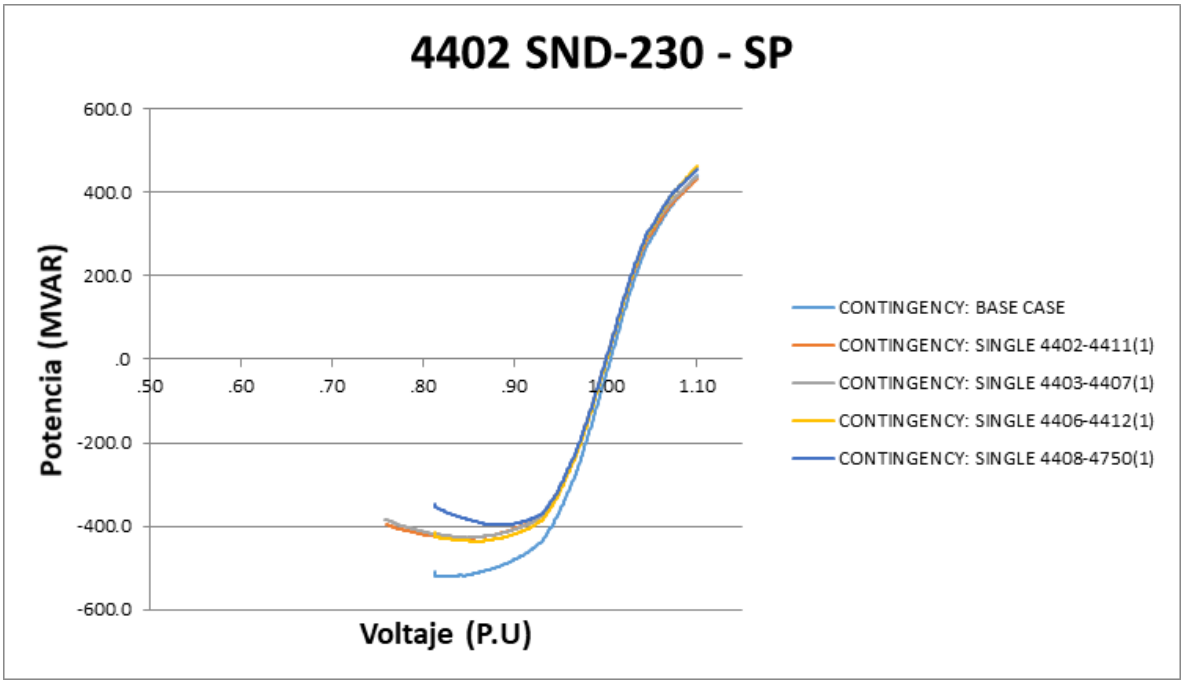

4319 MSY-138 - CP
Potencia (MVAR)
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4323-4344(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4329-4331(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

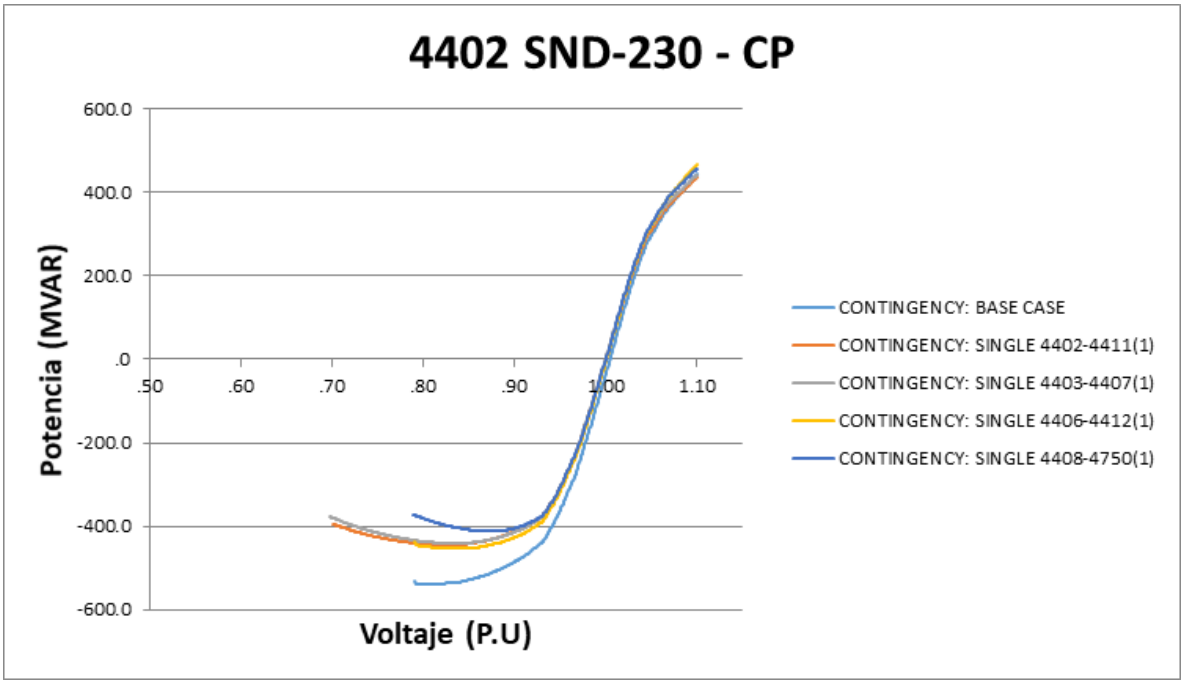

4331 SEB-138 - SP
150.0
100.0
50.0
.0
-50.0
-100.0
-150.0
-200.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4327-4329(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4329-4331(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4331-4354(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4336-4354(1)

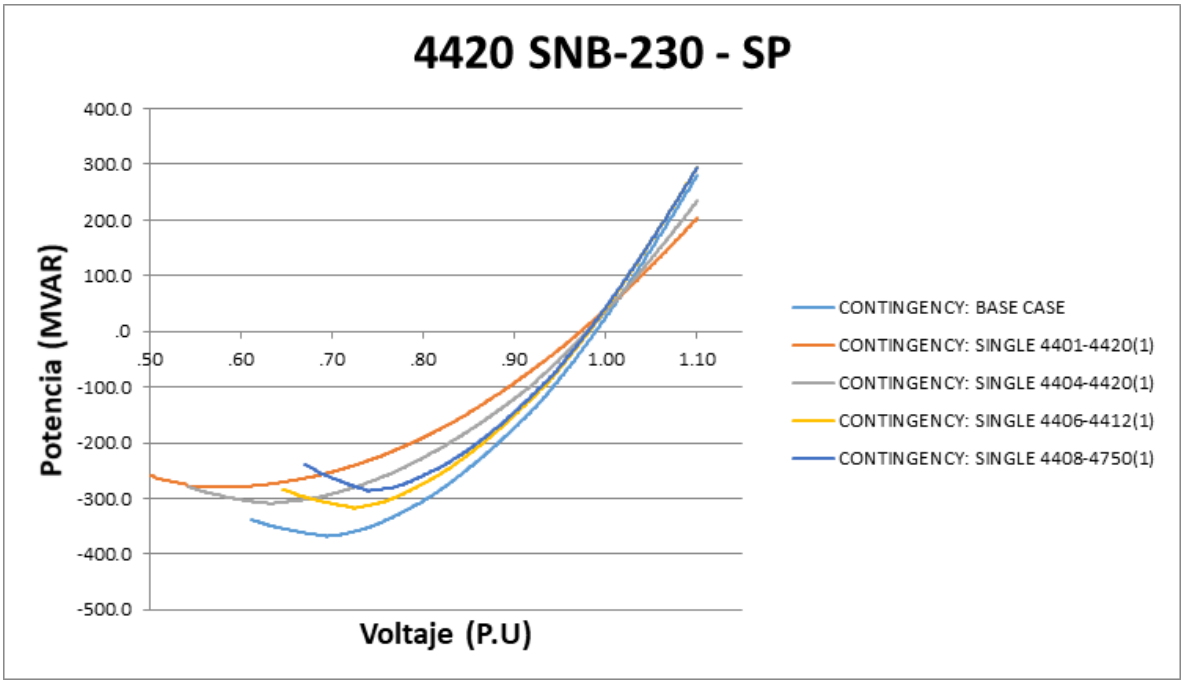

4331 SEB-138 - CP
150.0
100.0
50.0
.0
-50.0
-100.0
-150.0
-200.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4327-4329(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4329-4331(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4331-4354(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4336-4354(1)

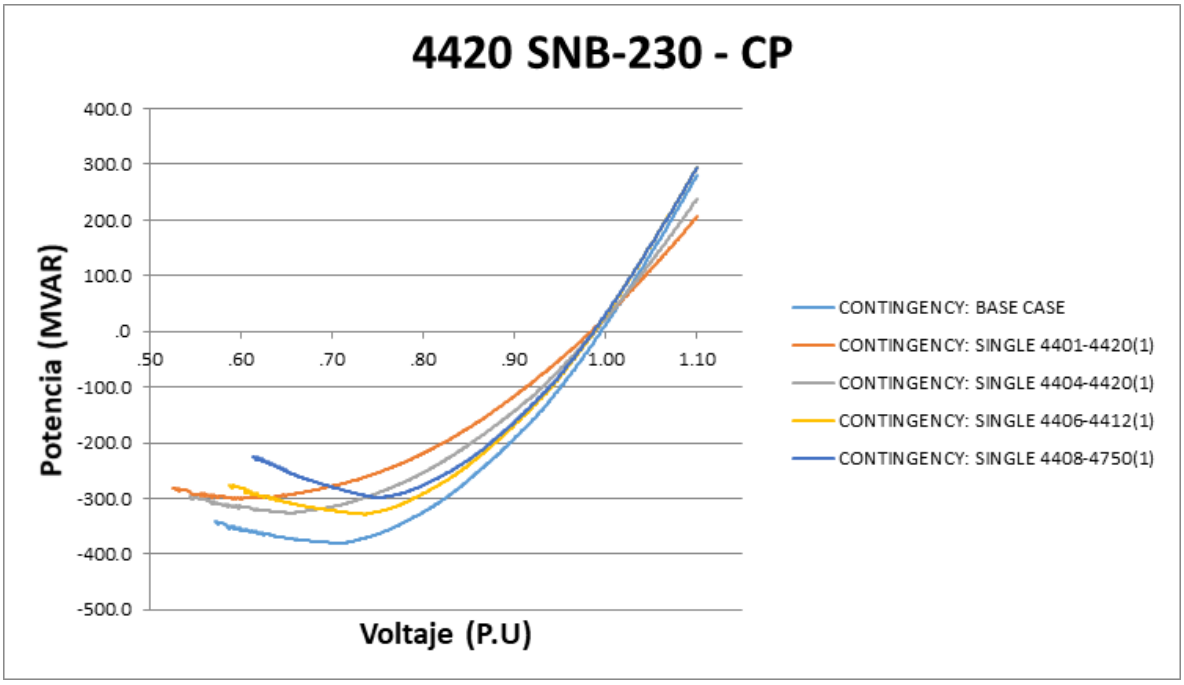

4401 LBS-230 - SP
Potencia (MVAR)
500.0
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
-500.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4401-4419(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4419(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)


4401 LBS-230 - CP
Potencia (MVAR)
500.0
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
-500.0
-600.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4401-4419(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4419(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

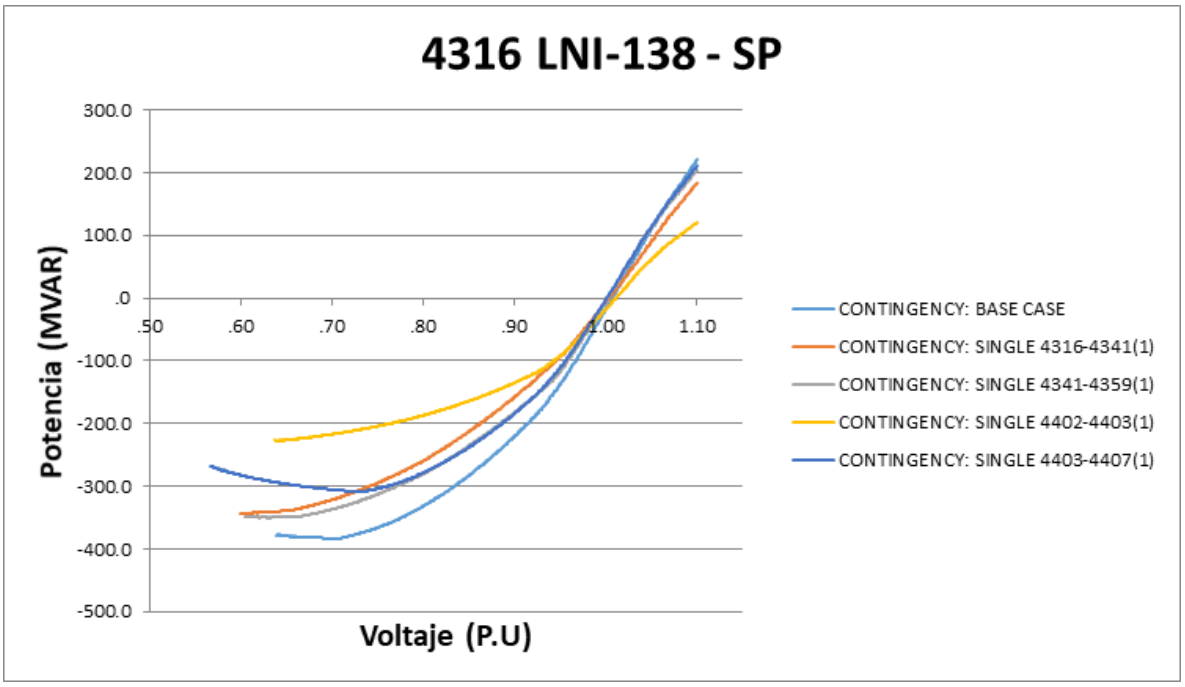

4402 SND-230 - SP
600.0
400.0
200.0
.0
-200.0
-400.0
-600.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

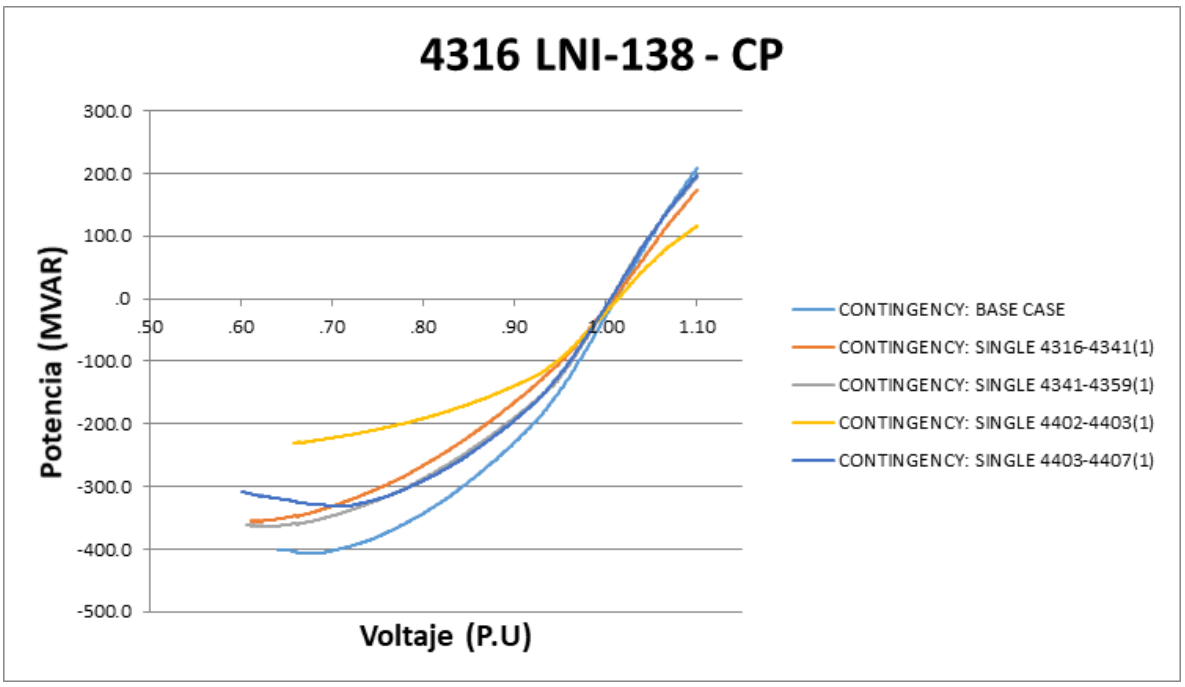

4402 SND-230 - CP
600.0
400.0
200.0
.0
-200.0
-400.0
-600.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

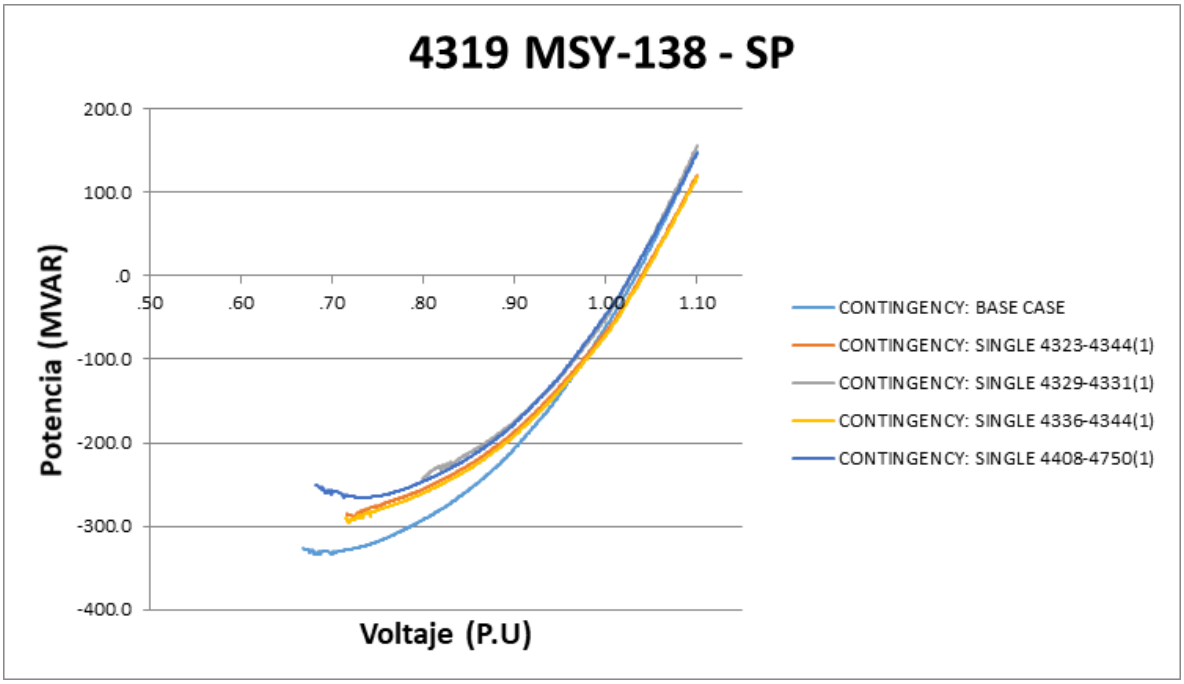

4420 SNB-230 - SP
Potencia (MVAR)
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
-500.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4401-4420(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4404-4420(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

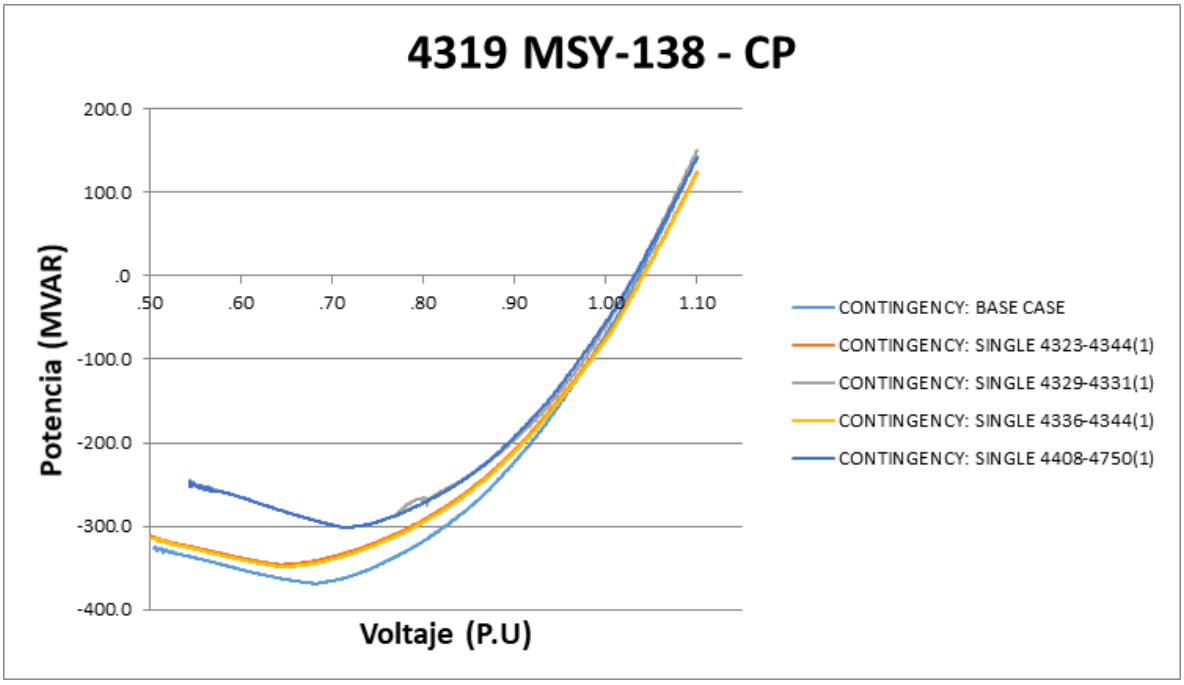

4420 SNB-230 - CP
Potencia (MVAR)
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
-500.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4401-4420(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4404-4420(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

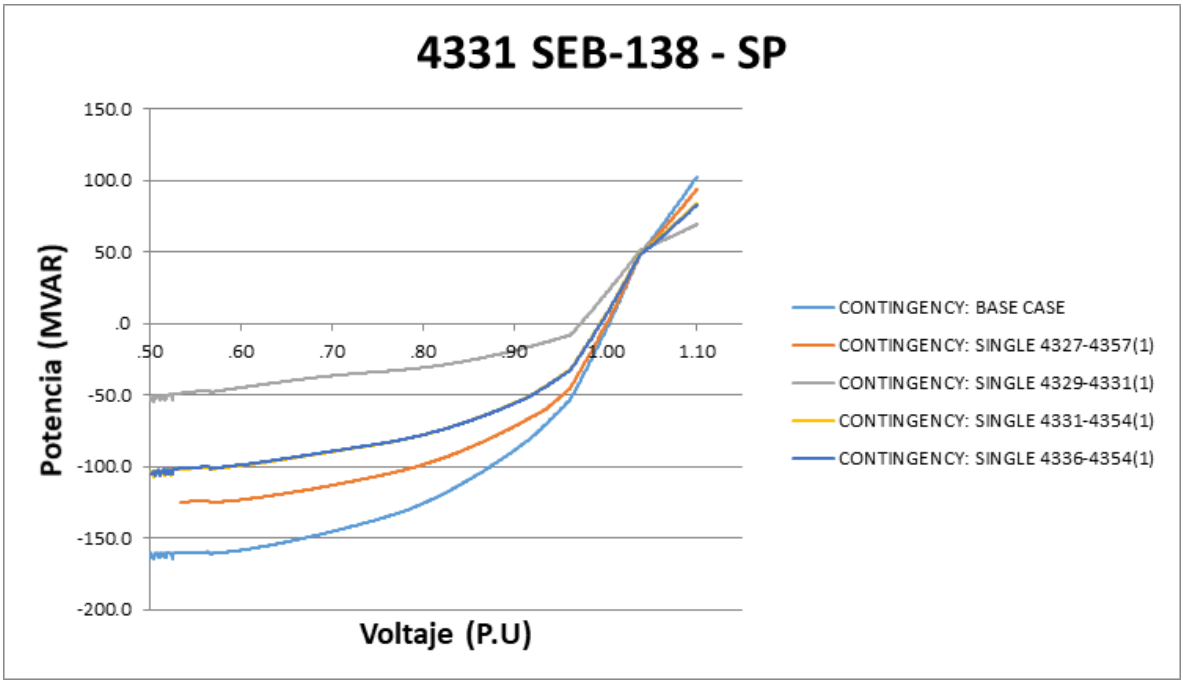
Escenario Invierno demanda media sin intercambios

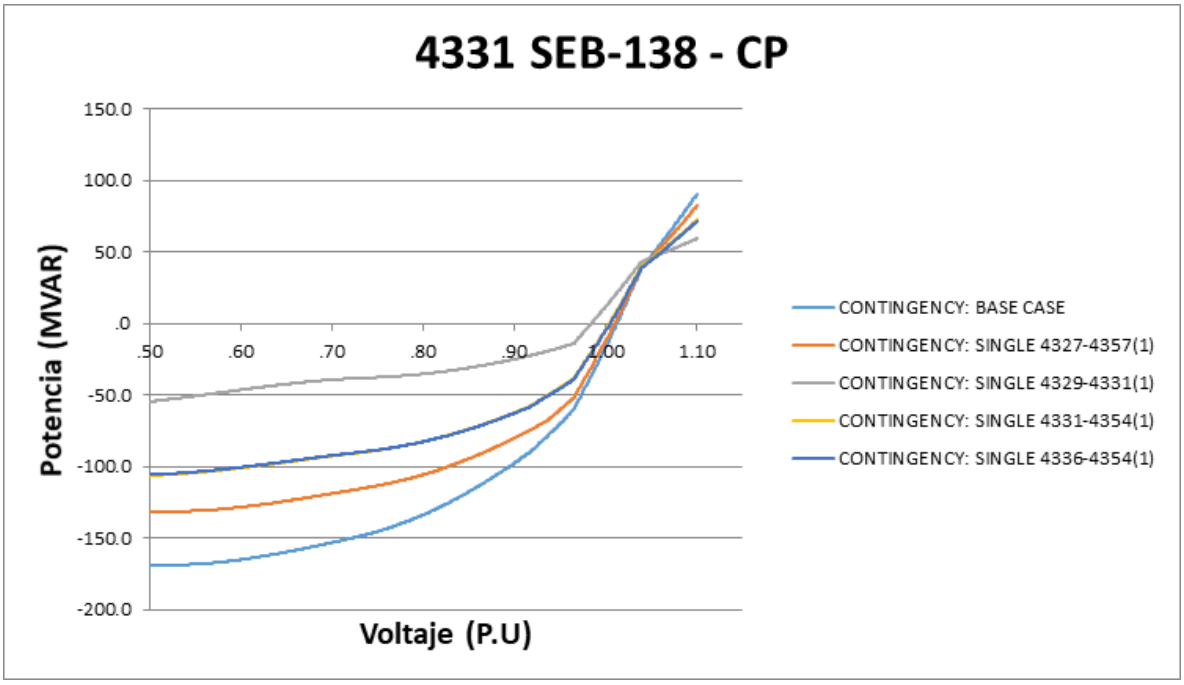


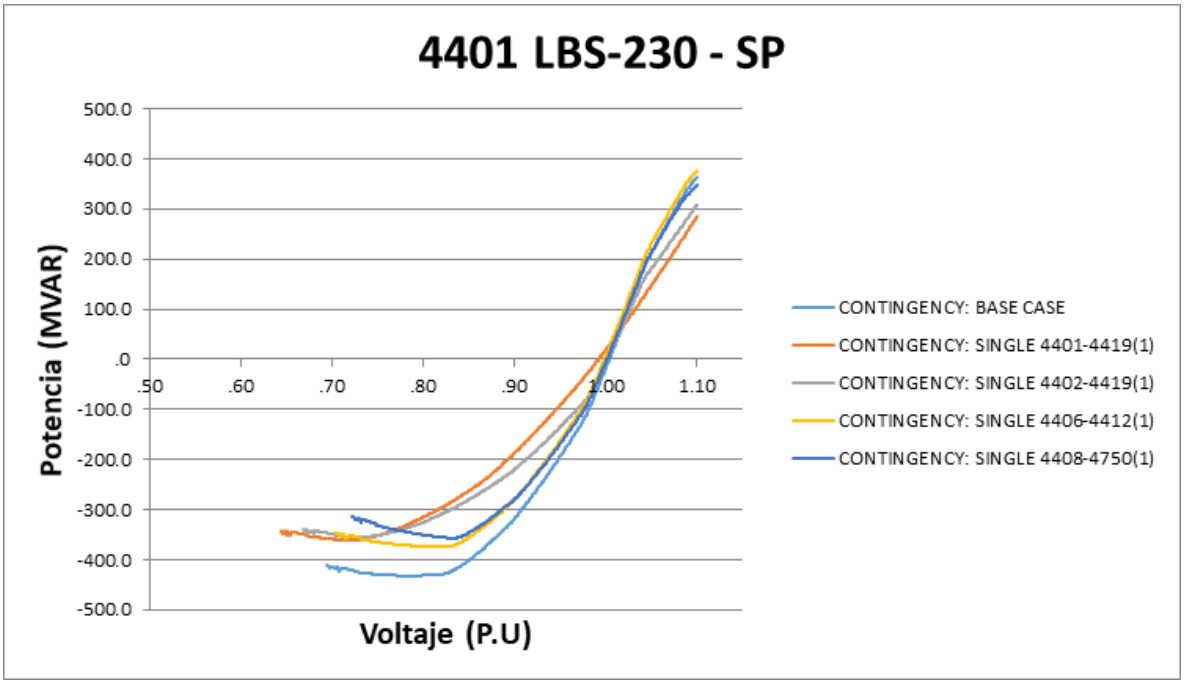


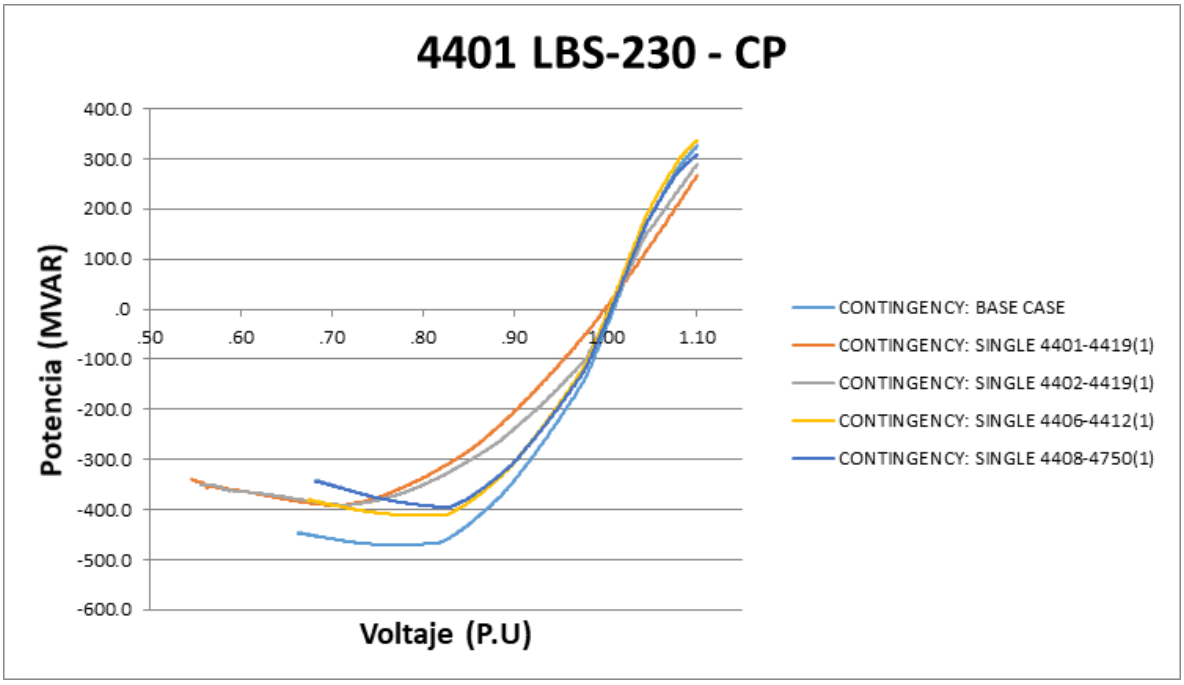

4319 MSY-138 - SP
Potencia (MVAR)
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4323-4344(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4329-4331(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4336-4344(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

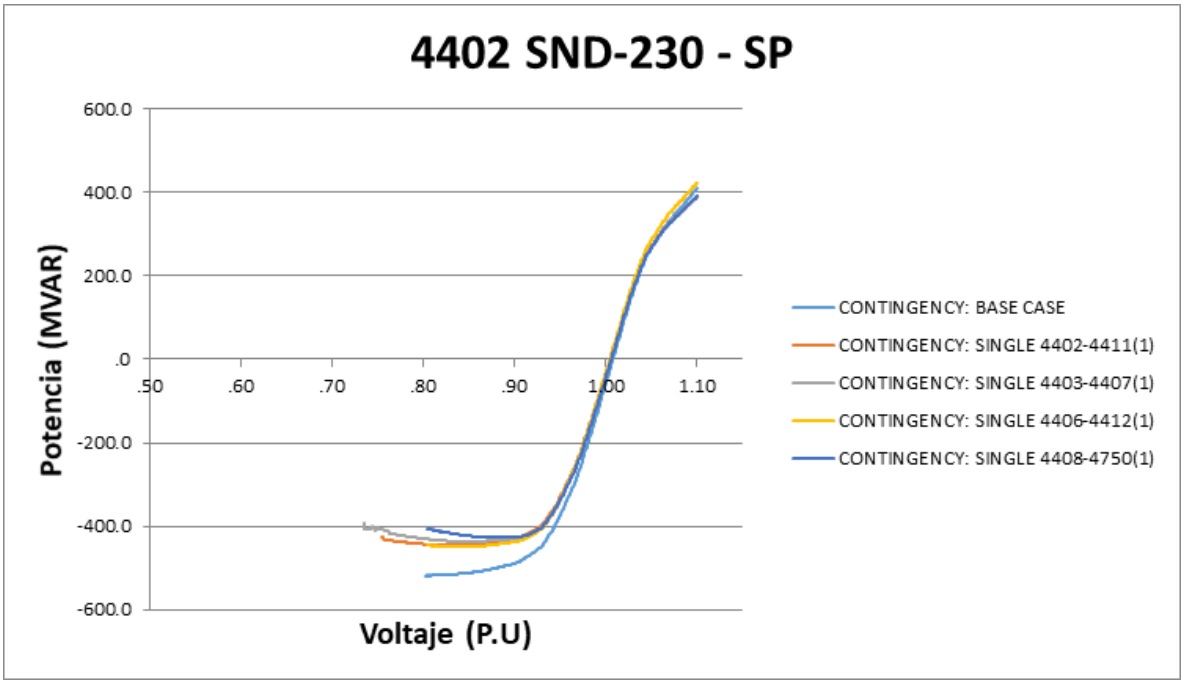

4319 MSY-138 - CP
Potencia (MVAR)
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4323-4344(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4329-4331(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4336-4344(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

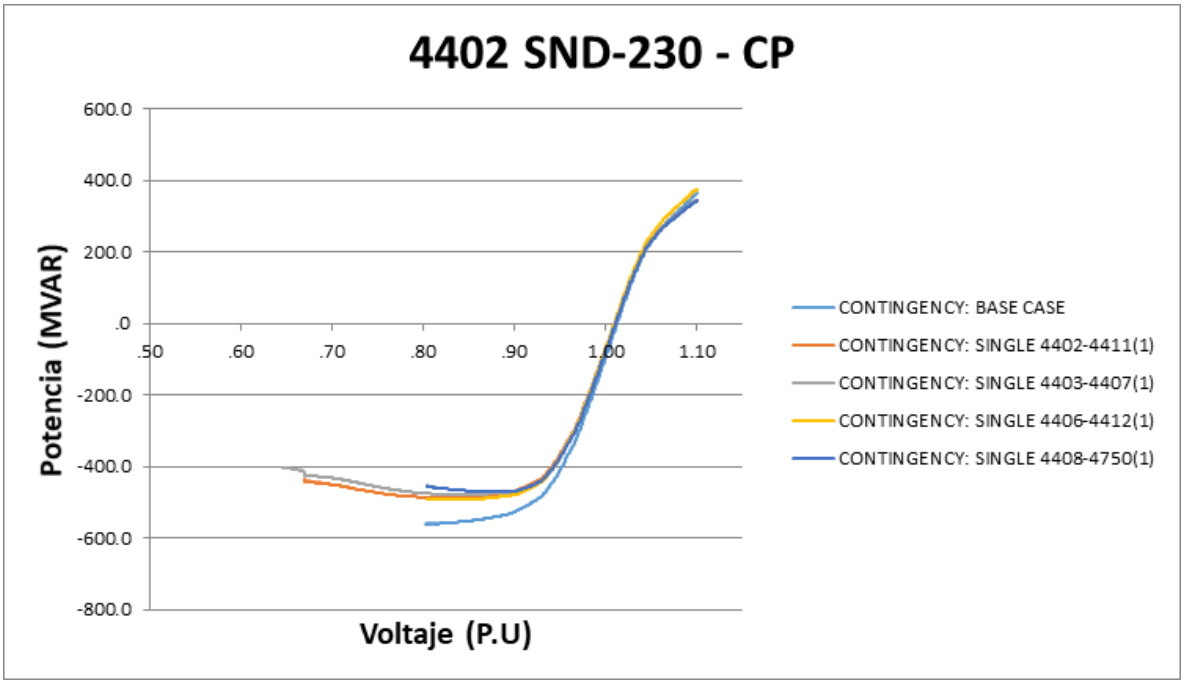

4331 SEB-138 - SP
150.0
100.0
50.0
.0
-50.0
-100.0
-150.0
-200.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4327-4357(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4329-4331(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4331-4354(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4336-4354(1)

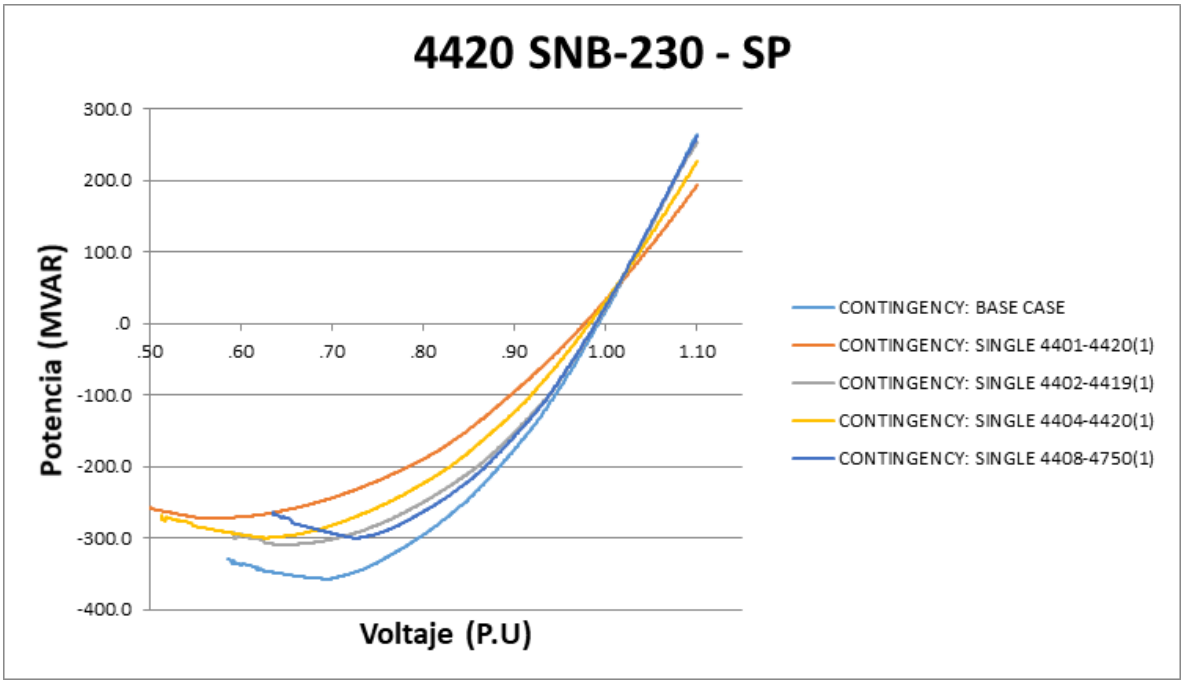

4331 SEB-138 - CP
150.0
100.0
50.0
.0
-50.0
-100.0
-150.0
-200.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4327-4357(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4329-4331(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4331-4354(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4336-4354(1)

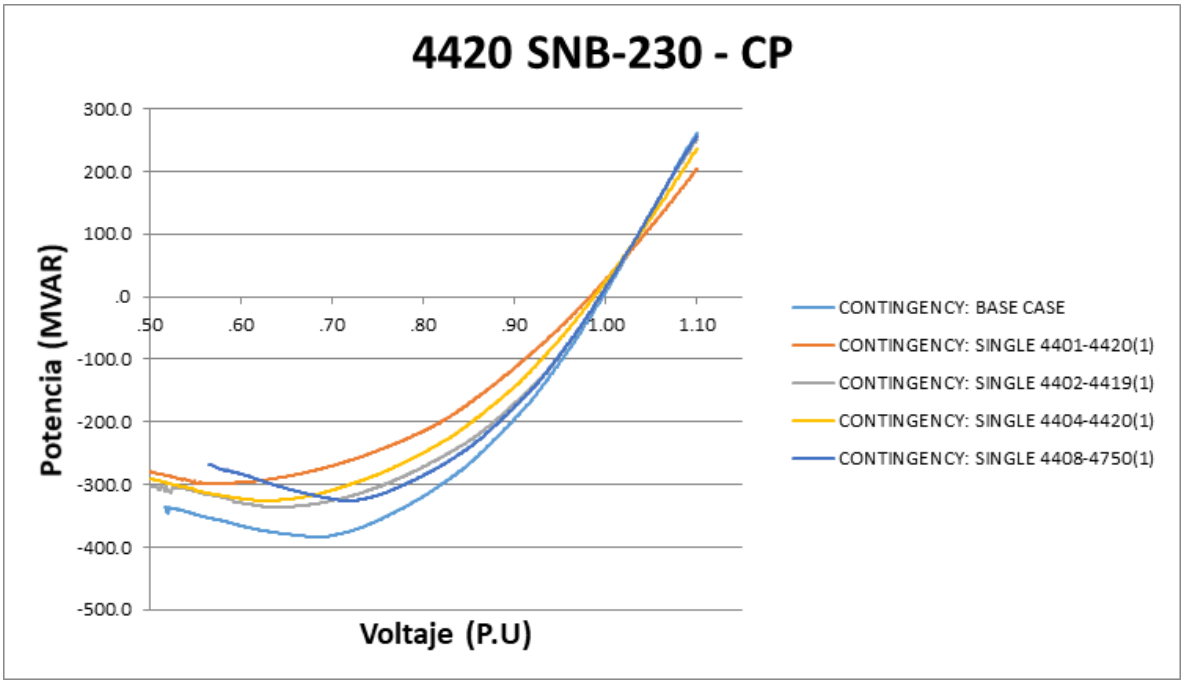

4401 LBS-230 - SP
Potencia (MVAR)
500.0
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
-500.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4401-4419(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4419(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)


4401 LBS-230 - CP
Potencia (MVAR)
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
-500.0
-600.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4401-4419(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4419(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

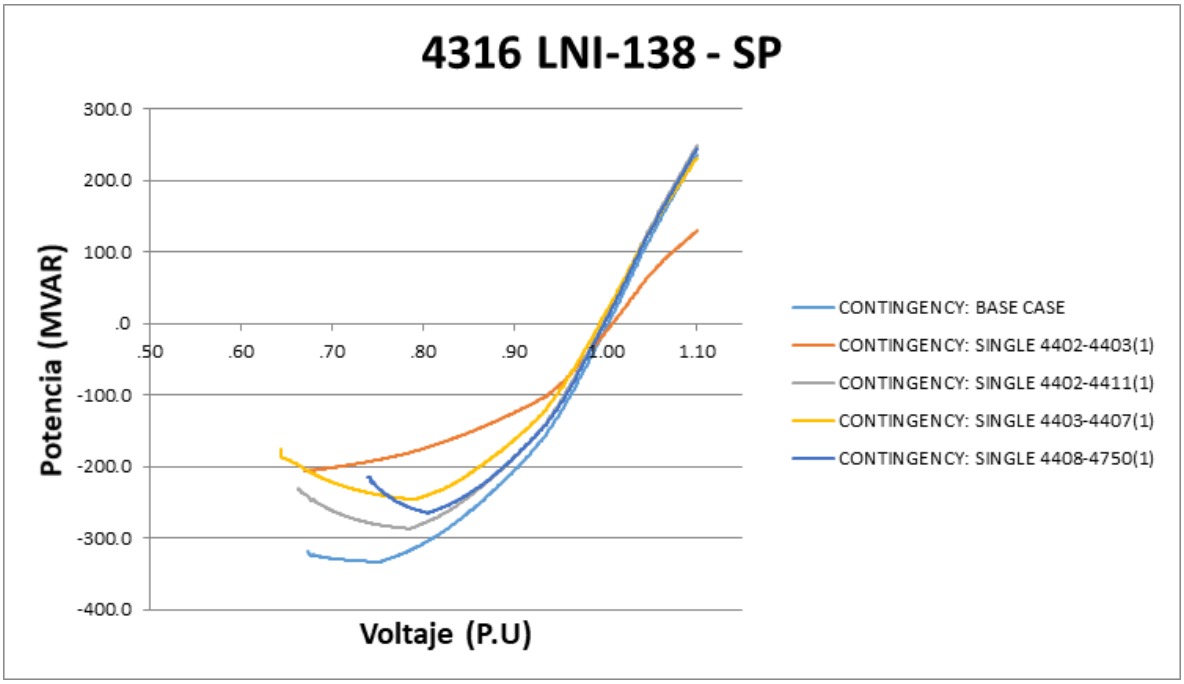

4402 SND-230 - SP
600.0
400.0
200.0
.0
-200.0
-400.0
-600.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

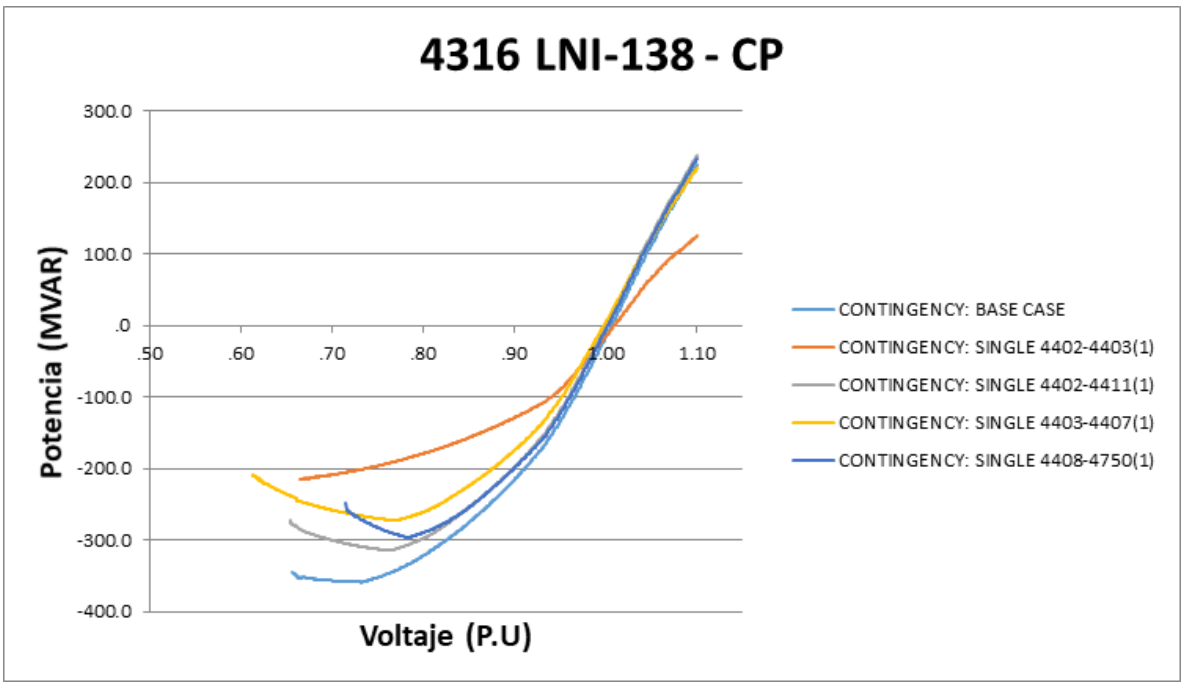

4402 SND-230 - CP
600.0
400.0
200.0
.0
-200.0
-400.0
-600.0
-800.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

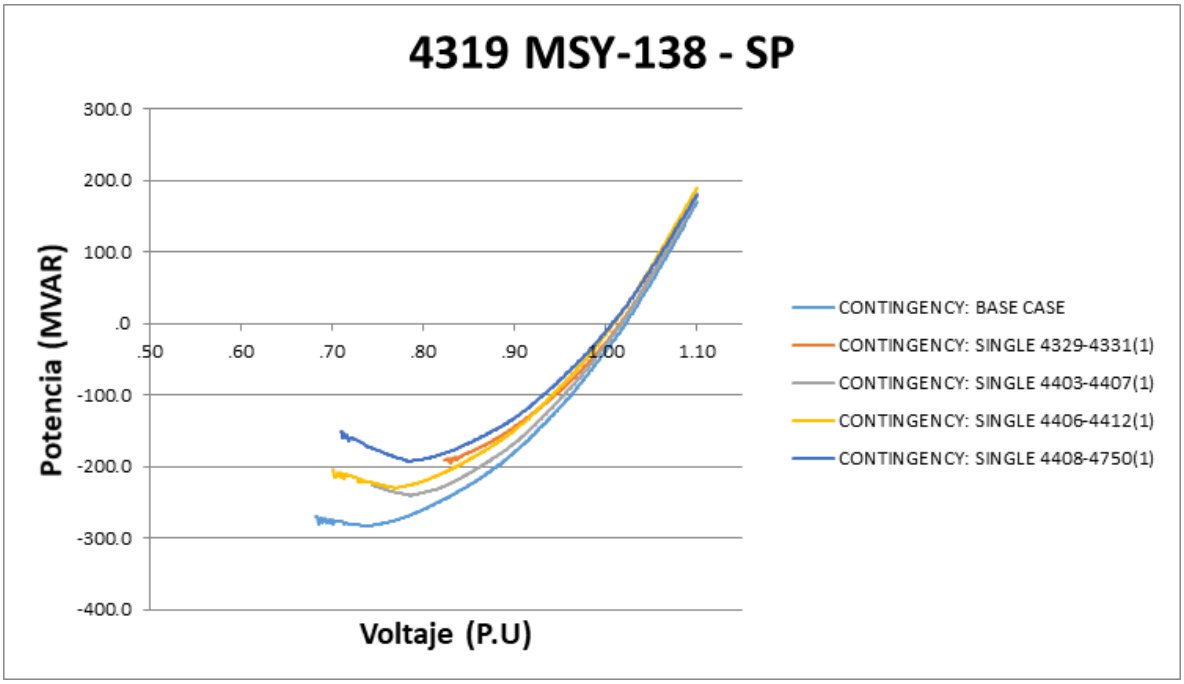

4420 SNB-230 - SP
Potencia (MVAR)
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4401-4420(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4419(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4404-4420(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

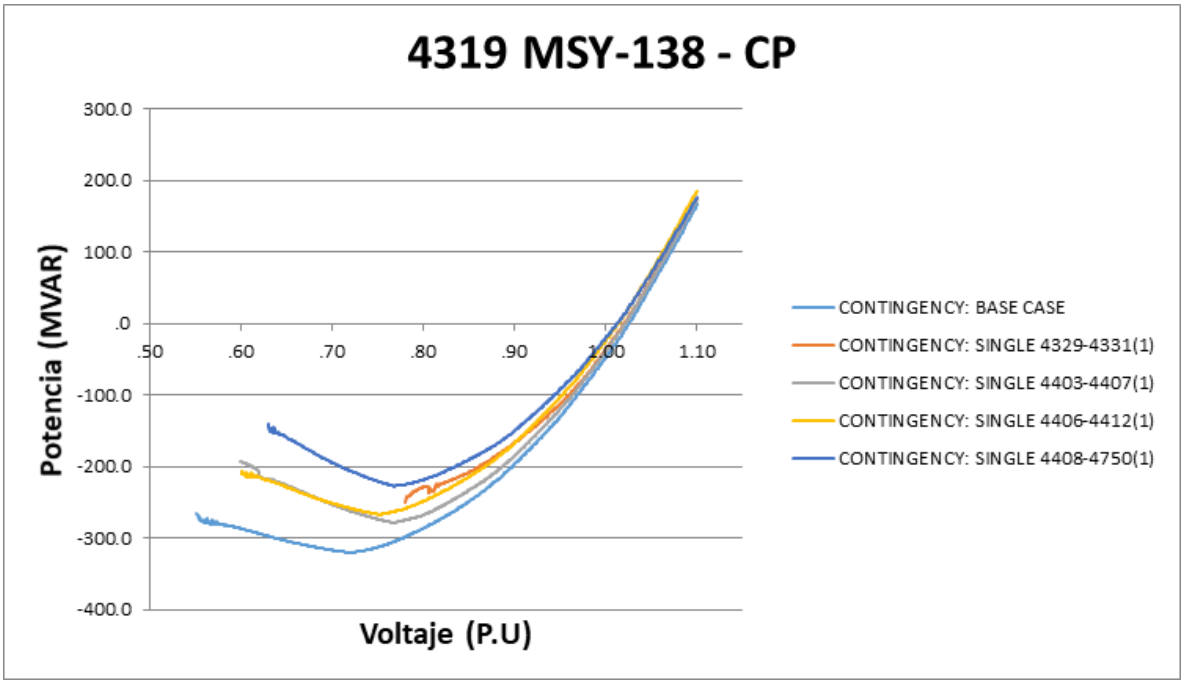

4420 SNB-230 - CP
Potencia (MVAR)
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
-500.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4401-4420(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4419(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4404-4420(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

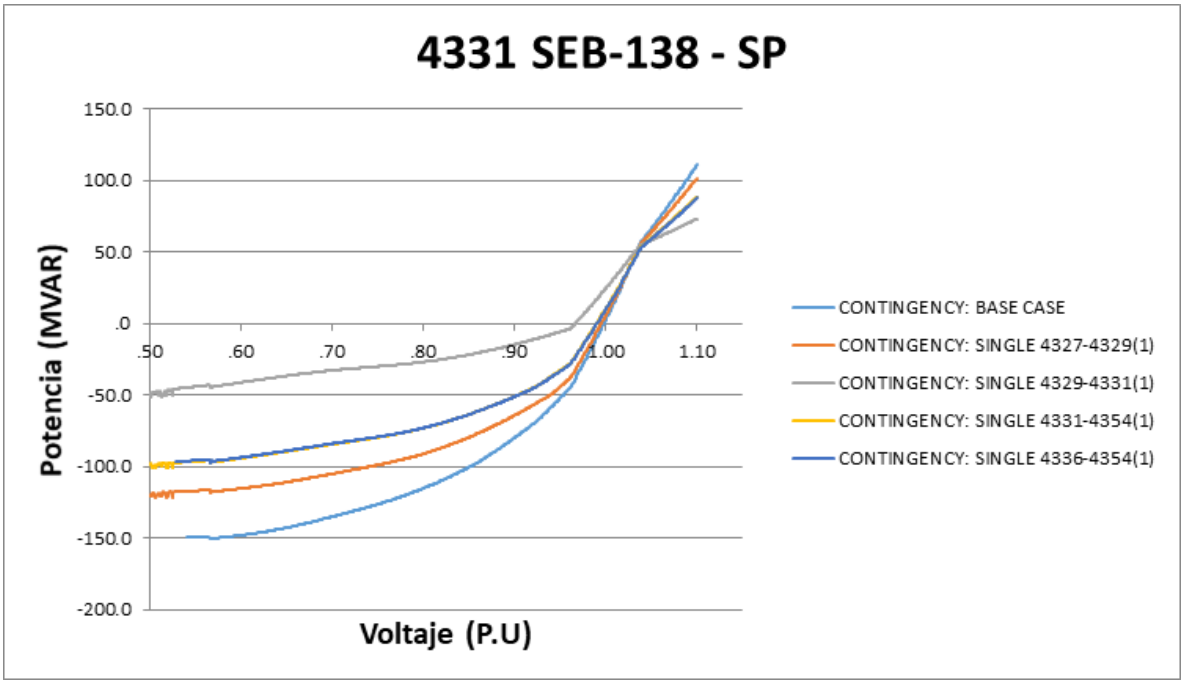
Escenario Invierno demanda media Porteo Norte - Sur 300 MW

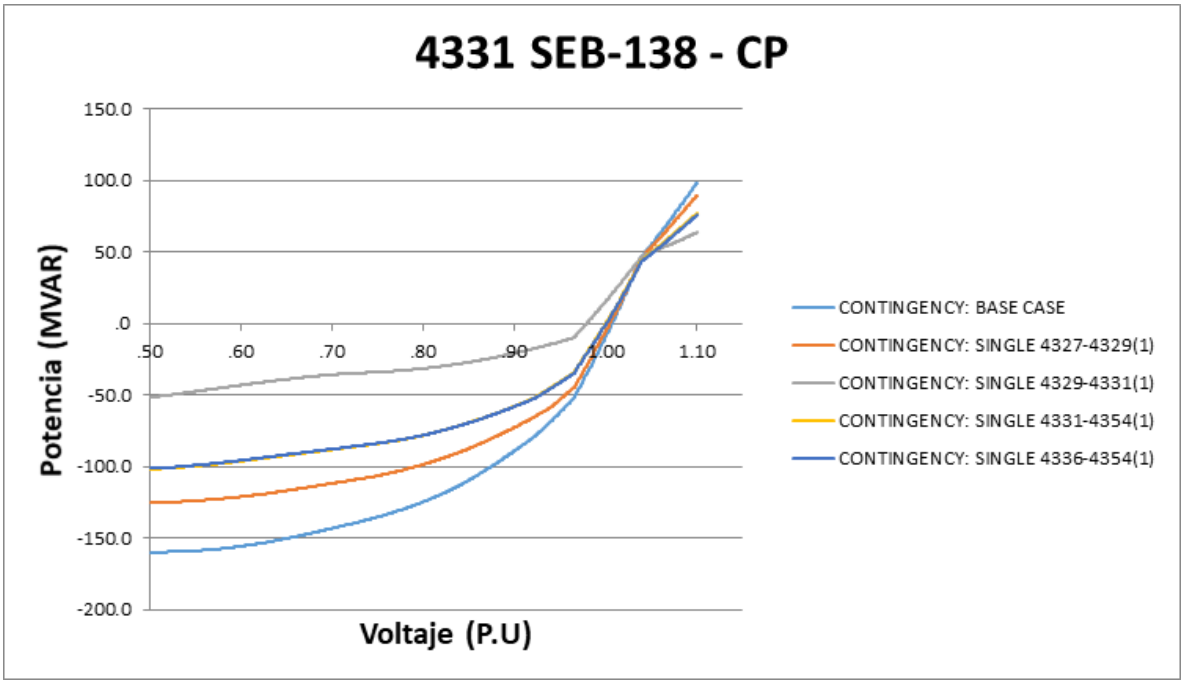


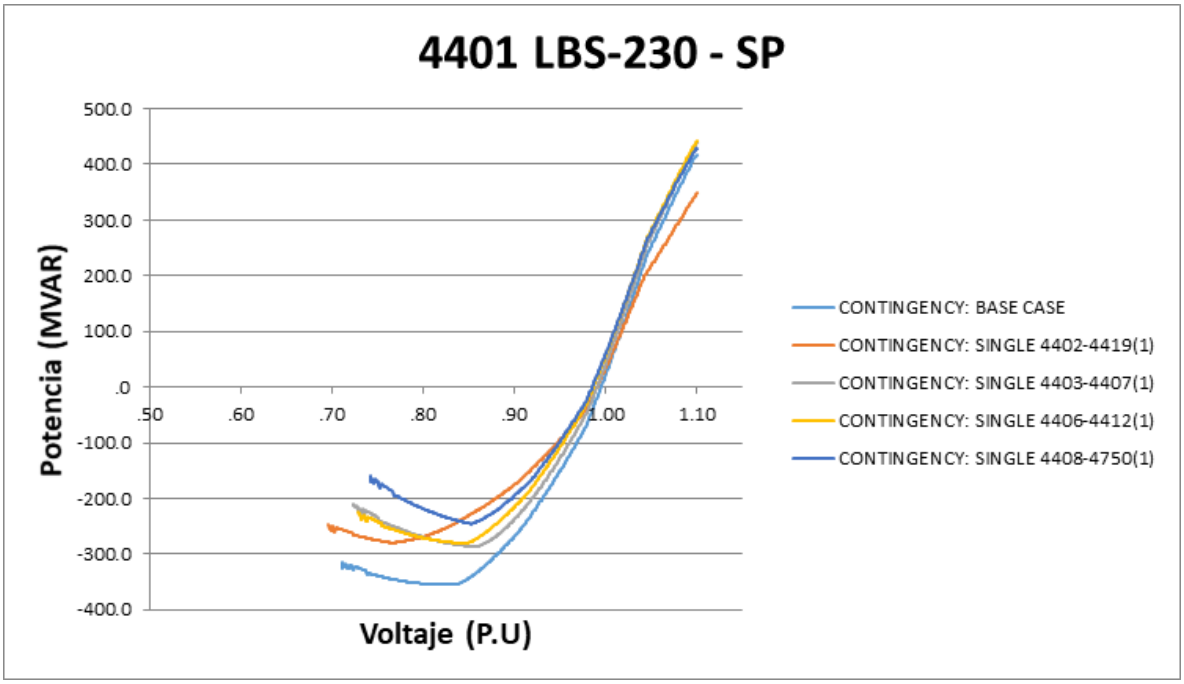


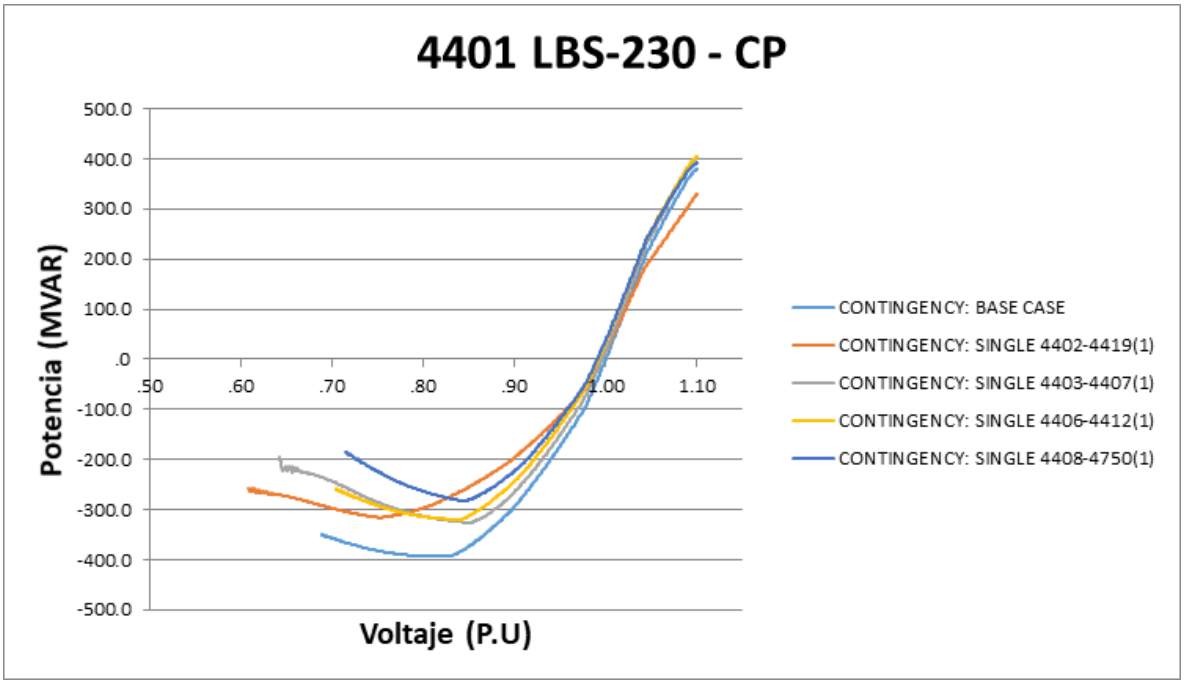

4319 MSY-138 - SP
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4329-4331(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

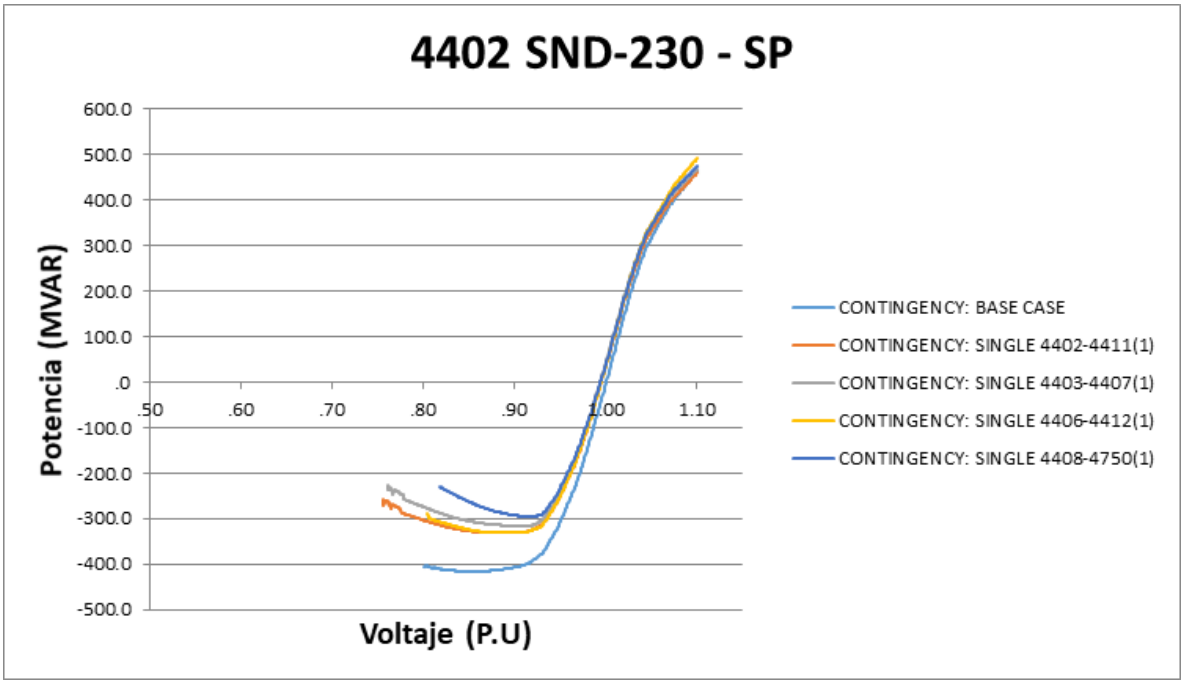

4319 MSY-138 - CP
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4329-4331(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

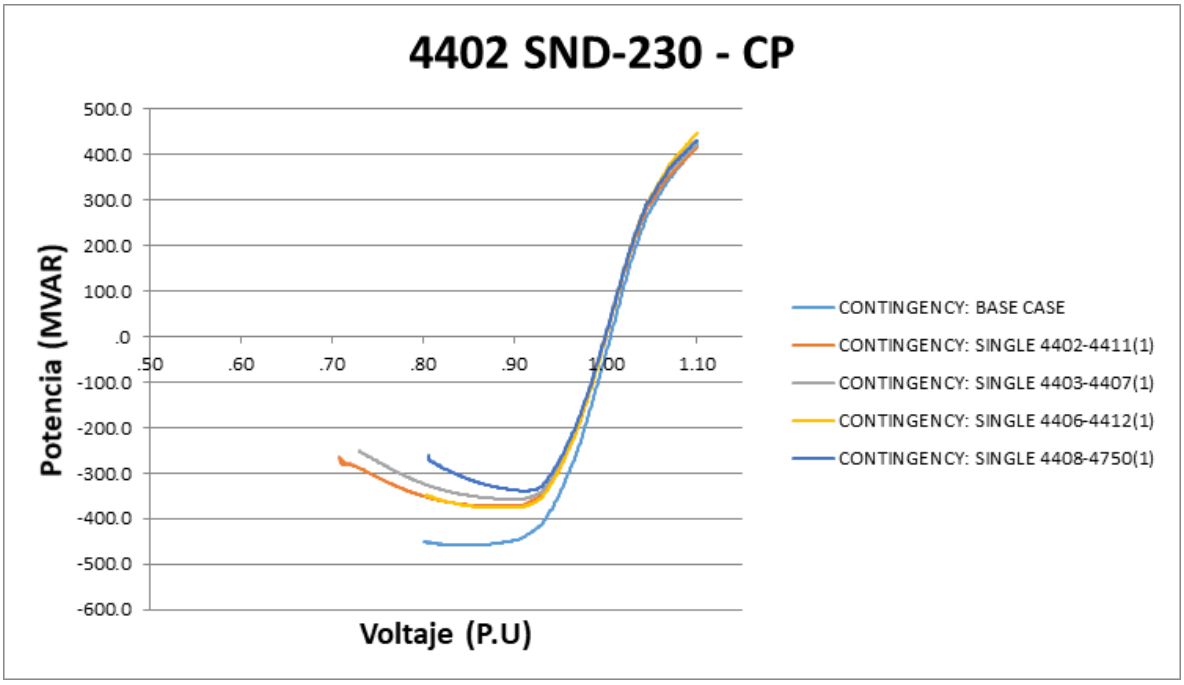

4331 SEB-138 - SP
150.0
100.0
50.0
.0
-50.0
-100.0
-150.0
-200.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4327-4329(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4329-4331(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4331-4354(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4336-4354(1)

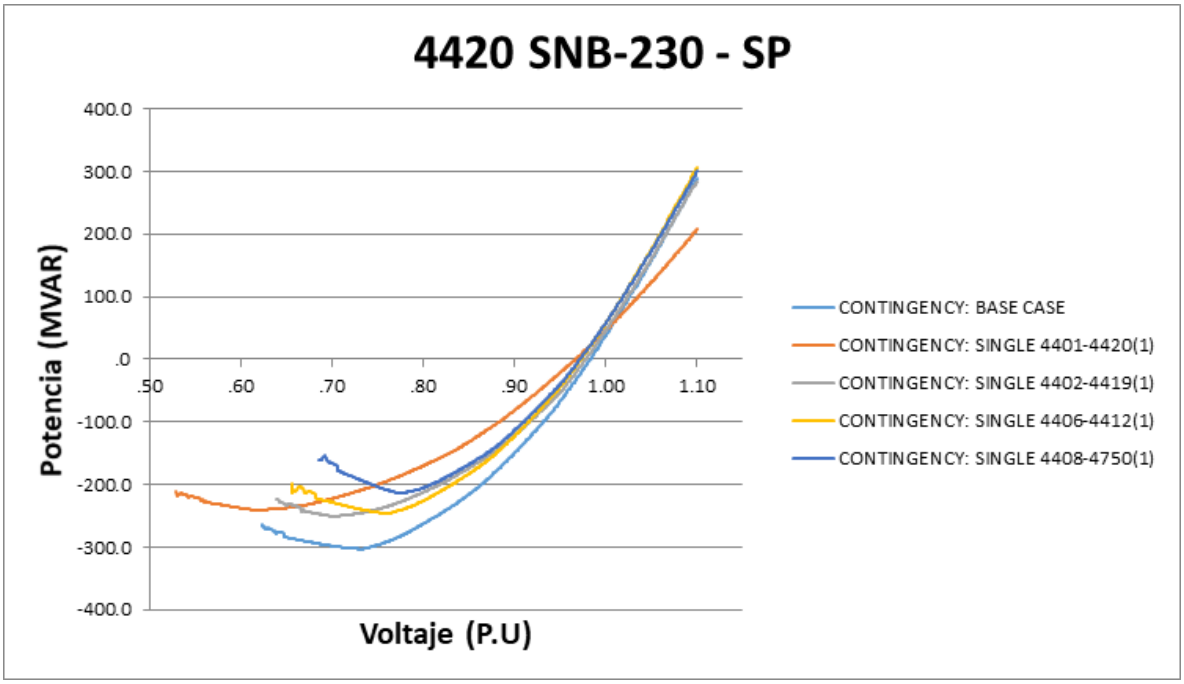

4331 SEB-138 - CP
150.0
100.0
50.0
.0
-50.0
-100.0
-150.0
-200.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4327-4329(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4329-4331(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4331-4354(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4336-4354(1)

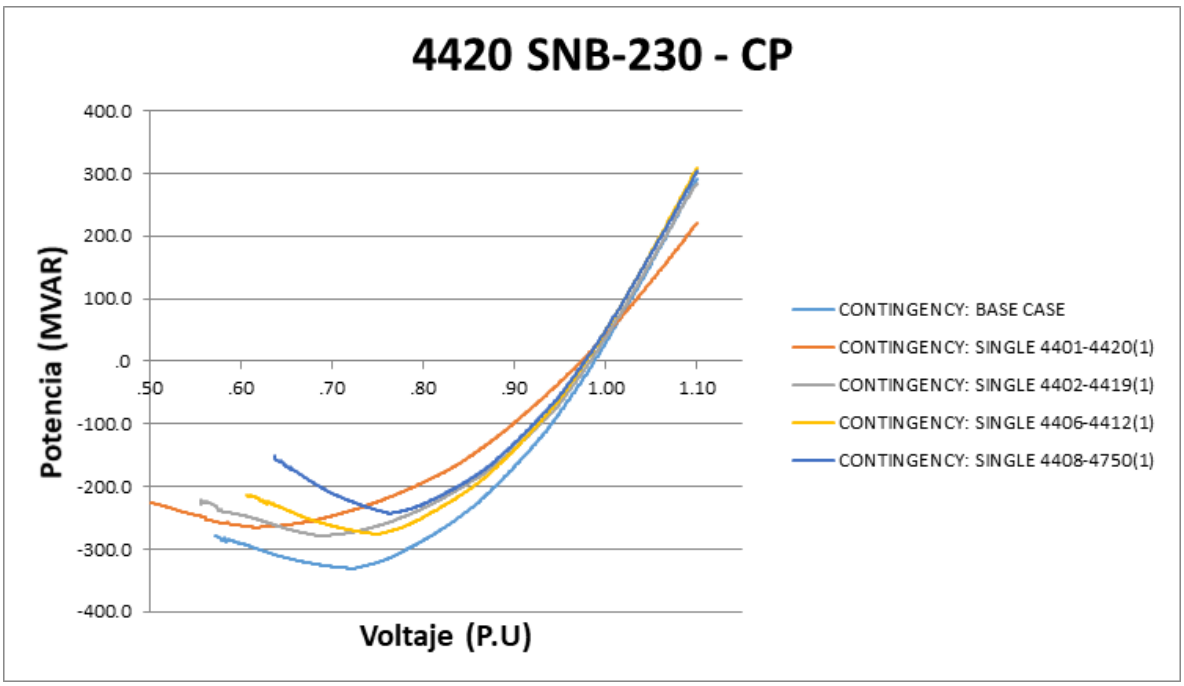

4401 LBS-230 - SP
Potencia (MVAR)
500.0
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4419(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)


4401 LBS-230 - CP
Potencia (MVAR)
500.0
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
-500.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4419(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

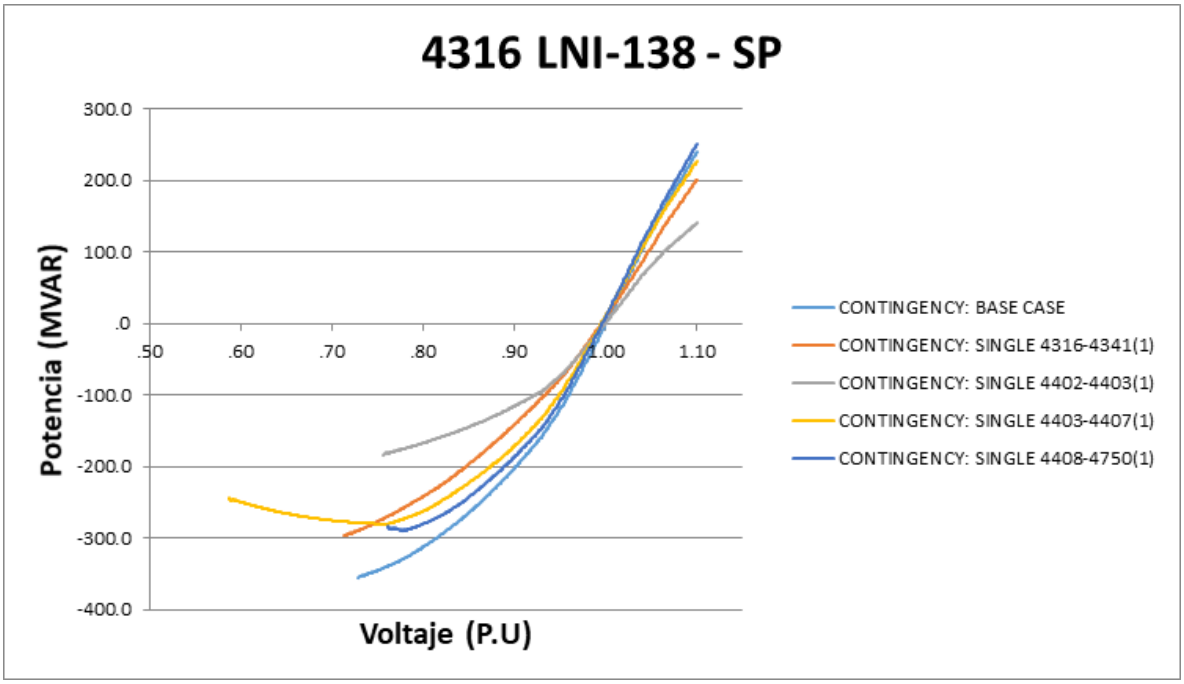

4402 SND-230 - SP
Potencia (MVAR)
600.0
500.0
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
-500.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

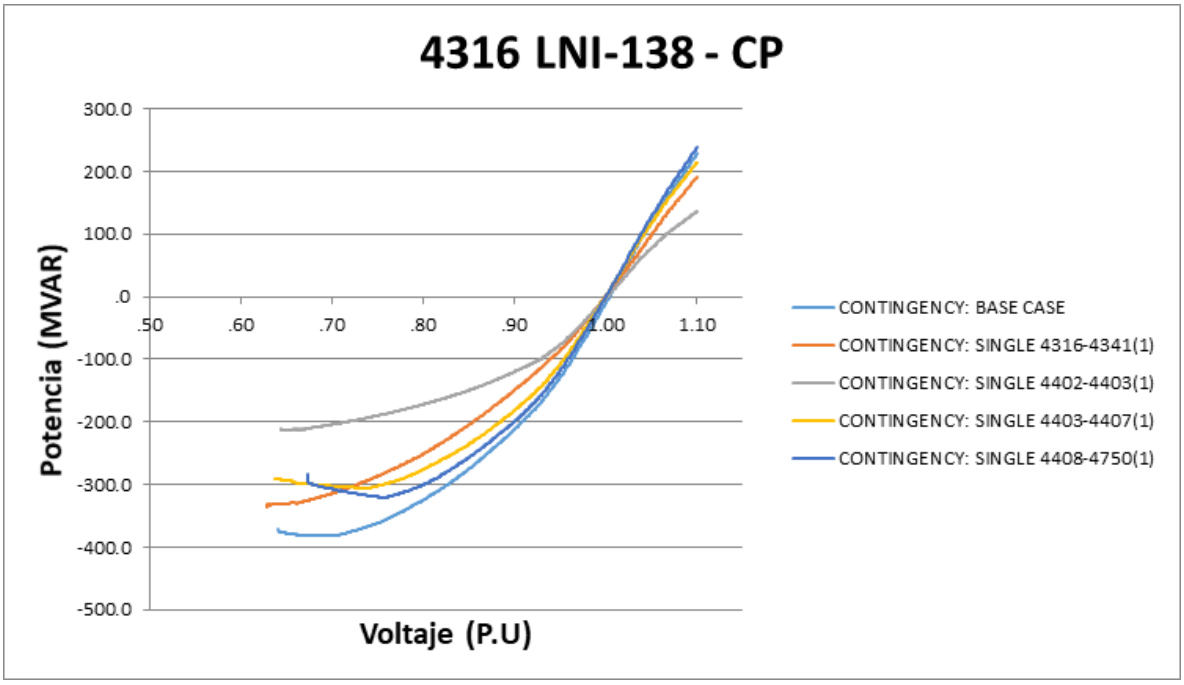

4402 SND-230 - CP
Potencia (MVAR)
500.0
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
-500.0
-600.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

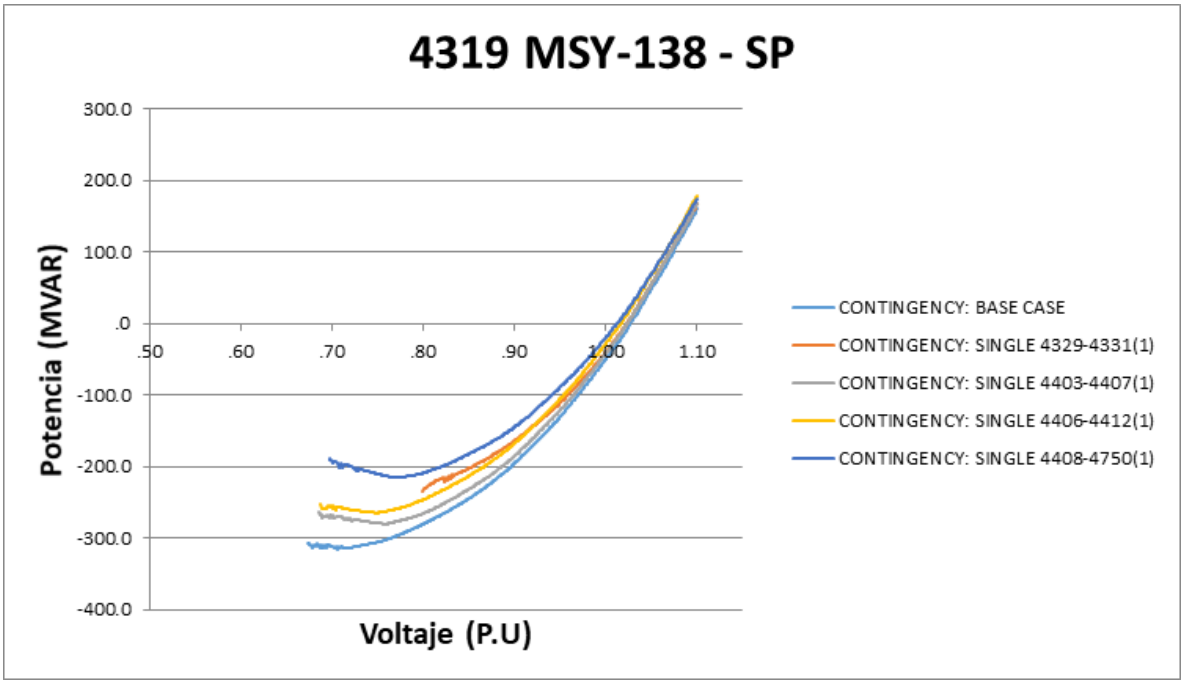

4420 SNB-230 - SP
Potencia (MVAR)
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4401-4420(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4419(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

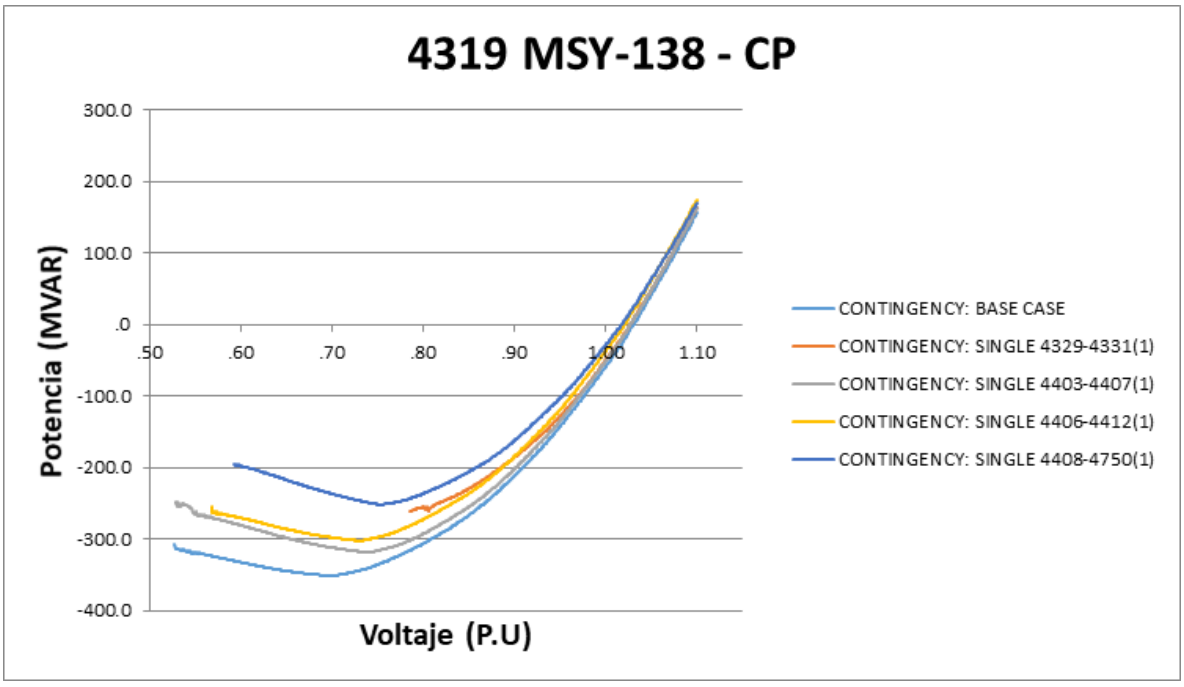

4420 SNB-230 - CP
Potencia (MVAR)
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4401-4420(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4419(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

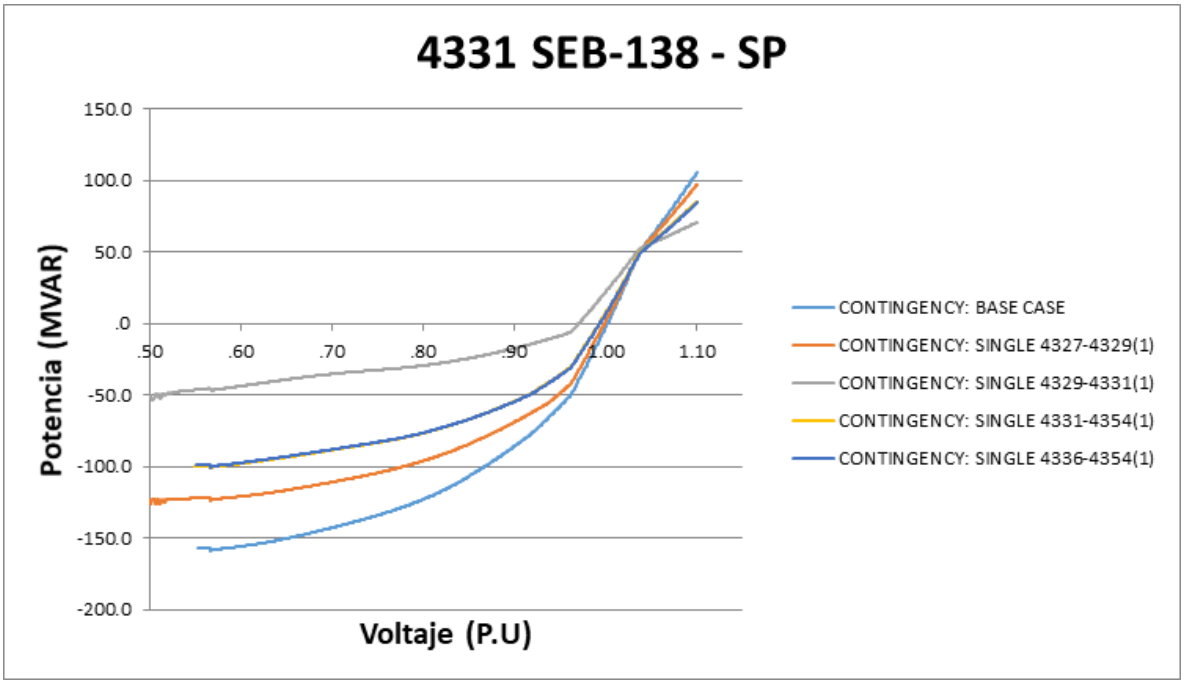
Escenario Invierno demanda media Porteo Sur - Norte 220 MW

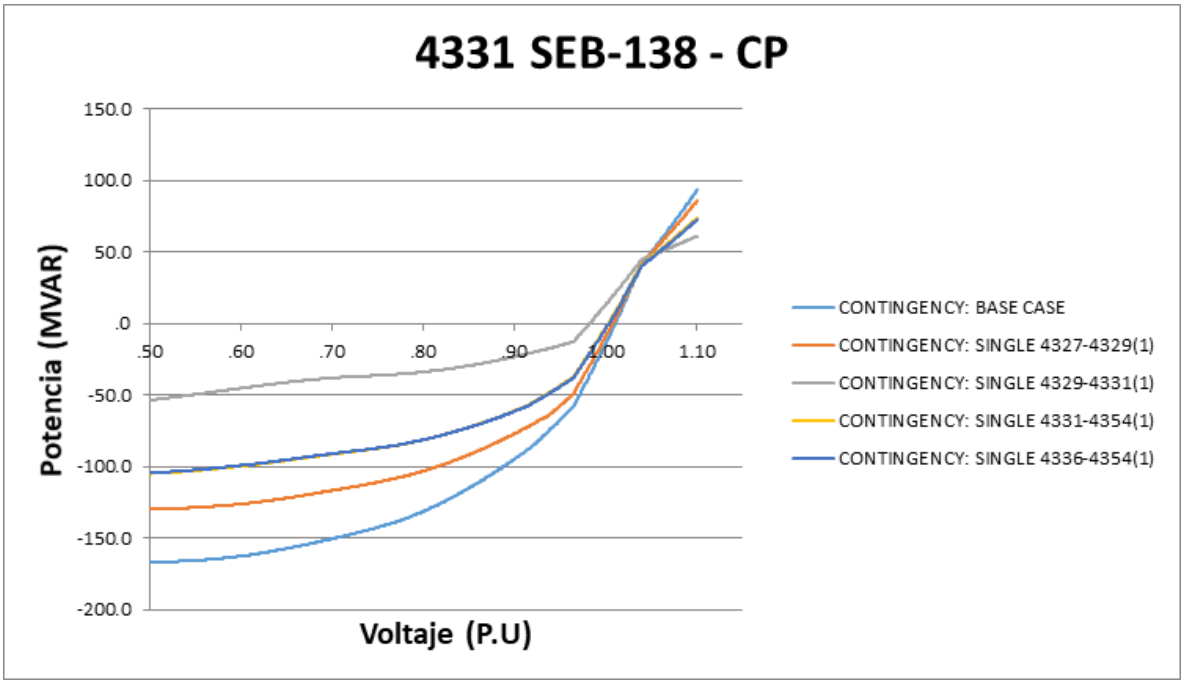


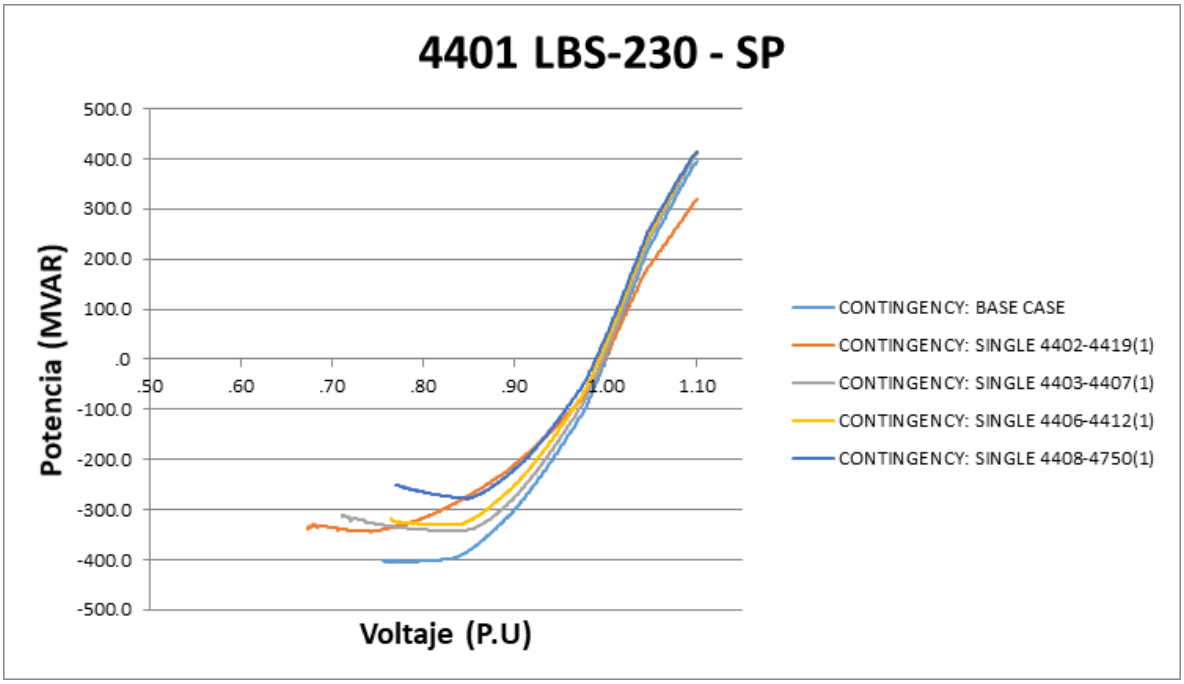


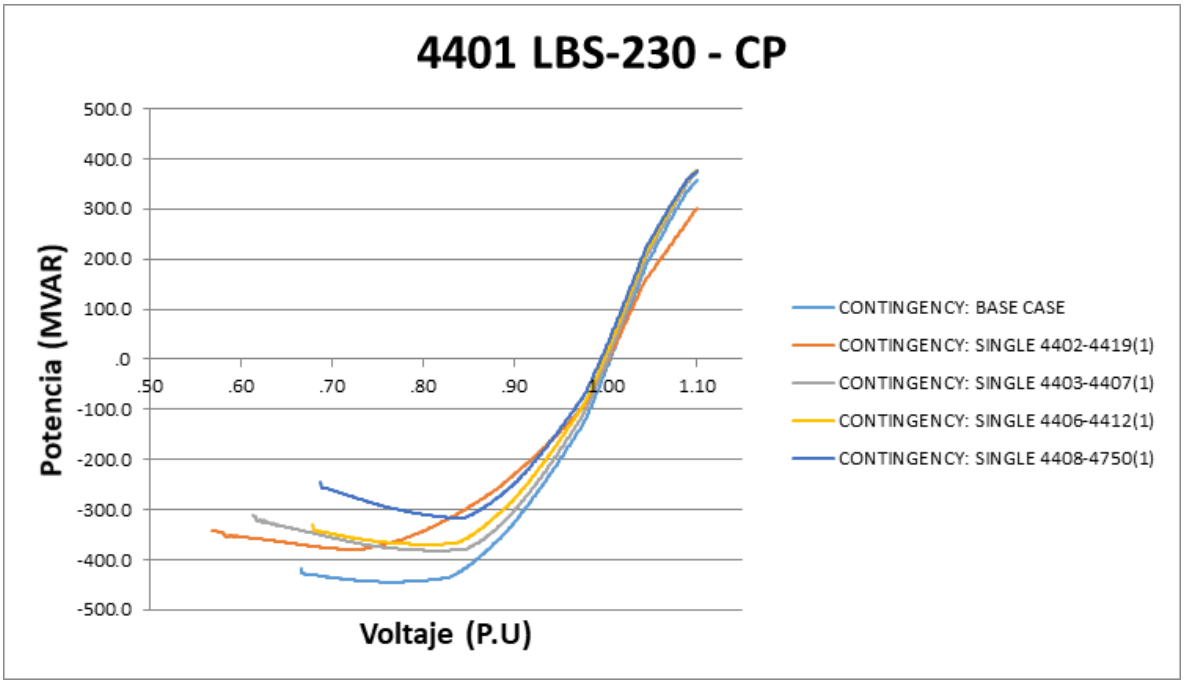

4319 MSY-138 - SP
Potencia (MVAR)
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4329-4331(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

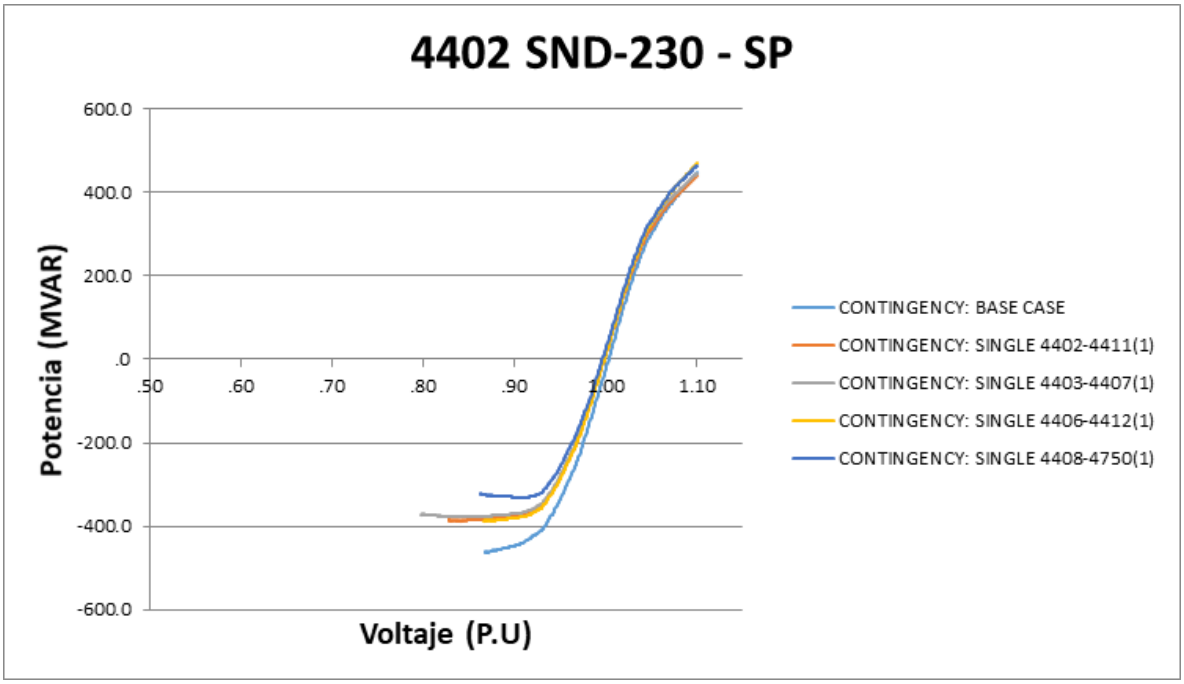

4319 MSY-138 - CP
Potencia (MVAR)
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4329-4331(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

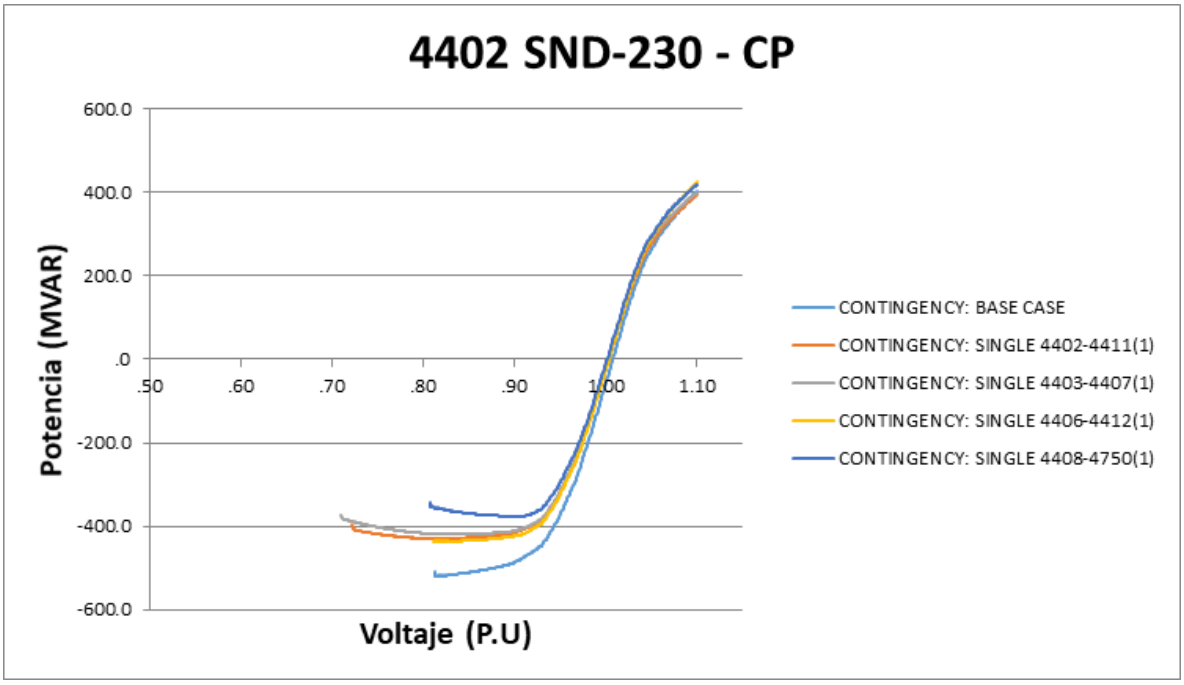

4331 SEB-138 - SP
150.0
100.0
50.0
.0
-50.0
-100.0
-150.0
-200.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4327-4329(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4329-4331(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4331-4354(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4336-4354(1)

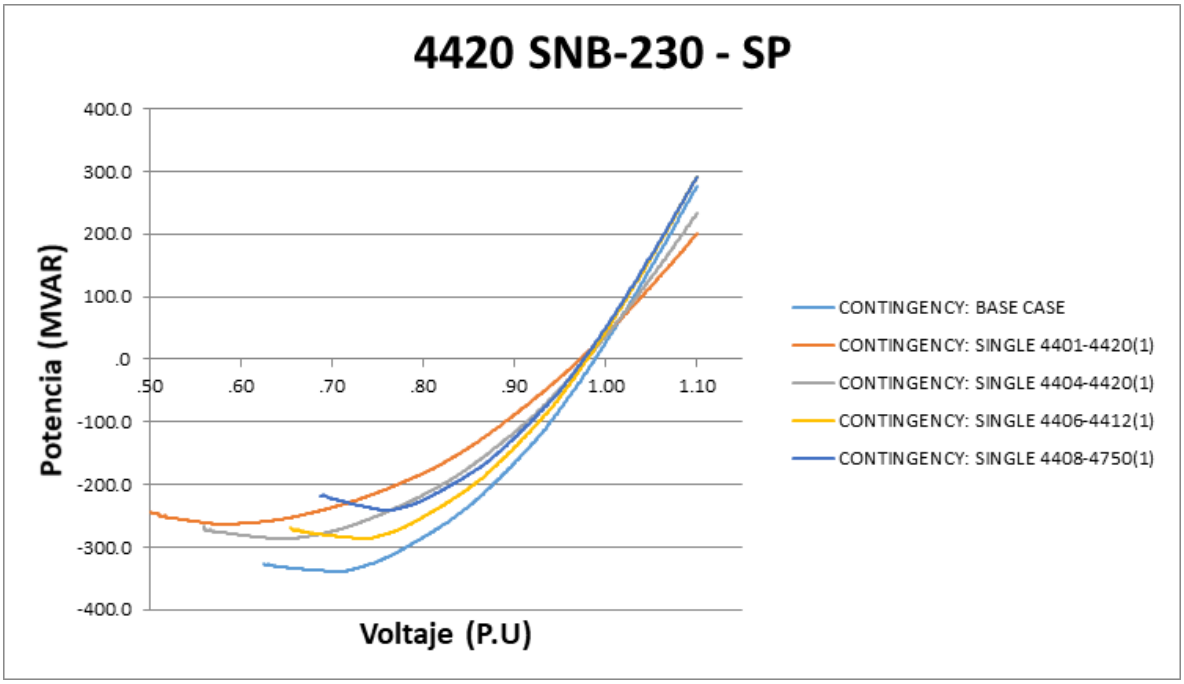

4331 SEB-138 - CP
150.0
100.0
50.0
.0
-50.0
-100.0
-150.0
-200.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4327-4329(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4329-4331(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4331-4354(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4336-4354(1)

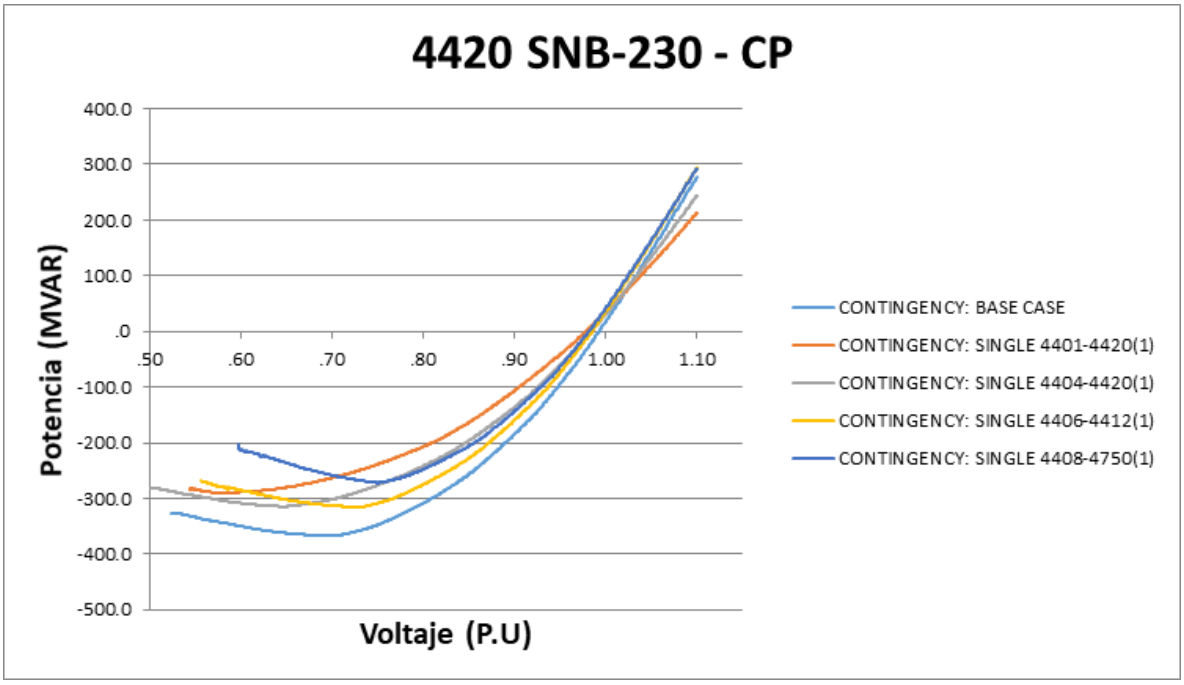

4401 LBS-230 - SP
Potencia (MVAR)
500.0
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
-500.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4419(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)


4401 LBS-230 - CP
Potencia (MVAR)
500.0
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
-500.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4419(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

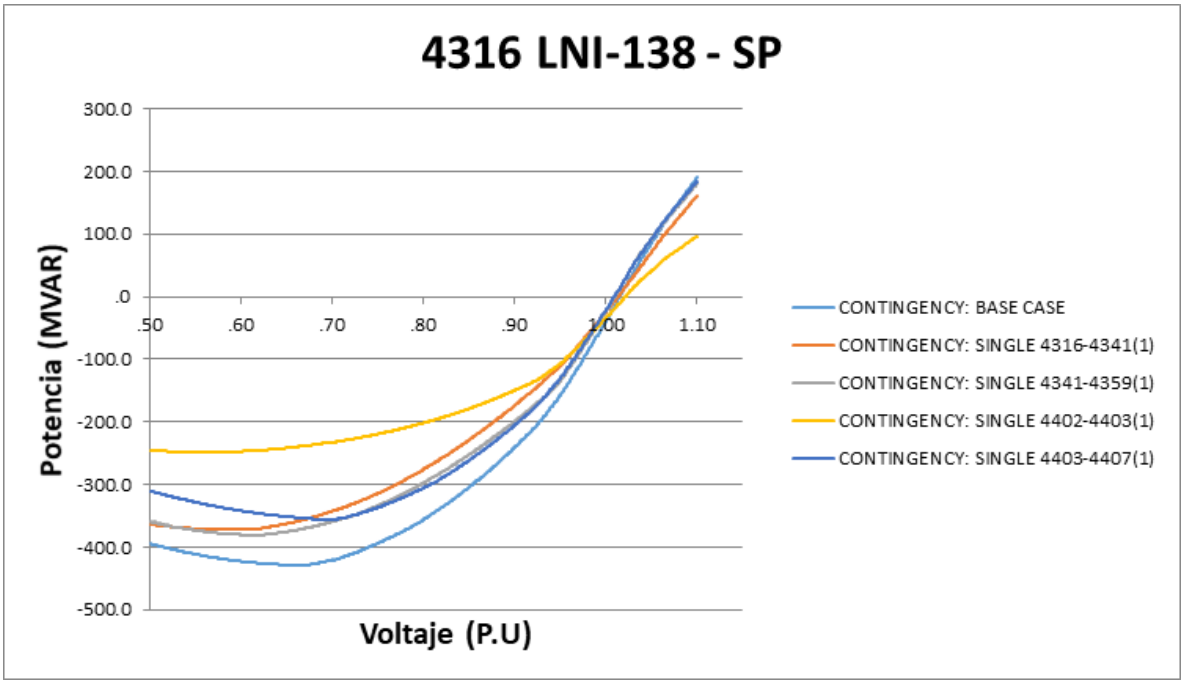

4402 SND-230 - SP
600.0
400.0
200.0
.0
-200.0
-400.0
-600.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

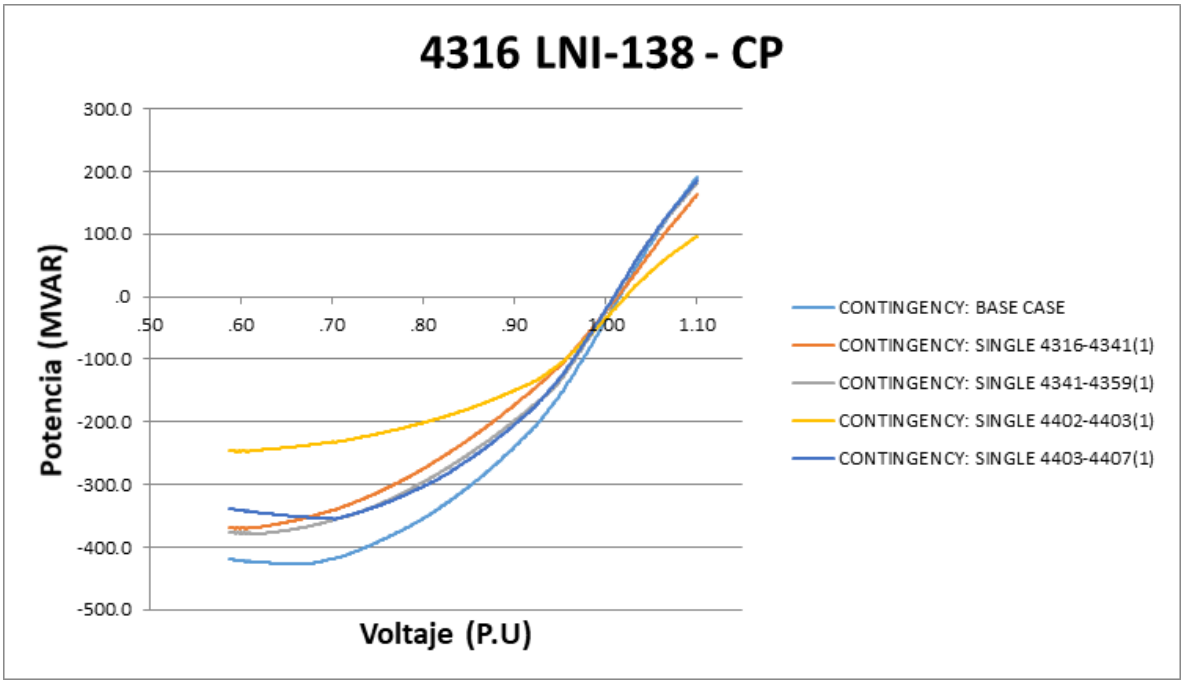

4402 SND-230 - CP
600.0
400.0
200.0
.0
-200.0
-400.0
-600.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

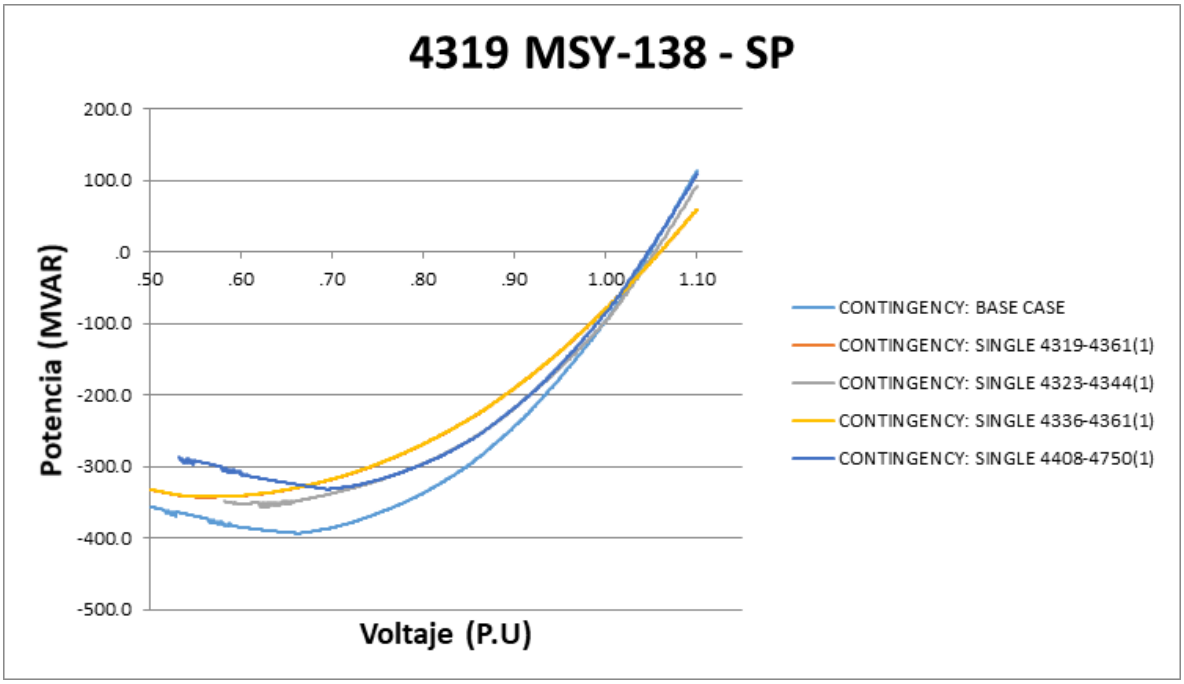

4420 SNB-230 - SP
Potencia (MVAR)
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4401-4420(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4404-4420(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

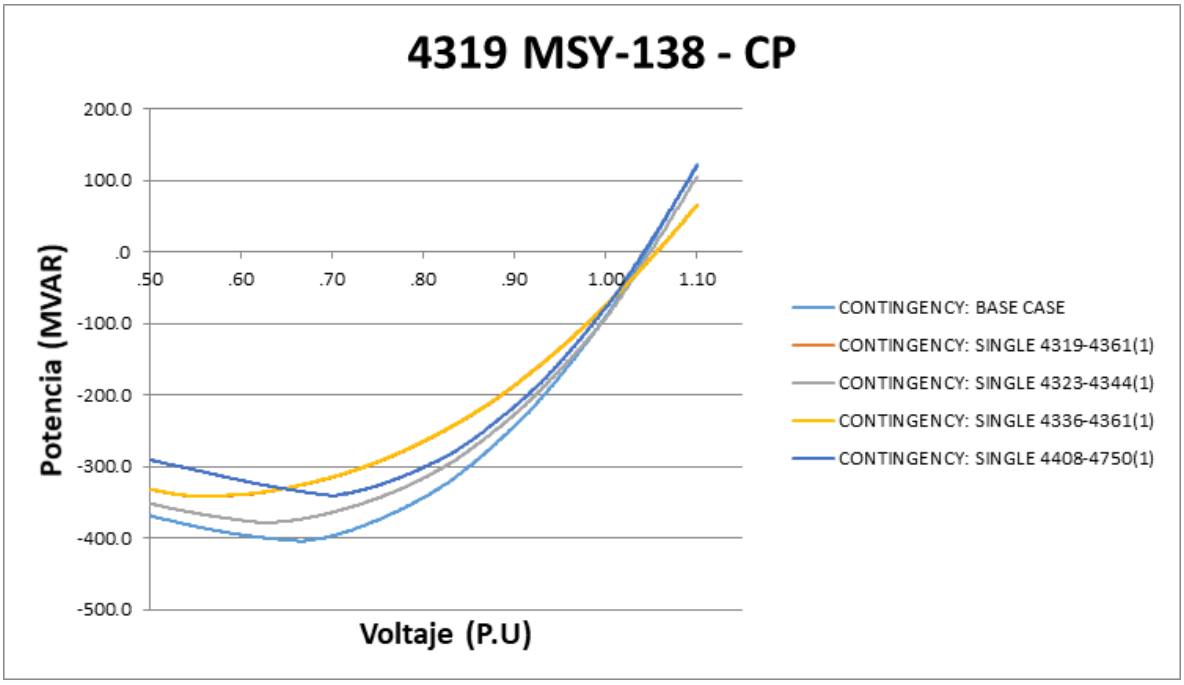

4420 SNB-230 - CP
Potencia (MVAR)
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
-500.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4401-4420(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4404-4420(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

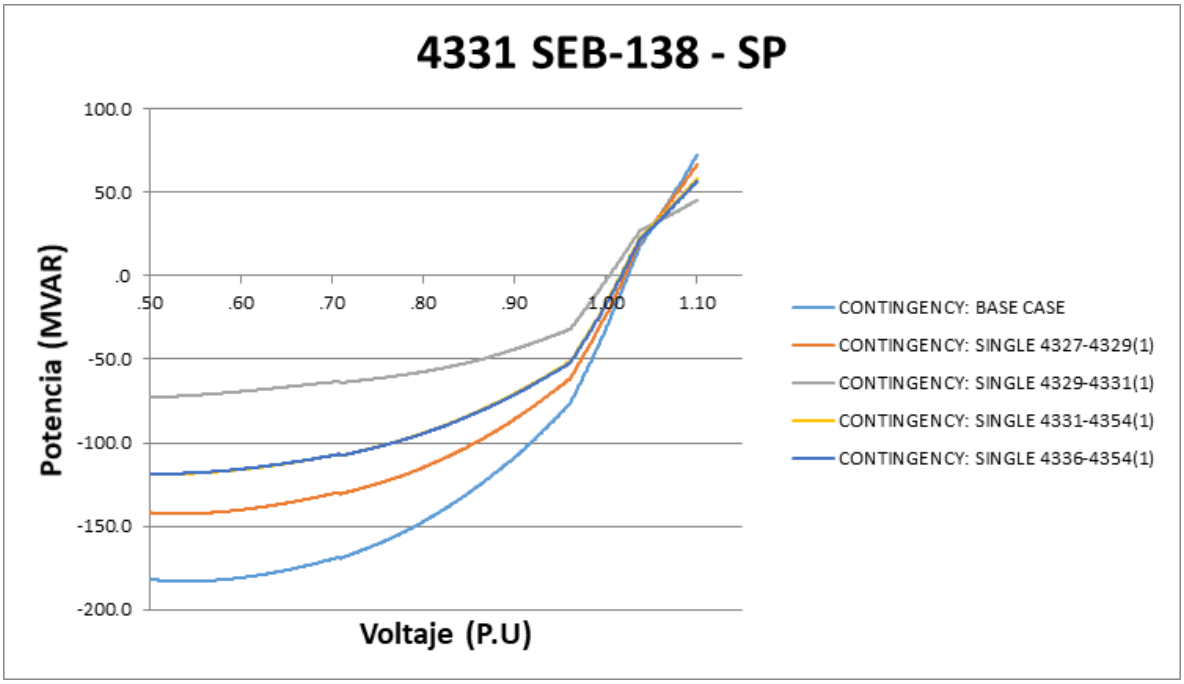
Escenario Invierno demanda mínima sin intercambios

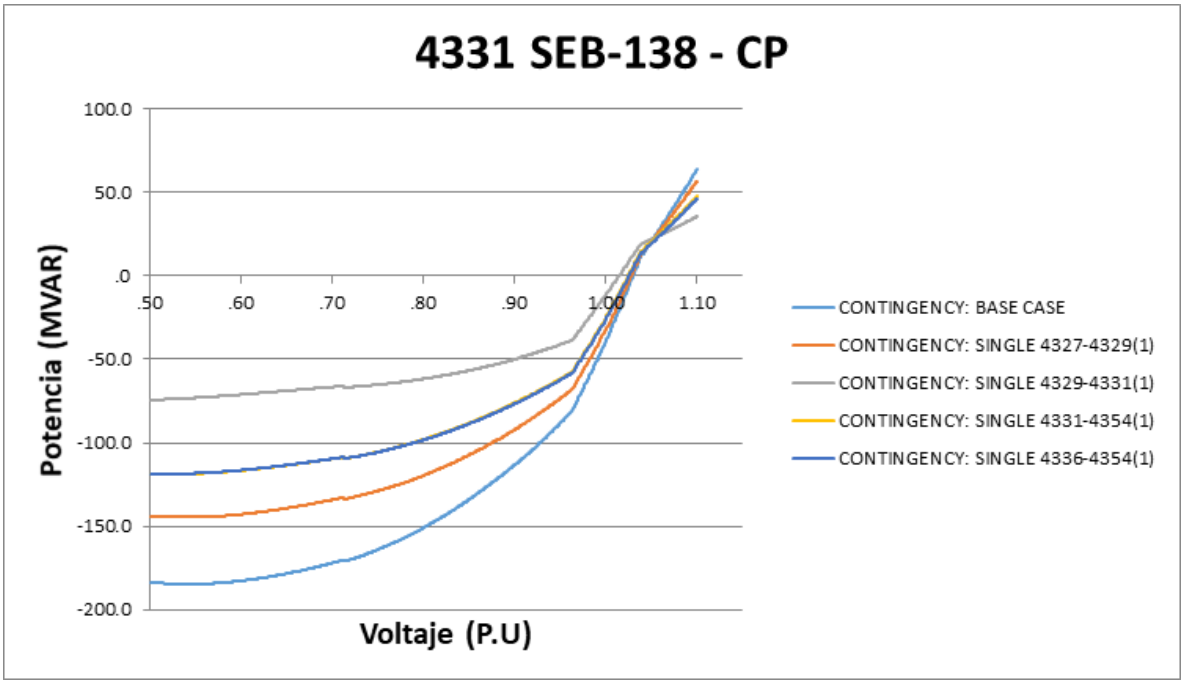


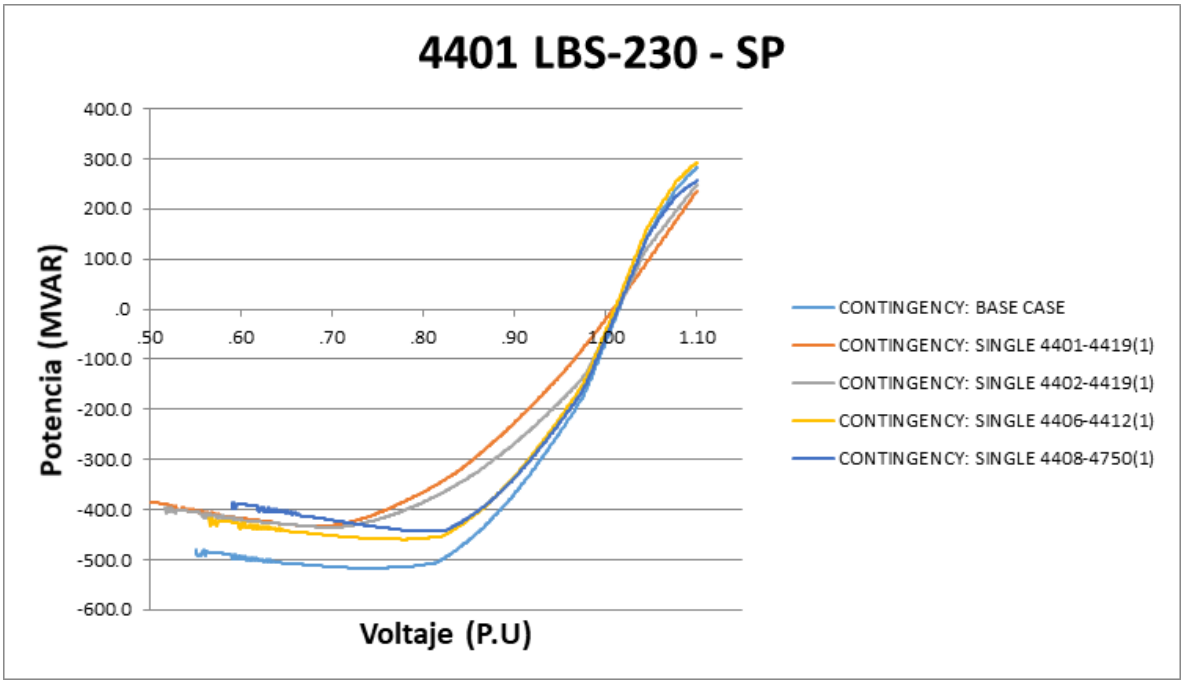


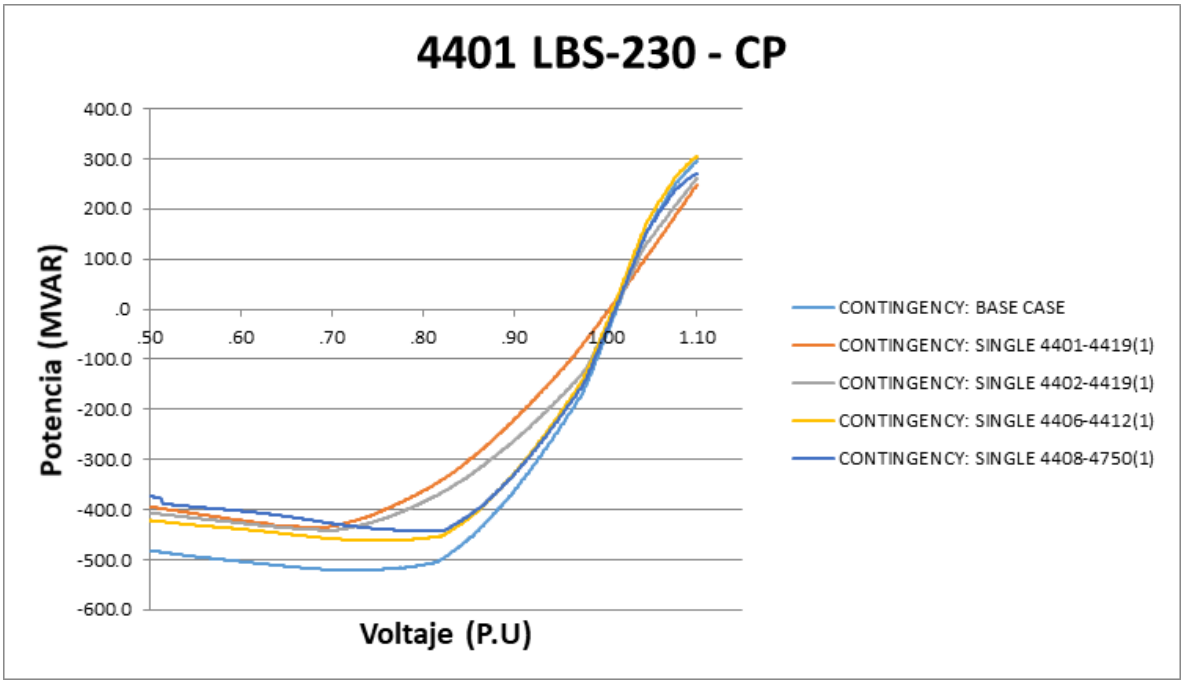

4319 MSY-138 - SP
Potencia (MVAR)
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
-500.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4319-4361(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4323-4344(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4336-4361(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

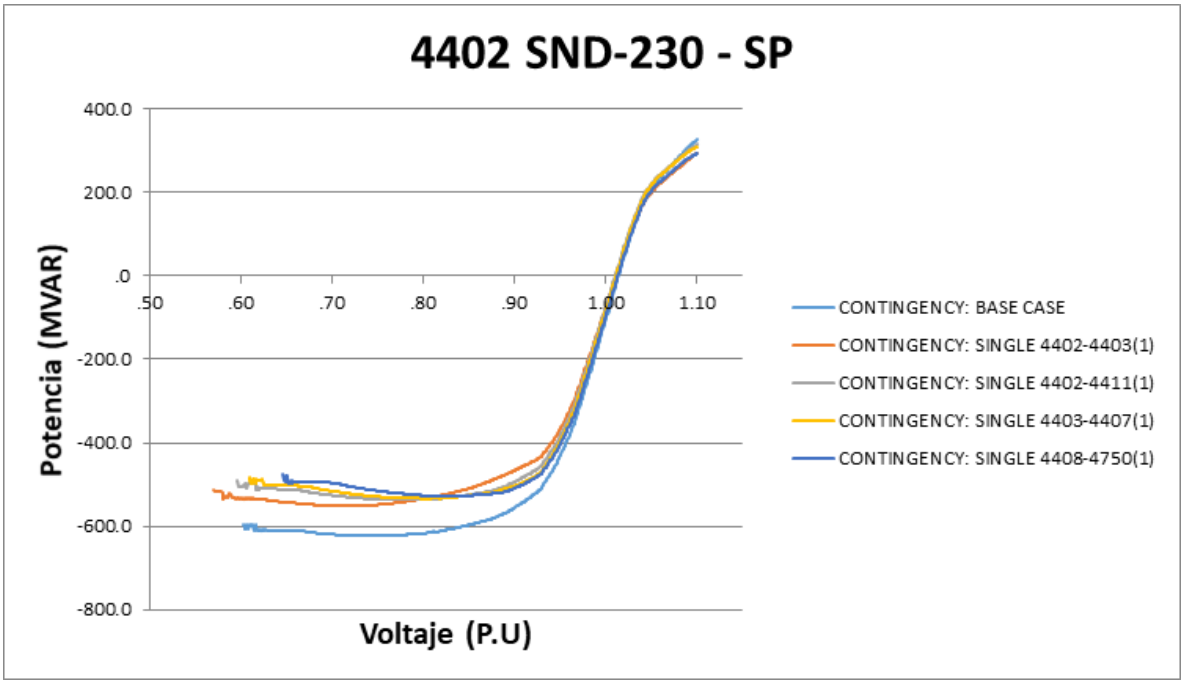

4319 MSY-138 - CP
Potencia (MVAR)
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
-500.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4319-4361(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4323-4344(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4336-4361(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

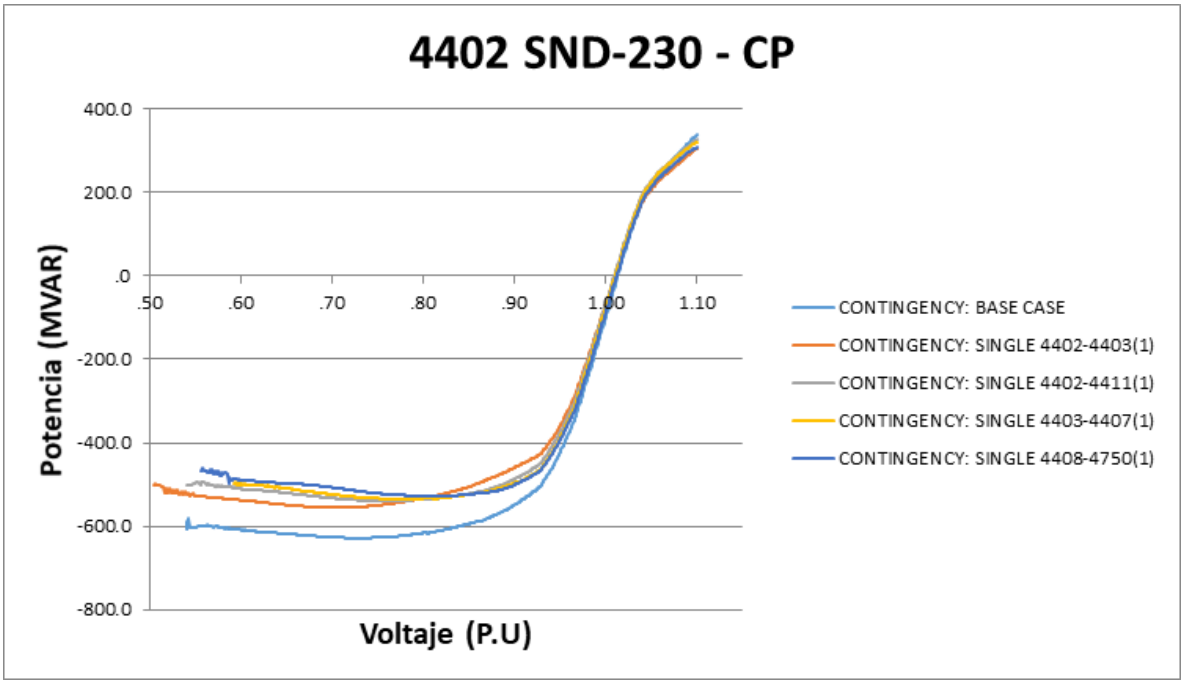

4331 SEB-138 - SP
Potencia (MVAR)
100.0
50.0
.0
-50.0
-100.0
-150.0
-200.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4327-4329(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4329-4331(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4331-4354(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4336-4354(1)

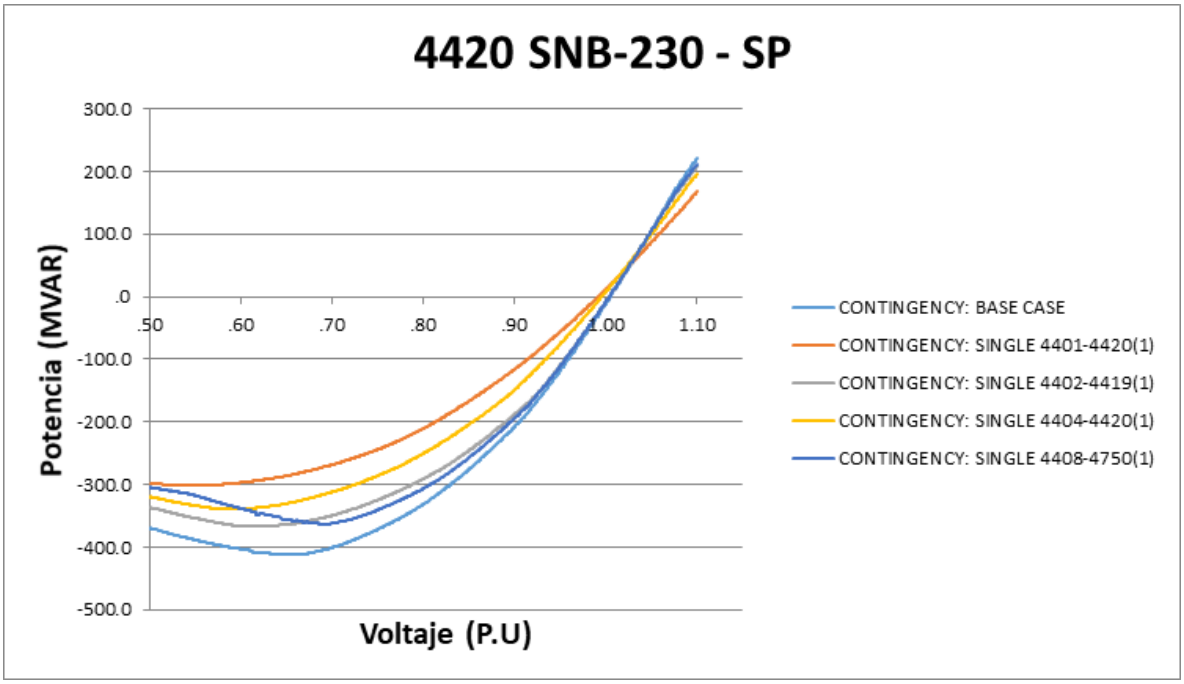

4331 SEB-138 - CP
Potencia (MVAR)
100.0
50.0
.0
-50.0
-100.0
-150.0
-200.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4327-4329(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4329-4331(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4331-4354(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4336-4354(1)

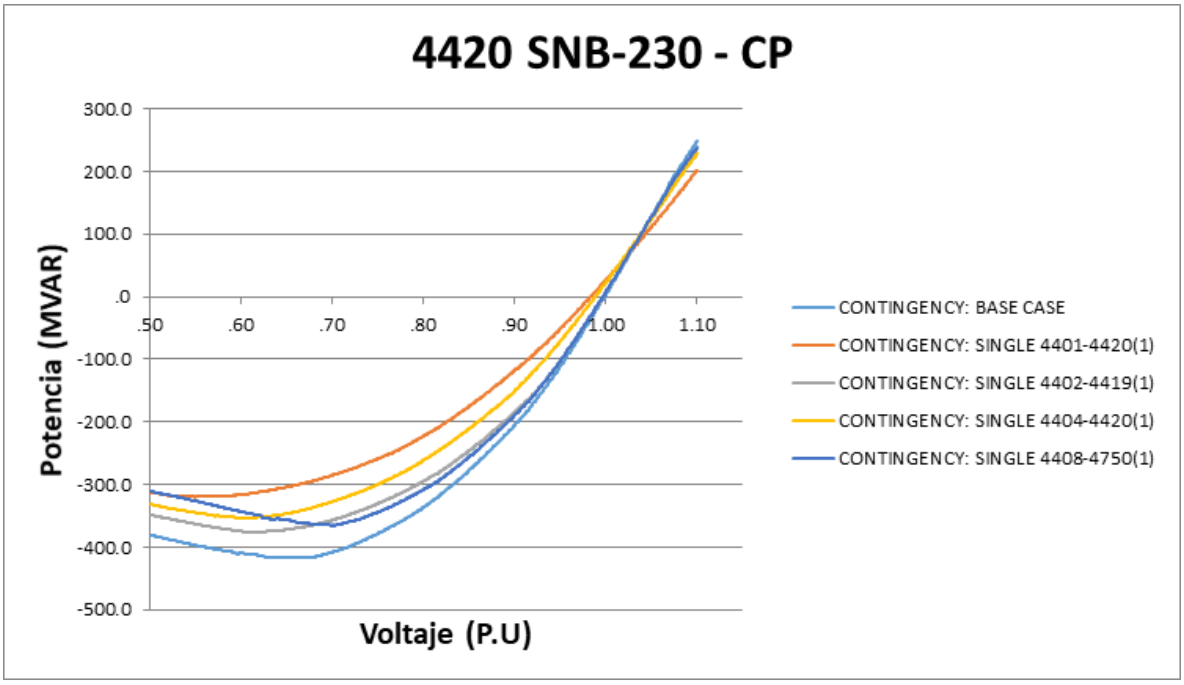

4401 LBS-230 - SP
Potencia (MVAR)
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
-500.0
-600.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4401-4419(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4419(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)


4401 LBS-230 - CP
Potencia (MVAR)
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
-500.0
-600.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4401-4419(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4419(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

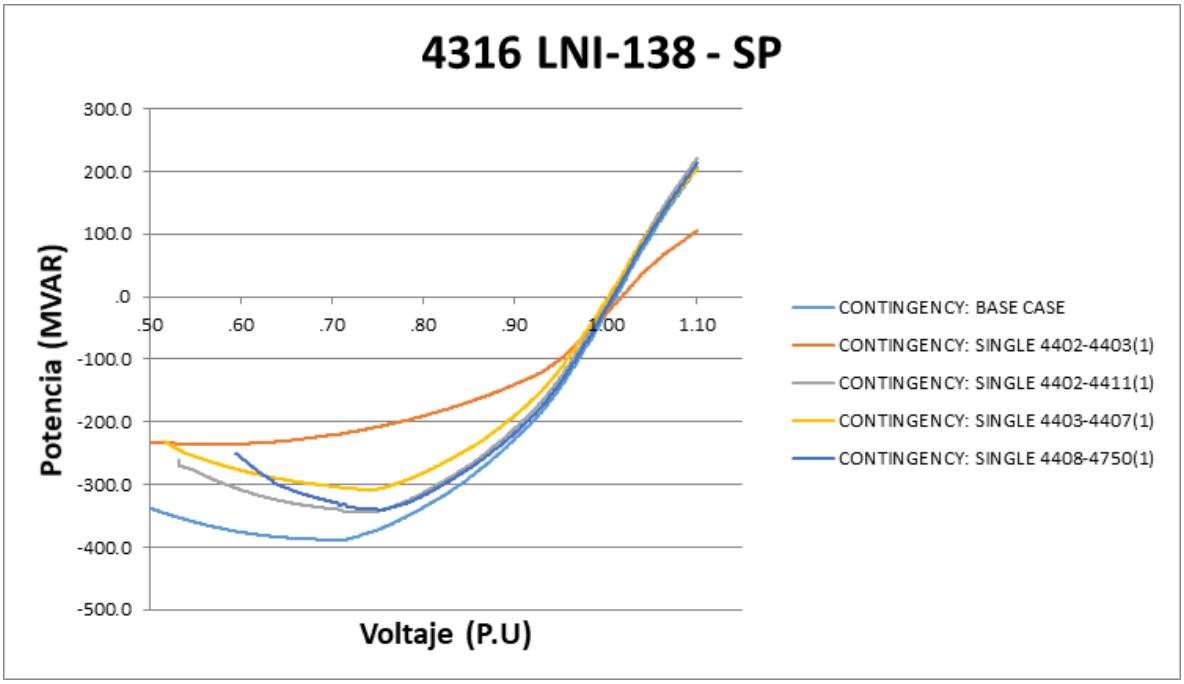

4402 SND-230 - SP
400.0
200.0
.0
-200.0
-400.0
-600.0
-800.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4403(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

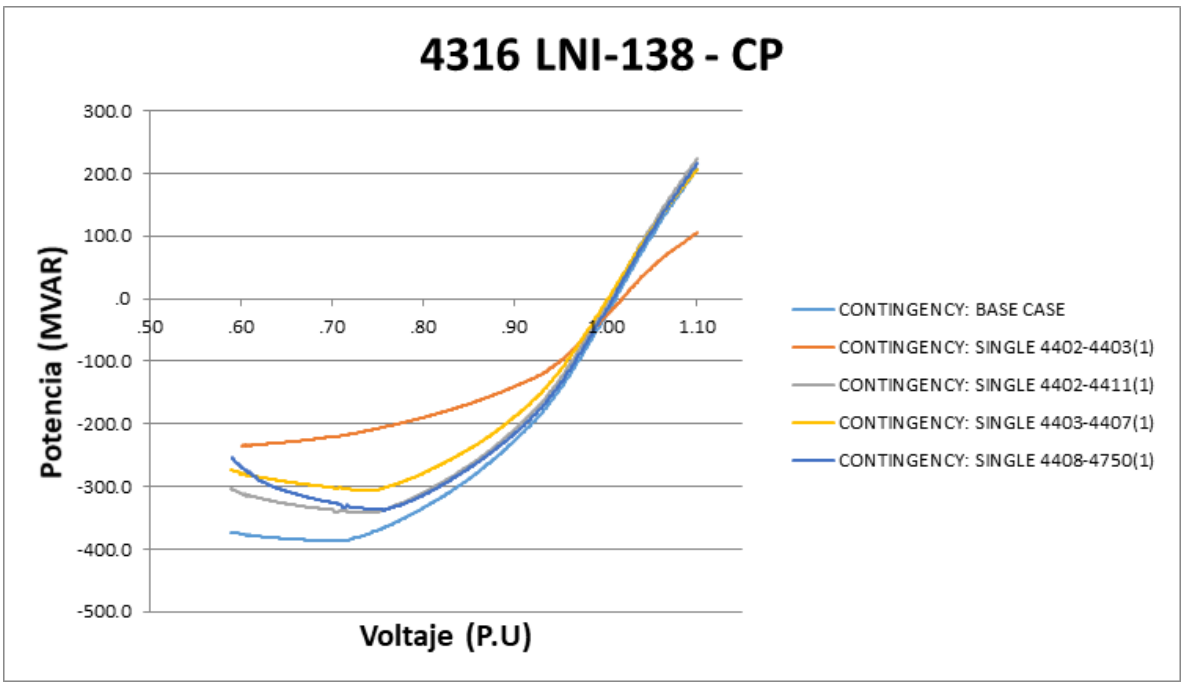

4402 SND-230 - CP
400.0
200.0
.0
-200.0
-400.0
-600.0
-800.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4403(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

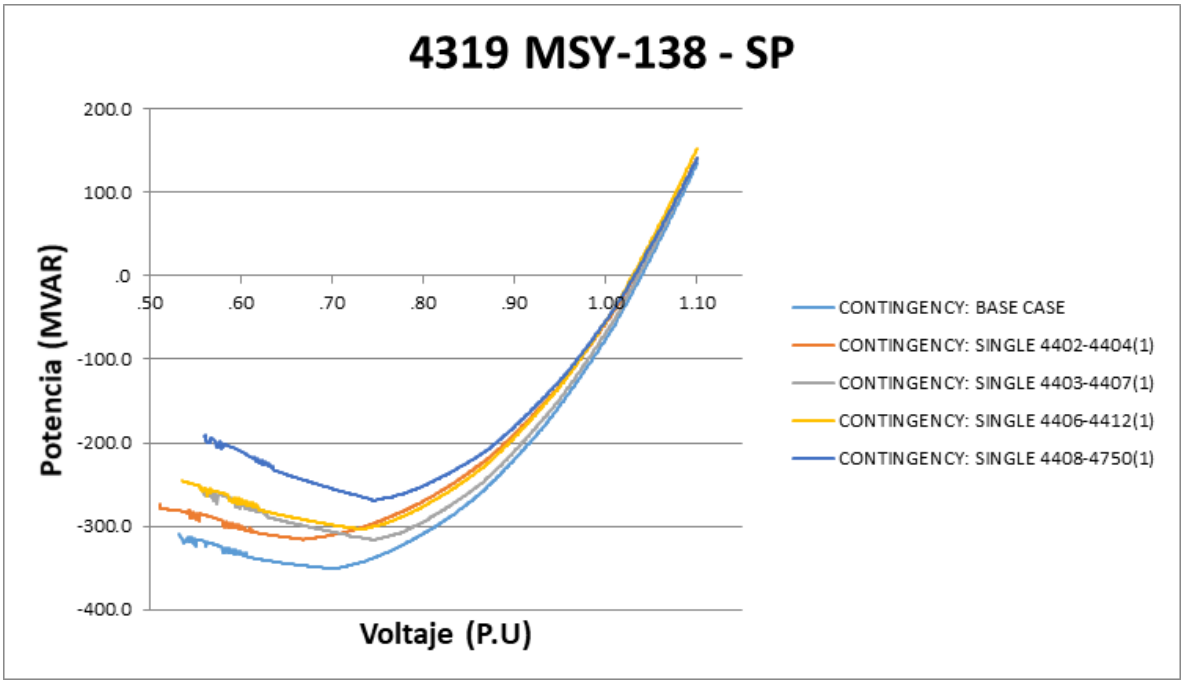

4420 SNB-230 - SP
Potencia (MVAR)
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
-500.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4401-4420(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4419(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4404-4420(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

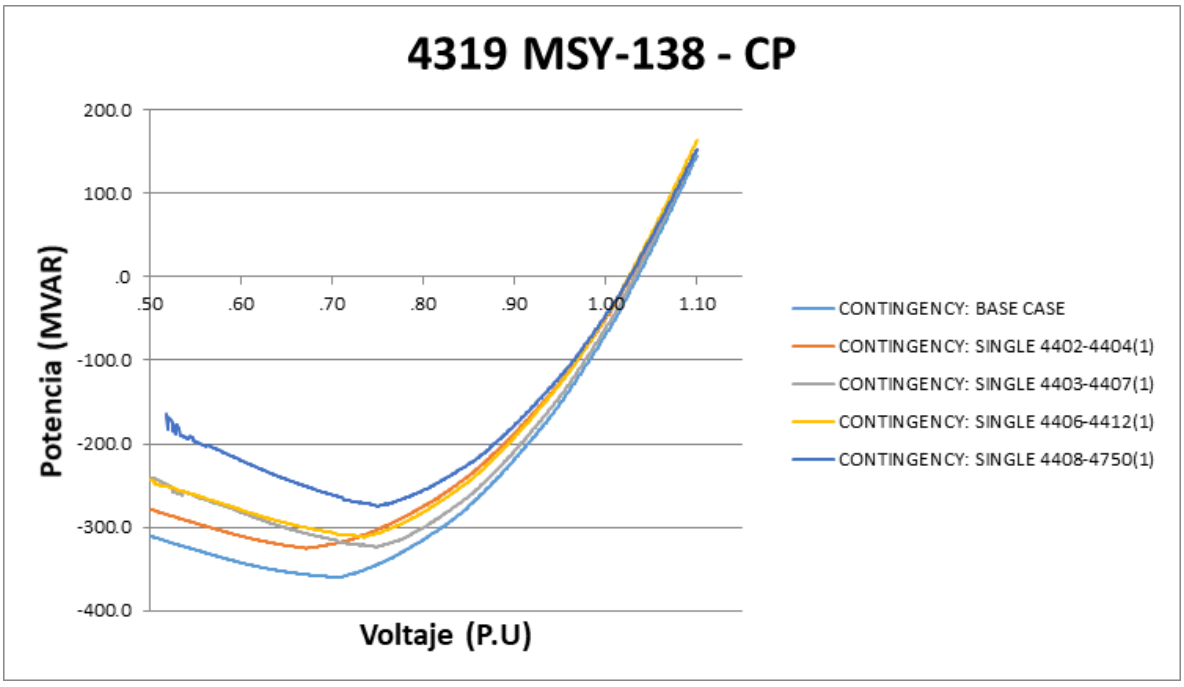

4420 SNB-230 - CP
Potencia (MVAR)
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
-500.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4401-4420(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4419(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4404-4420(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

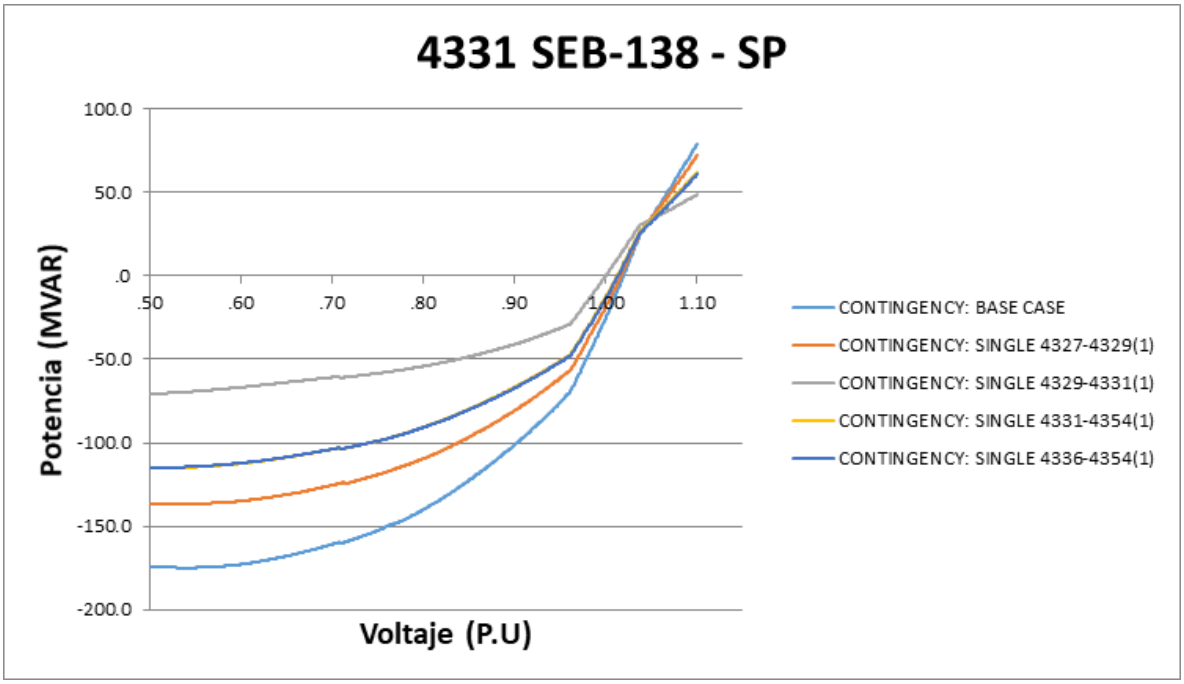
Escenario Invierno demanda mínima Porteo Norte - Sur 300 MW

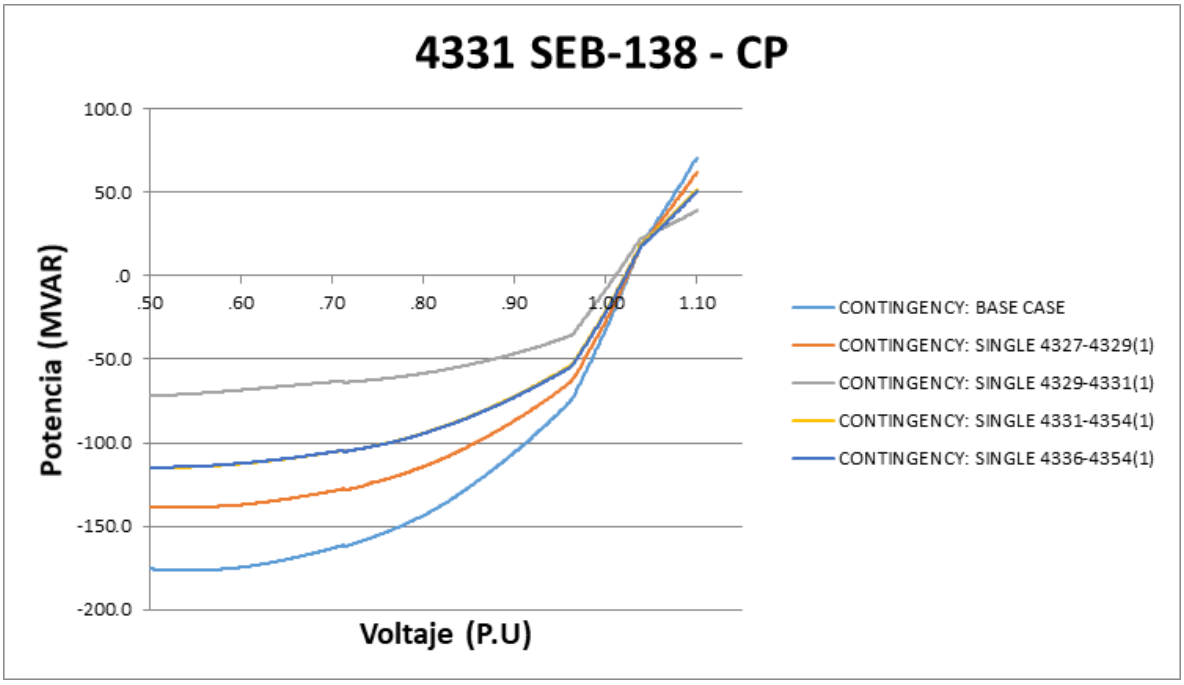


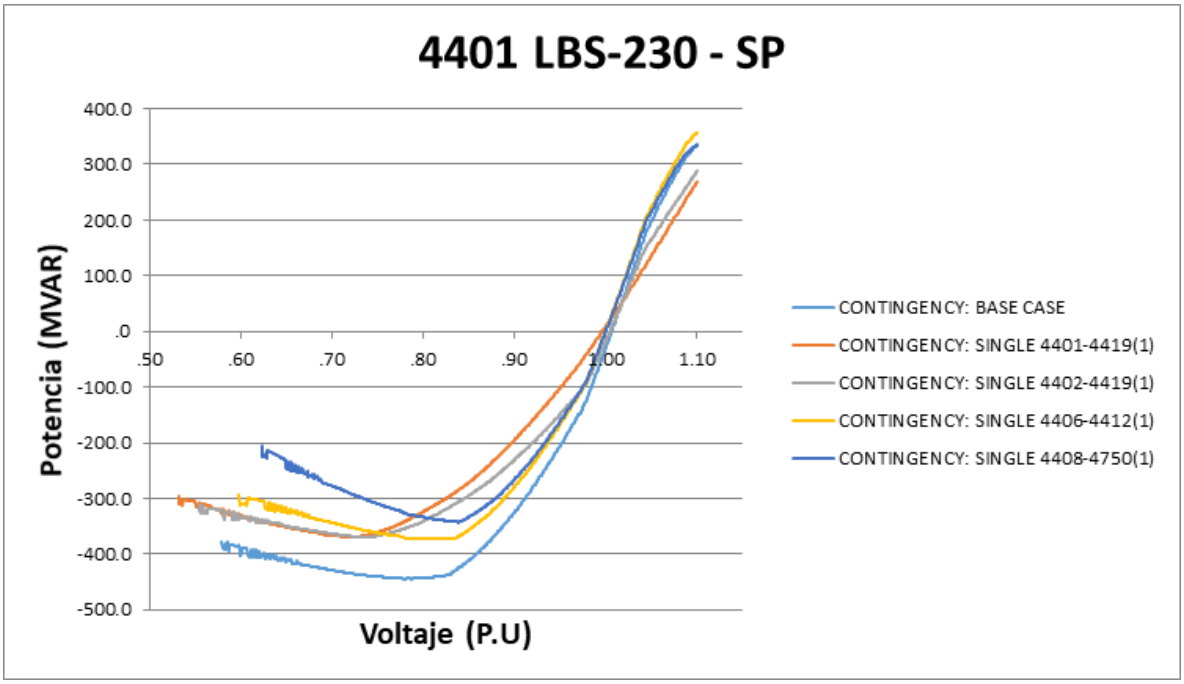


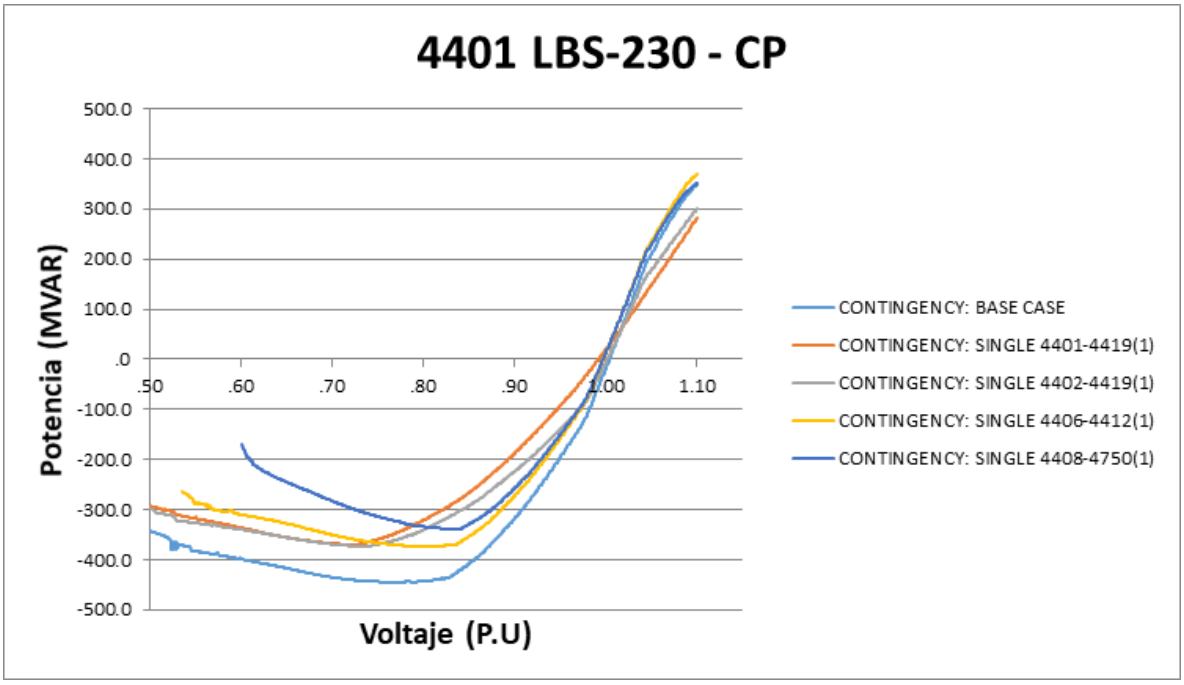

4319 MSY-138 - SP
Potencia (MVAR)
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4404(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

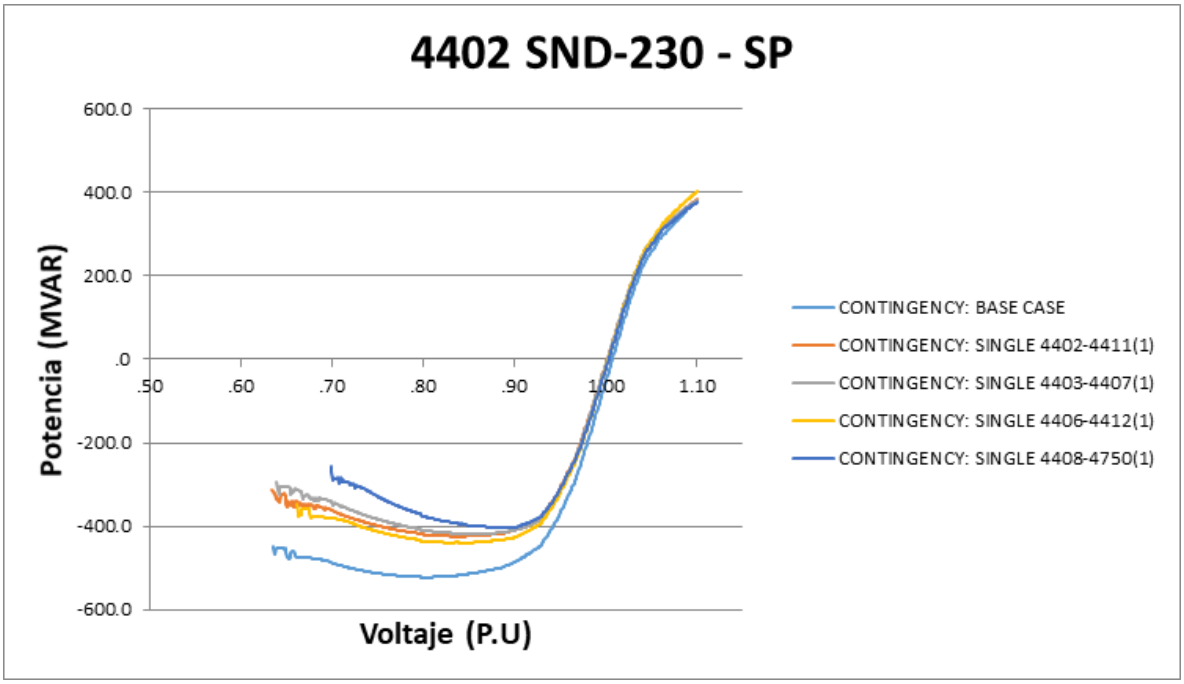

4319 MSY-138 - CP
Potencia (MVAR)
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4404(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

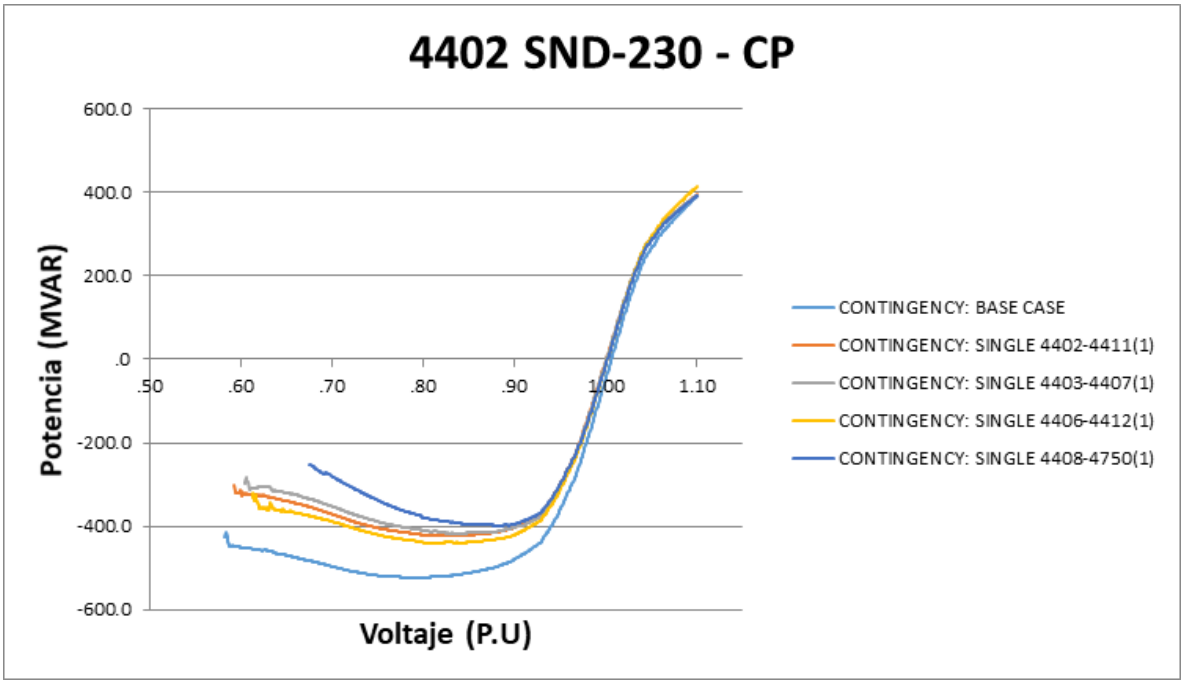

4331 SEB-138 - SP
100.0
50.0
.0
-50.0
-100.0
-150.0
-200.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4327-4329(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4329-4331(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4331-4354(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4336-4354(1)

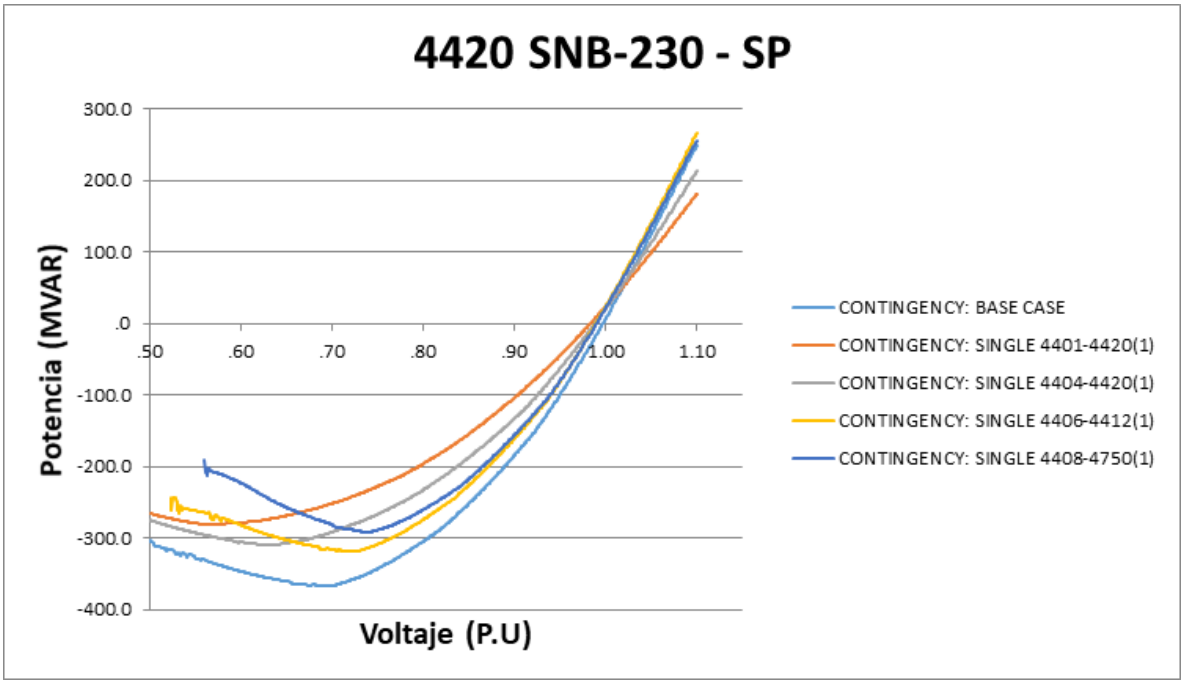

4331 SEB-138 - CP
100.0
50.0
.0
-50.0
-100.0
-150.0
-200.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4327-4329(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4329-4331(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4331-4354(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4336-4354(1)

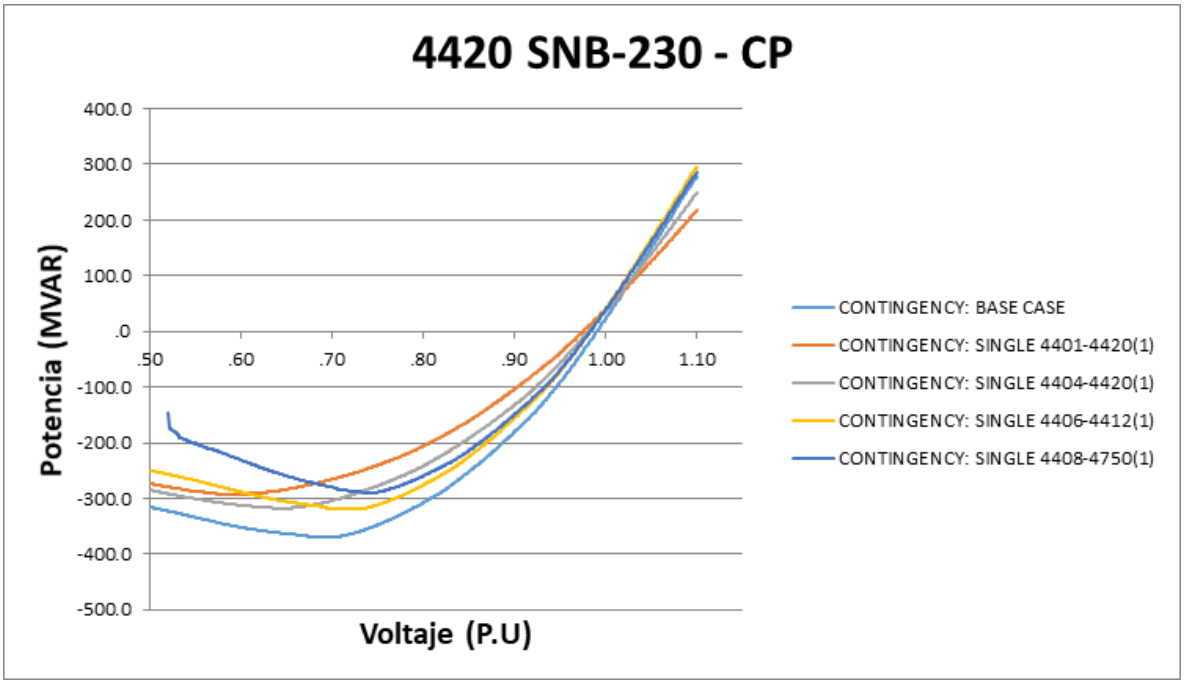

4401 LBS-230 - SP
Potencia (MVAR)
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
-500.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4401-4419(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4419(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)


4401 LBS-230 - CP
Potencia (MVAR)
500.0
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
-500.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4401-4419(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4419(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

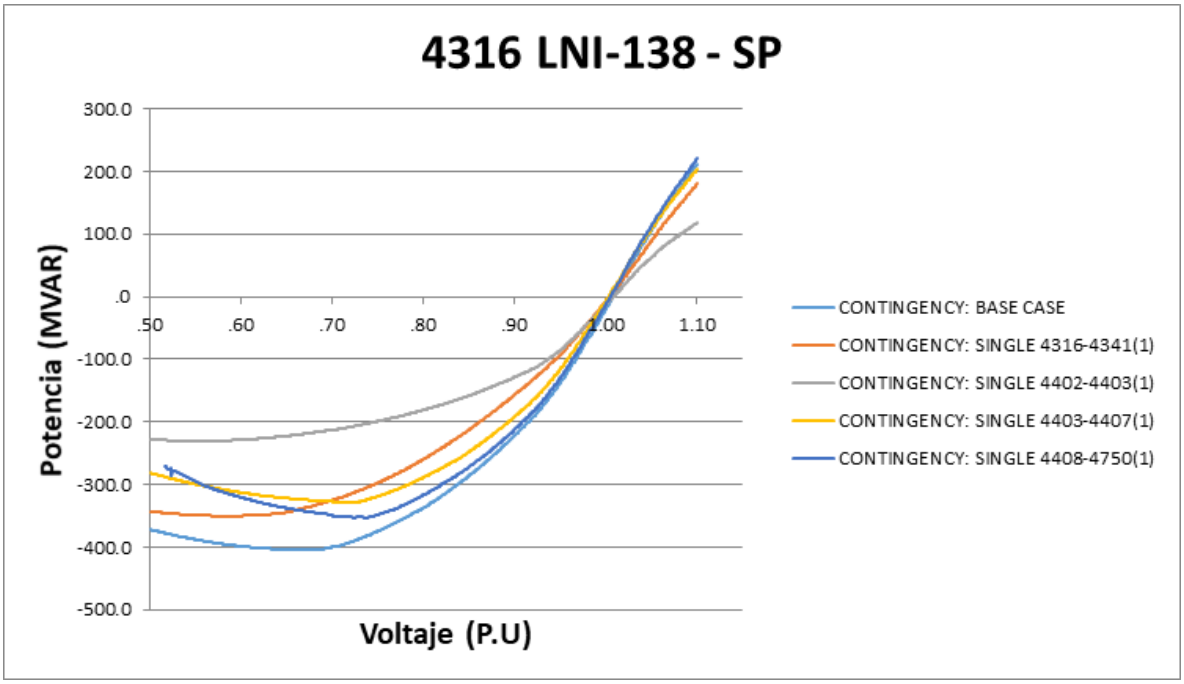

4402 SND-230 - SP
600.0
400.0
200.0
.0
-200.0
-400.0
-600.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

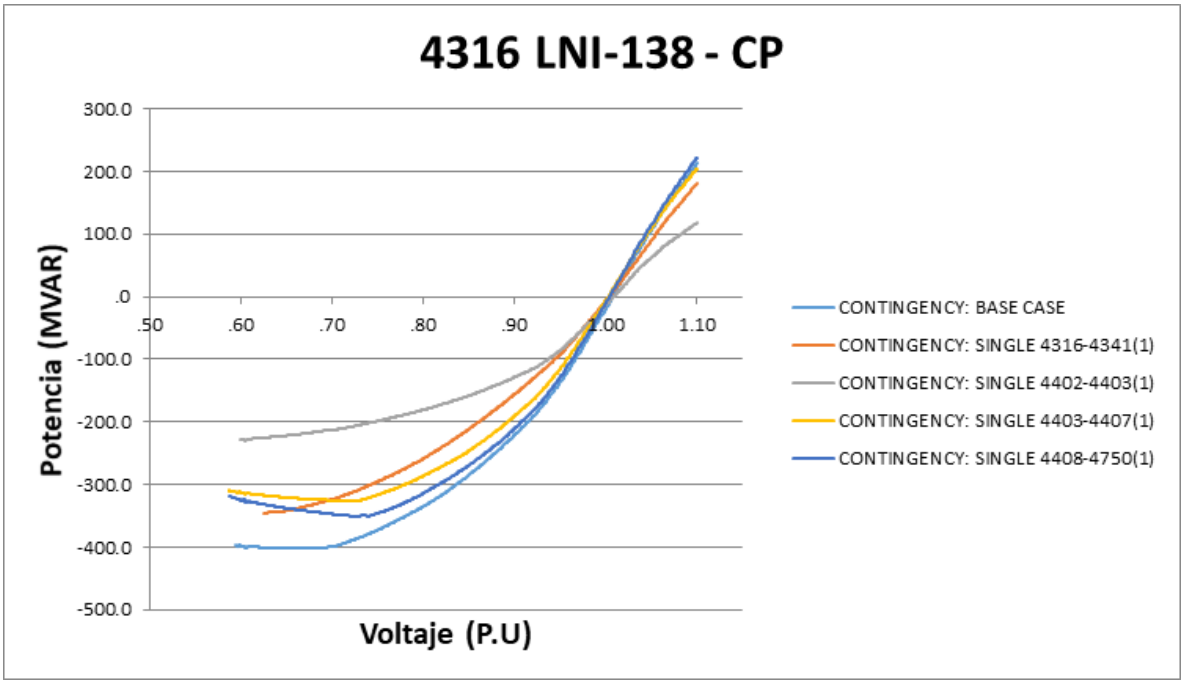

4402 SND-230 - CP
600.0
400.0
200.0
.0
-200.0
-400.0
-600.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

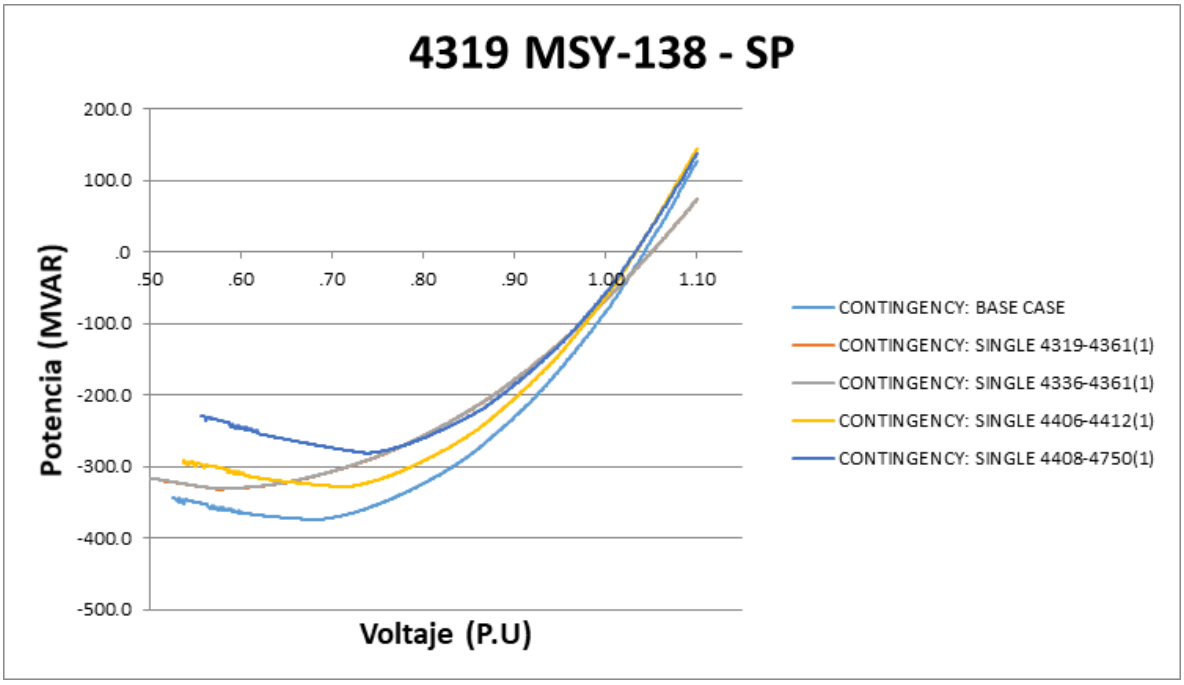

4420 SNB-230 - SP
Potencia (MVAR)
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4401-4420(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4404-4420(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

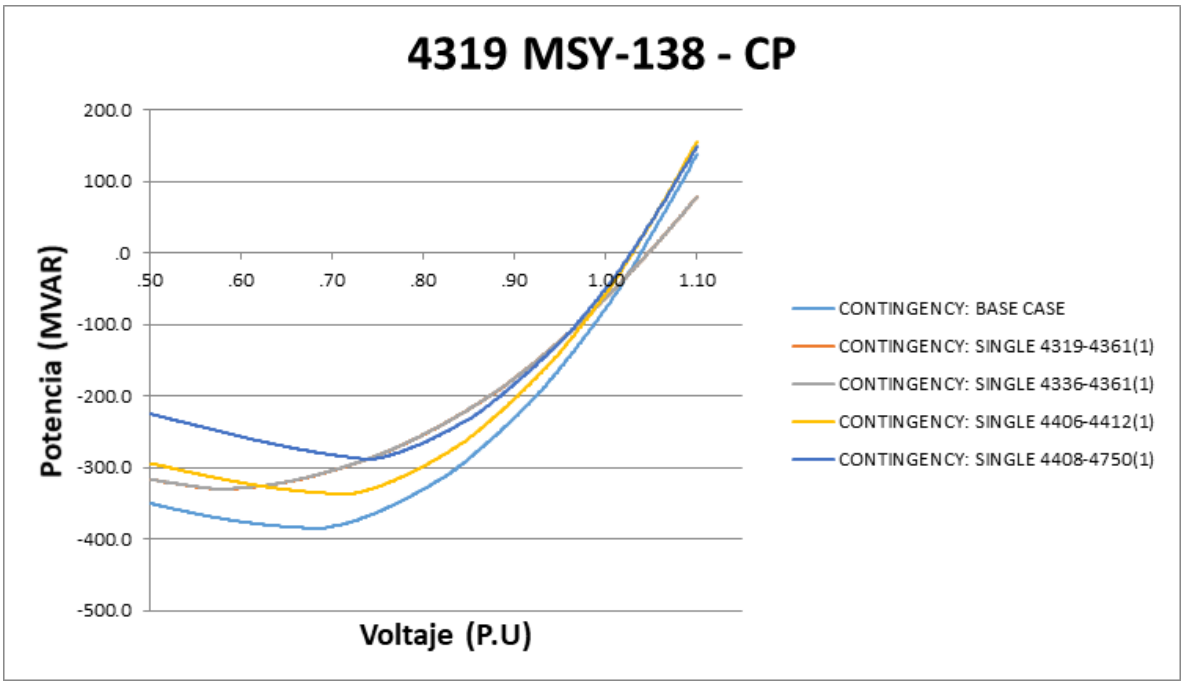

4420 SNB-230 - CP
Potencia (MVAR)
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
-500.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4401-4420(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4404-4420(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

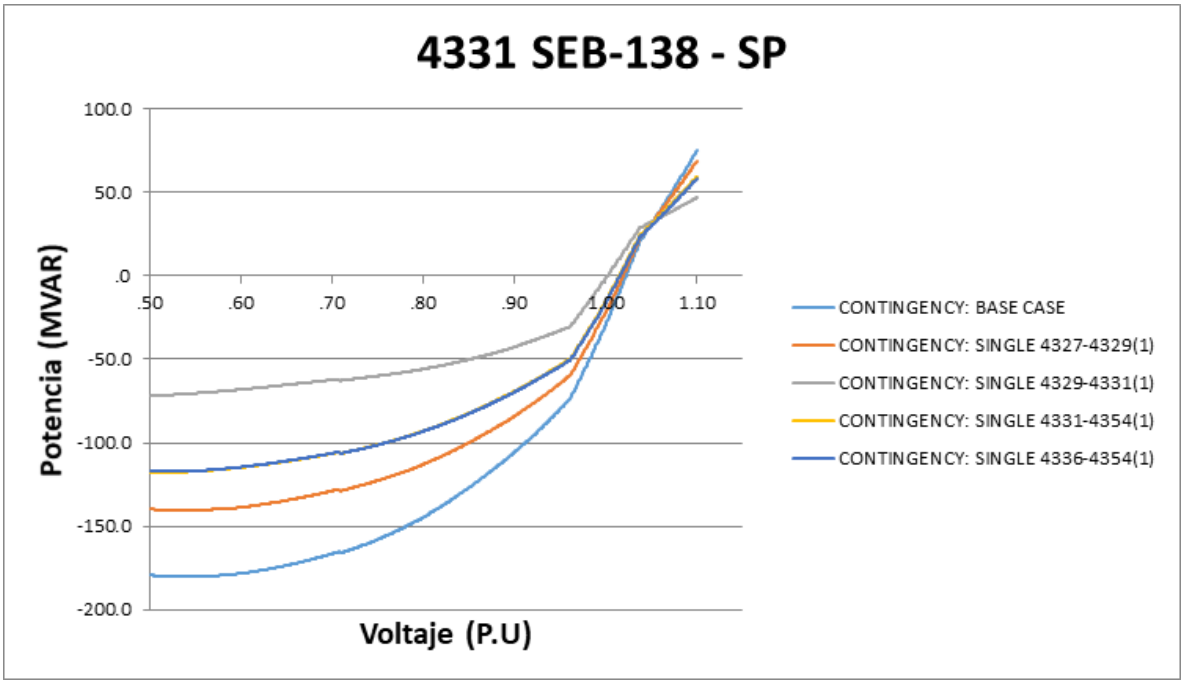
Escenario Invierno demanda mínima Porteo Sur - Norte 210 MW

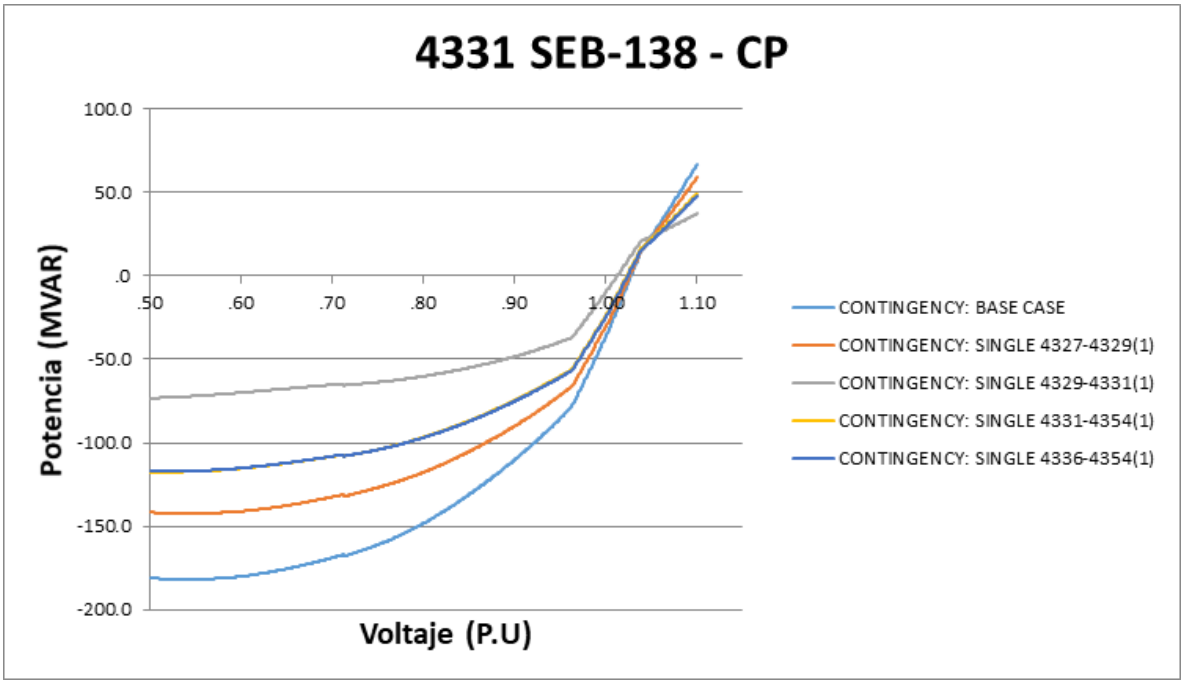


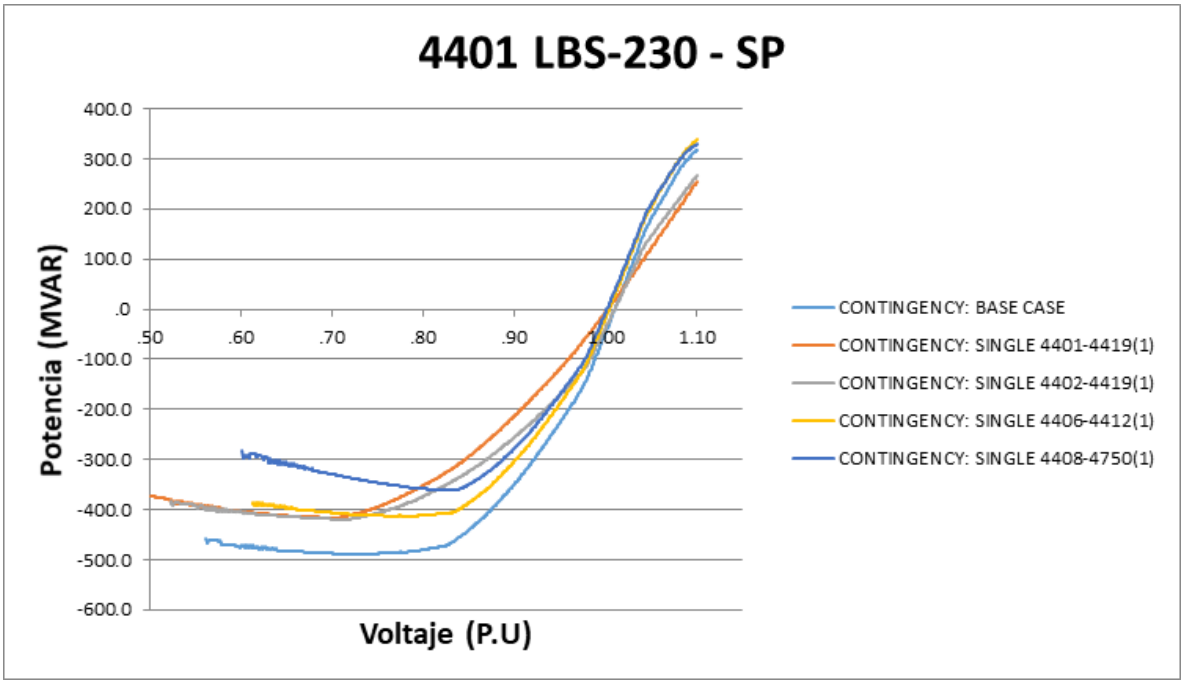


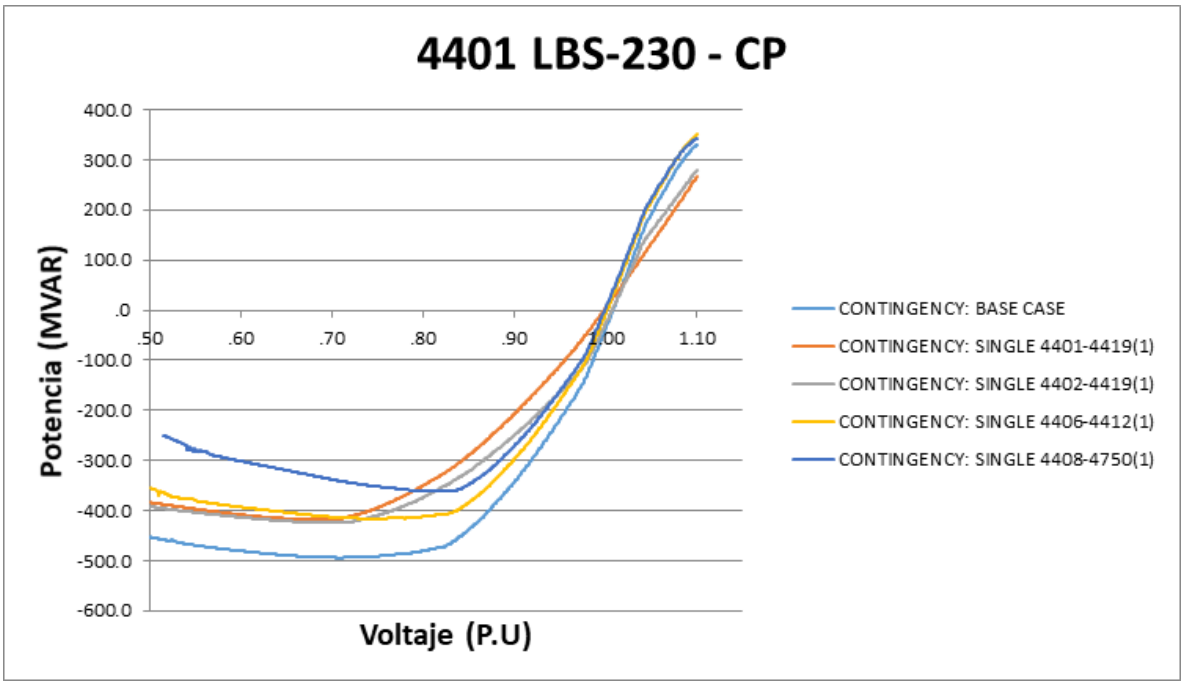

4319 MSY-138 - SP
Potencia (MVAR)
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
-500.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4319-4361(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4336-4361(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

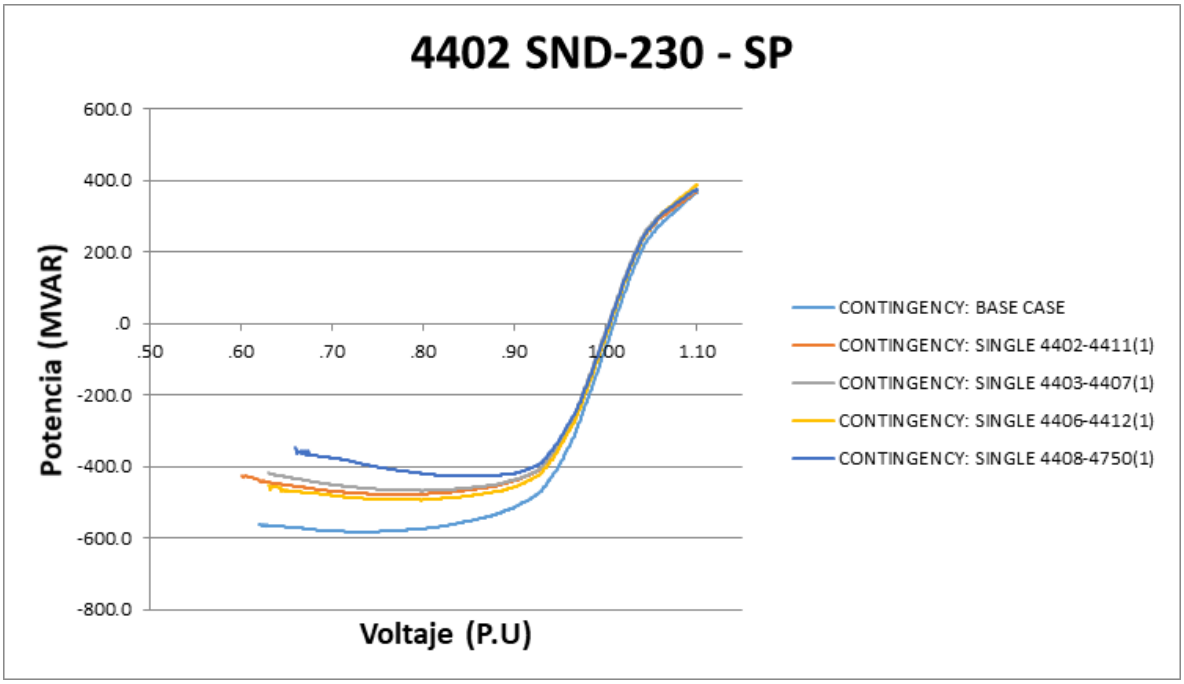

4319 MSY-138 - CP
Potencia (MVAR)
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
-500.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4319-4361(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4336-4361(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

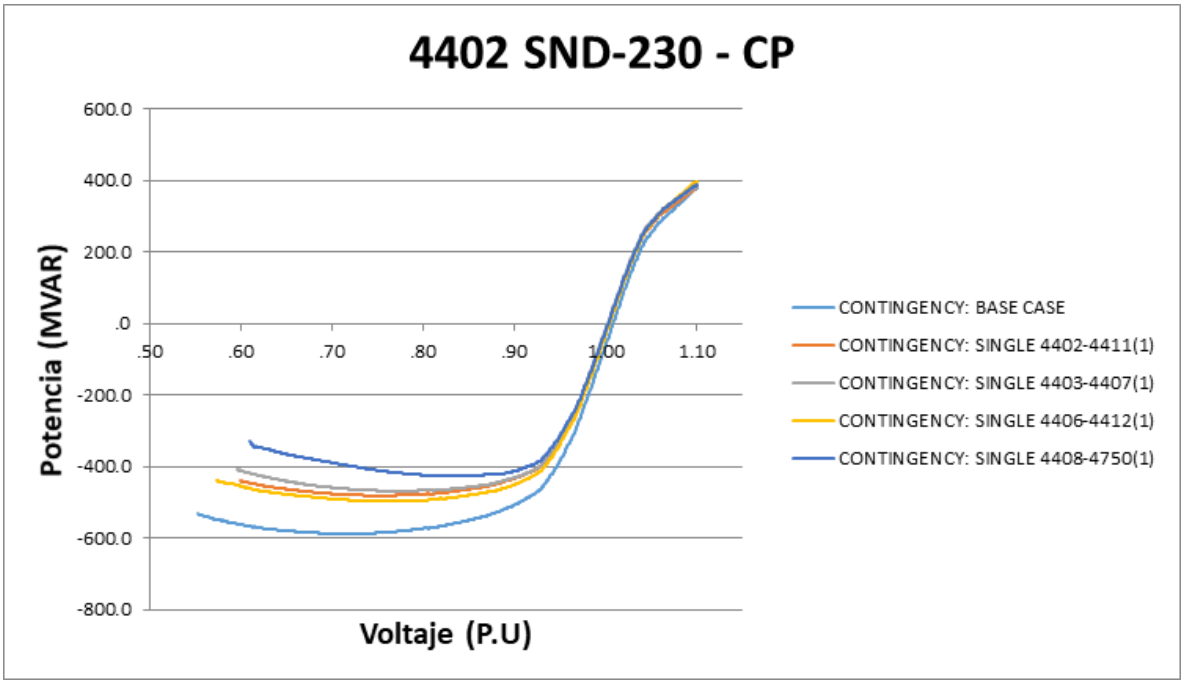

4331 SEB-138 - SP
Potencia (MVAR)
100.0
50.0
.0
-50.0
-100.0
-150.0
-200.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4327-4329(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4329-4331(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4331-4354(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4336-4354(1)

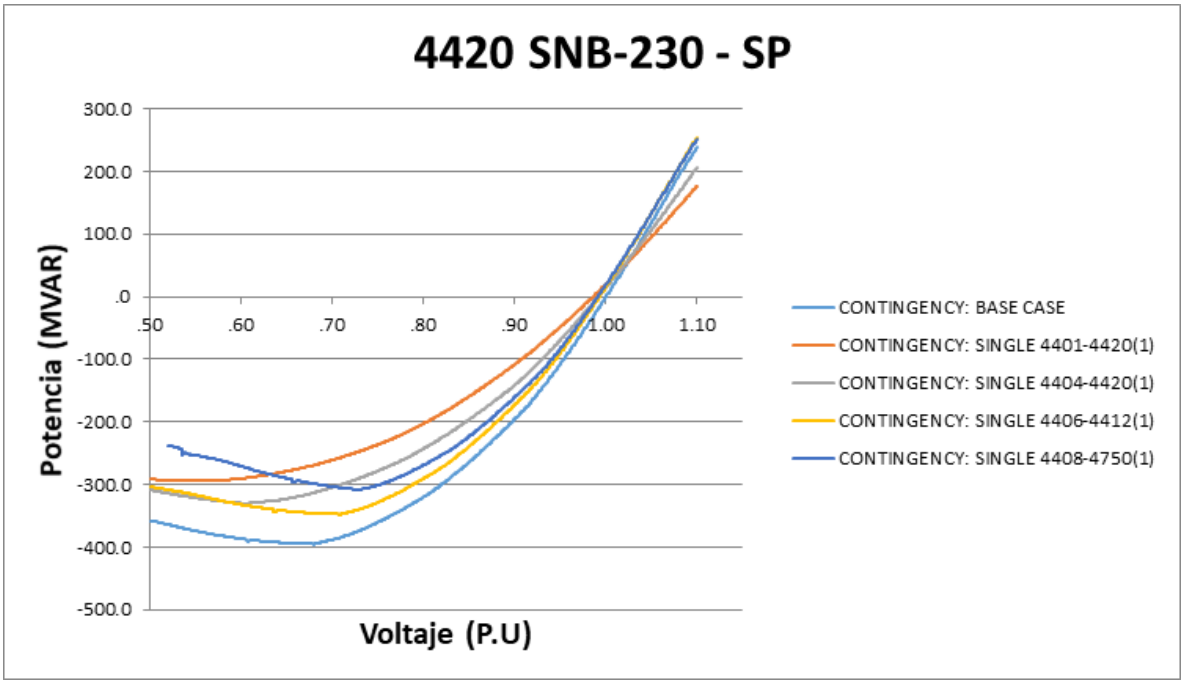

4331 SEB-138 - CP
Potencia (MVAR)
100.0
50.0
.0
-50.0
-100.0
-150.0
-200.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4327-4329(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4329-4331(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4331-4354(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4336-4354(1)

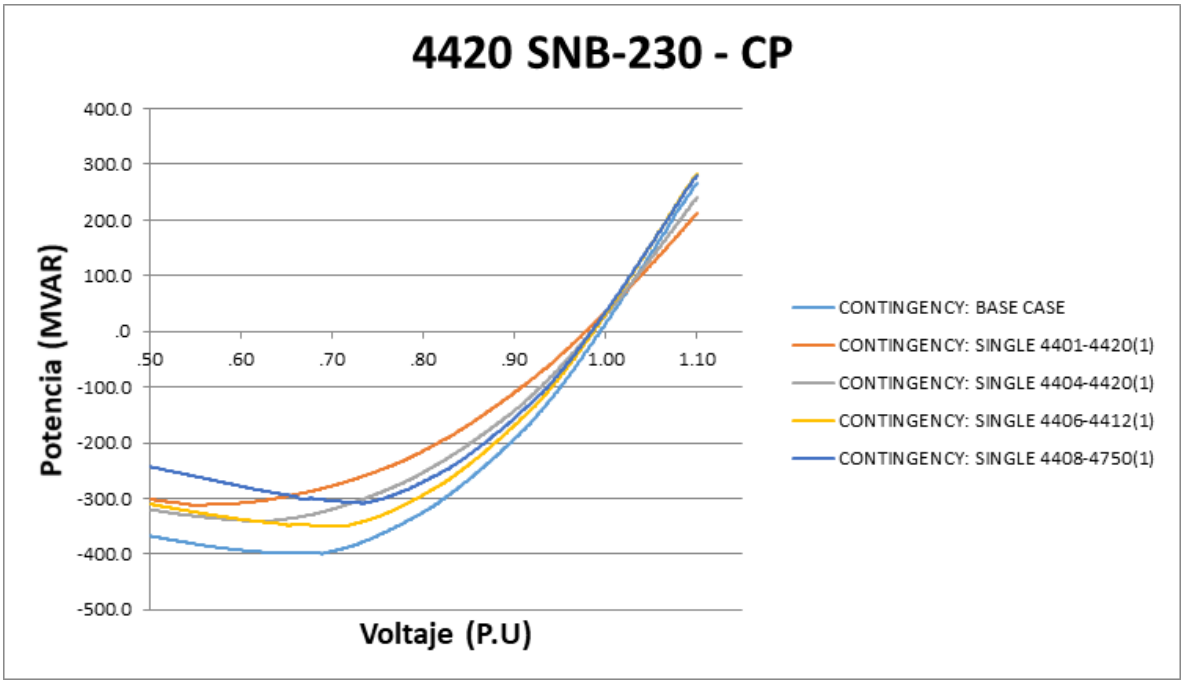

4401 LBS-230 - SP
Potencia (MVAR)
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
-500.0
-600.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4401-4419(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4419(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)


4401 LBS-230 - CP
Potencia (MVAR)
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
-500.0
-600.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4401-4419(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4419(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)


4402 SND-230 - SP
600.0
400.0
200.0
.0
-200.0
-400.0
-600.0
-800.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)


4402 SND-230 - CP
600.0
400.0
200.0
.0
-200.0
-400.0
-600.0
-800.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Potencia (MVAR)
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4402-4411(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4403-4407(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)


4420 SNB-230 - SP
Potencia (MVAR)
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
-500.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4401-4420(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4404-4420(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)


4420 SNB-230 - CP
Potencia (MVAR)
400.0
300.0
200.0
100.0
.0
-100.0
-200.0
-300.0
-400.0
-500.0
.50
.60
.70
.80
.90
1.00
1.10
Voltaje (P.U)
CONTINGENCY: BASE CASE
CONTINGENCY: SINGLE 4401-4420(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4404-4420(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4406-4412(1)
CONTINGENCY: SINGLE 4408-4750(1)

ANEXO: RESULTADOS DE CORRIENTES DE CORTO CIRCUITOS 2023

```
PSS(R)E-33.12.2 IEC 60909 SHORT CIRCUIT CURRENTS WED, MAY 17 2023 10:06
BASE DE DATOS REGIONAL INTEGRADA POR EOR
DEMANDA MÁXIMA - VERANO 2023_CP_EXP_CR_200MW
OPTIONS USED:
- MAXIMUM FAULT CURRENT CALCULATIONS, IMPEDANCE CORRECTION FACTORS CALCULATED AND
APPLIED
- VOLTAGE FACTOR C=1.05 WHEN BUS BASE kV<=1.0 kV and C=1.1 WHEN BUS BASE kV>1.0 kV
- SET SYNCHRONOUS/ASYNCHRONOUS MACHINE POWER OUTPUTS TO P=0.0, Q=0.0
- SET GENERATOR POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SUBTRANSIENT
- TRANSFORMER TAP RATIOS AND PHASE SHIFT ANGLES UNCHANGED
- SET LINE CHARGING=0.0 IN +/- SEQUENCES
- SET LINE/FIXED/SWITCHED SHUNTS=0.0 AND TRANSFORMER MAGNETIZING ADMITTANCE=0.0 IN +/-
SEQUENCES
- LOAD REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- DC LINES AND FACTS DEVICES BLOCKED
- IMPEDANCE CORRECTIONS NOT APPLIED TO TRANSFORMER ZERO SEQUENCE IMPEDANCES
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4316 [LNI-138 138.00] 3PH 2618.26 10954.0 -81.78 25644.7 26917.8 1873.6 10889.9 11049.9
LG 3622.31 15154.7 -82.35 35895.0 37565.8 2984.5 15154.7 15445.7
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/8.001/81.782, 6.92414 Z-:/7.970/81.786, 6.92713
Z0:/1.389/88.826, 48.77931
------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4319 [MSY-138 138.00] 3PH 2383.16 9970.4 -79.05 22115.0 24388.5 2762.7 9968.0 10343.7
LG 3860.45 16151.0 -77.98 35114.6 39003.9 4005.2 16151.0 16640.2
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/8.790/79.048, 5.16756 Z-:/8.786/79.050, 5.16849
Z0:/1.335/-87.794, 25.96528
------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4331 [SEB-138 138.00] 3PH 1382.11 5782.3 -76.23 12183.0 13460.0 597.6 5717.3 5748.4
LG 1061.97 4442.9 -78.47 9747.9 10318.8 251.9 4442.9 4450.1
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/15.157/76.230, 4.08058 Z-:/15.370/76.094, 4.03893
Z0:/28.702/80.924, 6.25992
------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4335 [SEBII-138 138.00] 3PH 1428.68 5977.2 -76.37 12625.1 13835.5 629.6 5893.6 5927.1
LG 1084.56 4537.5 -78.48 9957.7 10486.0 256.5 4537.5 4544.7
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/14.663/76.373, 4.12506 Z-:/14.801/76.289, 4.09871
Z0:/28.524/80.705, 6.10986
------------------------------------------------------------------------------------
```

```
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4383 [CNT-138 138.00] 3PH 2417.49 10114.0 -77.16 21663.4 23953.9 689.0 10114.0 10137.5
LG 2127.51 8900.9 -77.30 19114.9 20294.8 170.7 8900.9 8902.5

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/8.665/77.158, 4.38672 Z-:/8.659/77.161, 4.38765
Z0:/12.215/77.508, 4.51359

--------------------------------------------------------------------------------

VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4385 [CFON-138 138.00] 3PH 1801.77 7538.1 -77.33 16195.6 17350.3 206.6 7538.1 7540.9
LG 1355.51 5671.1 -77.31 12179.5 12614.8 44.9 5671.1 5671.2
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/11.627/77.329, 4.44781 Z-:/11.621/77.330, 4.44818
Z0:/23.115/77.284, 4.43173
--------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4398 [TCPIII-138 138.00] 3PH 2621.14 10966.0 -77.88 23799.0 26385.1 1390.0 10966.0
11053.8
LG 2906.13 12158.4 -77.19 26055.7 28115.0 480.2 12158.4 12167.8
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/7.992/77.881, 4.65711 Z-:/7.986/77.884, 4.65814
Z0:/5.651/75.221, 3.79035
--------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4401 [LBS-230 230.00] 3PH 3913.23 9823.1 -80.44 22381.8 24012.8 1853.7 9744.1 9918.9
LG 3919.58 9839.0 -81.82 23052.6 24265.7 2220.5 9839.0 10086.5
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/14.870/80.436, 5.93477 Z-:/14.846/80.438, 5.93615
Z0:/14.848/84.592, 10.56282
--------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4402 [SND-230 230.00] 3PH 4957.95 12445.5 -82.68 29683.8 30871.4 4483.4 12155.5 12956.0
LG 3857.14 9682.3 -81.16 22381.3 23387.6 2548.1 9682.3 10012.0
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/11.737/82.678, 7.78231 Z-:/11.671/82.711, 7.81812
Z0:/21.868/79.513, 5.40221
--------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
```

```
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4420 [SNB-230 230.00] 3PH 2579.69 6475.6 -79.44 14472.5 15492.9 578.9 6475.6 6501.4
LG 2053.27 5154.1 -81.38 11968.9 12552.9 1303.3 5154.1 5316.4
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/22.557/79.445, 5.36653 Z-:/22.554/79.433, 5.36073
Z0:/39.965/83.580, 8.88729
------------------------------------------------------------------------------------------



PSS(R)E-33.12.2 IEC 60909 SHORT CIRCUIT CURRENTS WED, MAY 10 2023 11:05
BASE DE DATOS REGIONAL INTEGRADA POR EOR
DEMANDA MÁXIMA - VERANO 2023_SP_EXP_CR_200MW
OPTIONS USED:
- MAXIMUM FAULT CURRENT CALCULATIONS, IMPEDANCE CORRECTION FACTORS CALCULATED AND
APPLIED
- VOLTAGE FACTOR C=1.05 WHEN BUS BASE kV<=1.0 kV and C=1.1 WHEN BUS BASE kV>1.0 kV
- SET SYNCHRONOUS/ASYNCHRONOUS MACHINE POWER OUTPUTS TO P=0.0, Q=0.0
- SET GENERATOR POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SUBTRANSIENT
- TRANSFORMER TAP RATIOS AND PHASE SHIFT ANGLES UNCHANGED
- SET LINE CHARGING=0.0 IN +/- SEQUENCES
- SET LINE/FIXED/SWITCHED SHUNTS=0.0 AND TRANSFORMER MAGNETIZING ADMITTANCE=0.0 IN +/-
SEQUENCES
- LOAD REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- DC LINES AND FACTS DEVICES BLOCKED
- IMPEDANCE CORRECTIONS NOT APPLIED TO TRANSFORMER ZERO SEQUENCE IMPEDANCES
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4316 [LNI-138 138.00] 3PH 2616.27 10945.7 -81.81 25639.3 26905.1 1873.5 10881.3 11041.4
LG 3619.89 15144.5 -82.37 35889.1 37550.4 2984.1 15144.5 15435.7
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/8.007/81.809, 6.94723 Z-:/7.975/81.812, 6.95000
Z0:/1.389/88.826, 48.78151
------------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4319 [MSY-138 138.00] 3PH 2391.08 10003.5 -78.96 22151.2 24467.9 2734.9 10000.5 10367.7
LG 3874.23 16208.6 -77.88 35176.4 39139.6 3961.5 16208.6 16685.7
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/8.761/78.959, 5.12512 Z-:/8.757/78.962, 5.12648
Z0:/1.335/-87.801, 26.04340
------------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4331 [SEB-138 138.00] 3PH 1457.69 6098.5 -76.33 12871.6 14282.1 851.5 5993.2 6053.4
LG 1239.15 5184.2 -78.75 11434.7 12202.3 463.2 5184.2 5204.9
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/14.371/76.330, 4.11143 Z-:/14.593/76.186, 4.06698
Z0:/21.817/82.064, 7.17349
------------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
```

```
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4383 [CNT-138 138.00] 3PH 2382.47 9967.5 -77.10 21325.6 23629.1 702.3 9967.5 9992.2
LG 2109.26 8824.5 -77.27 18938.4 20139.2 175.5 8824.5 8826.2
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/8.793/77.096, 4.36469 Z-:/8.786/77.099, 4.36599
Z0:/12.216/77.511, 4.51492
------------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4401 [LBS-230 230.00] 3PH 3904.75 9801.8 -80.41 22322.2 23957.4 1853.6 9722.9 9898.0
LG 3914.12 9825.3 -81.80 23011.6 24229.1 2219.6 9825.3 10072.9

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/14.902/80.410, 5.91887 Z-:/14.877/80.414, 5.92113
Z0:/14.847/84.591, 10.56022
------------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4402 [SND-230 230.00] 3PH 4953.19 12433.6 -82.65 29640.4 30835.3 4480.7 12143.4 12943.7
LG 3855.27 9677.6 -81.15 22365.3 23374.2 2548.2 9677.6 10007.4
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/11.748/82.654, 7.75678 Z-:/11.682/82.688, 7.79315
Z0:/21.869/79.513, 5.40222
------------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4420 [SNB-230 230.00] 3PH 2577.53 6470.2 -79.46 14465.8 15482.3 582.9 6470.2 6496.4
LG 2052.67 5152.7 -81.39 11967.3 12549.7 1307.0 5152.7 5315.8
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/22.576/79.464, 5.37675 Z-:/22.570/79.455, 5.37210
Z0:/39.954/83.575, 8.88068

------------------------------------------------------------------------------------------
```

```
PSS(R)E-33.12.2 IEC 60909 SHORT CIRCUIT CURRENTS WED, MAY 10 2023 10:24
BASE DE DATOS REGIONAL INTEGRADA POR EOR
DEMANDA MÁXIMA - INVIERNO 2023_CP_EXP_CR_200MW
OPTIONS USED:
- MAXIMUM FAULT CURRENT CALCULATIONS, IMPEDANCE CORRECTION FACTORS CALCULATED AND
APPLIED
- VOLTAGE FACTOR C=1.05 WHEN BUS BASE kV<=1.0 kV and C=1.1 WHEN BUS BASE kV>1.0 kV
- SET SYNCHRONOUS/ASYNCHRONOUS MACHINE POWER OUTPUTS TO P=0.0, Q=0.0
- SET GENERATOR POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SUBTRANSIENT
- TRANSFORMER TAP RATIOS AND PHASE SHIFT ANGLES UNCHANGED
- SET LINE CHARGING=0.0 IN +/- SEQUENCES
- SET LINE/FIXED/SWITCHED SHUNTS=0.0 AND TRANSFORMER MAGNETIZING ADMITTANCE=0.0 IN +/-
SEQUENCES
- LOAD REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- DC LINES AND FACTS DEVICES BLOCKED
- IMPEDANCE CORRECTIONS NOT APPLIED TO TRANSFORMER ZERO SEQUENCE IMPEDANCES
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4316 [LNI-138 138.00] 3PH 2462.19 10301.1 -81.50 23979.0 25303.5 1829.5 10243.1 10405.2
LG 3415.25 14288.4 -82.05 33637.7 35387.3 2897.3 14288.4 14579.2
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/8.508/81.503, 6.69383 Z-:/8.514/81.499, 6.69005
Z0:/1.390/88.825, 48.73383
------------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4319 [MSY-138 138.00] 3PH 2343.99 9806.5 -79.21 21818.4 24092.1 2594.6 9805.8 10143.3
LG 3792.62 15867.2 -78.18 34626.5 38503.8 3747.6 15867.2 16303.8
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/8.937/79.209, 5.24681 Z-:/8.930/79.222, 5.25296
Z0:/1.333/-87.816, 26.21560
------------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4331 [SEB-138 138.00] 3PH 1405.41 5879.8 -77.00 12557.8 13750.0 647.4 5813.8 5849.7
LG 1071.85 4484.3 -78.90 9918.6 10441.2 259.0 4484.3 4491.8
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/14.906/76.998, 4.33069 Z-:/15.059/76.926, 4.30597
Z0:/28.704/80.925, 6.26041
------------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4335 [SEBII-138 138.00] 3PH 1473.79 6165.9 -77.30 13240.0 14384.4 791.1 6069.0 6120.4
LG 1102.89 4614.2 -79.00 10225.9 10708.5 286.9 4614.2 4623.1
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/14.214/77.298, 4.43651 Z-:/14.266/77.298, 4.43651
Z0:/28.528/80.707, 6.11100
------------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
```

```
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4383 [CNT-138 138.00] 3PH 2379.59 9955.5 -77.36 21401.1 23615.6 679.4 9955.5 9978.7
LG 2108.02 8819.3 -77.42 18981.0 20132.8 170.8 8819.3 8821.0

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/8.803/77.359, 4.45871 Z-:/8.794/77.372, 4.46342
Z0:/12.215/77.508, 4.51371
------------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4385 [CFON-138 138.00] 3PH 1762.98 7375.8 -77.28 15833.7 16972.8 178.3 7375.8 7377.9
LG 1334.13 5581.6 -77.27 11978.5 12414.8 42.8 5581.6 5581.7
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/11.882/77.283, 4.43106 Z-:/11.874/77.292, 4.43431
Z0:/23.350/77.245, 4.41741
------------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4398 [TCPIII-138 138.00] 3PH 2569.80 10751.3 -78.01 23386.8 25893.8 1317.4 10751.3
10831.7
LG 2863.30 11979.2 -77.29 25720.4 27732.2 466.0 11979.2 11988.2
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/8.152/78.007, 4.70729 Z-:/8.143/78.021, 4.71299
Z0:/5.659/75.215, 3.78878
------------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4401 [LBS-230 230.00] 3PH 3847.32 9657.6 -80.54 22050.2 23650.3 1820.3 9577.8 9749.2
LG 3875.47 9728.3 -81.88 22821.2 24020.8 2189.1 9728.3 9971.5
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/15.125/80.540, 6.00128 Z-:/15.095/80.556, 6.01209
Z0:/14.850/84.593, 10.56579
------------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4402 [SND-230 230.00] 3PH 4860.32 12200.5 -82.66 29089.3 30297.1 4495.7 11907.9 12728.3
LG 3816.97 9581.4 -81.17 22152.2 23163.9 2557.6 9581.4 9916.9
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/11.972/82.662, 7.76488 Z-:/11.911/82.699, 7.80549
Z0:/21.870/79.514, 5.40269
------------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4420 [SNB-230 230.00] 3PH 2557.75 6420.5 -79.67 14411.9 15407.5 598.6 6420.5 6448.4
LG 2044.27 5131.6 -81.50 11945.2 12518.7 1322.3 5131.6 5299.2
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/22.750/79.670, 5.48641 Z-:/22.728/79.683, 5.49334
Z0:/39.966/83.581, 8.88813
```

```
PSS(R)E-33.12.2 IEC 60909 SHORT CIRCUIT CURRENTS WED, MAY 10 2023 10:46
BASE DE DATOS REGIONAL INTEGRADA POR EOR
DEMANDA MÁXIMA - INVIERNO 2023_SP_EXP_CR_200MW
OPTIONS USED:
- MAXIMUM FAULT CURRENT CALCULATIONS, IMPEDANCE CORRECTION FACTORS CALCULATED AND
APPLIED
- VOLTAGE FACTOR C=1.05 WHEN BUS BASE kV<=1.0 kV and C=1.1 WHEN BUS BASE kV>1.0 kV
- SET SYNCHRONOUS/ASYNCHRONOUS MACHINE POWER OUTPUTS TO P=0.0, Q=0.0
- SET GENERATOR POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SUBTRANSIENT
- TRANSFORMER TAP RATIOS AND PHASE SHIFT ANGLES UNCHANGED
- SET LINE CHARGING=0.0 IN +/- SEQUENCES
- SET LINE/FIXED/SWITCHED SHUNTS=0.0 AND TRANSFORMER MAGNETIZING ADMITTANCE=0.0 IN +/-
SEQUENCES
- LOAD REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- DC LINES AND FACTS DEVICES BLOCKED
- IMPEDANCE CORRECTIONS NOT APPLIED TO TRANSFORMER ZERO SEQUENCE IMPEDANCES
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4316 [LNI-138 138.00] 3PH 2459.89 10291.4 -81.53 23969.8 25290.3 1830.3 10233.1 10395.5
LG 3412.43 14276.6 -82.08 33626.7 35371.3 2898.3 14276.6 14567.8
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/8.516/81.530, 6.71549 Z-:/8.521/81.525, 6.71121
Z0:/1.390/88.825, 48.73677
------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4319 [MSY-138 138.00] 3PH 2349.61 9830.1 -79.13 21837.9 24155.5 2591.9 9829.3 10165.3
LG 3802.30 15907.7 -78.09 34659.7 38611.5 3742.5 15907.7 16342.0
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/8.916/79.131, 5.20785 Z-:/8.908/79.143, 5.21414
Z0:/1.333/-87.827, 26.35866
------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4331 [SEB-138 138.00] 3PH 1485.38 6214.4 -77.14 13306.5 14629.7 951.4 6104.2 6177.9
LG 1253.37 5243.7 -79.26 11677.4 12383.7 489.9 5243.7 5266.5
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/14.103/77.141, 4.38056 Z-:/14.267/77.058, 4.35149
Z0:/21.818/82.065, 7.17419
------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4383 [CNT-138 138.00] 3PH 2352.30 9841.3 -77.34 21148.2 23367.9 695.3 9841.3 9865.9
LG 2093.58 8758.9 -77.41 18847.6 20012.5 175.3 8758.9 8760.7
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/8.905/77.339, 4.45158 Z-:/8.895/77.353, 4.45641
Z0:/12.218/77.513, 4.51548
------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
```

```
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4401 [LBS-230 230.00] 3PH 3842.97 9646.7 -80.53 22023.2 23624.3 1830.0 9566.9 9740.4
LG 3872.70 9721.3 -81.88 22802.8 24003.9 2196.6 9721.3 9966.4

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/15.142/80.535, 5.99809 Z-:/15.110/80.552, 6.00936
Z0:/14.850/84.592, 10.56347
------------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4402 [SND-230 230.00] 3PH 4858.67 12196.3 -82.65 29072.7 30284.5 4501.2 11903.8 12726.4
LG 3816.37 9579.9 -81.16 22146.3 23159.6 2559.3 9579.9 9915.9
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/11.977/82.651, 7.75318 Z-:/11.914/82.689, 7.79398
Z0:/21.870/79.514, 5.40268
------------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4420 [SNB-230 230.00] 3PH 2558.14 6421.5 -79.71 14423.9 15414.8 608.7 6421.5 6450.3
LG 2044.75 5132.8 -81.52 11952.0 12523.4 1332.7 5132.8 5303.0
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/22.747/79.705, 5.50540 Z-:/22.721/79.719, 5.51302
Z0:/39.955/83.576, 8.88162

------------------------------------------------------------------------------------------
```

ANEXO: RESULTADOS DE CORRIENTES DE CORTO CIRCUITOS 2024

```
PSS(R)E-33.12.2 IEC 60909 SHORT CIRCUIT CURRENTS MON, MAY 15 2023 9:30
BASE DE DATOS REGIONAL INTEGRADA POR EOR
DEMANDA MAXIMA - VERANO 2024
OPTIONS USED:
- MAXIMUM FAULT CURRENT CALCULATIONS, IMPEDANCE CORRECTION FACTORS CALCULATED AND
APPLIED
- VOLTAGE FACTOR C=1.05 WHEN BUS BASE kV<=1.0 kV and C=1.1 WHEN BUS BASE kV>1.0 kV
- SET SYNCHRONOUS/ASYNCHRONOUS MACHINE POWER OUTPUTS TO P=0.0, Q=0.0
- SET GENERATOR POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SUBTRANSIENT
- TRANSFORMER TAP RATIOS AND PHASE SHIFT ANGLES UNCHANGED
- SET LINE CHARGING=0.0 IN +/- SEQUENCES
- SET LINE/FIXED/SWITCHED SHUNTS=0.0 AND TRANSFORMER MAGNETIZING ADMITTANCE=0.0 IN +/-
SEQUENCES
- LOAD REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- DC LINES AND FACTS DEVICES BLOCKED
- IMPEDANCE CORRECTIONS NOT APPLIED TO TRANSFORMER ZERO SEQUENCE IMPEDANCES
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4316 [LNI-138 138.00] 3PH 2455.21 10271.8 -82.40 24356.9 25408.9 1784.4 10218.3 10372.9
LG 3412.04 14274.9 -82.88 34194.4 35586.9 2837.2 14274.9 14554.2
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/8.532/82.400, 7.49426 Z-:/8.506/82.400, 7.49443
Z0:/1.389/88.817, 48.42337
--------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4319 [MSY-138 138.00] 3PH 2400.97 10044.9 -79.13 22315.7 24578.5 2822.4 10033.1 10422.5
LG 3891.33 16280.1 -78.06 35448.8 39322.9 4087.0 16280.1 16785.3
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/8.725/79.132, 5.20835 Z-:/8.723/79.133, 5.20889
Z0:/1.335/-87.796, 25.98106
--------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4331 [SEB-138 138.00] 3PH 1398.76 5852.0 -76.60 12409.7 13688.9 643.6 5787.3 5823.0
LG 1038.77 4345.9 -78.43 9528.2 10062.3 200.3 4345.9 4350.5
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/14.976/76.597, 4.19670 Z-:/15.123/76.500, 4.16523
Z0:/30.432/80.294, 5.84661
--------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4335 [SEBII-138 138.00] 3PH 1469.15 6146.5 -77.01 13130.2 14362.2 792.2 6050.5 6102.1
LG 1034.79 4329.3 -78.62 9525.4 10018.1 249.4 4329.3 4336.4
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/14.259/77.010, 4.33491 Z-:/14.305/76.988, 4.32746
Z0:/32.190/80.059, 5.70566
--------------------------------------------------------------------------------
```

```
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4383 [CNT-138 138.00] 3PH 2468.14 10325.9 -77.69 22333.0 24472.1 702.2 10325.1 10349.0
LG 2153.32 9008.8 -77.62 19456.9 20536.1 167.8 9008.8 9010.4

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/8.488/77.694, 4.58400 Z-:/8.483/77.695, 4.58464
Z0:/12.214/77.508, 4.51359
------------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4385 [CFON-138 138.00] 3PH 1803.19 7544.0 -77.53 16267.8 17359.4 214.1 7537.8 7540.8
LG 1356.03 5673.2 -77.41 12206.4 12617.0 45.7 5673.2 5673.4
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/11.617/77.531, 4.52214 Z-:/11.613/77.532, 4.52256
Z0:/23.115/77.284, 4.43164
------------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4398 [TCPIII-138 138.00] 3PH 2659.81 11127.8 -78.15 24271.6 26775.4 1446.0 11119.3
11212.9
LG 2937.60 12290.0 -77.38 26429.6 28404.6 485.3 12290.0 12299.6
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/7.876/78.153, 4.76734 Z-:/7.872/78.155, 4.76813
Z0:/5.651/75.221, 3.79045
------------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4401 [LBS-230 230.00] 3PH 3923.09 9847.8 -80.81 22605.3 24160.8 2075.1 9763.5 9981.6
LG 3925.76 9854.5 -82.07 23206.4 24362.4 2393.8 9854.5 10141.1
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/14.833/80.809, 6.18036 Z-:/14.823/80.812, 6.18235
Z0:/14.834/84.580, 10.53920
------------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4402 [SND-230 230.00] 3PH 4634.54 11633.7 -82.29 27523.0 28667.5 3380.6 11433.4 11922.8
LG 3717.92 9332.8 -81.00 21503.7 22483.5 2225.6 9332.8 9594.5
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/12.556/82.290, 7.38611 Z-:/12.544/82.292, 7.38875
Z0:/21.867/79.511, 5.40142
------------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4420 [SNB-230 230.00] 3PH 2623.91 6586.6 -79.84 14832.0 15829.5 674.8 6586.6 6621.1
```

```
LG 2088.68 5243.0 -81.63 12236.0 12809.6 1422.9 5243.0 5432.7
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/22.177/79.835, 5.57731 Z-:/22.167/79.838, 5.57893
Z0:/39.281/83.651, 8.98791
```

ANEXO: RESULTADOS DE CORRIENTES DE CORTO CIRCUITOS 2025

```
PSS(R)E-33.12.2 IEC 60909 SHORT CIRCUIT CURRENTS MON, MAY 15 2023 10:13
BASE DE DATOS REGIONAL INTEGRADA POR EOR
DEMANDA MAXIMA - VERANO 2025_EXP_CR_200MW
OPTIONS USED:
- MAXIMUM FAULT CURRENT CALCULATIONS, IMPEDANCE CORRECTION FACTORS CALCULATED AND
APPLIED
- VOLTAGE FACTOR C=1.05 WHEN BUS BASE kV<=1.0 kV and C=1.1 WHEN BUS BASE kV>1.0 kV
- SET SYNCHRONOUS/ASYNCHRONOUS MACHINE POWER OUTPUTS TO P=0.0, Q=0.0
- SET GENERATOR POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SUBTRANSIENT
- TRANSFORMER TAP RATIOS AND PHASE SHIFT ANGLES UNCHANGED
- SET LINE CHARGING=0.0 IN +/- SEQUENCES
- SET LINE/FIXED/SWITCHED SHUNTS=0.0 AND TRANSFORMER MAGNETIZING ADMITTANCE=0.0 IN +/-
SEQUENCES
- LOAD REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- DC LINES AND FACTS DEVICES BLOCKED
- IMPEDANCE CORRECTIONS NOT APPLIED TO TRANSFORMER ZERO SEQUENCE IMPEDANCES
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4316 [LNI-138 138.00] 3PH 2474.56 10352.8 -82.33 24513.6 25613.3 1776.4 10310.1 10462.0
LG 3436.59 14377.7 -82.82 34396.9 35850.5 2830.8 14377.7 14653.7
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/8.466/82.331, 7.42599 Z-:/8.440/82.331, 7.42611
Z0:/1.390/88.817, 48.44456
------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4319 [MSY-138 138.00] 3PH 2406.25 10067.0 -78.94 22283.3 24626.2 2819.9 10055.4 10443.3
LG 3900.17 16317.1 -77.85 35390.9 39400.9 4083.8 16317.1 16820.4
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/8.706/78.939, 5.11557 Z-:/8.705/78.940, 5.11572
Z0:/1.336/-87.785, 25.85364
------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4331 [SEB-138 138.00] 3PH 1484.61 6211.1 -76.79 13215.6 14470.9 617.1 6147.6 6178.5
LG 1179.26 4933.7 -78.45 10820.7 11416.3 251.2 4933.7 4940.1
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/14.110/76.787, 4.25912 Z-:/14.212/76.743, 4.24440
Z0:/24.996/80.360, 5.88741
------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
```

```
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4335 [SEBII-138 138.00] 3PH 1530.07 6401.4 -77.02 13676.7 14908.2 752.7 6307.6 6352.4
LG 1098.73 4596.8 -78.51 10093.7 10601.4 249.2 4596.8 4603.5
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/13.691/77.018, 4.33774 Z-:/13.714/77.029, 4.34163
Z0:/29.811/79.883, 5.60447
-------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4383 [CNT-138 138.00] 3PH 2466.48 10319.0 -77.52 22248.8 24454.7 701.1 10317.8 10341.6
LG 2152.47 9005.3 -77.52 19413.6 20528.3 168.1 9005.3 9006.9

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/8.493/77.523, 4.51947 Z-:/8.490/77.525, 4.51992
Z0:/12.214/77.504, 4.51222
-------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4385 [CFON-138 138.00] 3PH 1802.62 7541.6 -77.41 16228.5 17354.6 214.5 7535.5 7538.6
LG 1355.69 5671.8 -77.35 12190.4 12614.4 45.8 5671.8 5672.0
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/11.621/77.415, 4.47916 Z-:/11.617/77.416, 4.47951
Z0:/23.118/77.283, 4.43120
-------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4398 [TCPIII-138 138.00] 3PH 2658.76 11123.4 -77.97 24181.5 26763.1 1441.9 11114.6
11207.7
LG 2936.61 12285.9 -77.25 26357.2 28395.6 485.3 12285.9 12295.5
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/7.879/77.973, 4.69385 Z-:/7.876/77.975, 4.69441
Z0:/5.651/75.218, 3.78976
-------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4401 [LBS-230 230.00] 3PH 3932.40 9871.2 -80.50 22519.3 24206.1 2063.7 9787.1 10002.3
LG 3941.53 9894.1 -81.81 23174.4 24429.4 2385.7 9894.1 10177.6
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/14.798/80.498, 5.97446 Z-:/14.791/80.500, 5.97557
Z0:/14.725/84.432, 10.25771
-------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4402 [SND-230 230.00] 3PH 4643.98 11657.4 -82.13 27486.4 28724.7 3378.2 11457.4 11945.0
LG 3722.35 9343.9 -80.90 21488.7 22507.9 2225.7 9343.9 9605.3
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/12.530/82.128, 7.23213 Z-:/12.520/82.130, 7.23435
Z0:/21.860/79.497, 5.39416
-------------------------------------------------------------------------------------
```

```
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4420 [SNB-230 230.00] 3PH 2663.02 6684.8 -79.05 14827.0 16036.8 690.0 6684.8 6720.3
LG 2223.84 5582.3 -81.06 12878.7 13598.2 1307.3 5582.3 5733.3
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/21.851/79.047, 5.16720 Z-:/21.856/79.044, 5.16576
Z0:/34.853/83.587, 8.89679
-------------------------------------------------------------------------------
```

ANEXO: RESULTADOS DE CORRIENTES DE CORTO CIRCUITOS 2026

```
PSS(R)E-33.12.2 IEC 60909 SHORT CIRCUIT CURRENTS MON, MAY 15 2023 10:26
BASE DE DATOS REGIONAL INTEGRADA POR EOR
DEMANDA MAXIMA - VERANO 2026_EXP_CR_200MW
OPTIONS USED:
- MAXIMUM FAULT CURRENT CALCULATIONS, IMPEDANCE CORRECTION FACTORS CALCULATED AND
APPLIED
- VOLTAGE FACTOR C=1.05 WHEN BUS BASE kV<=1.0 kV and C=1.1 WHEN BUS BASE kV>1.0 kV
- SET SYNCHRONOUS/ASYNCHRONOUS MACHINE POWER OUTPUTS TO P=0.0, Q=0.0
- SET GENERATOR POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SUBTRANSIENT
- TRANSFORMER TAP RATIOS AND PHASE SHIFT ANGLES UNCHANGED
- SET LINE CHARGING=0.0 IN +/- SEQUENCES
- SET LINE/FIXED/SWITCHED SHUNTS=0.0 AND TRANSFORMER MAGNETIZING ADMITTANCE=0.0 IN +/-
SEQUENCES
- LOAD REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- DC LINES AND FACTS DEVICES BLOCKED
- IMPEDANCE CORRECTIONS NOT APPLIED TO TRANSFORMER ZERO SEQUENCE IMPEDANCES
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4316 [LNI-138 138.00] 3PH 2725.62 11403.2 -81.62 26608.3 27937.7 1735.4 11356.1 11488.0
LG 3757.68 15721.0 -82.21 37128.6 38868.2 2801.1 15721.0 15968.6
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/7.686/81.621, 6.78913 Z-:/7.664/81.617, 6.78580
Z0:/1.384/88.736, 45.32050
-------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4319 [MSY-138 138.00] 3PH 2440.71 10211.2 -78.50 22416.4 24932.4 2797.8 10200.9 10577.6
LG 3958.98 16563.2 -77.36 35607.5 39912.9 4048.7 16563.2 17050.9
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/8.583/78.500, 4.91516 Z-:/8.581/78.500, 4.91525
Z0:/1.331/-87.798, 26.01118
-------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4331 [SEB-138 138.00] 3PH 1487.48 6223.2 -76.71 13223.7 14492.4 616.7 6159.6 6190.4
```

```
LG 1180.64 4939.5 -78.41 10825.7 11426.7 251.0 4939.5 4945.8
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/14.083/76.713, 4.23446 Z-:/14.181/76.669, 4.22009
Z0:/24.993/80.359, 5.88698
------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4335 [SEBII-138 138.00] 3PH 1532.31 6410.7 -76.95 13679.2 14923.6 751.8 6317.0 6361.6
LG 1099.77 4601.1 -78.48 10096.8 10608.9 248.9 4601.1 4607.8
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/13.671/76.946, 4.31307 Z-:/13.690/76.958, 4.31715
Z0:/29.802/79.882, 5.60367
------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4383 [CNT-138 138.00] 3PH 2522.16 10552.0 -77.41 22704.5 24923.9 681.4 10551.5 10573.5
LG 2182.74 9131.9 -77.45 19661.4 20766.1 162.1 9131.9 9133.4

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/8.306/77.410, 4.47757 Z-:/8.302/77.411, 4.47783
Z0:/12.184/77.492, 4.50758
------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4385 [CFON-138 138.00] 3PH 1864.23 7799.4 -77.32 16753.2 17895.4 198.5 7793.7 7796.3
LG 1381.37 5779.2 -77.28 12404.9 12821.6 41.4 5779.2 5779.4
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/11.237/77.316, 4.44312 Z-:/11.232/77.316, 4.44330
Z0:/23.026/77.237, 4.41467
------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4398 [TCPIII-138 138.00] 3PH 2729.12 11417.8 -77.85 24765.8 27382.8 1393.4 11411.0
11495.8
LG 2992.86 12521.2 -77.15 26813.8 28851.7 460.7 12521.2 12529.7
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/7.676/77.851, 4.64532 Z-:/7.672/77.852, 4.64568
Z0:/5.655/75.233, 3.79371
------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4401 [LBS-230 230.00] 3PH 3760.78 9440.4 -80.63 21592.2 23145.6 1932.2 9364.0 9561.2
LG 3736.88 9380.4 -81.99 22052.5 23199.6 2354.7 9380.4 9671.4
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/15.473/80.628, 6.05912 Z-:/15.465/80.630, 6.06020
Z0:/15.803/84.640, 10.65836
------------------------------------------------------------------------------------
------------------------
```

```
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4402 [SND-230 230.00] 3PH 4645.92 11662.3 -81.99 27420.3 28731.5 3357.8 11466.3 11947.9
LG 3724.21 9348.6 -80.82 21465.7 22515.1 2219.2 9348.6 9608.4
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/12.525/81.991, 7.10713 Z-:/12.515/81.993, 7.10875
Z0:/21.845/79.486, 5.38791
------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4420 [SNB-230 230.00] 3PH 2677.86 6722.0 -79.02 14902.2 16126.9 693.5 6722.0 6757.7
LG 2227.29 5591.0 -81.09 12906.3 13627.7 1312.4 5591.0 5743.0
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/21.730/79.021, 5.15452 Z-:/21.733/79.018, 5.15312
Z0:/34.979/83.663, 9.00449
------------------------------------------------------------------------------------
```

ANEXO: RESULTADOS DE CORRIENTES DE CORTO CIRCUITOS 2027

```
PSS(R)E-33.12.2 IEC 60909 SHORT CIRCUIT CURRENTS MON, MAY 15 2023 10:56
BASE DE DATOS REGIONAL INTEGRADA POR EOR
DEMANDA MAXIMA - VERANO 2027_EXP_CR_200MW
OPTIONS USED:
- MAXIMUM FAULT CURRENT CALCULATIONS, IMPEDANCE CORRECTION FACTORS CALCULATED AND
APPLIED
- VOLTAGE FACTOR C=1.05 WHEN BUS BASE kV<=1.0 kV and C=1.1 WHEN BUS BASE kV>1.0 kV
- SET SYNCHRONOUS/ASYNCHRONOUS MACHINE POWER OUTPUTS TO P=0.0, Q=0.0
- SET GENERATOR POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SUBTRANSIENT
- TRANSFORMER TAP RATIOS AND PHASE SHIFT ANGLES UNCHANGED
- SET LINE CHARGING=0.0 IN +/- SEQUENCES
- SET LINE/FIXED/SWITCHED SHUNTS=0.0 AND TRANSFORMER MAGNETIZING ADMITTANCE=0.0 IN +/-
SEQUENCES
- LOAD REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- DC LINES AND FACTS DEVICES BLOCKED
- IMPEDANCE CORRECTIONS NOT APPLIED TO TRANSFORMER ZERO SEQUENCE IMPEDANCES
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4316 [LNI-138 138.00] 3PH 2626.05 10986.6 -81.29 25465.5 26912.6 1866.7 10942.7 11100.8
LG 3638.99 15224.4 -81.90 35725.2 37616.1 2969.4 15224.4 15511.3
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/7.977/81.292, 6.52912 Z-:/7.940/81.305, 6.53899
Z0:/1.364/88.875, 50.92836
------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4319 [MSY-138 138.00] 3PH 2520.90 10546.7 -78.79 23277.2 25745.1 2878.1 10537.0 10923.0
LG 4101.30 17158.6 -77.63 37068.9 41313.5 4159.3 17158.6 17655.5
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/8.310/78.785, 5.04350 Z-:/8.306/78.792, 5.04674
Z0:/1.332/-87.787, 25.87959
```

```
------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4331 [SEB-138 138.00] 3PH 1584.39 6628.6 -77.50 14285.7 15470.5 663.9 6568.3 6601.7
LG 1219.67 5102.7 -78.88 11281.9 11814.9 252.5 5102.7 5109.0
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/13.222/77.499, 4.51046 Z-:/13.314/77.464, 4.49734
Z0:/25.007/80.361, 5.88791
------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4335 [SEBII-138 138.00] 3PH 1608.06 6727.6 -77.52 14505.2 15651.5 719.0 6639.8 6678.6
LG 1125.04 4706.8 -78.78 10387.6 10845.5 234.6 4706.8 4712.7
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/13.027/77.523, 4.51916 Z-:/13.047/77.540, 4.52552
Z0:/29.798/79.876, 5.60043
------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4383 [CNT-138 138.00] 3PH 3669.21 15350.9 -78.08 33437.8 37490.1 2808.1 15184.0 15441.5

LG 3881.58 16239.4 -78.86 35894.6 39026.1 2019.4 16239.4 16364.4

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/5.709/78.081, 4.73739 Z-:/5.693/78.107, 4.74828
Z0:/4.791/80.697, 6.10456
------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4385 [CFON-138 138.00] 3PH 1934.30 8092.5 -77.36 17395.3 18505.4 181.2 8087.1 8089.1
LG 1407.13 5887.0 -77.29 12638.8 13029.5 38.2 5887.0 5887.1
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/10.830/77.356, 4.45749 Z-:/10.819/77.363, 4.46021
Z0:/23.013/77.220, 4.40857
------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4398 [TCPIII-138 138.00] 3PH 2945.21 12321.9 -77.95 26775.7 29473.0 1387.7 12298.5
12376.5
LG 3170.43 13264.1 -77.15 28404.0 30420.5 419.5 13264.1 13270.7
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/7.113/77.951, 4.68486 Z-:/7.102/77.964, 4.69016
Z0:/5.613/75.088, 3.75522
------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
```

```
4401 [LBS-230 230.00] 3PH 3949.49 9914.1 -81.13 22905.3 24386.4 2190.8 9827.2 10068.5
LG 3868.88 9711.7 -82.32 22989.2 24066.0 2590.3 9711.7 10051.2
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/14.734/81.132, 6.40929 Z-:/14.717/81.149, 6.42160
Z0:/15.689/84.527, 10.43636
------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4402 [SND-230 230.00] 3PH 4707.13 11815.9 -82.13 27862.6 29141.0 3441.2 11613.0 12112.2
LG 3773.33 9471.9 -80.87 21770.3 22793.4 2250.5 9471.9 9735.6
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/12.362/82.132, 7.23599 Z-:/12.345/82.144, 7.24756
Z0:/21.570/79.425, 5.35629
------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4420 [SNB-230 230.00] 3PH 3124.63 7843.5 -80.01 17723.8 18932.6 875.0 7843.5 7892.2
LG 2538.59 6372.4 -81.54 14846.1 15536.6 1482.7 6372.4 6542.6
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/18.623/80.013, 5.67890 Z-:/18.637/80.014, 5.67938
Z0:/31.536/83.352, 8.58000
------------------------------------------------------------------------------------
```

ANEXO: RESULTADOS DE CORRIENTES DE CORTO CIRCUITOS 2028

```
PSS(R)E-33.12.2 IEC 60909 SHORT CIRCUIT CURRENTS MON, MAY 15 2023 11:33
BASE DE DATOS REGIONAL INTEGRADA POR EOR
DEMANDA MAXIMA - VERANO 2028_EXP_CR_200MW
OPTIONS USED:
- MAXIMUM FAULT CURRENT CALCULATIONS, IMPEDANCE CORRECTION FACTORS CALCULATED AND
APPLIED
- VOLTAGE FACTOR C=1.05 WHEN BUS BASE kV<=1.0 kV and C=1.1 WHEN BUS BASE kV>1.0 kV
- SET SYNCHRONOUS/ASYNCHRONOUS MACHINE POWER OUTPUTS TO P=0.0, Q=0.0
- SET GENERATOR POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SUBTRANSIENT
- TRANSFORMER TAP RATIOS AND PHASE SHIFT ANGLES UNCHANGED
- SET LINE CHARGING=0.0 IN +/- SEQUENCES
- SET LINE/FIXED/SWITCHED SHUNTS=0.0 AND TRANSFORMER MAGNETIZING ADMITTANCE=0.0 IN +/-
SEQUENCES
- LOAD REPRESENTED IN +/-/0 SEQUENCES
- DC LINES AND FACTS DEVICES BLOCKED
- IMPEDANCE CORRECTIONS NOT APPLIED TO TRANSFORMER ZERO SEQUENCE IMPEDANCES
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4316 [LNI-138 138.00] 3PH 2638.15 11037.2 -81.23 25548.9 27030.8 1857.9 10993.6 11149.4
LG 3654.45 15289.1 -81.84 35834.3 37769.5 2957.9 15289.1 15572.6
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/7.941/81.227, 6.47954 Z-:/7.904/81.240, 6.48936
Z0:/1.364/88.875, 50.93621
------------------------------------------------------------------------------------
------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
```

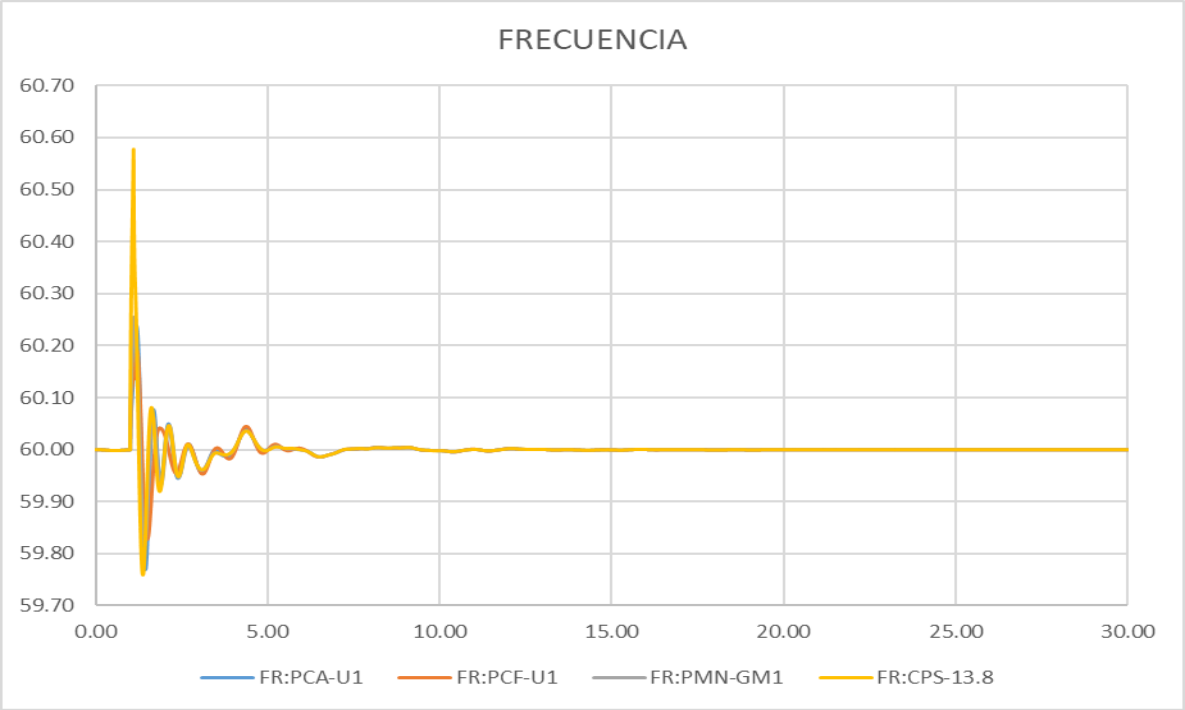
```
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4319 [MSY-138 138.00] 3PH 2549.13 10664.8 -78.70 23499.4 26018.8 2881.7 10655.3 11038.1
LG 4151.04 17366.7 -77.52 37443.9 41783.0 4160.8 17366.7 17858.2
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/8.218/78.698, 5.00379 Z-:/8.214/78.705, 5.00677
Z0:/1.333/-87.781, 25.80486
------------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4331 [SEB-138 138.00] 3PH 1595.62 6675.6 -77.39 14359.4 15577.2 666.2 6613.3 6646.8
LG 1224.90 5124.6 -78.82 11318.2 11862.7 252.0 5124.6 5130.8
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/13.129/77.394, 4.47148 Z-:/13.219/77.358, 4.45820
Z0:/24.976/80.348, 5.87994
------------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4335 [SEBII-138 138.00] 3PH 1619.72 6776.4 -77.42 14584.1 15762.5 723.4 6686.2 6725.2
LG 1129.15 4724.0 -78.74 10416.6 10883.4 234.6 4724.0 4729.9
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/12.933/77.423, 4.48220 Z-:/12.952/77.439, 4.48821
Z0:/29.784/79.870, 5.59719
------------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4383 [CNT-138 138.00] 3PH 3798.66 15892.4 -77.74 34403.5 38837.4 3014.9 15711.5 15998.2
LG 3986.11 16676.7 -78.67 36726.8 40103.7 2133.7 16676.7 16812.6

THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/5.515/77.744, 4.60321 Z-:/5.500/77.769, 4.61319
Z0:/4.756/80.787, 6.16507
------------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4385 [CFON-138 138.00] 3PH 1959.46 8197.8 -77.38 17628.0 18756.3 187.2 8192.4 8194.5
LG 1428.65 5977.0 -77.29 12832.9 13231.3 39.0 5977.0 5977.1
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/10.691/77.376, 4.46487 Z-:/10.680/77.383, 4.46754
Z0:/22.618/77.207, 4.40399
------------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4398 [TCPIII-138 138.00] 3PH 3020.47 12636.7 -78.08 27527.1 30332.5 1602.3 12614.3
12715.6
LG 3360.42 14059.0 -77.21 30140.5 32377.8 527.0 14059.0 14068.8
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/6.935/78.083, 4.73853 Z-:/6.925/78.097, 4.74393
Z0:/4.847/74.689, 3.65260
```

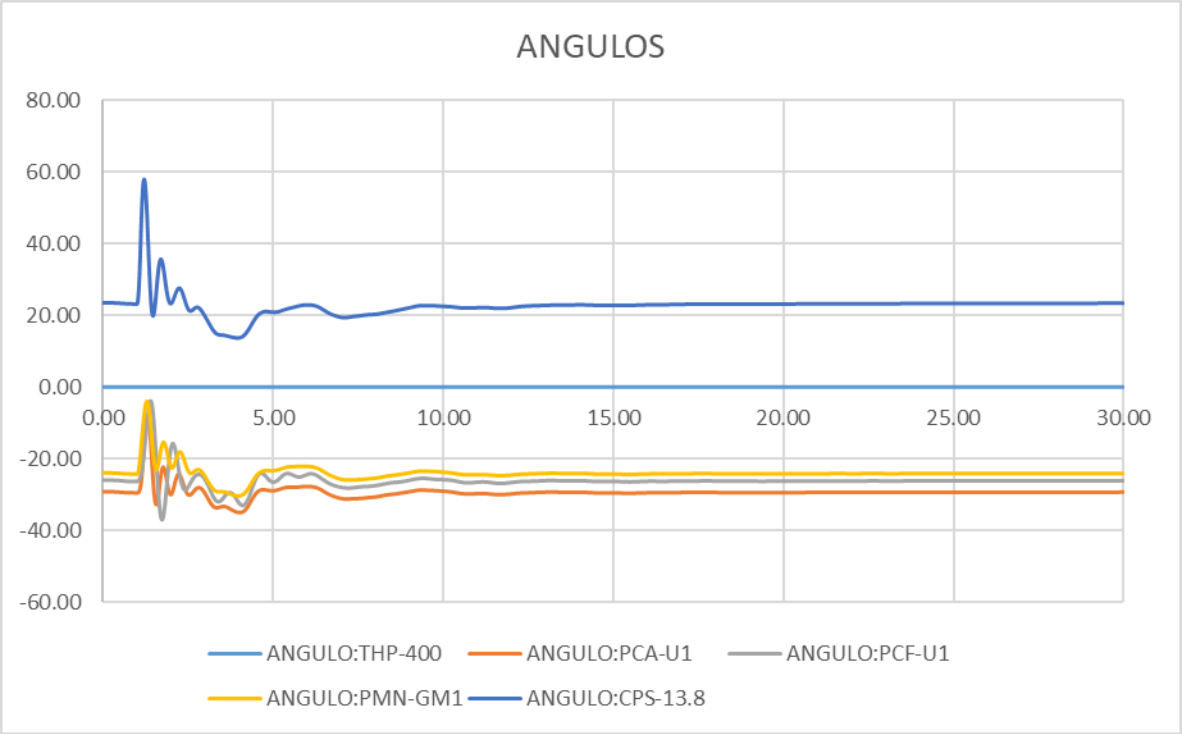
```
------------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4401 [LBS-230 230.00] 3PH 4007.04 10058.6 -81.09 23218.4 24771.1 2279.7 9974.1 10231.3
LG 3905.63 9804.0 -82.30 23199.6 24315.4 2661.4 9804.0 10158.8
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/14.522/81.088, 6.37703 Z-:/14.507/81.104, 6.38859
Z0:/15.687/84.530, 10.44351
------------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4402 [SND-230 230.00] 3PH 4746.82 11915.6 -82.07 28064.0 29386.9 3432.4 11715.0 12207.5
LG 3790.17 9514.2 -80.84 21851.5 22892.9 2246.6 9514.2 9775.8
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/12.259/82.074, 7.18260 Z-:/12.243/82.086, 7.19358
Z0:/21.569/79.425, 5.35627
------------------------------------------------------------------------------------------
VOLTAGE FACTOR C= 1.10, NOMINAL FREQUENCY=60.0 Hz, BREAKING CURRENT at TIME= 0.083
seconds
<-SCMVA-> <-Sym I''k rms--> <-ip(B)-> <-ip(C)-> <DC Ib(C)> <Sym Ib-> <Asym Ib>
/I/ AN(I) /I/ /I/ /I/ /I/ /I/
X---------- BUS ----------X MVA AMP DEG AMP AMP AMP AMP AMP
4420 [SNB-230 230.00] 3PH 3158.37 7928.2 -79.89 17873.8 19144.7 883.3 7928.2 7977.3
LG 2552.66 6407.7 -81.49 14913.3 15628.4 1495.4 6407.7 6579.9
THEVENIN IMPEDANCE, X/R (OHM) Z+:/18.424/79.895, 5.61095 Z-:/18.438/79.895, 5.61091
Z0:/31.556/83.363, 8.59414
------------------------------------------------------------------------------------------
```

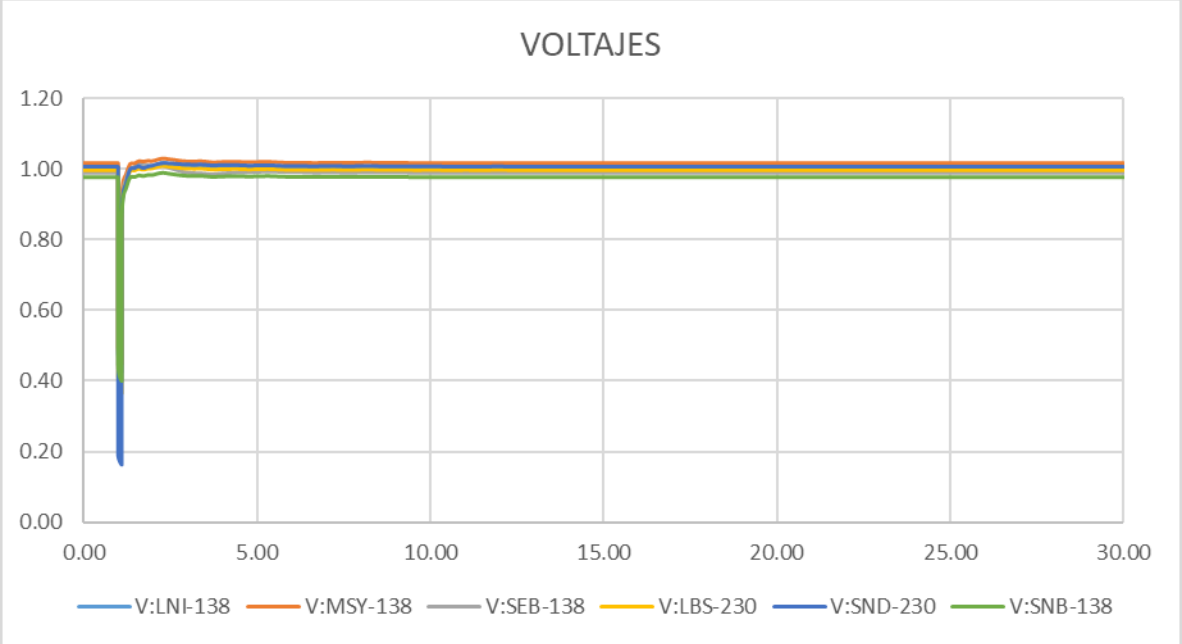
Anexos: Estabilidad Transitoria

Escenario Verano demanda máxima sin intercambios

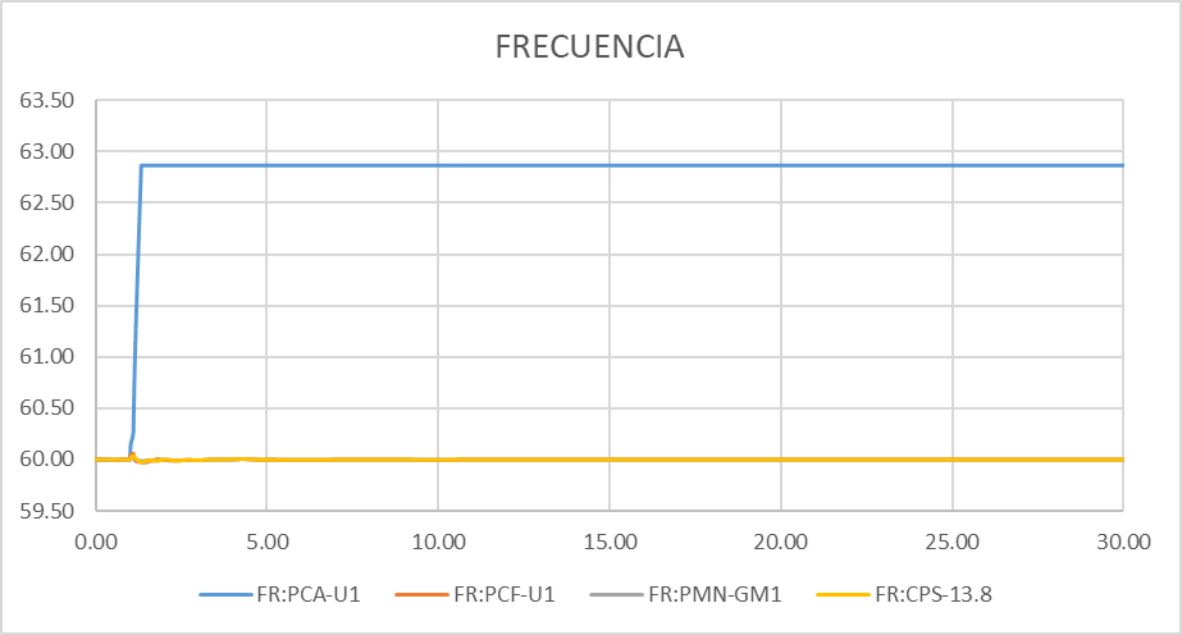
Contingencia C1

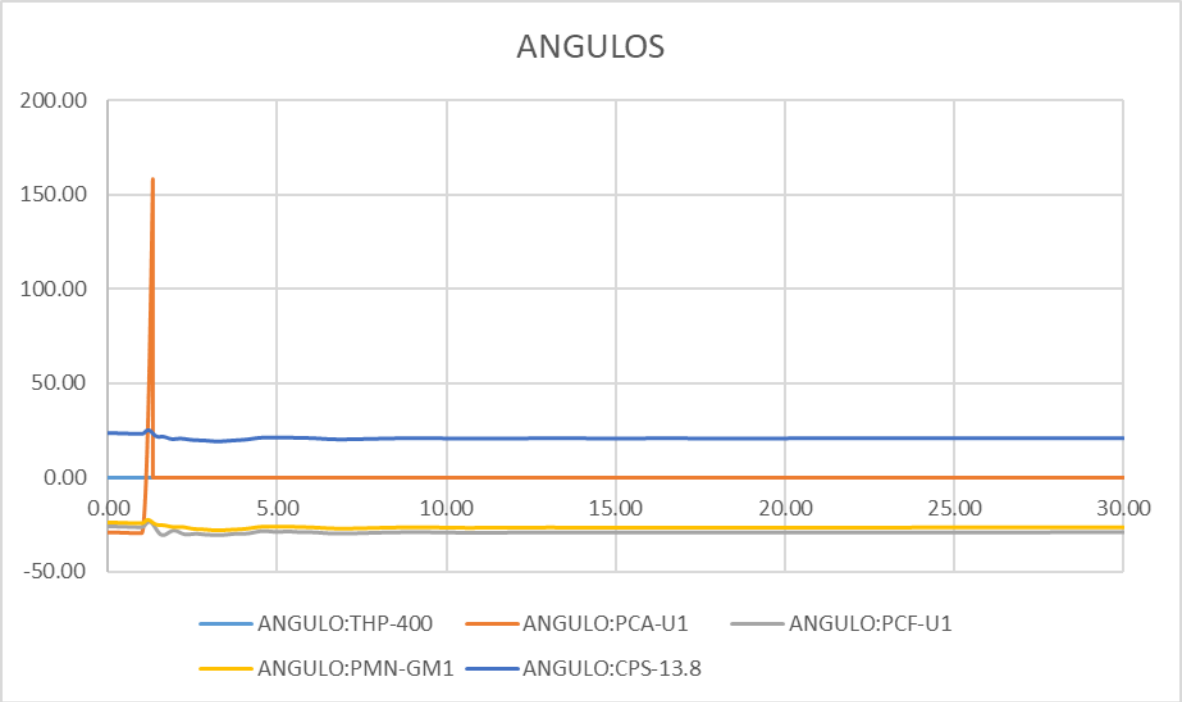


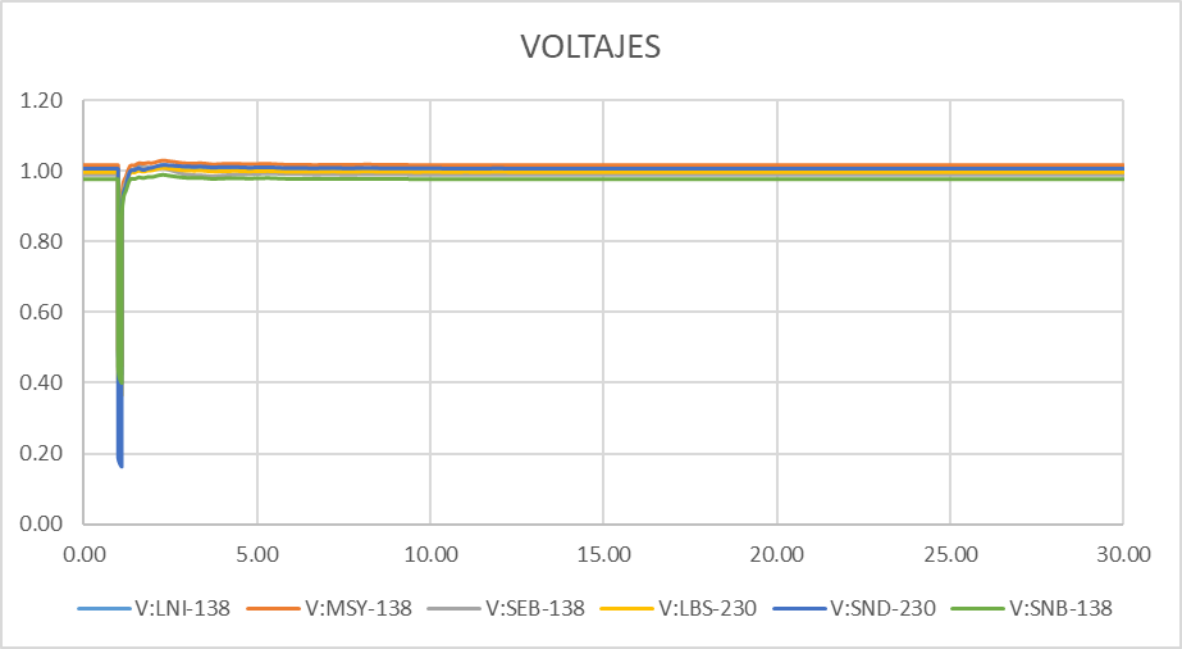

ANGULOS
80.00
60.00
40.00
20.00
0.00
-20.00
-40.00
-60.00
0.00
5.00
10.00
15.00
20.00
25.00
30.00
ANGULO:THP-400
ANGULO:PCA-U1
ANGULO:PCF-U1
ANGULO:PMN-GM1
ANGULO:CPS-13.8


VOLTAJES
1.20
1.00
0.80
0.60
0.40
0.20
0.00
0.00
5.00
10.00
15.00
20.00
25.00
30.00
V:LNI-138
V:MSY-138
V:SEB-138
V:LBS-230
V:SND-230
V:SNB-138

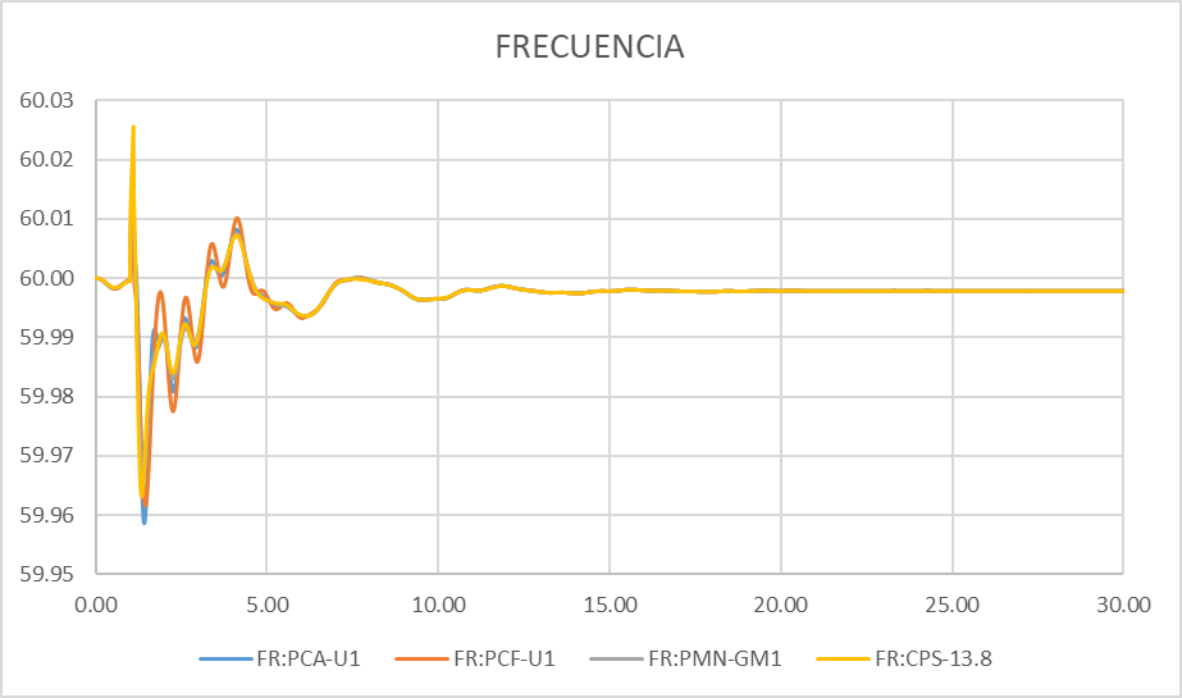
Contingencia C2

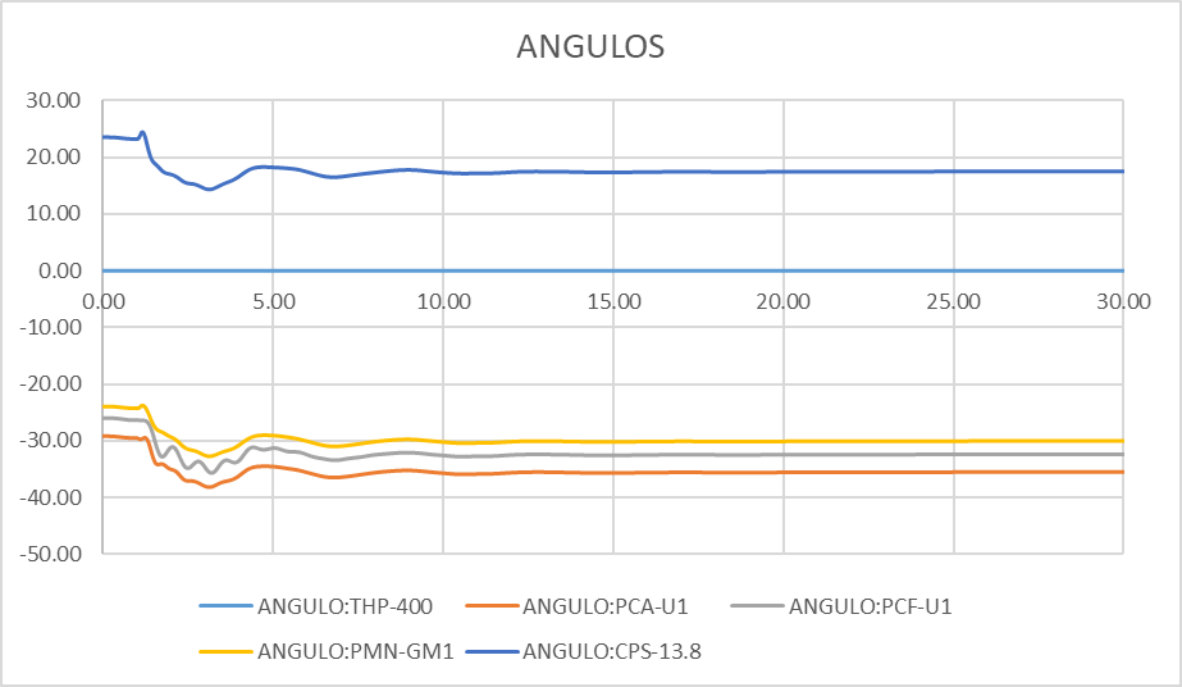


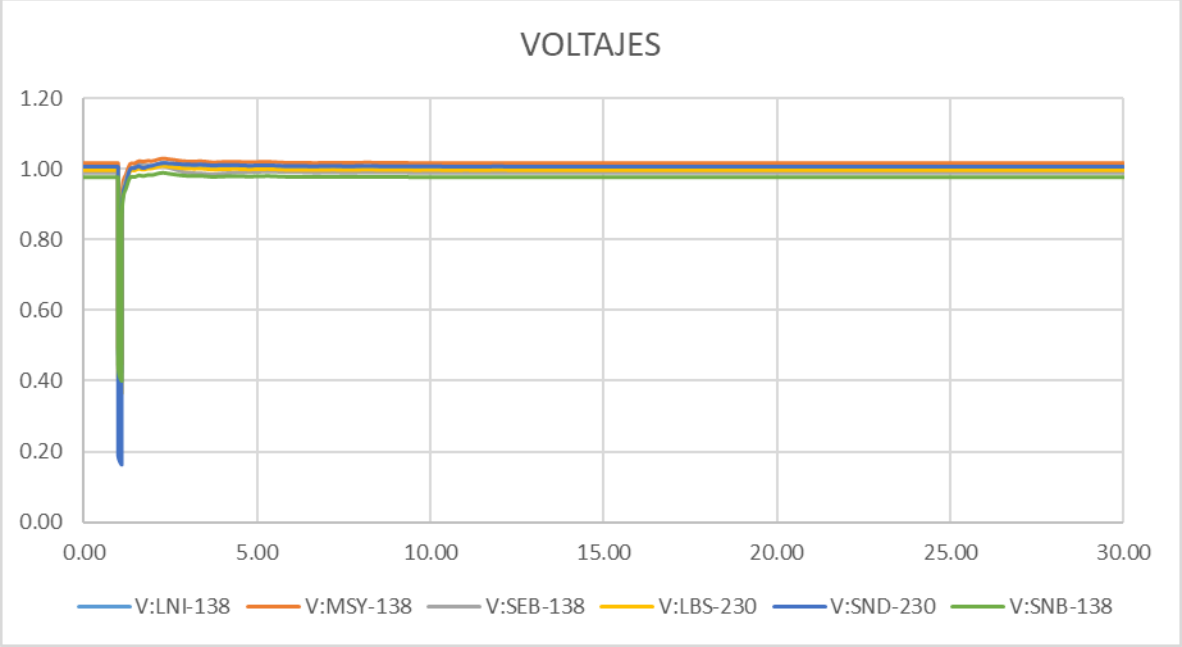




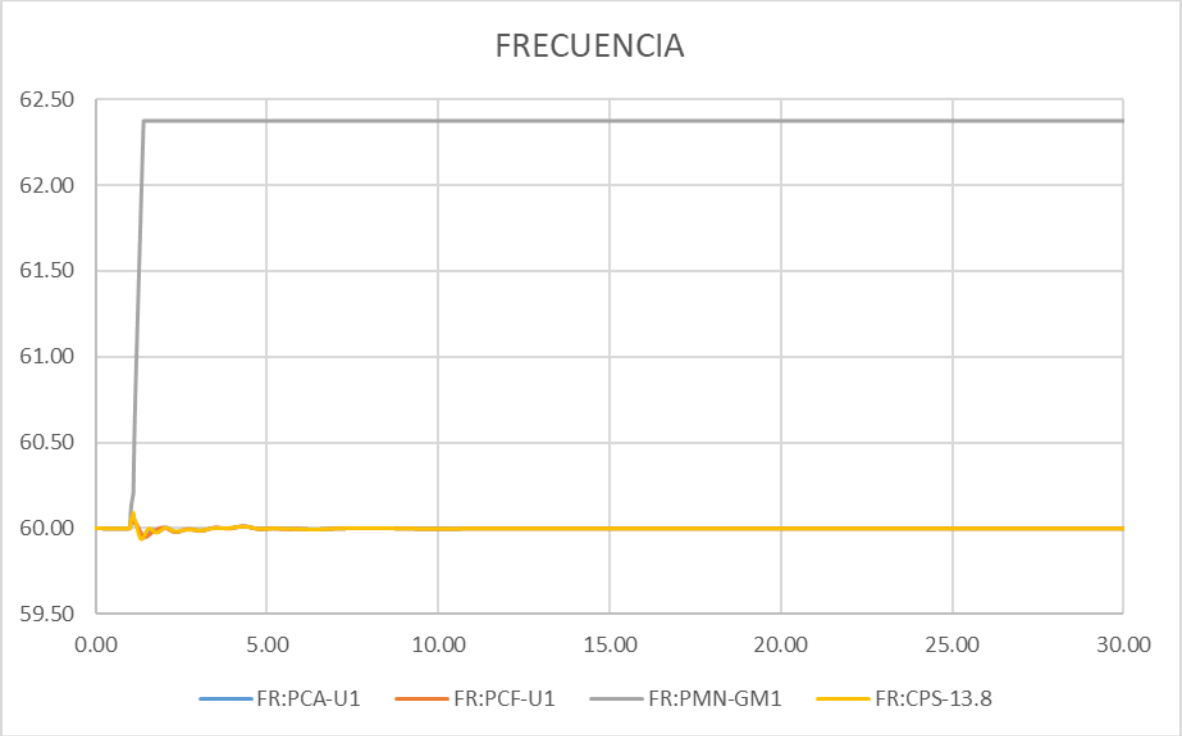
Contingencia C3

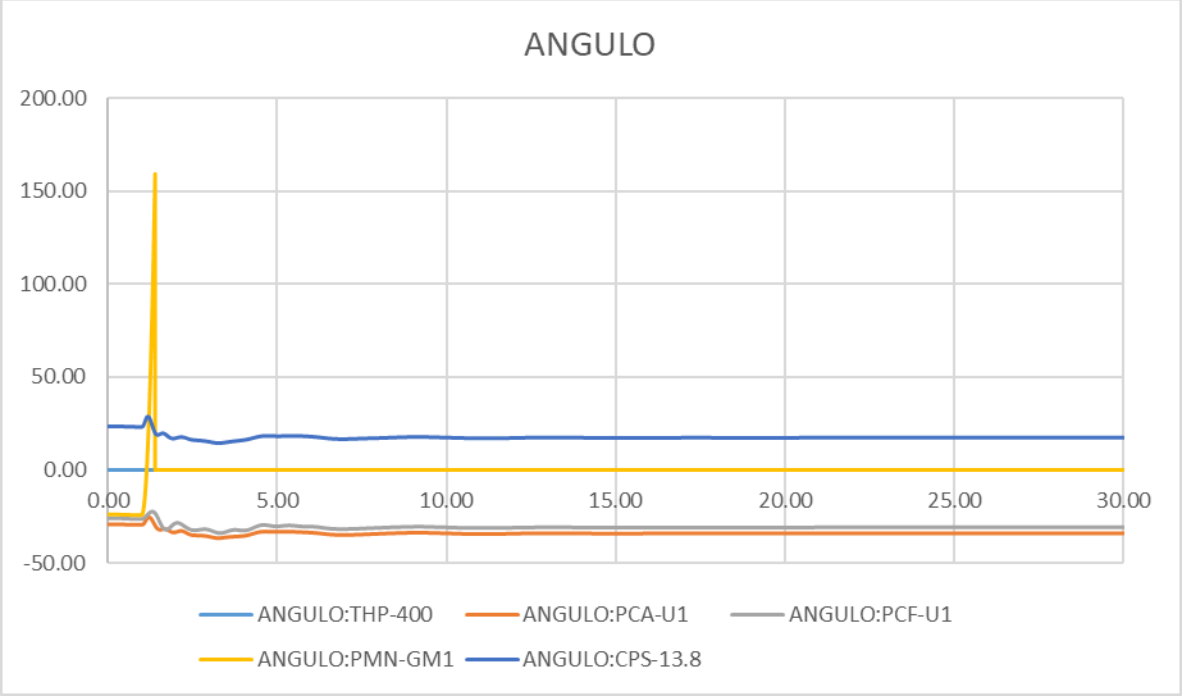


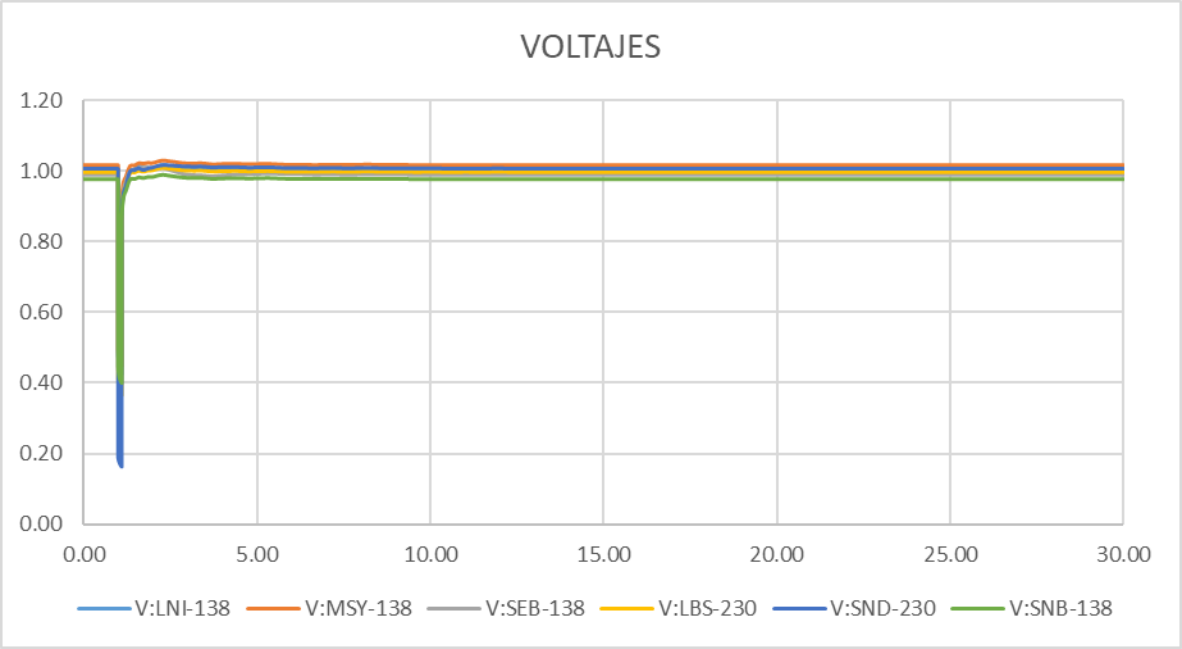

ANGULOS
30.00
20.00
10.00
0.00
-10.00
-20.00
-30.00
-40.00
-50.00
0.00
5.00
10.00
15.00
20.00
25.00
30.00
ANGULO:THP-400
ANGULO:PCA-U1
ANGULO:PCF-U1
ANGULO:PMN-GM1
ANGULO:CPS-13.8


VOLTAJES
1.20
1.00
0.80
0.60
0.40
0.20
0.00
0.00
5.00
10.00
15.00
20.00
25.00
30.00
V:LNI-138
V:MSY-138
V:SEB-138
V:LBS-230
V:SND-230
V:SNB-138

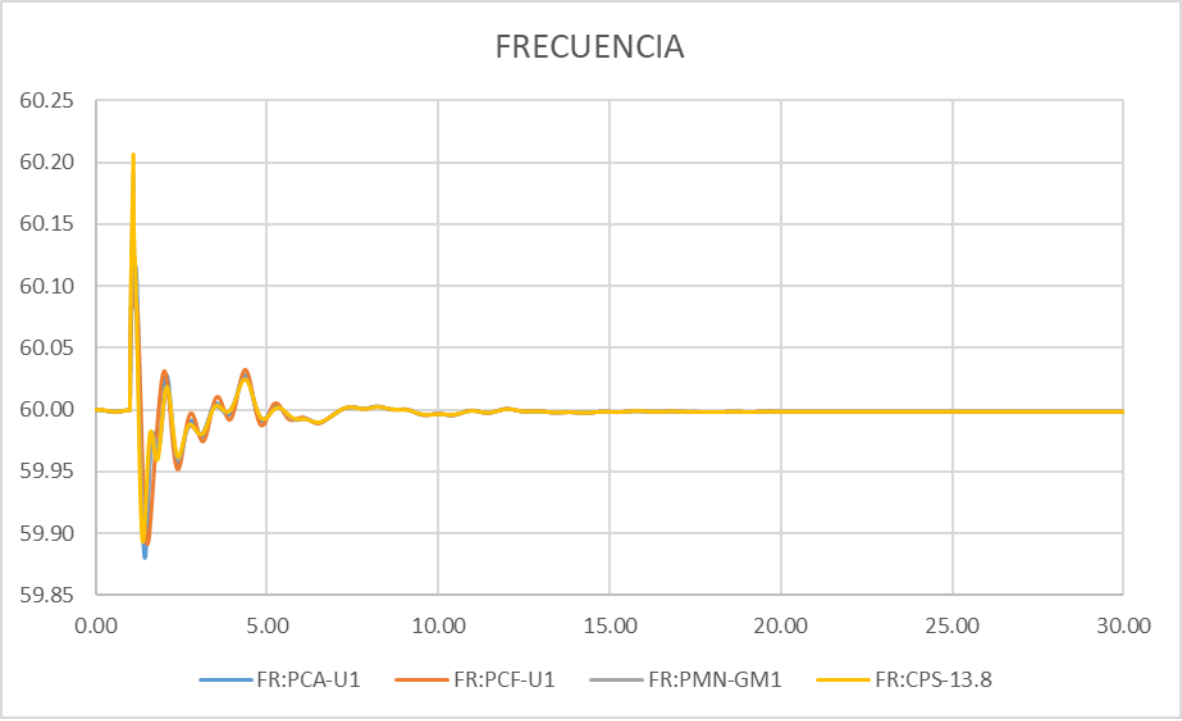
Contingencia C4

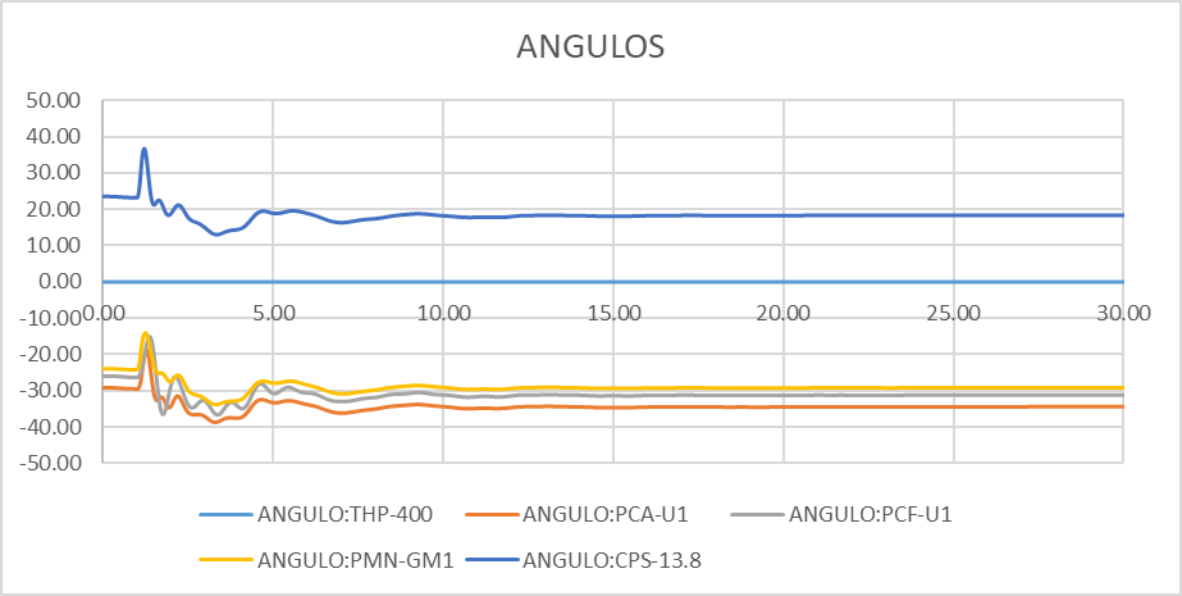


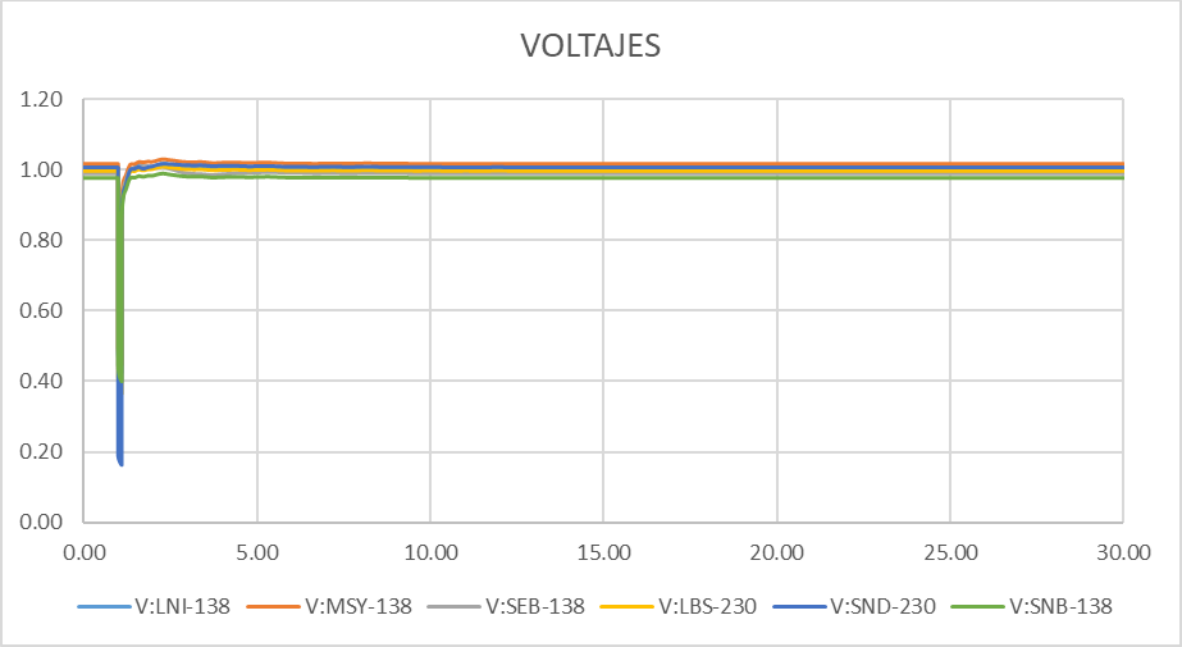




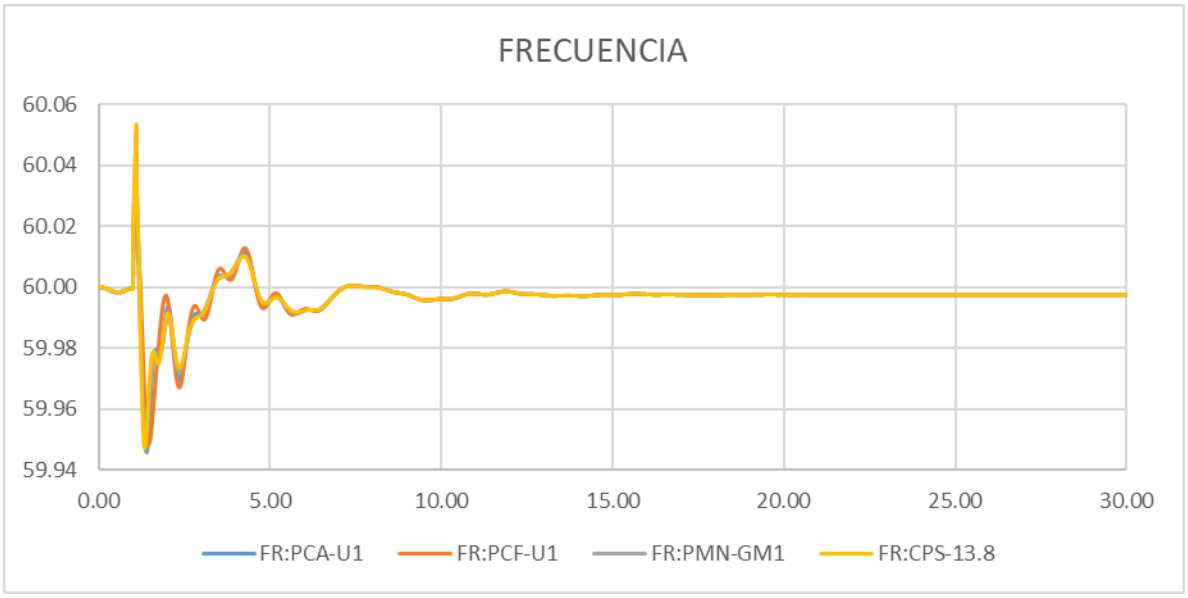
Contingencia C5

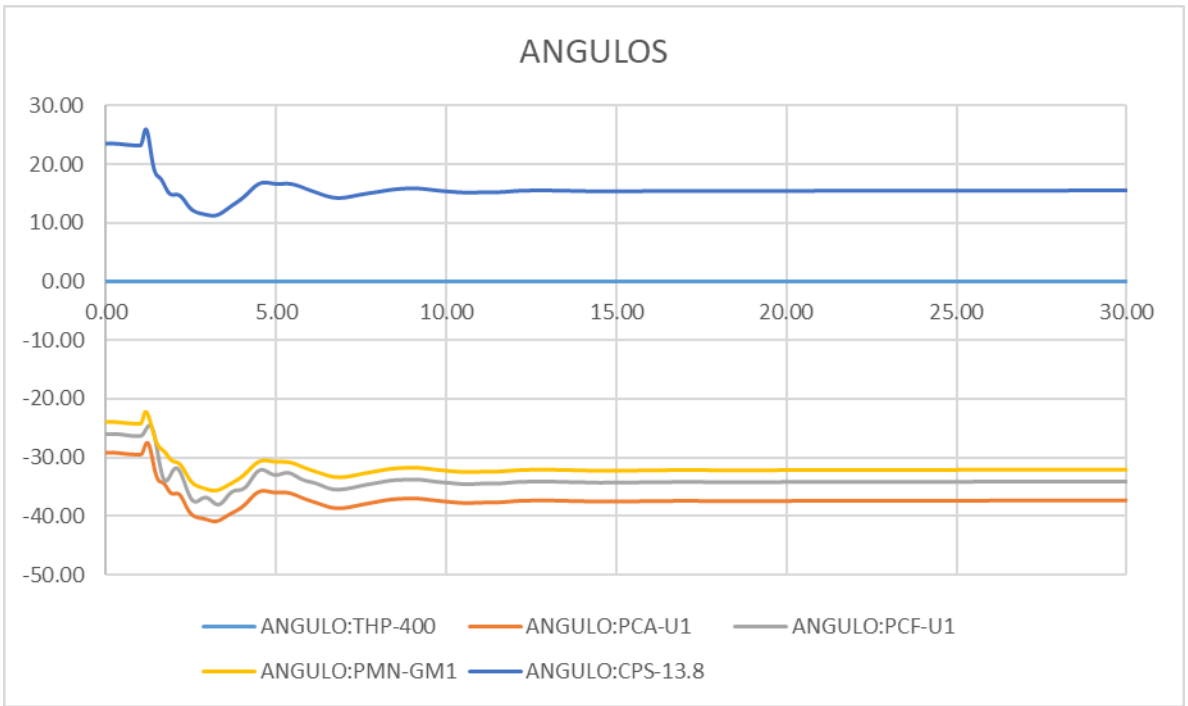


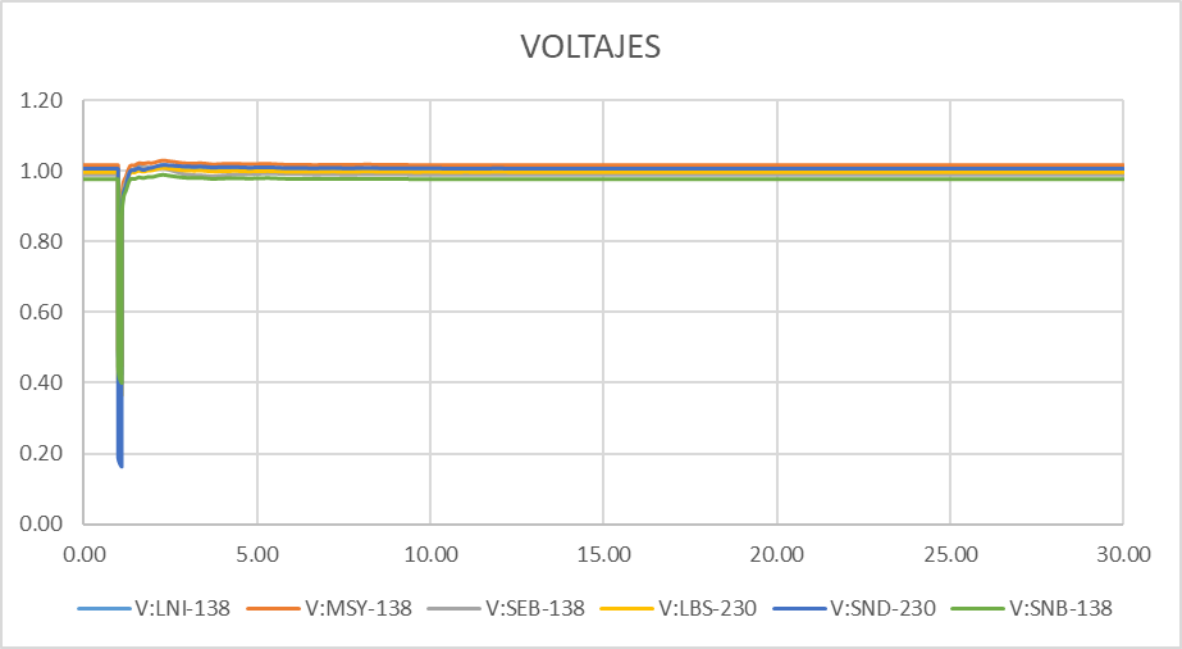

ANGULOS
50.00
40.00
30.00
20.00
10.00
0.00
-10.00
-20.00
-30.00
-40.00
-50.00
0.00
5.00
10.00
15.00
20.00
25.00
30.00
ANGULO:THP-400
ANGULO:PCA-U1
ANGULO:PCF-U1
ANGULO:PMN-GM1
ANGULO:CPS-13.8


VOLTAJES
1.20
1.00
0.80
0.60
0.40
0.20
0.00
0.00
5.00
10.00
15.00
20.00
25.00
30.00
V:LNI-138
V:MSY-138
V:SEB-138
V:LBS-230
V:SND-230
V:SNB-138

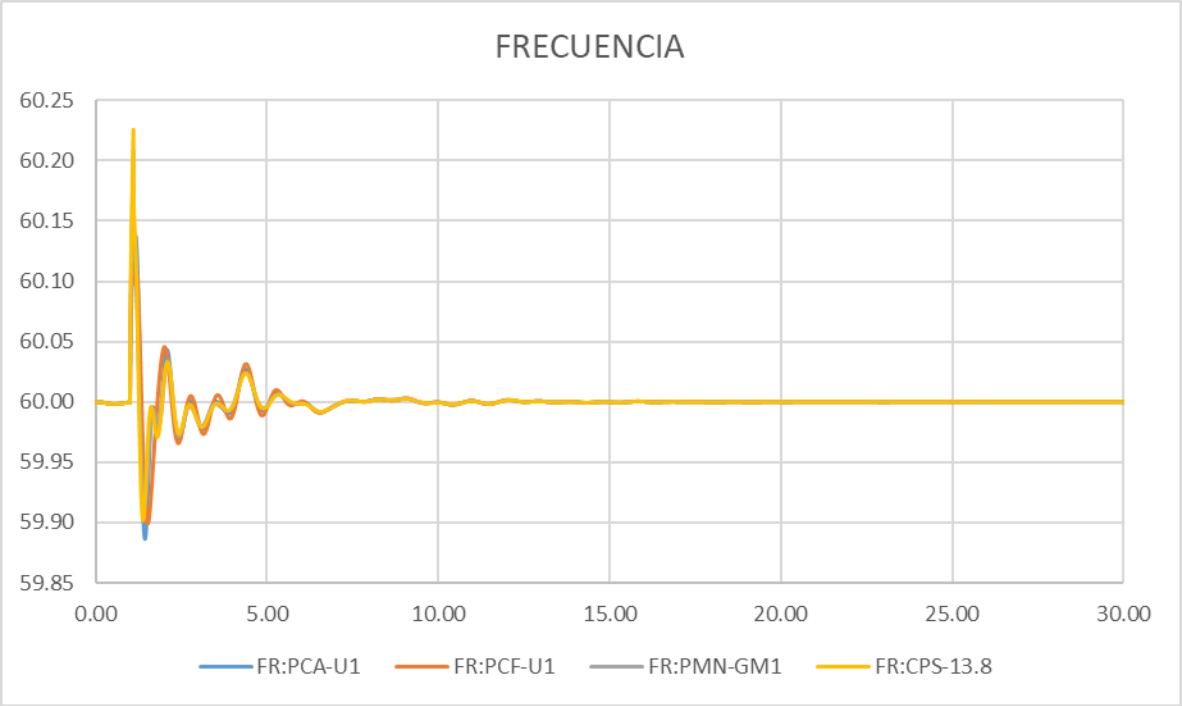
Contingencia C6

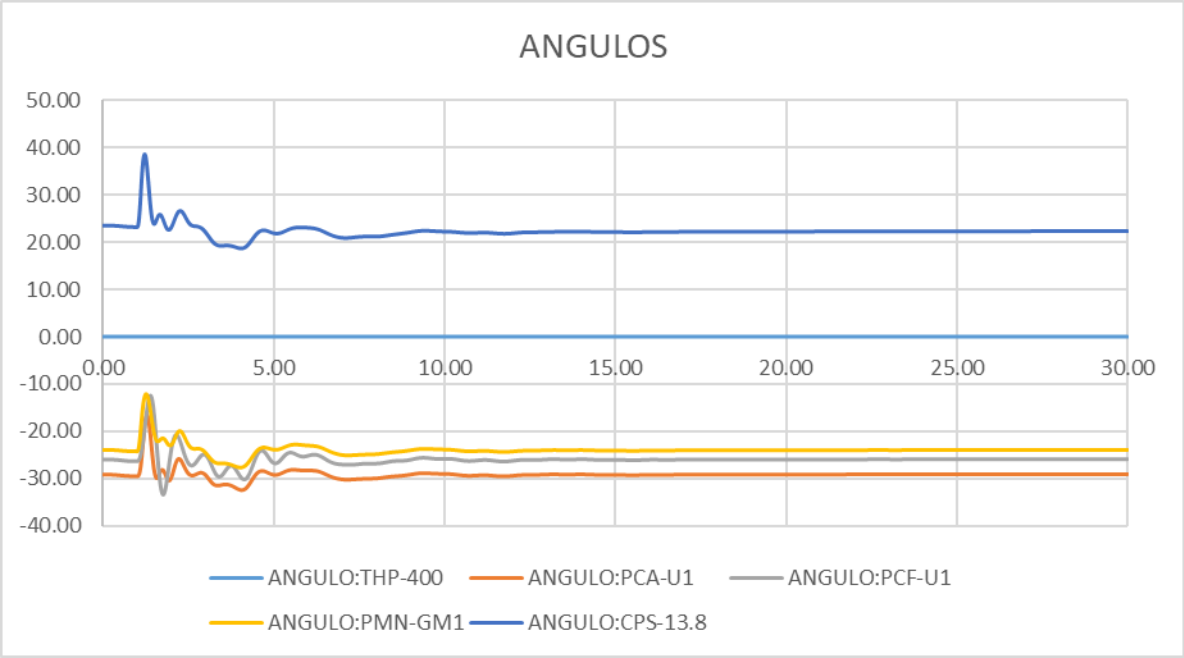


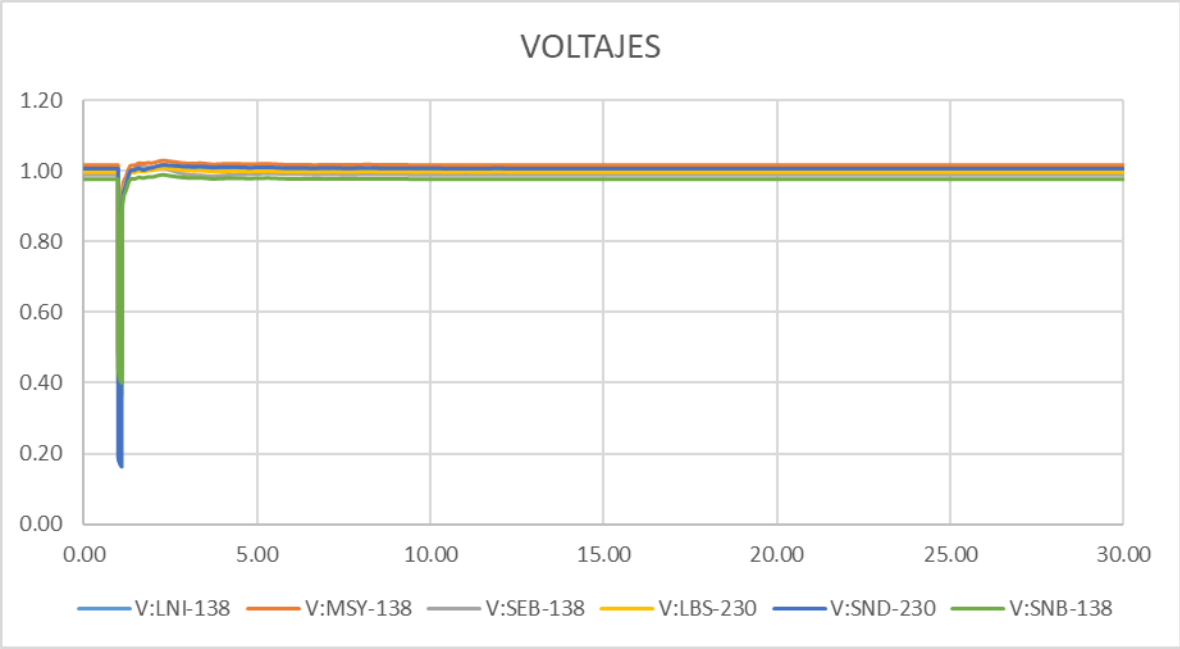




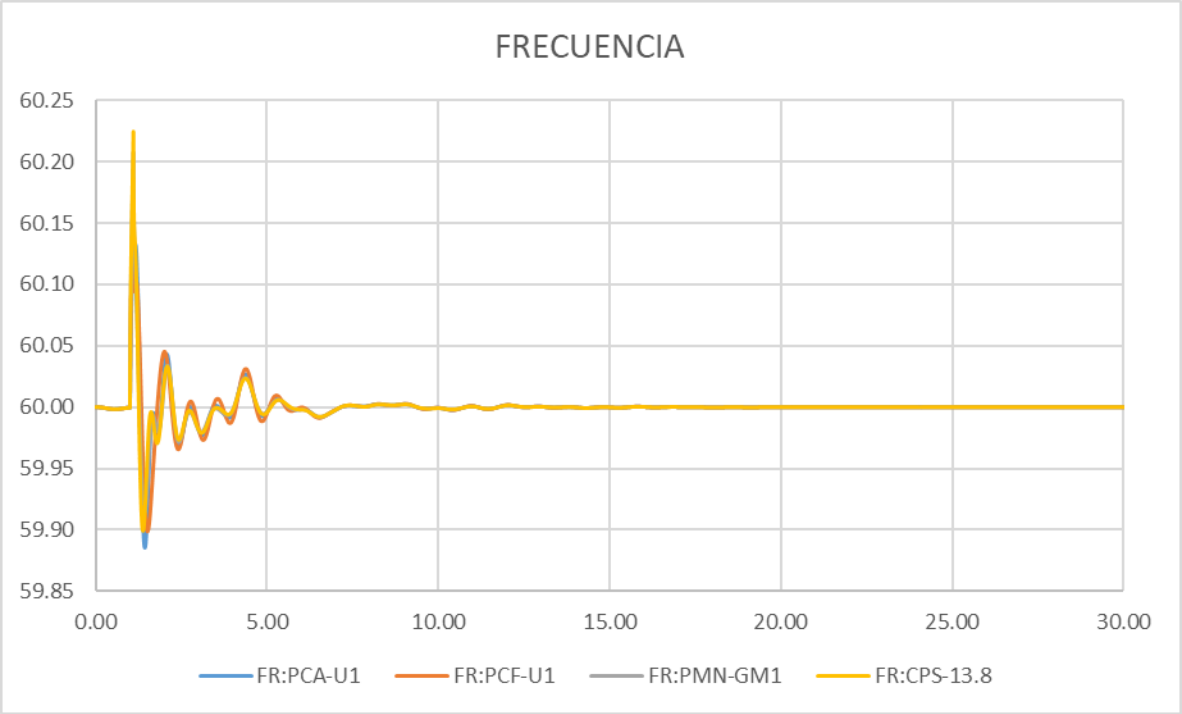
Contingencia C7

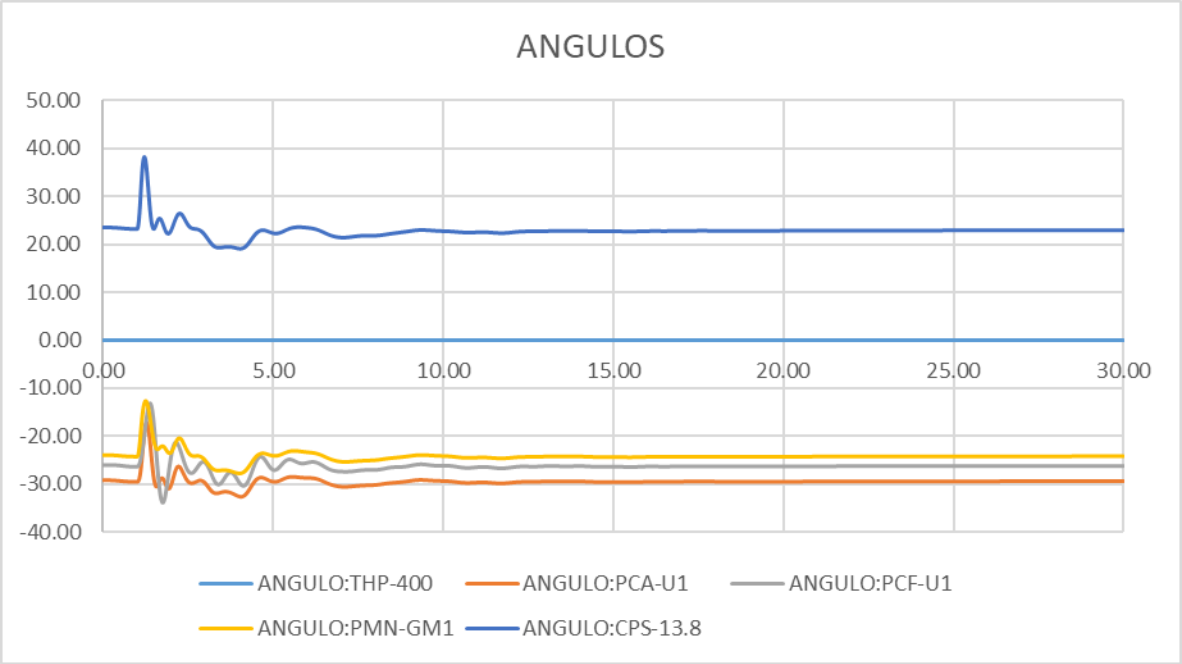


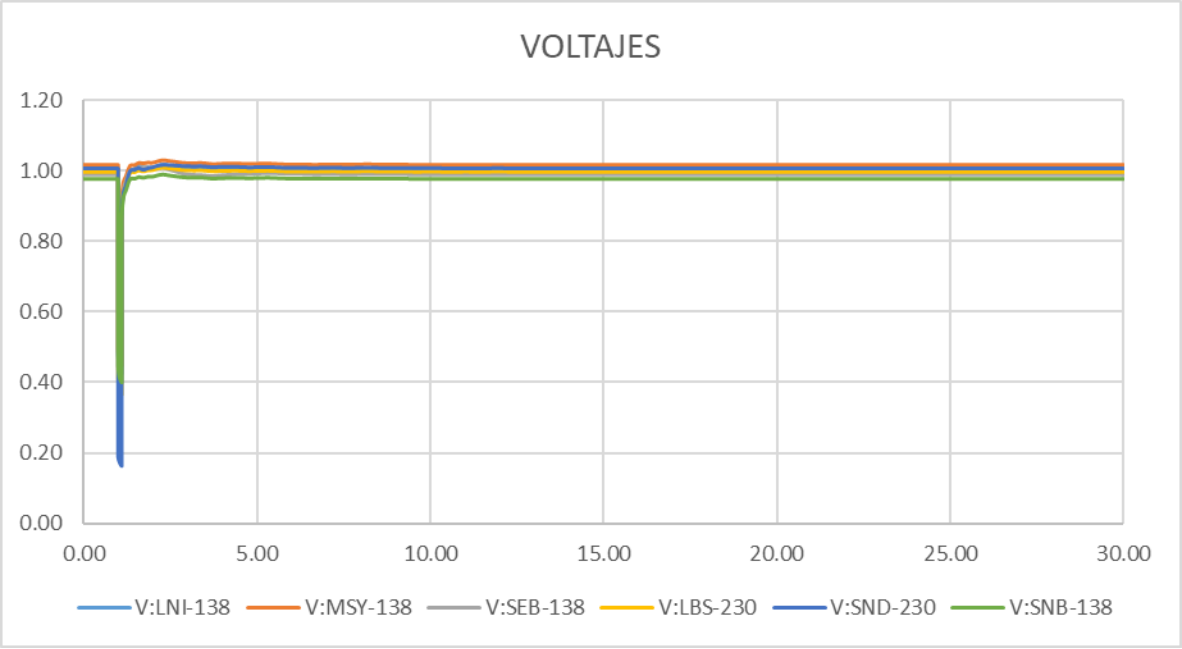

ANGULOS
50.00
40.00
30.00
20.00
10.00
0.00
-10.00
-20.00
-30.00
-40.00
0.00
5.00
10.00
15.00
20.00
25.00
30.00
ANGULO:THP-400
ANGULO:PCA-U1
ANGULO:PCF-U1
ANGULO:PMN-GM1
ANGULO:CPS-13.8


VOLTAJES
1.20
1.00
0.80
0.60
0.40
0.20
0.00
0.00
5.00
10.00
15.00
20.00
25.00
30.00
V:LNI-138
V:MSY-138
V:SEB-138
V:LBS-230
V:SND-230
V:SNB-138

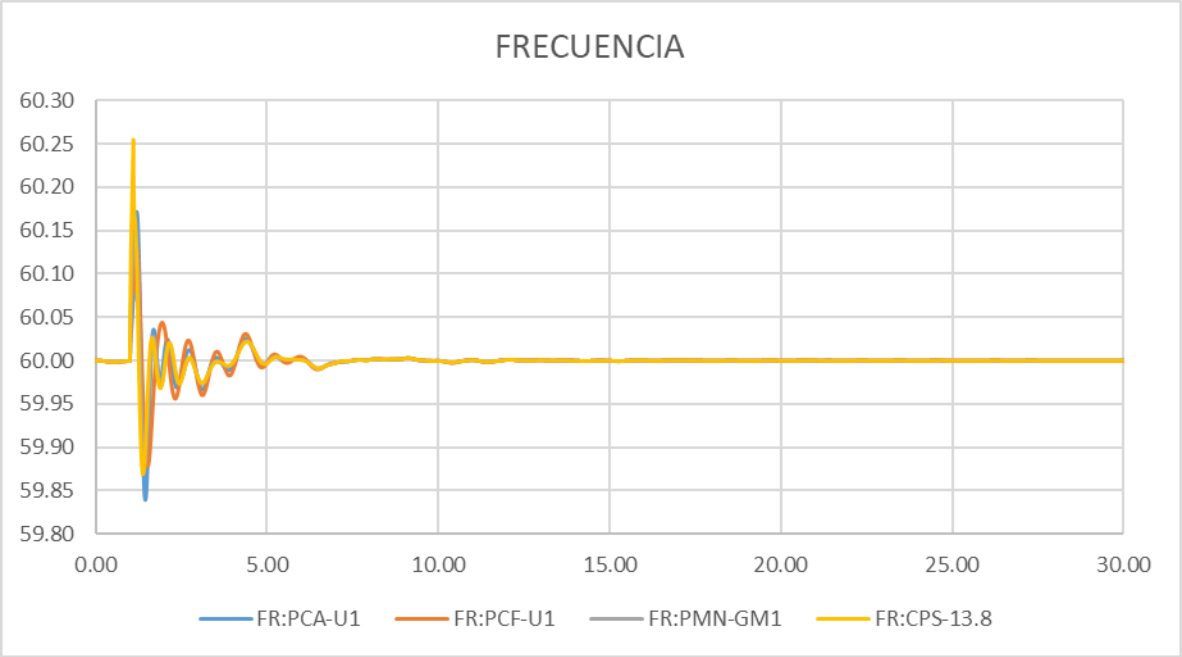
Contingencia C8

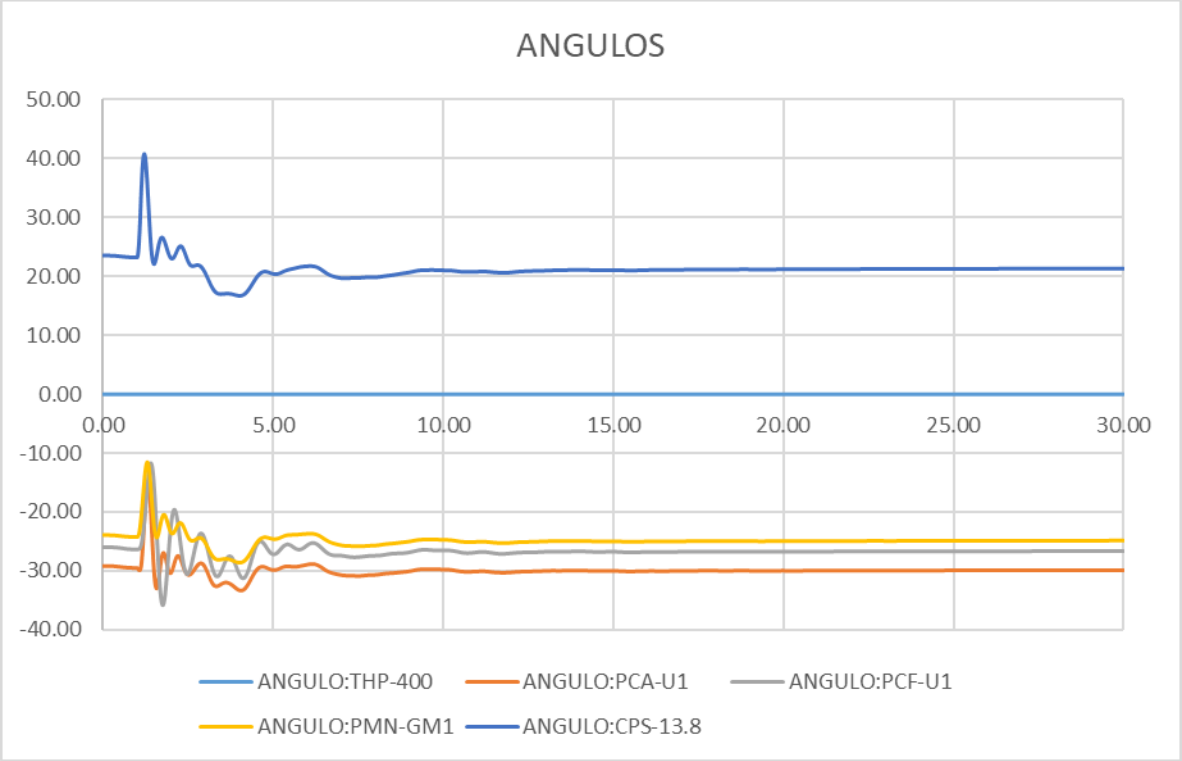


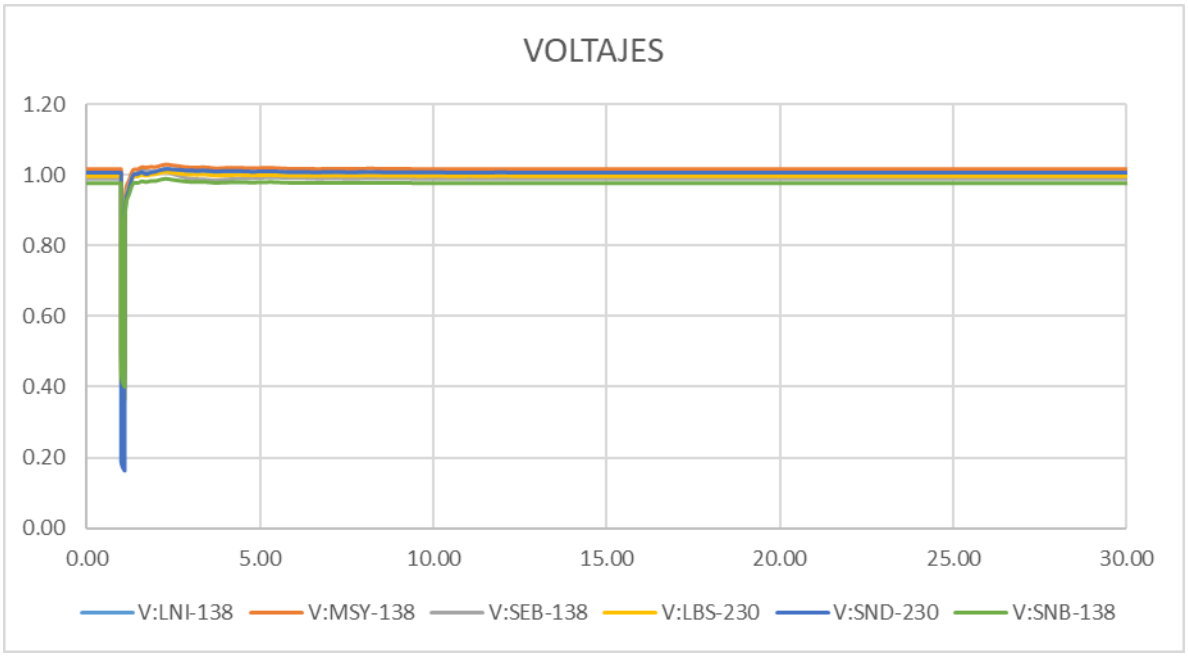

ANGULOS
50.00
40.00
30.00
20.00
10.00
0.00
-10.00
-20.00
-30.00
-40.00
0.00
5.00
10.00
15.00
20.00
25.00
30.00
ANGULO:THP-400
ANGULO:PCA-U1
ANGULO:PCF-U1
ANGULO:PMN-GM1
ANGULO:CPS-13.8


VOLTAJES
1.20
1.00
0.80
0.60
0.40
0.20
0.00
0.00
5.00
10.00
15.00
20.00
25.00
30.00
V:LNI-138
V:MSY-138
V:SEB-138
V:LBS-230
V:SND-230
V:SNB-138

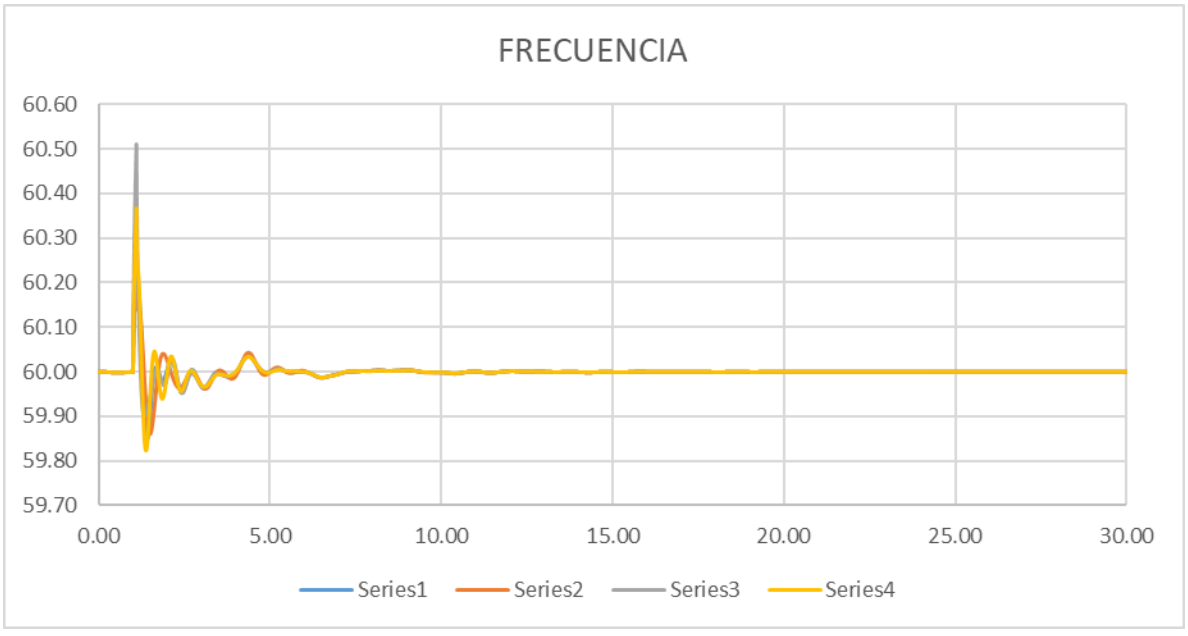
Contingencia C9

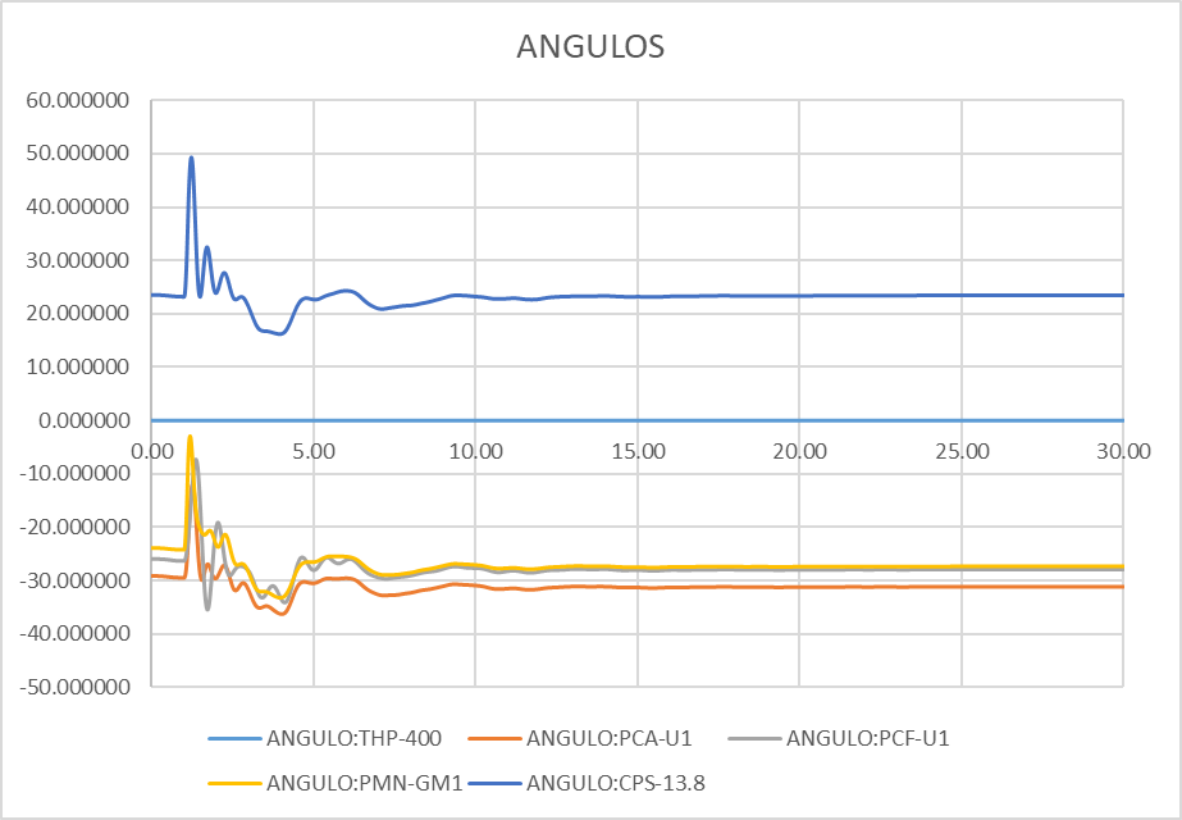


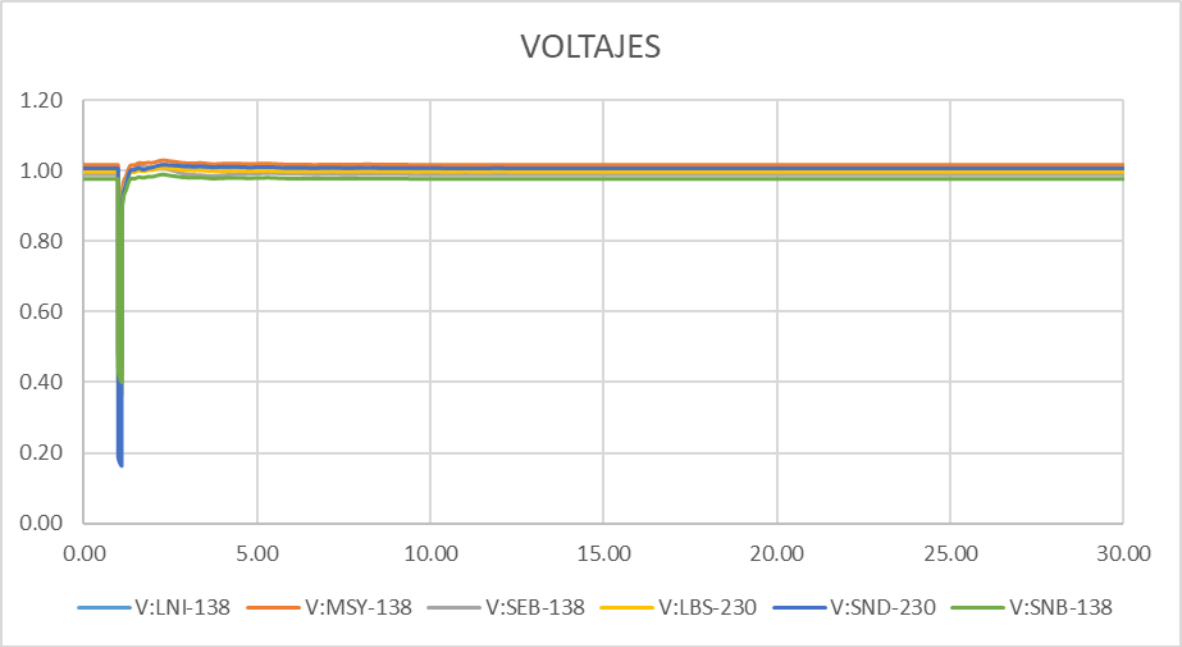




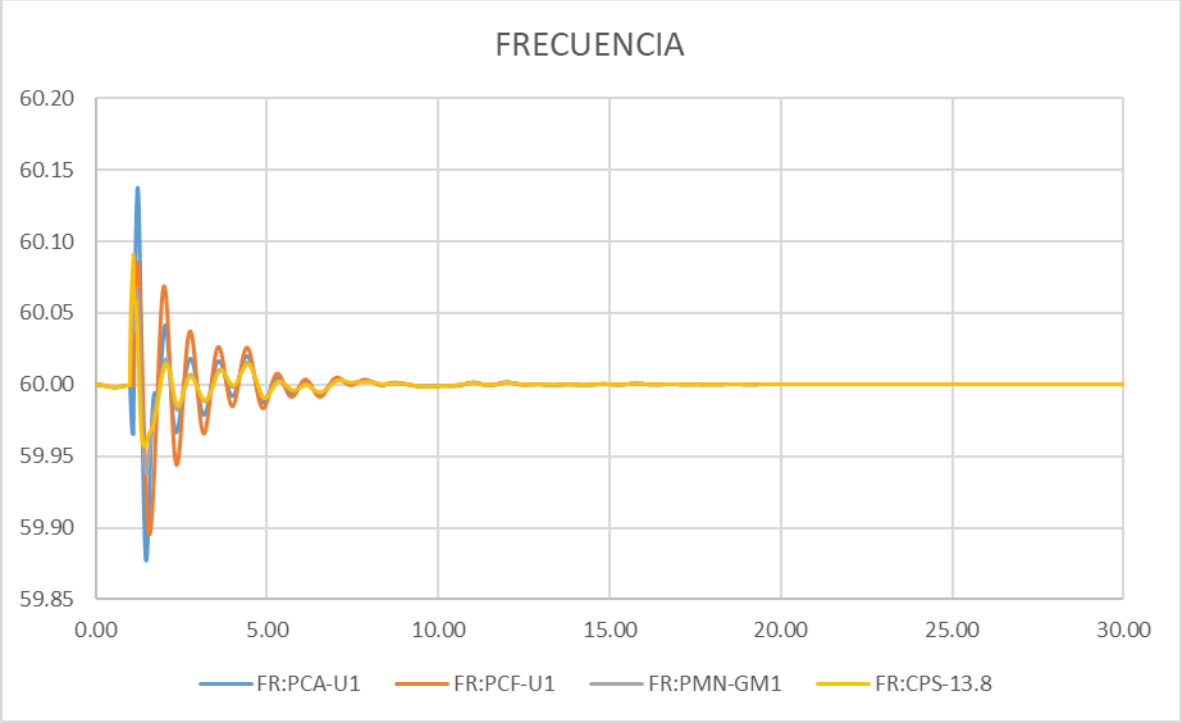
Contingencia C10

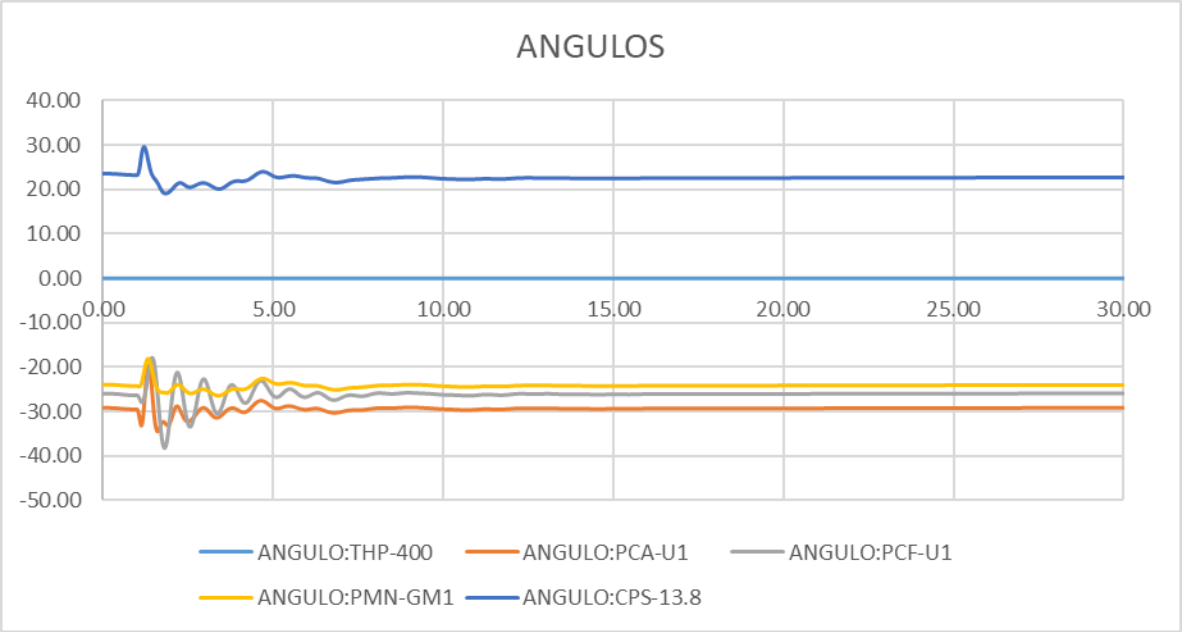


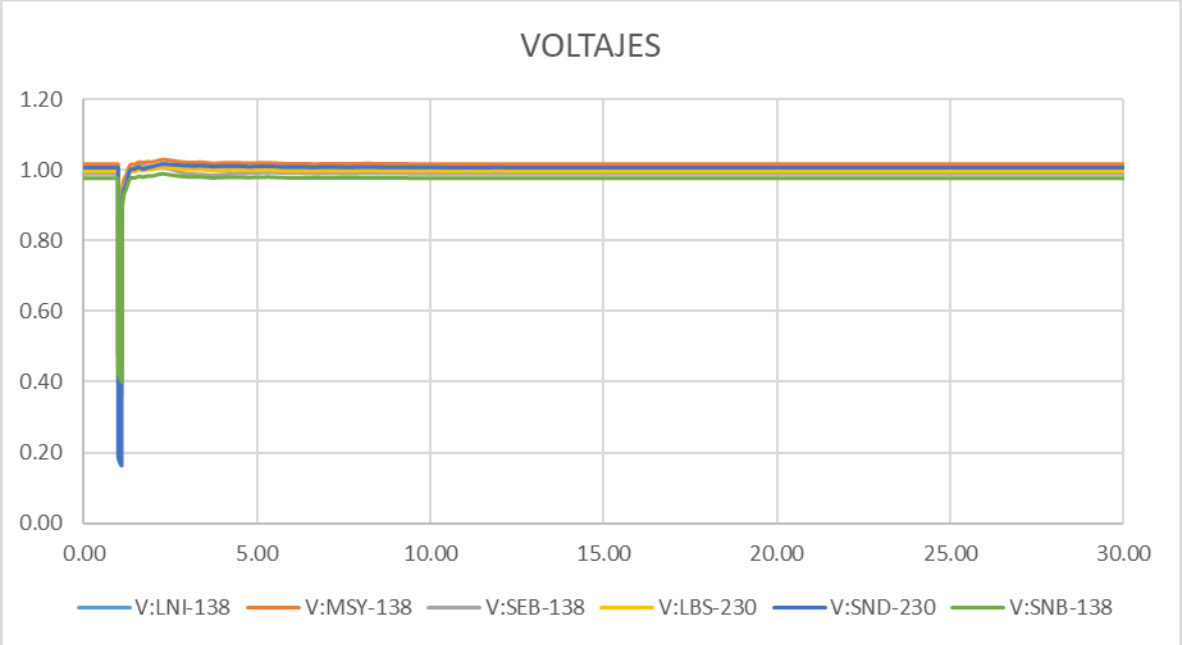

ANGULOS
60.000000
50.000000
40.000000
30.000000
20.000000
10.000000
0.000000
-10.000000
-20.000000
-30.000000
-40.000000
-50.000000
0.00
5.00
10.00
15.00
20.00
25.00
30.00
ANGULO:THP-400
ANGULO:PCA-U1
ANGULO:PCF-U1
ANGULO:PMN-GM1
ANGULO:CPS-13.8



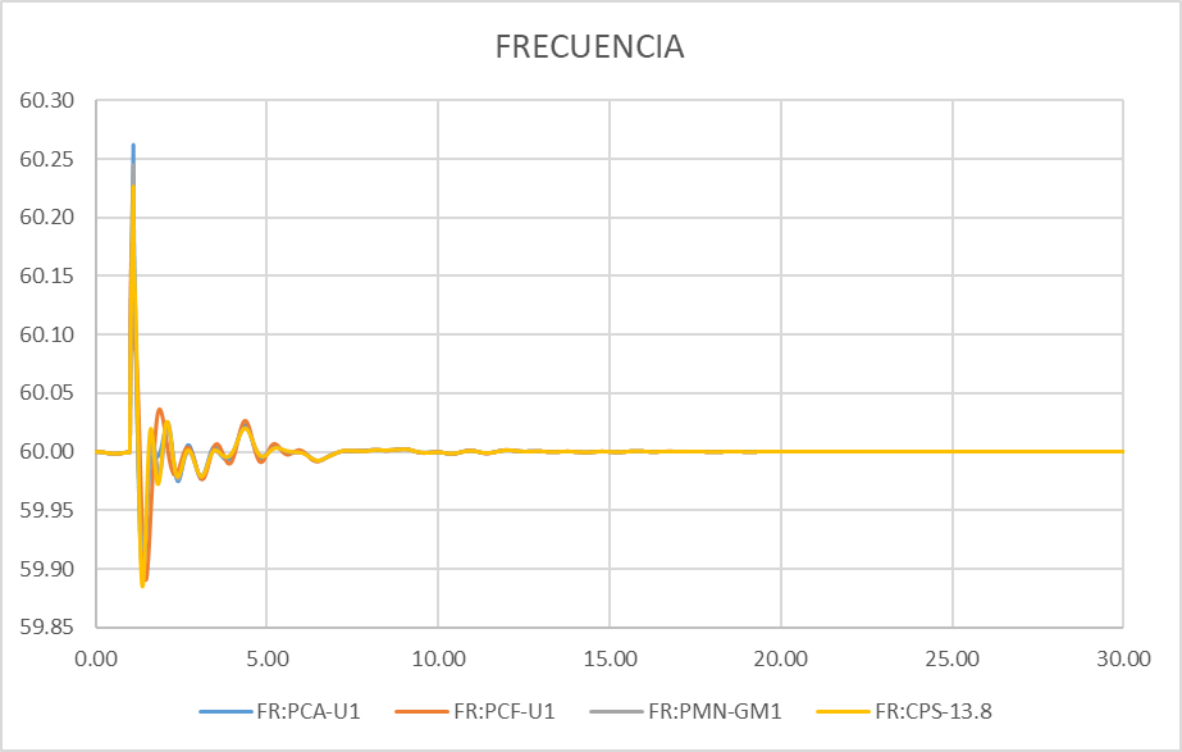
Contingencia C11

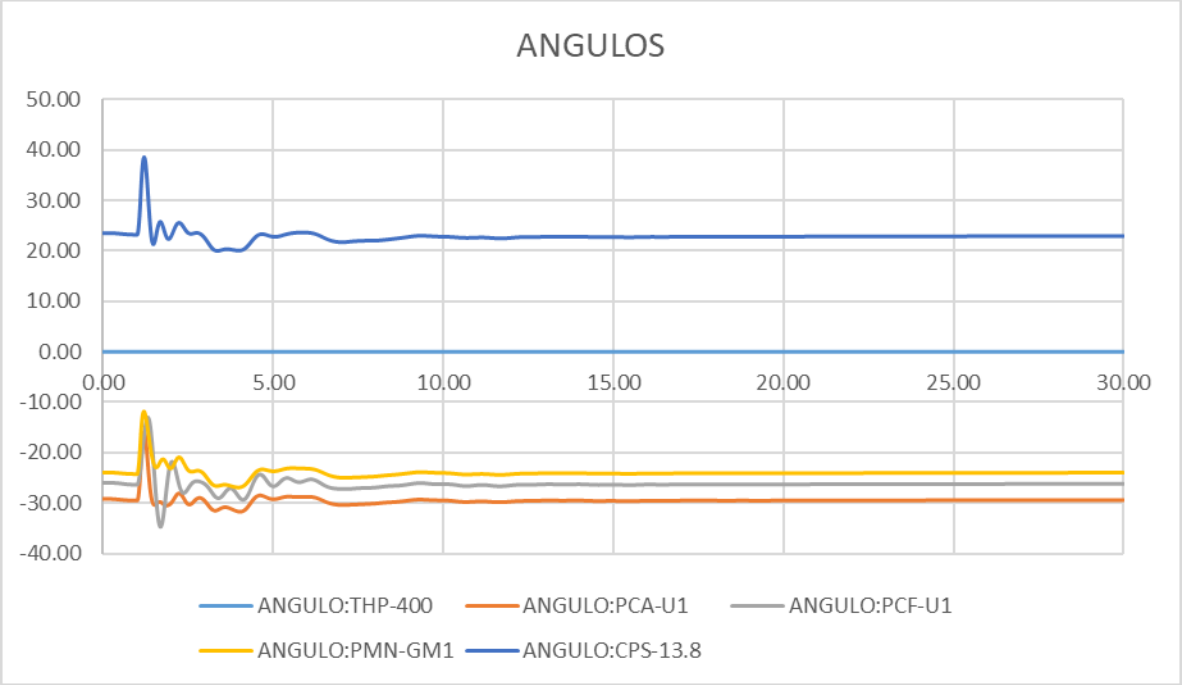


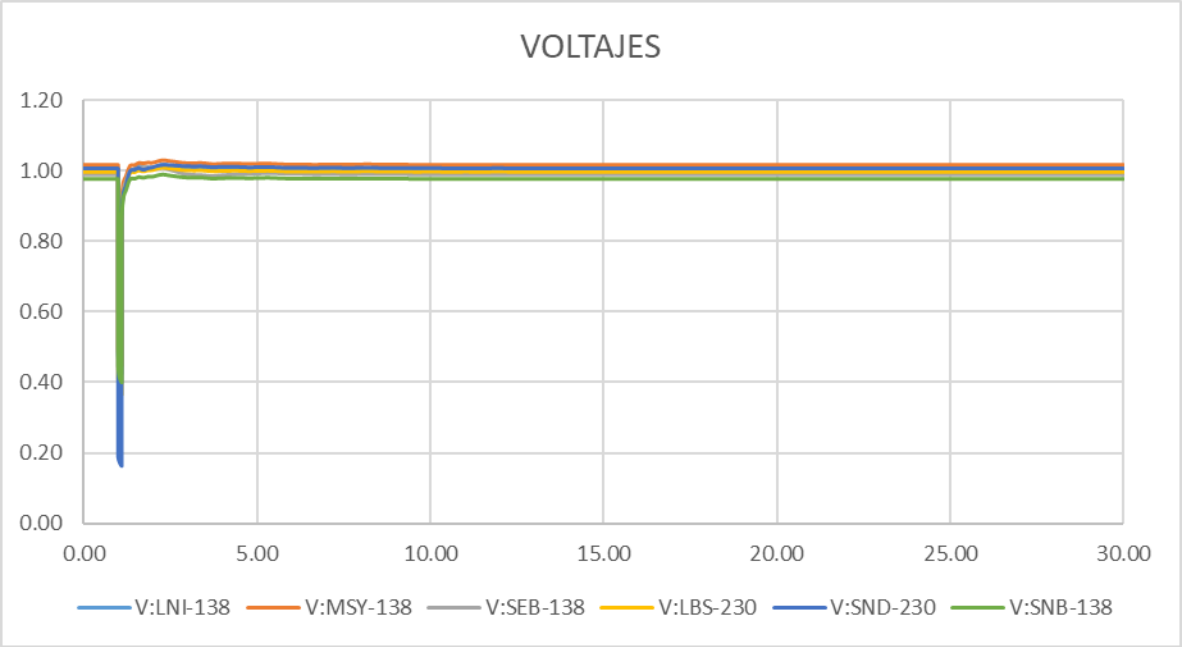

ANGULOS
40.00
30.00
20.00
10.00
0.00
-10.00
-20.00
-30.00
-40.00
-50.00
0.00
5.00
10.00
15.00
20.00
25.00
30.00
ANGULO:THP-400
ANGULO:PCA-U1
ANGULO:PCF-U1
ANGULO:PMN-GM1
ANGULO:CPS-13.8


VOLTAJES
1.20
1.00
0.80
0.60
0.40
0.20
0.00
0.00
5.00
10.00
15.00
20.00
25.00
30.00
V:LNI-138
V:MSY-138
V:SEB-138
V:LBS-230
V:SND-230
V:SNB-138

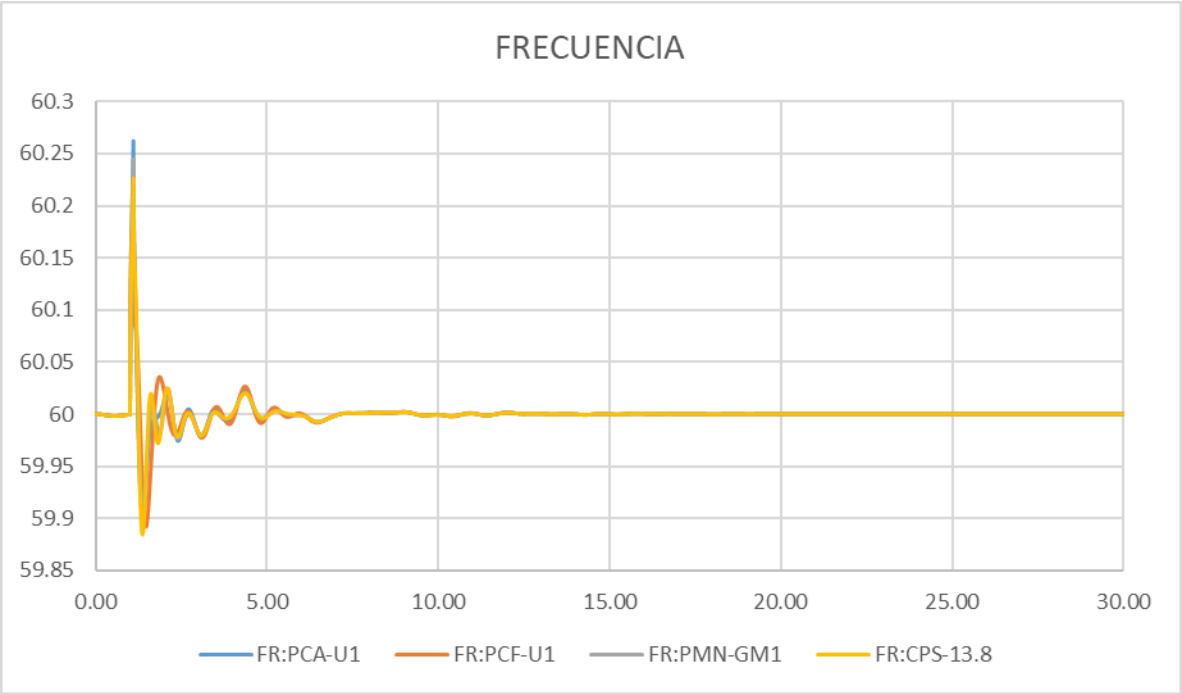
Contingencia C12

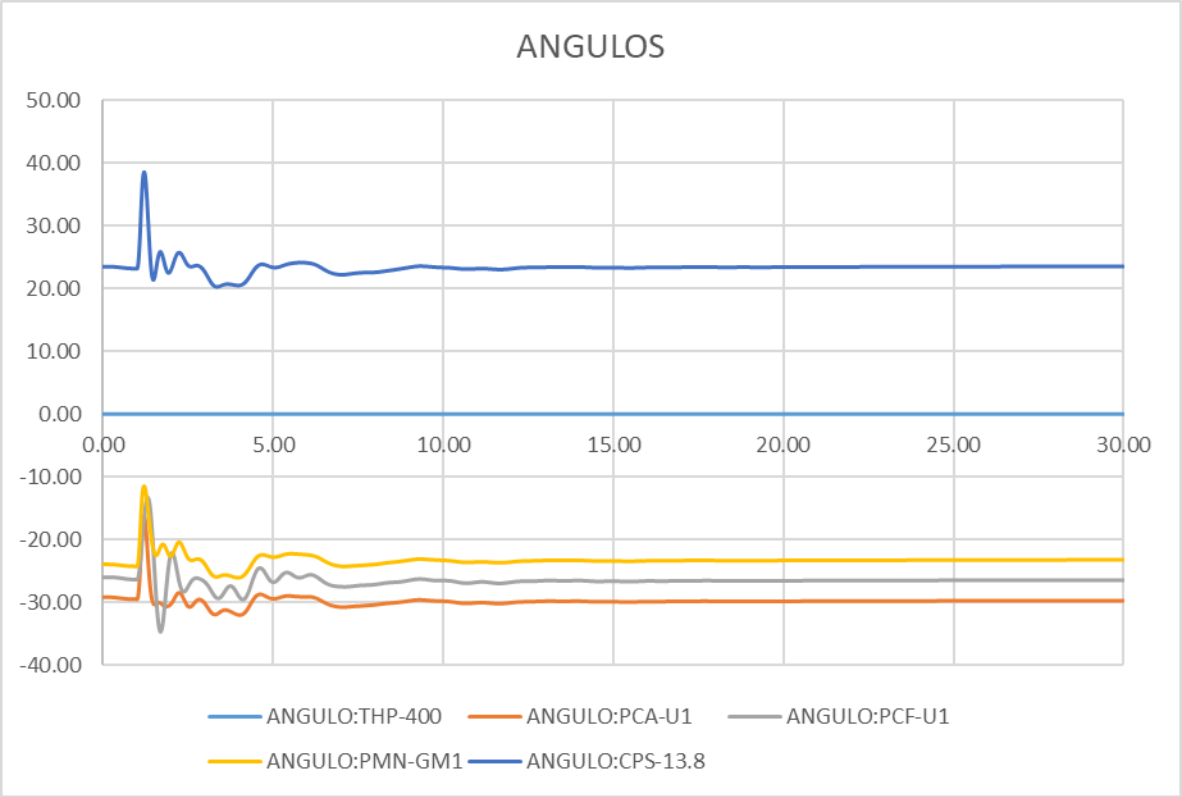


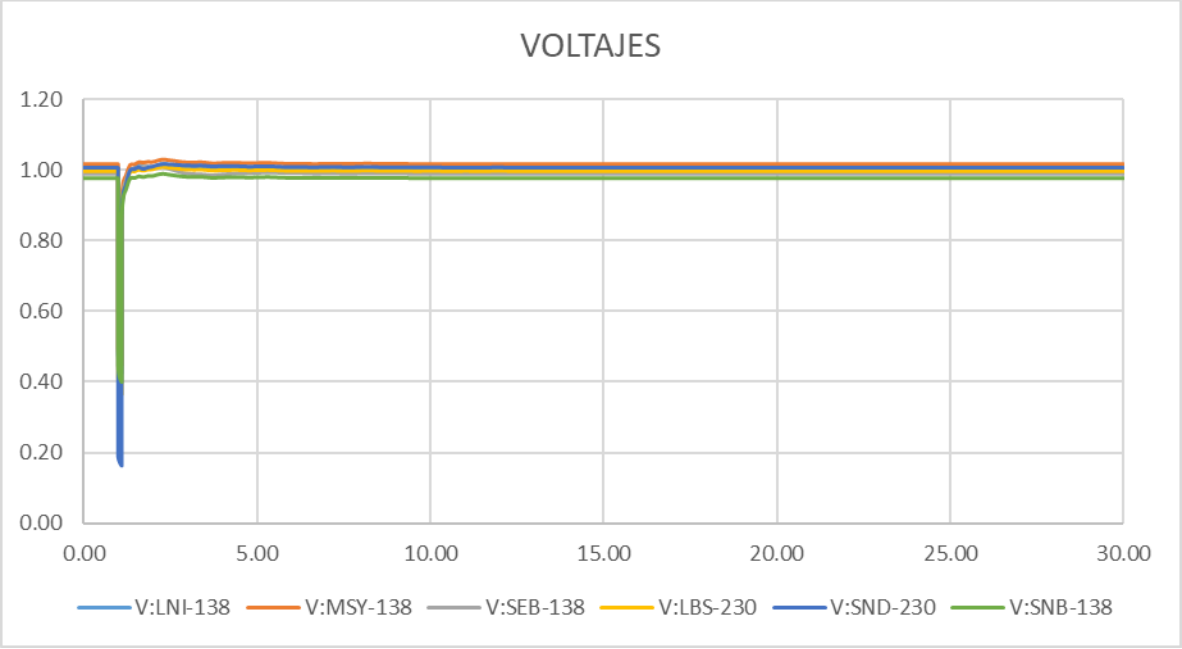




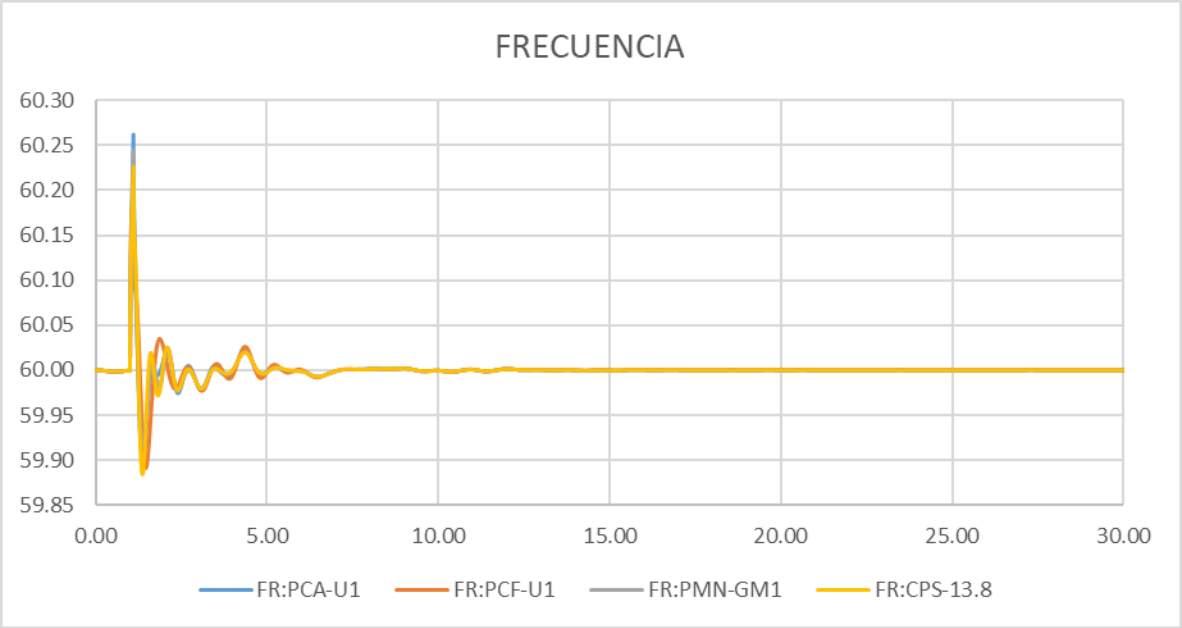
Contingencia C13

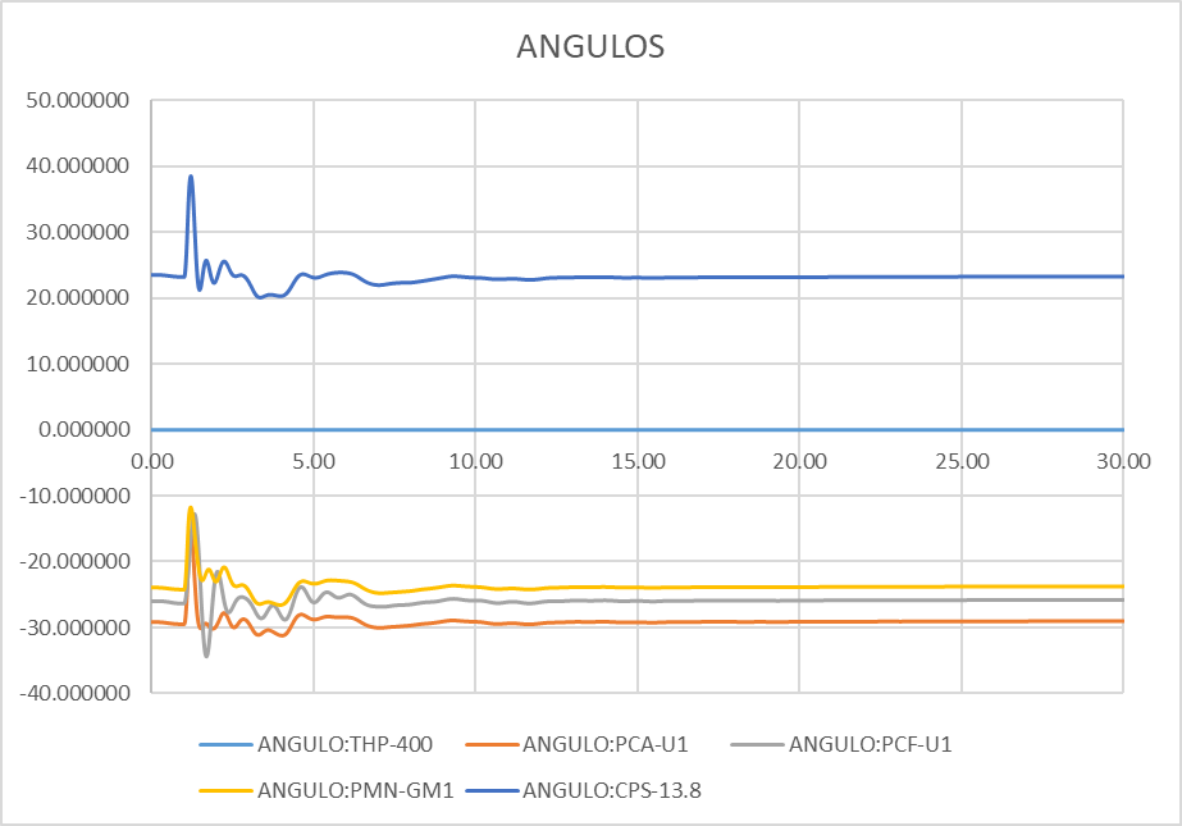


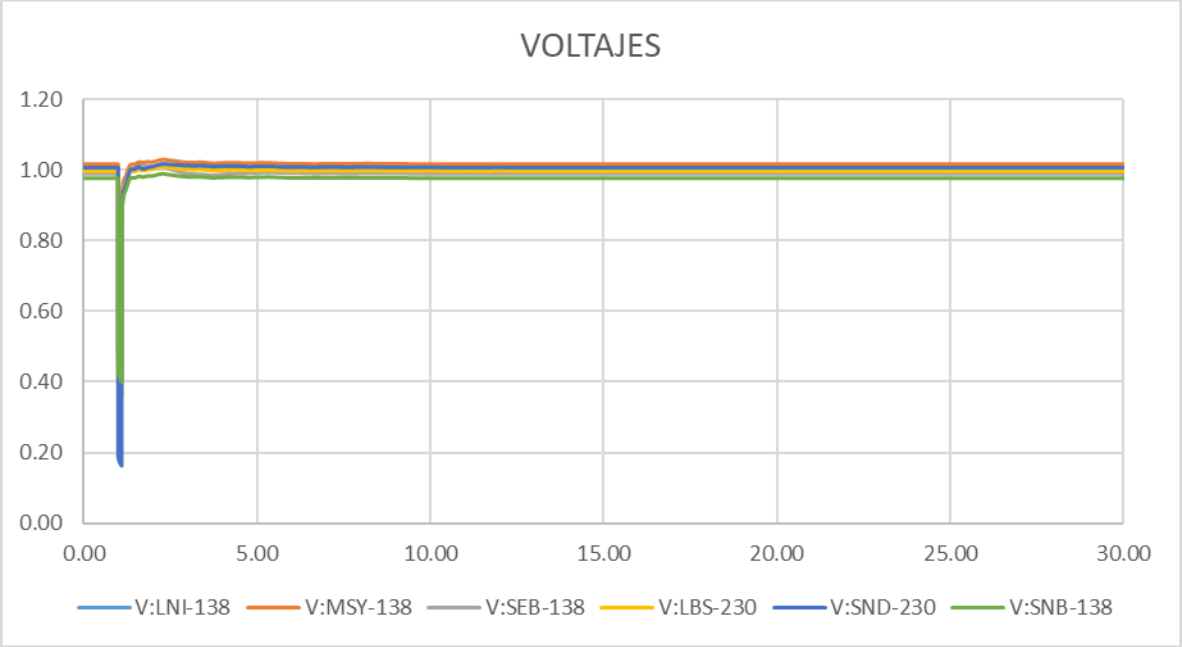

ANGULOS
50.00
40.00
30.00
20.00
10.00
0.00
-10.00
-20.00
-30.00
-40.00
0.00
5.00
10.00
15.00
20.00
25.00
30.00
ANGULO:THP-400
ANGULO:PCA-U1
ANGULO:PCF-U1
ANGULO:PMN-GM1
ANGULO:CPS-13.8


VOLTAJES
1.20
1.00
0.80
0.60
0.40
0.20
0.00
0.00
5.00
10.00
15.00
20.00
25.00
30.00
V:LNI-138
V:MSY-138
V:SEB-138
V:LBS-230
V:SND-230
V:SNB-138

Contingencia C14

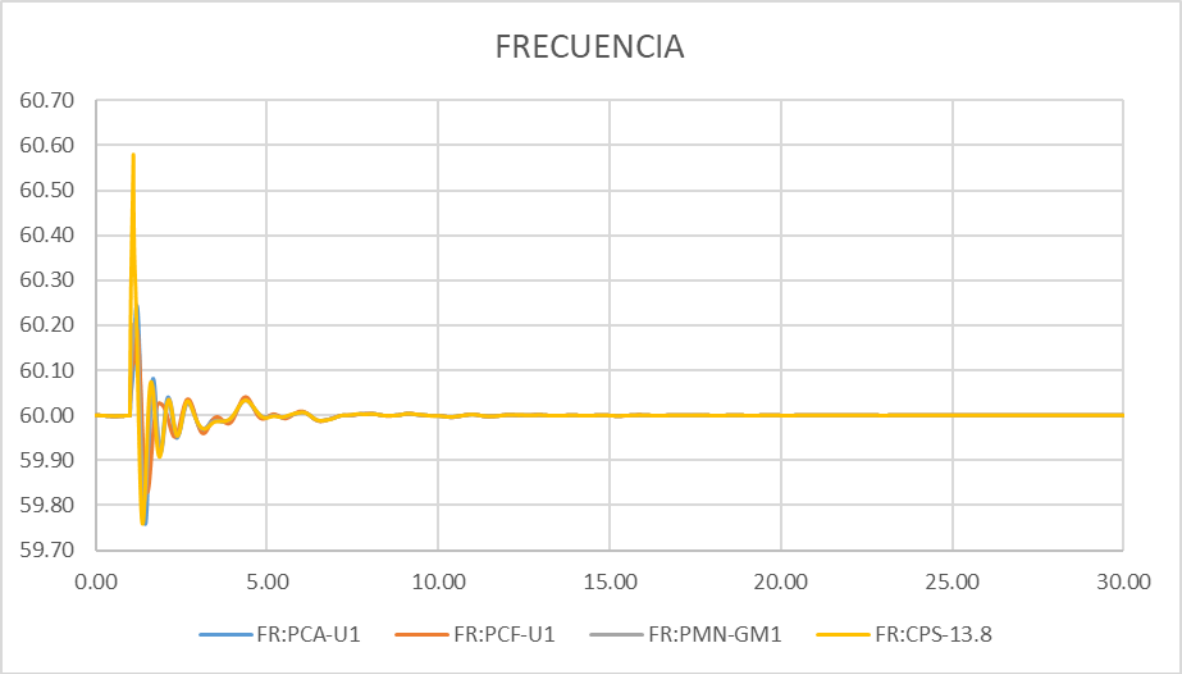


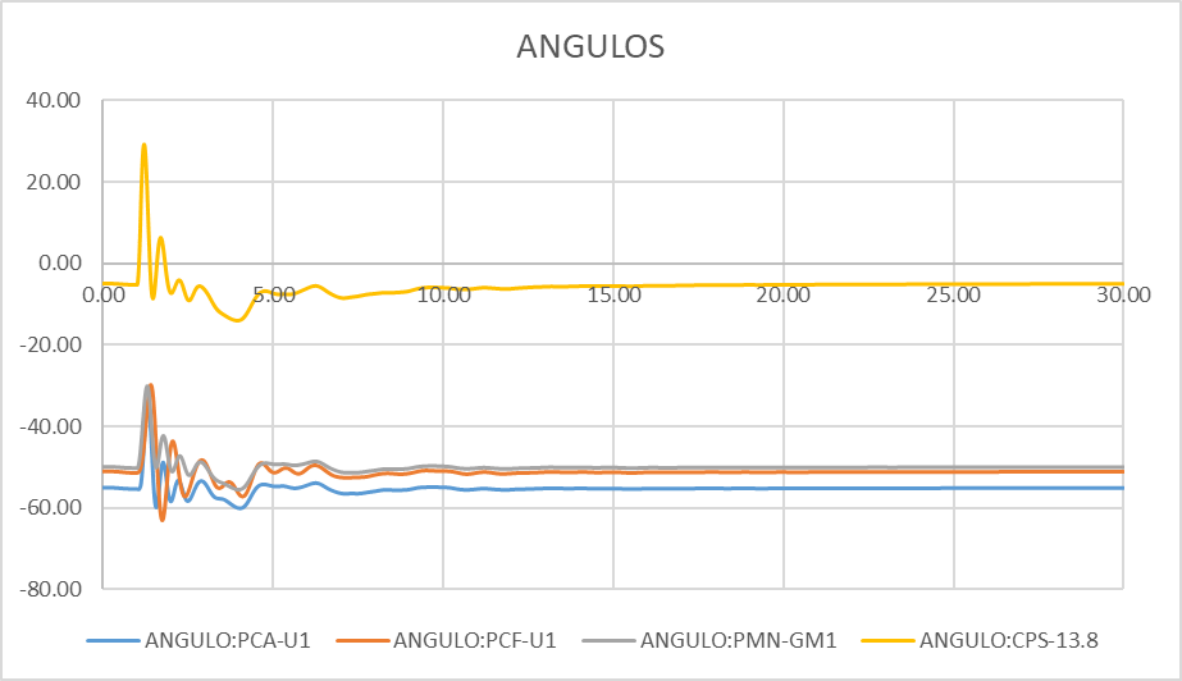

ANGULOS
50.000000
40.000000
30.000000
20.000000
10.000000
0.000000
-10.000000
-20.000000
-30.000000
-40.000000
0.00
5.00
10.00
15.00
20.00
25.00
30.00
ANGULO:THP-400
ANGULO:PCA-U1
ANGULO:PCF-U1
ANGULO:PMN-GM1
ANGULO:CPS-13.8

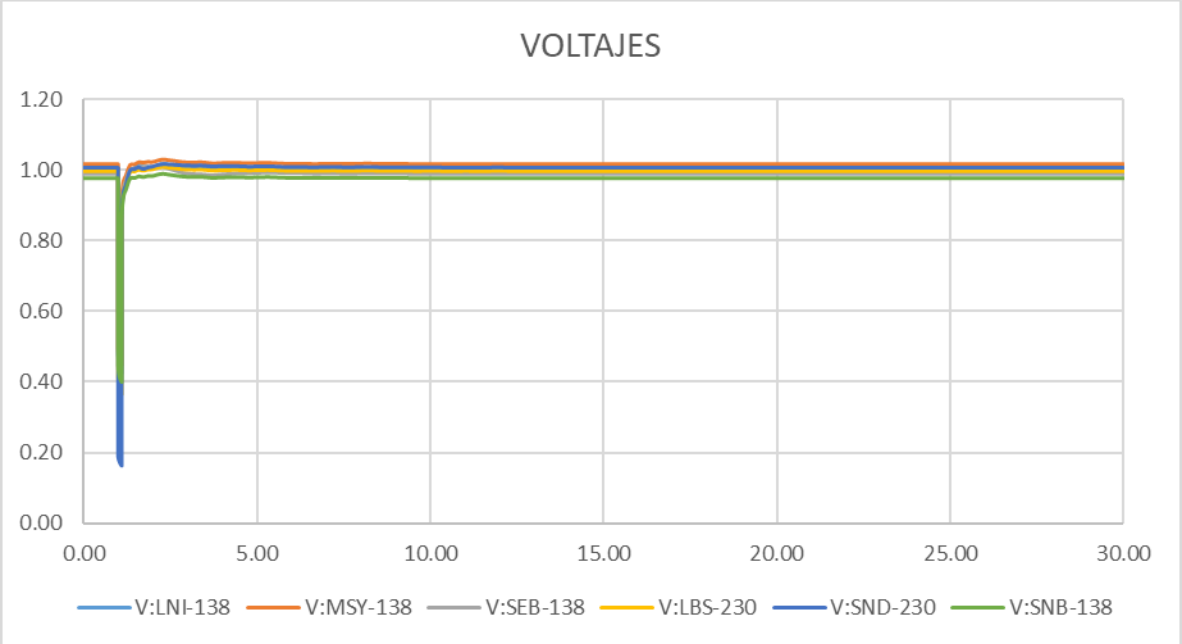

VOLTAJES
1.20
1.00
0.80
0.60
0.40
0.20
0.00
0.00
5.00
10.00
15.00
20.00
25.00
30.00
V:LNI-138
V:MSY-138
V:SEB-138
V:LBS-230
V:SND-230
V:SNB-138

Escenario Verano demanda máxima con porteo de norte a sur de 230MW

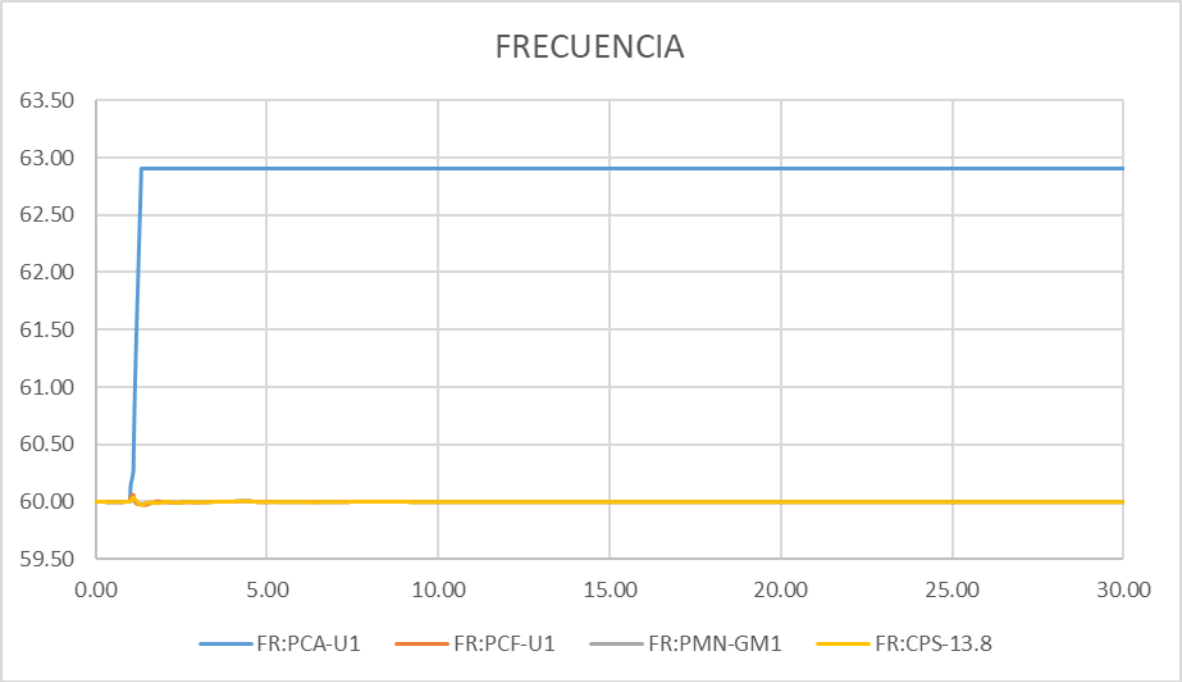
Contingencia C1

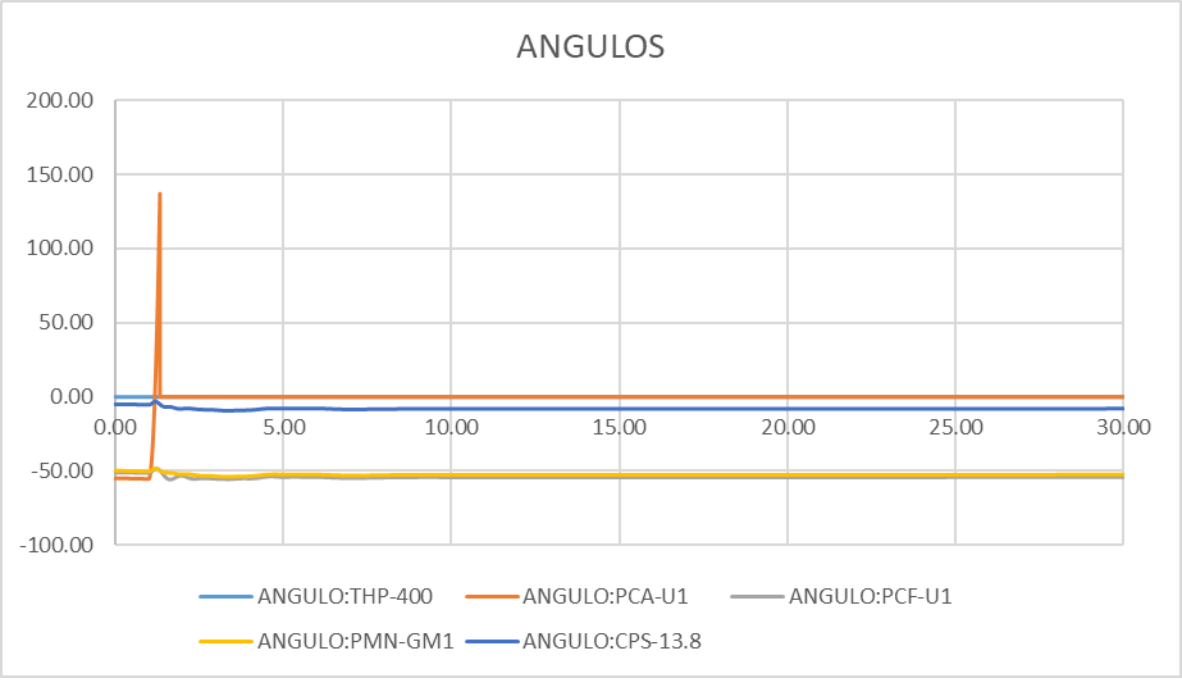


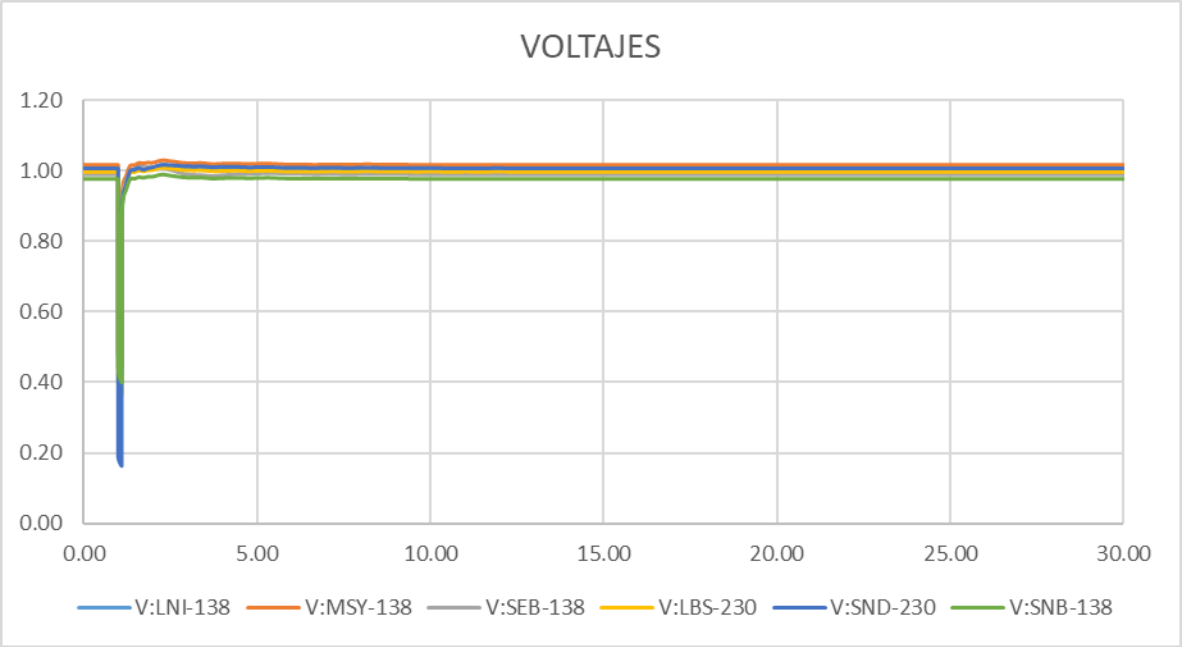

ANGULOS
40.00
20.00
0.00
-20.00
-40.00
-60.00
-80.00
0.00
5.00
10.00
15.00
20.00
25.00
30.00
ANGULO:PCA-U1
ANGULO:PCF-U1
ANGULO:PMN-GM1
ANGULO:CPS-13.8


VOLTAJES
1.20
1.00
0.80
0.60
0.40
0.20
0.00
0.00
5.00
10.00
15.00
20.00
25.00
30.00
V:LNI-138
V:MSY-138
V:SEB-138
V:LBS-230
V:SND-230
V:SNB-138

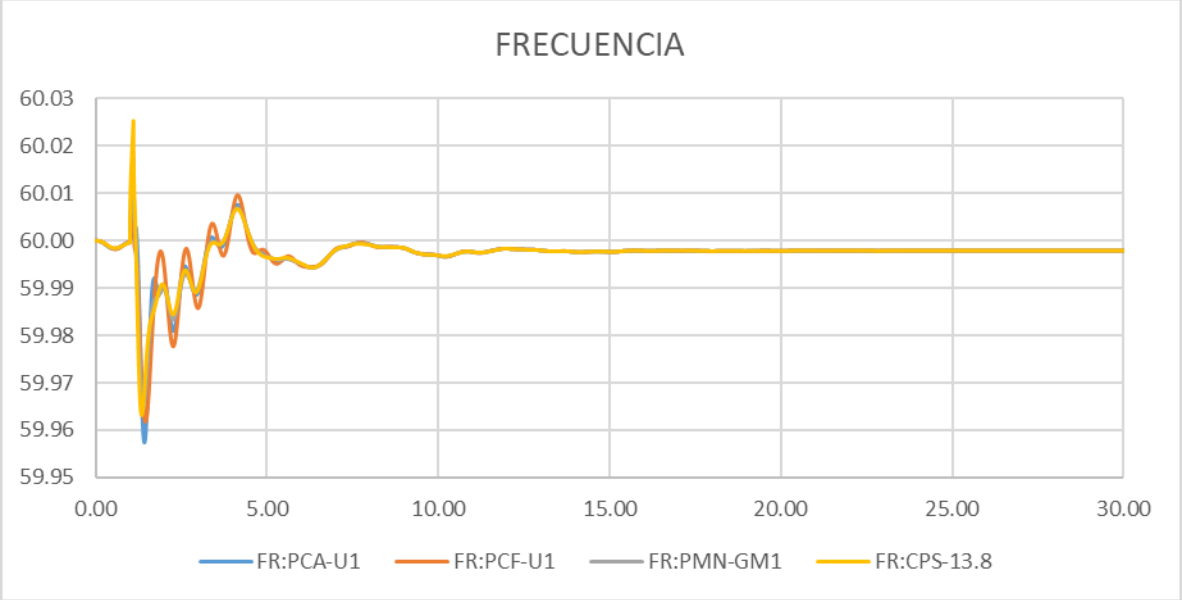
Contingencia C2

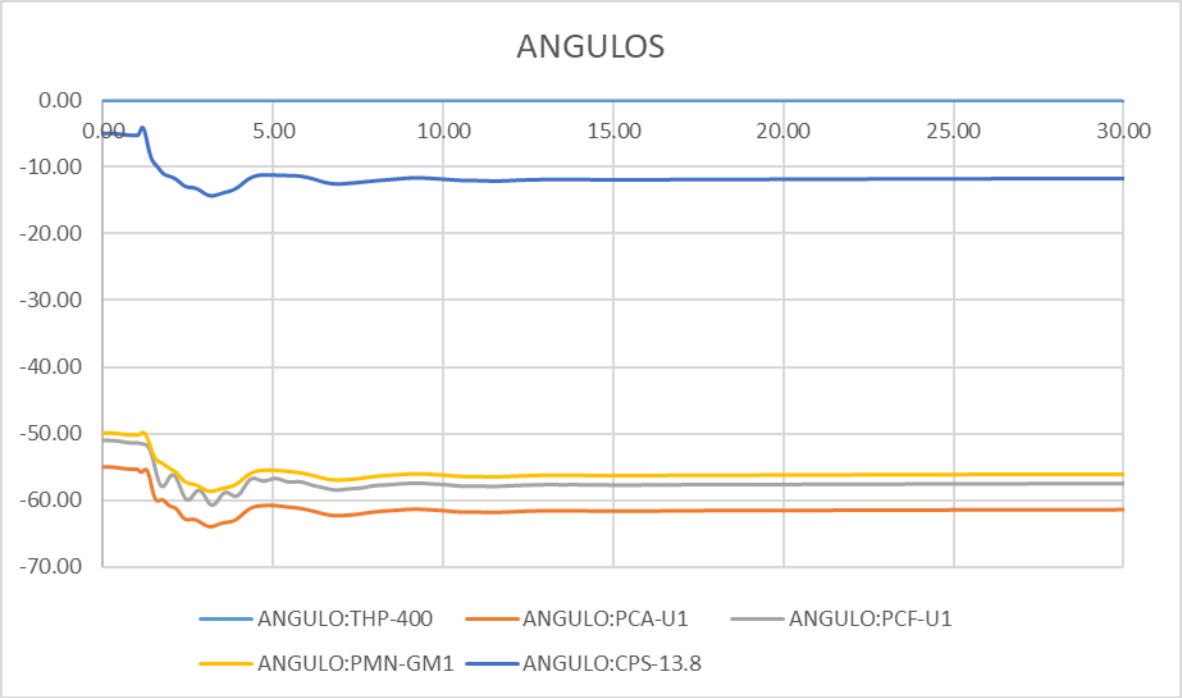


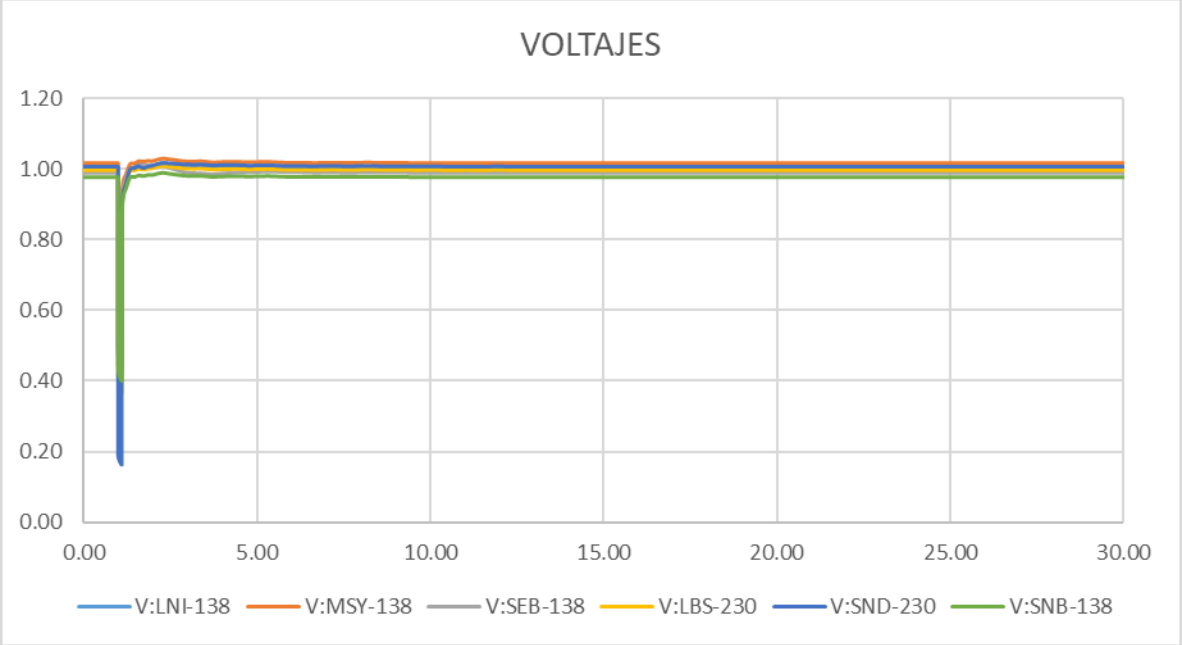




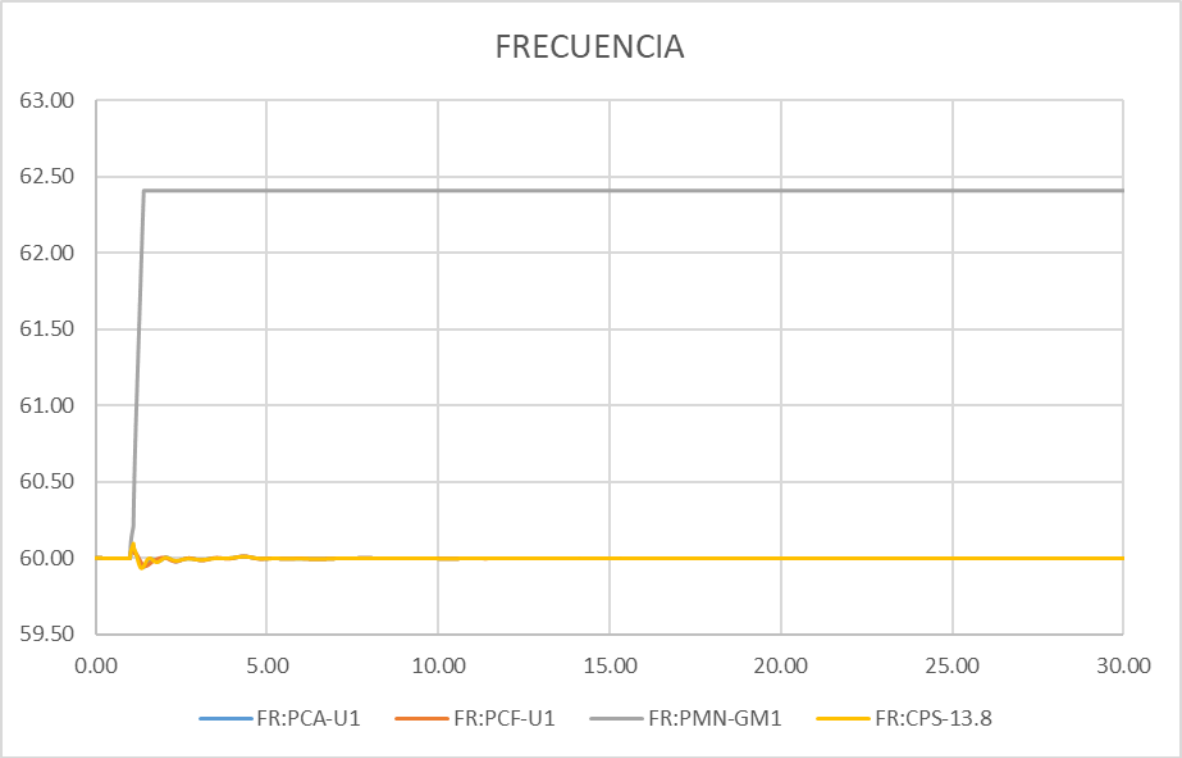
Contingencia C3

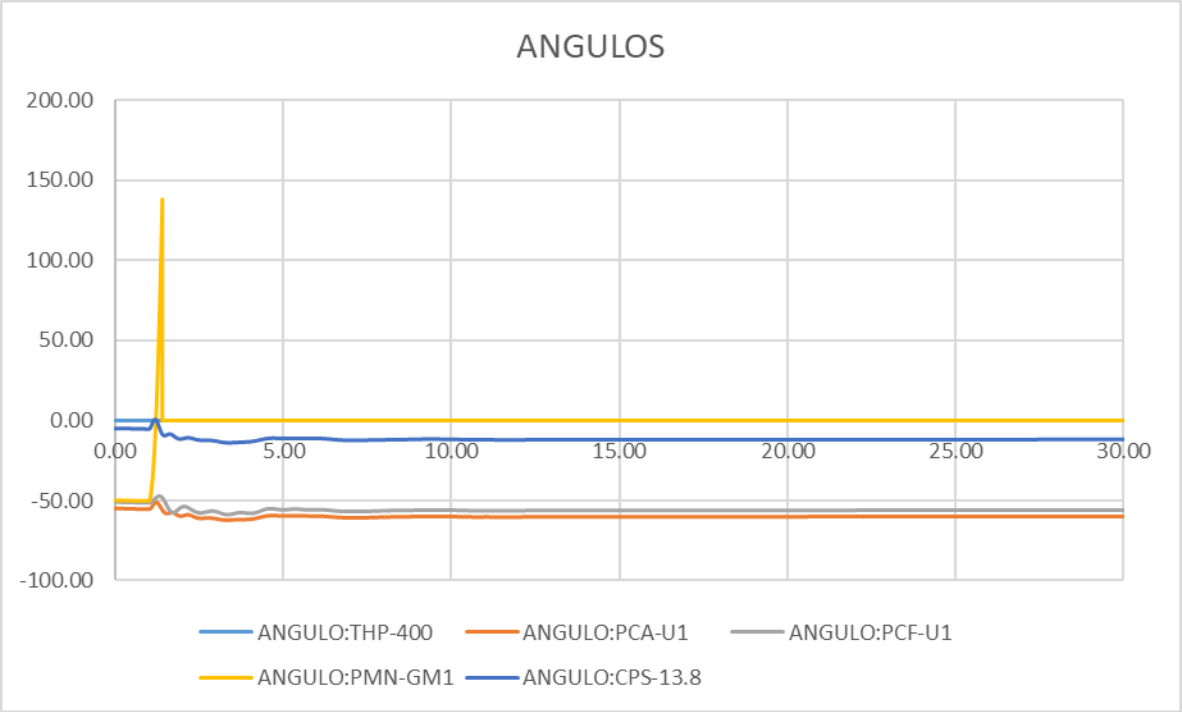


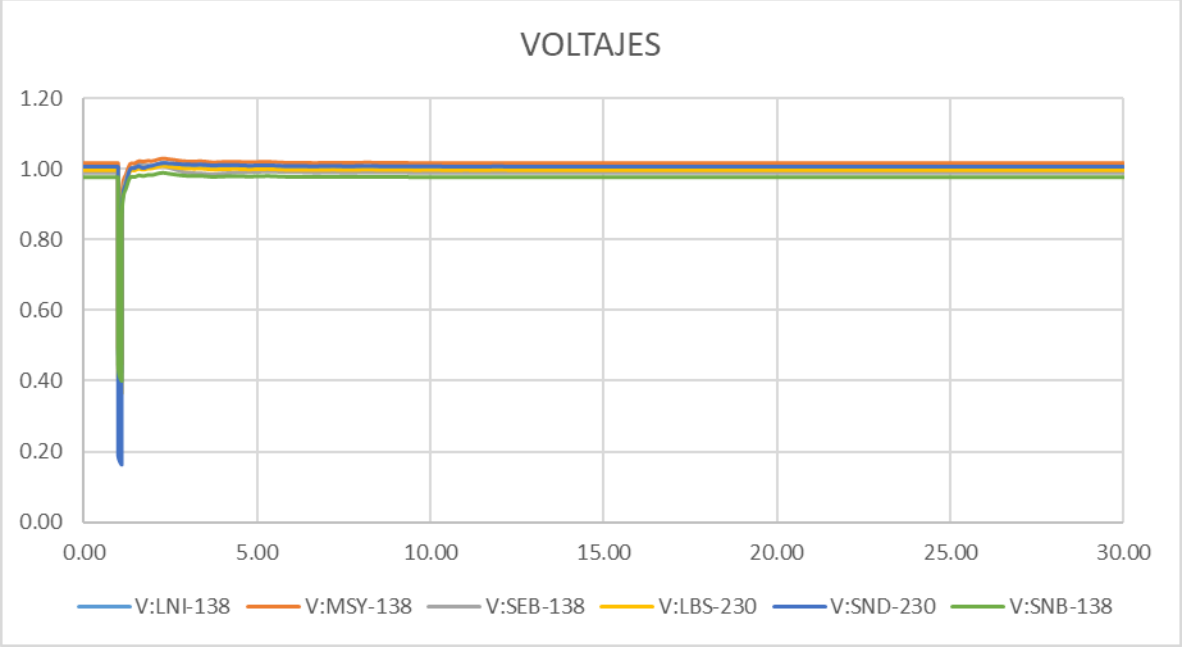

ANGULOS
0.00
-10.00
-20.00
-30.00
-40.00
-50.00
-60.00
-70.00
0.00
5.00
10.00
15.00
20.00
25.00
30.00
ANGULO:THP-400
ANGULO:PCA-U1
ANGULO:PCF-U1
ANGULO:PMN-GM1
ANGULO:CPS-13.8


VOLTAJES
1.20
1.00
0.80
0.60
0.40
0.20
0.00
0.00
5.00
10.00
15.00
20.00
25.00
30.00
V:LNI-138
V:MSY-138
V:SEB-138
V:LBS-230
V:SND-230
V:SNB-138

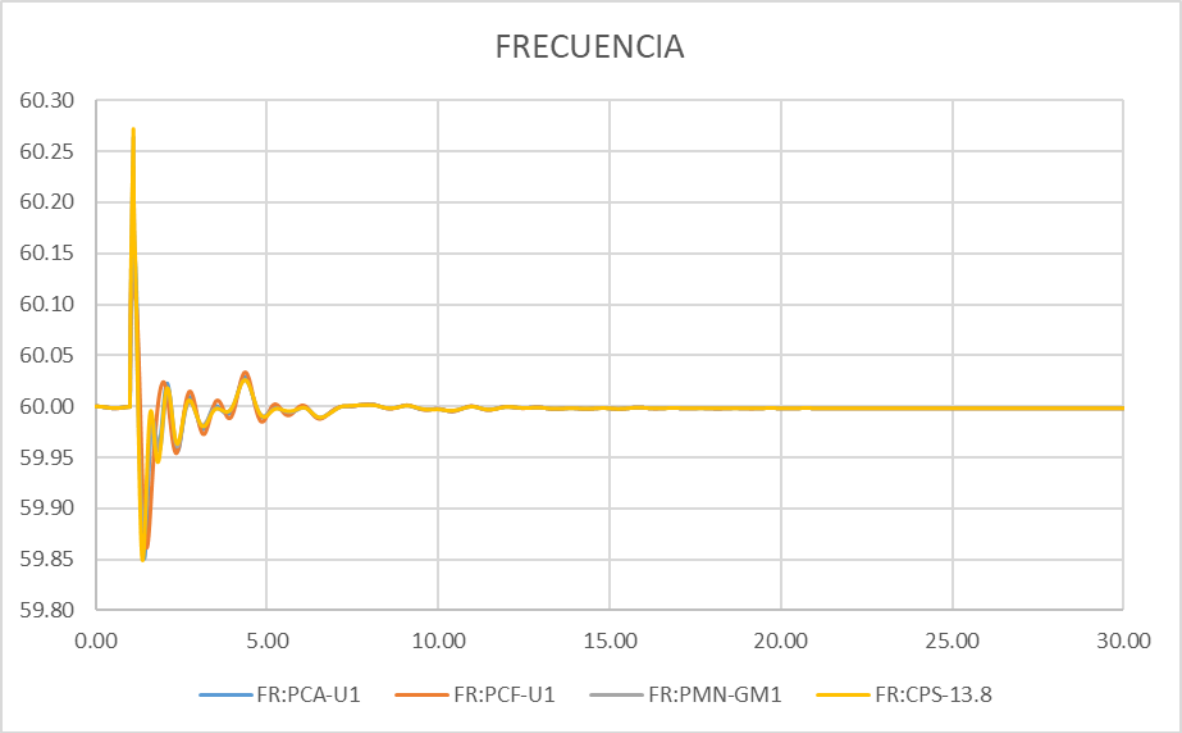
Contingencia C4

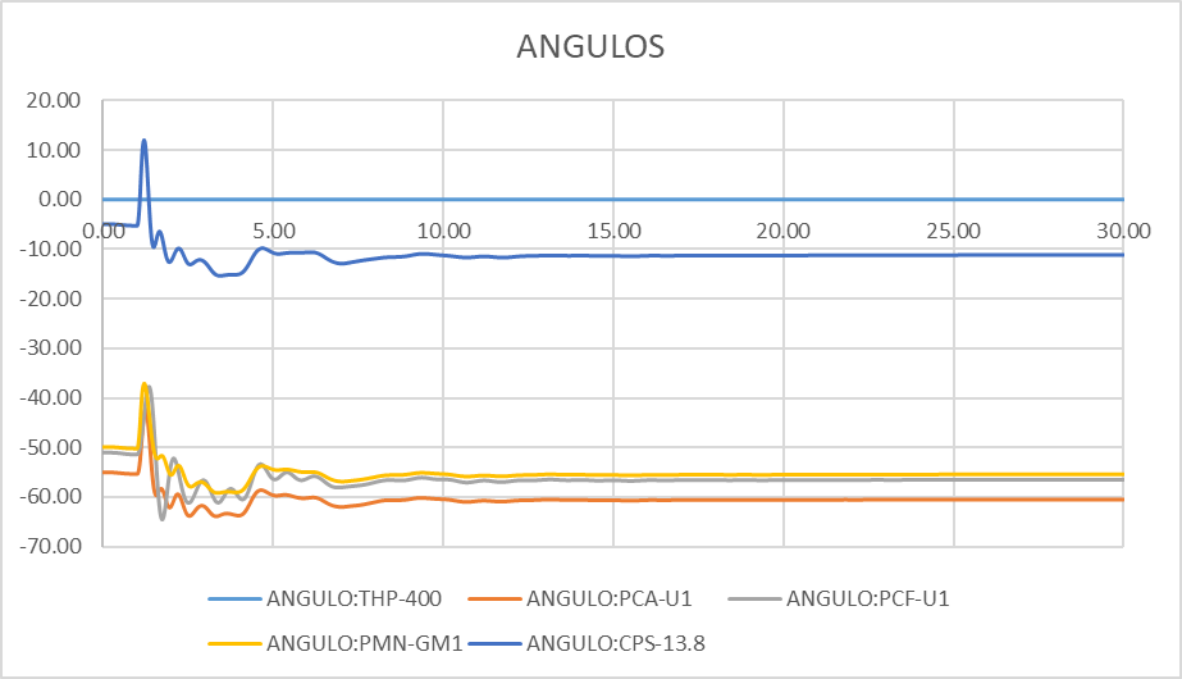


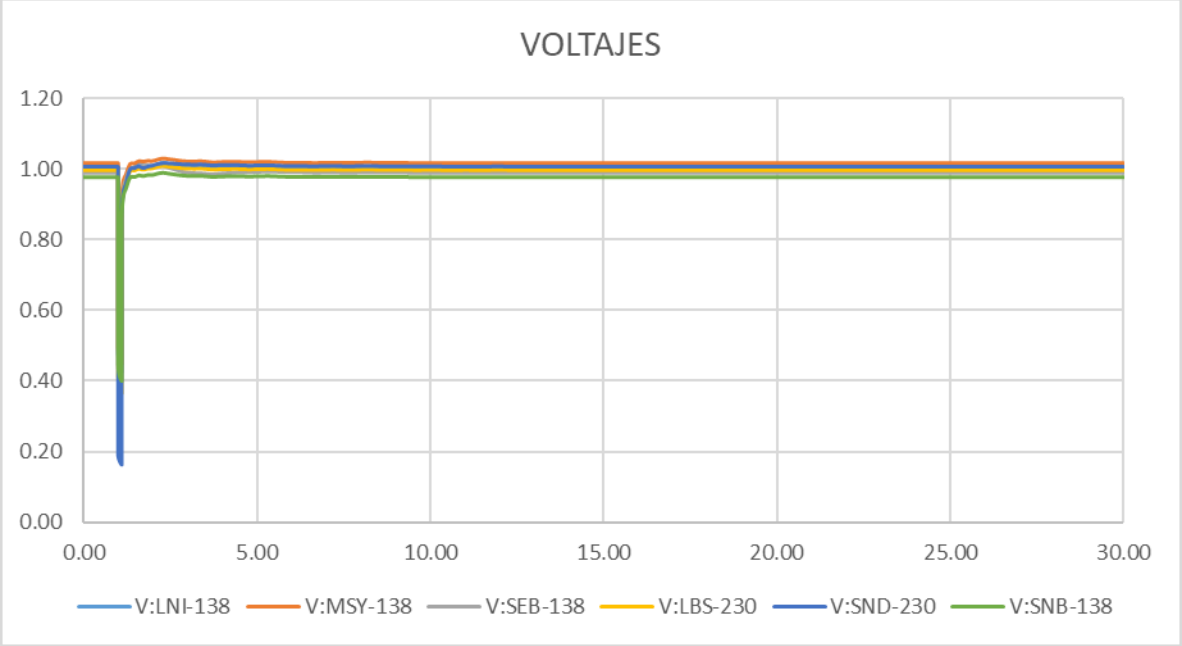

ANGULOS
200.00
150.00
100.00
50.00
0.00
-50.00
-100.00
0.00
5.00
10.00
15.00
20.00
25.00
30.00
ANGULO:THP-400
ANGULO:PCA-U1
ANGULO:PCF-U1
ANGULO:PMN-GM1
ANGULO:CPS-13.8


VOLTAJES
1.20
1.00
0.80
0.60
0.40
0.20
0.00
0.00
5.00
10.00
15.00
20.00
25.00
30.00
V:LNI-138
V:MSY-138
V:SEB-138
V:LBS-230
V:SND-230
V:SNB-138

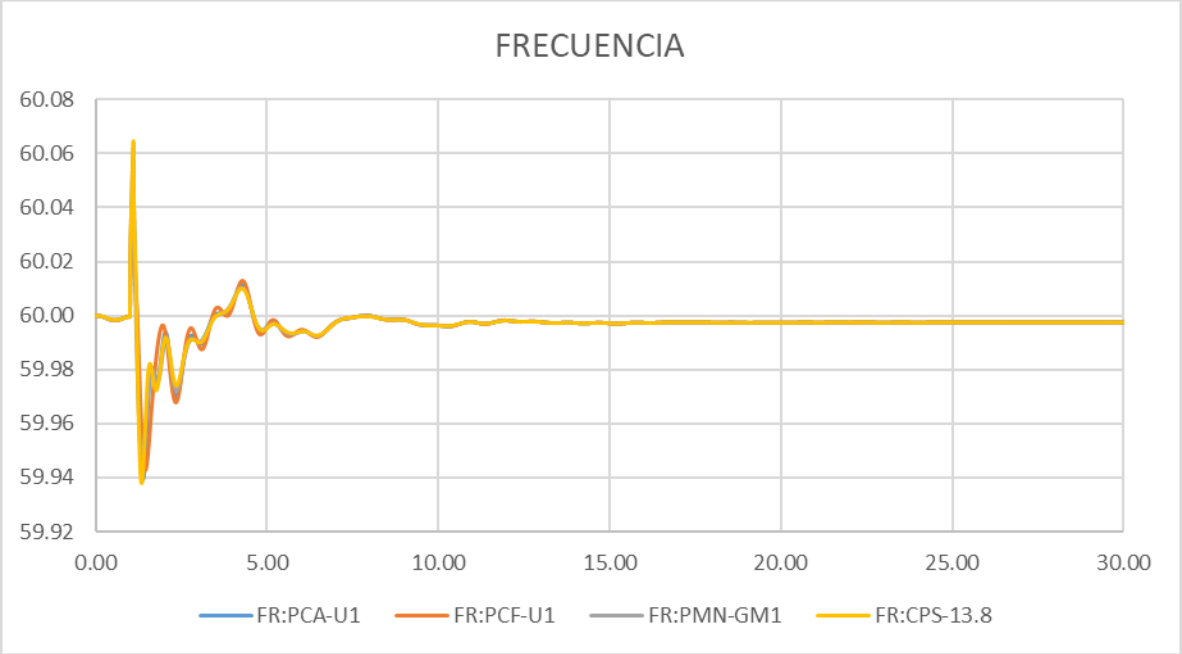
Contingencia C5

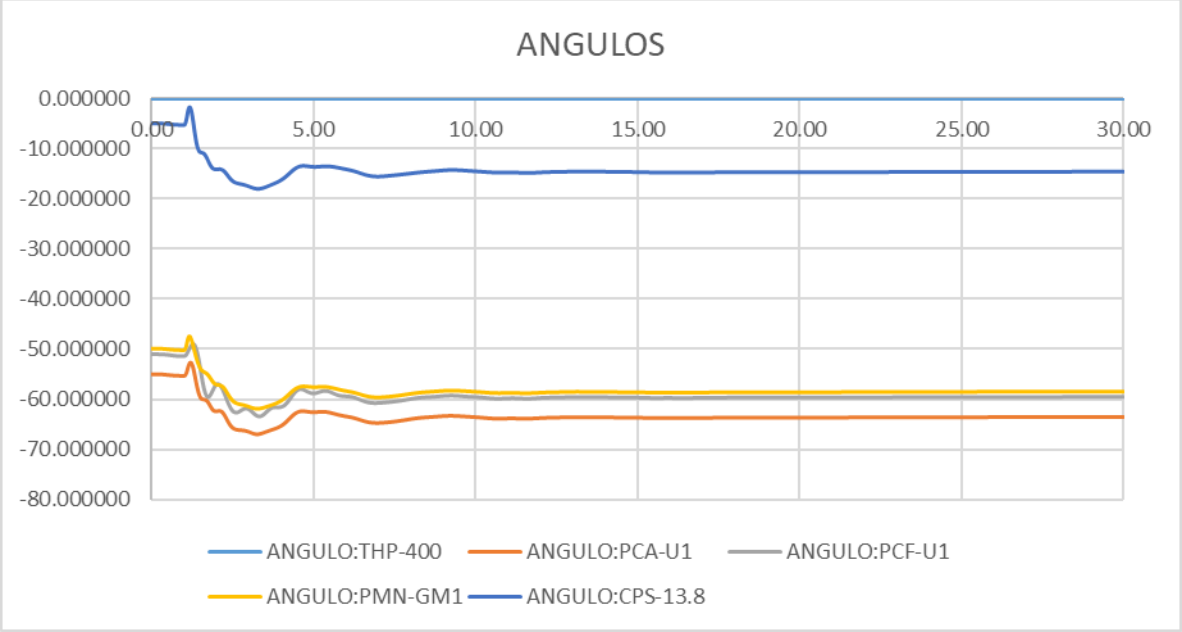


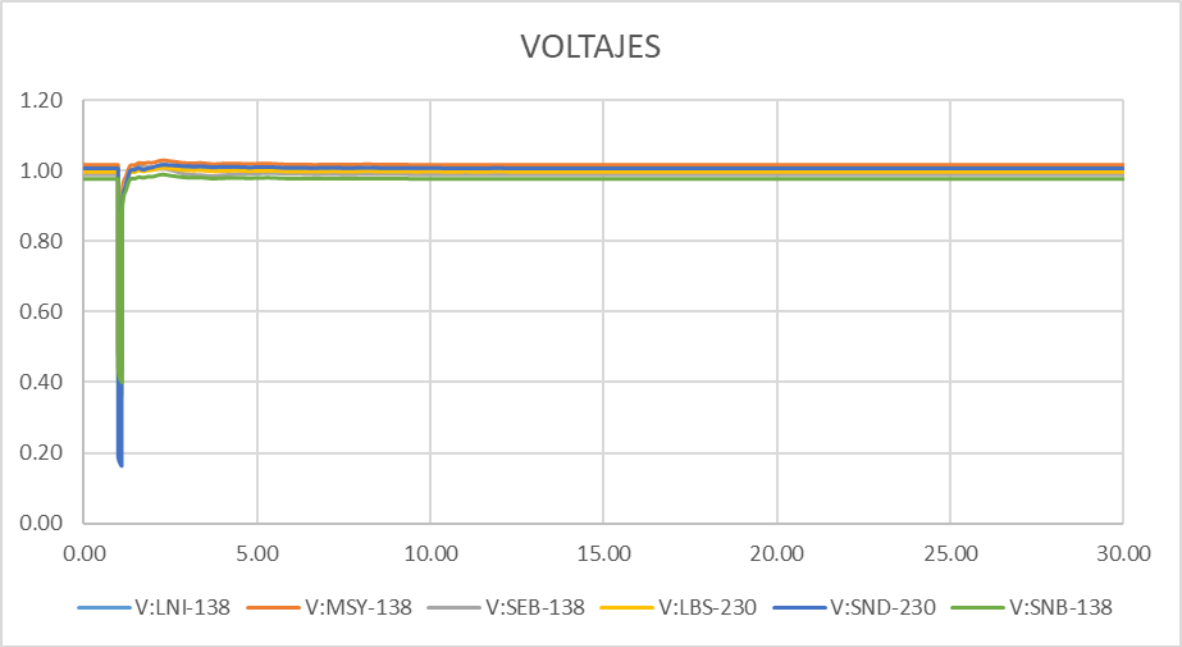

ANGULOS
20.00
10.00
0.00
-10.00
-20.00
-30.00
-40.00
-50.00
-60.00
-70.00
0.00
5.00
10.00
15.00
20.00
25.00
30.00
ANGULO:THP-400
ANGULO:PCA-U1
ANGULO:PCF-U1
ANGULO:PMN-GM1
ANGULO:CPS-13.8


VOLTAJES
1.20
1.00
0.80
0.60
0.40
0.20
0.00
0.00
5.00
10.00
15.00
20.00
25.00
30.00
V:LNI-138
V:MSY-138
V:SEB-138
V:LBS-230
V:SND-230
V:SNB-138

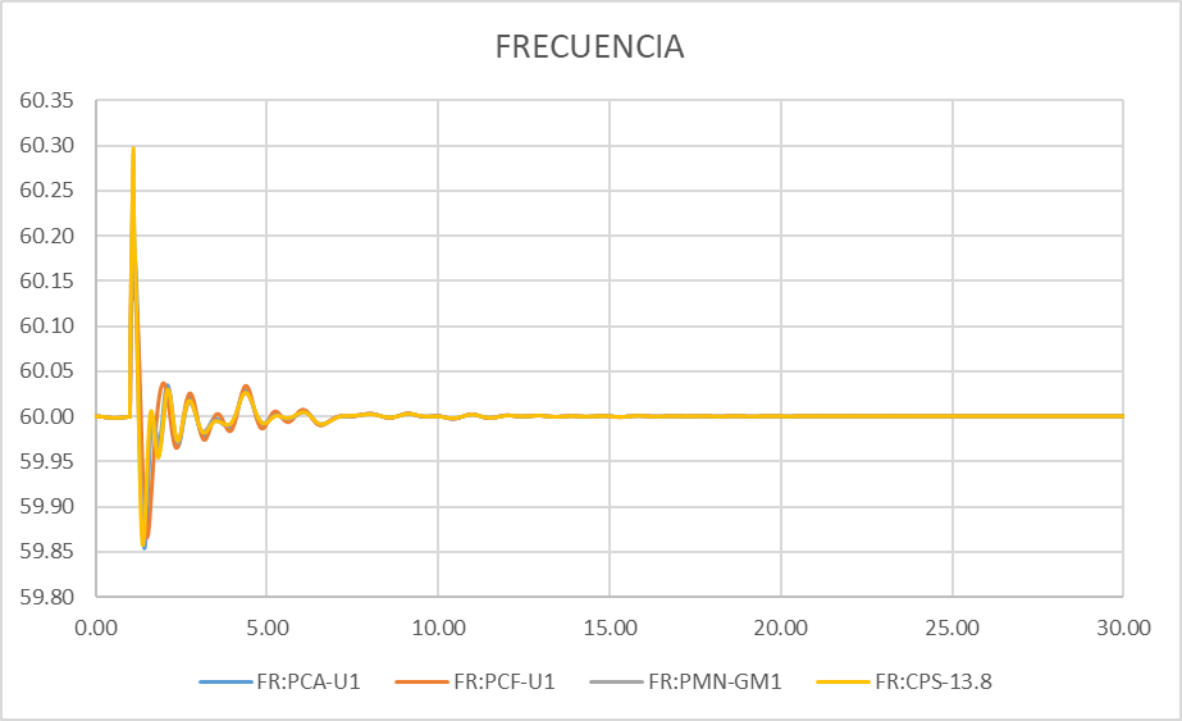
Contingencia C6

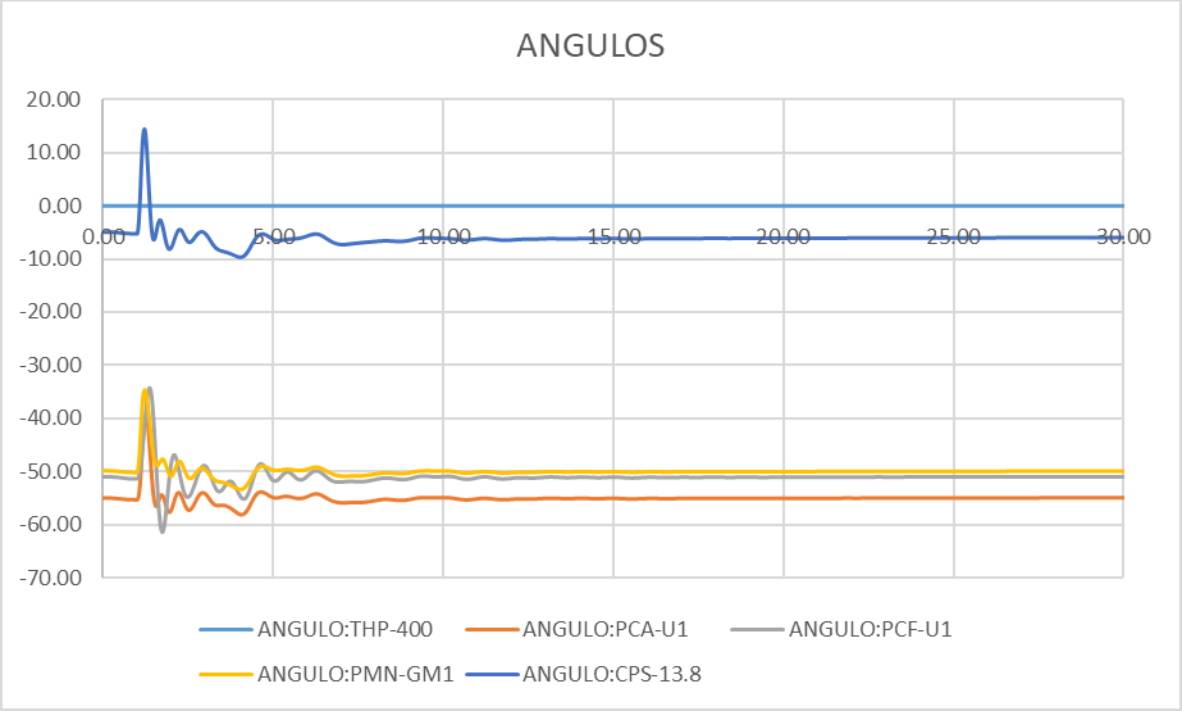


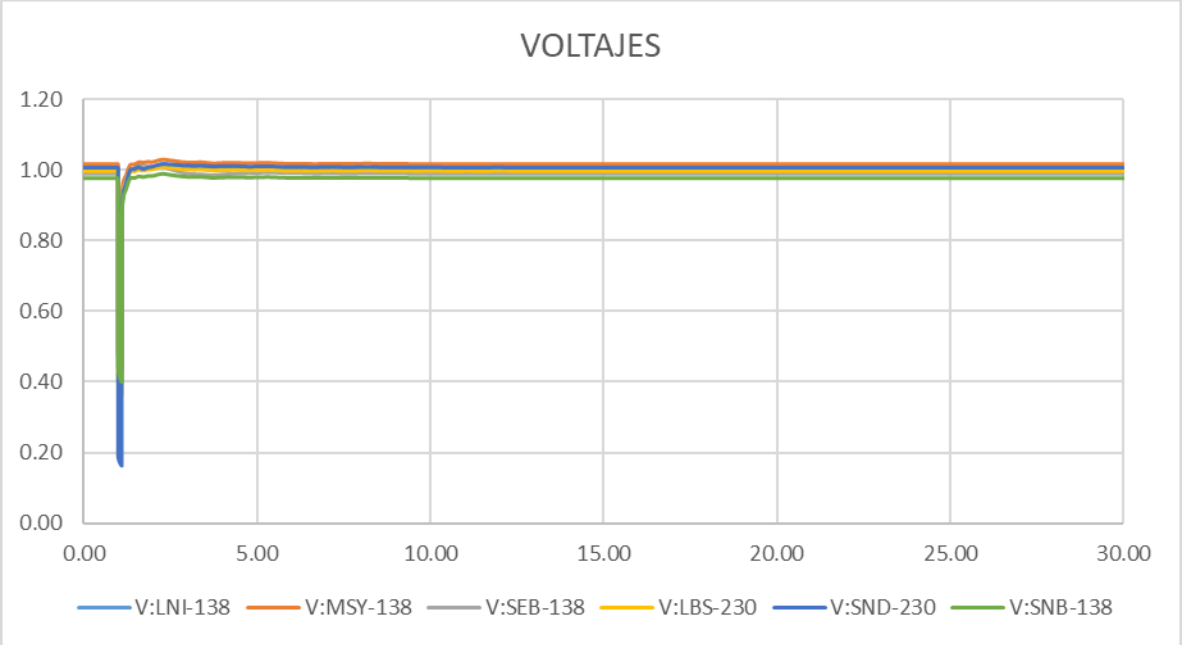




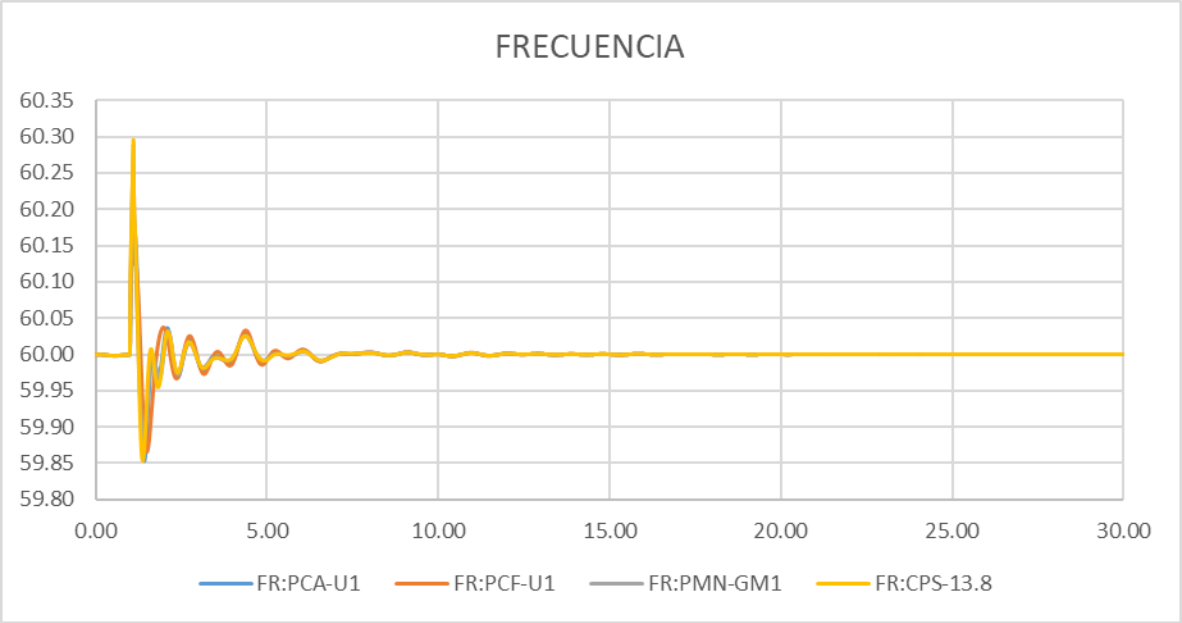
Contingencia C7

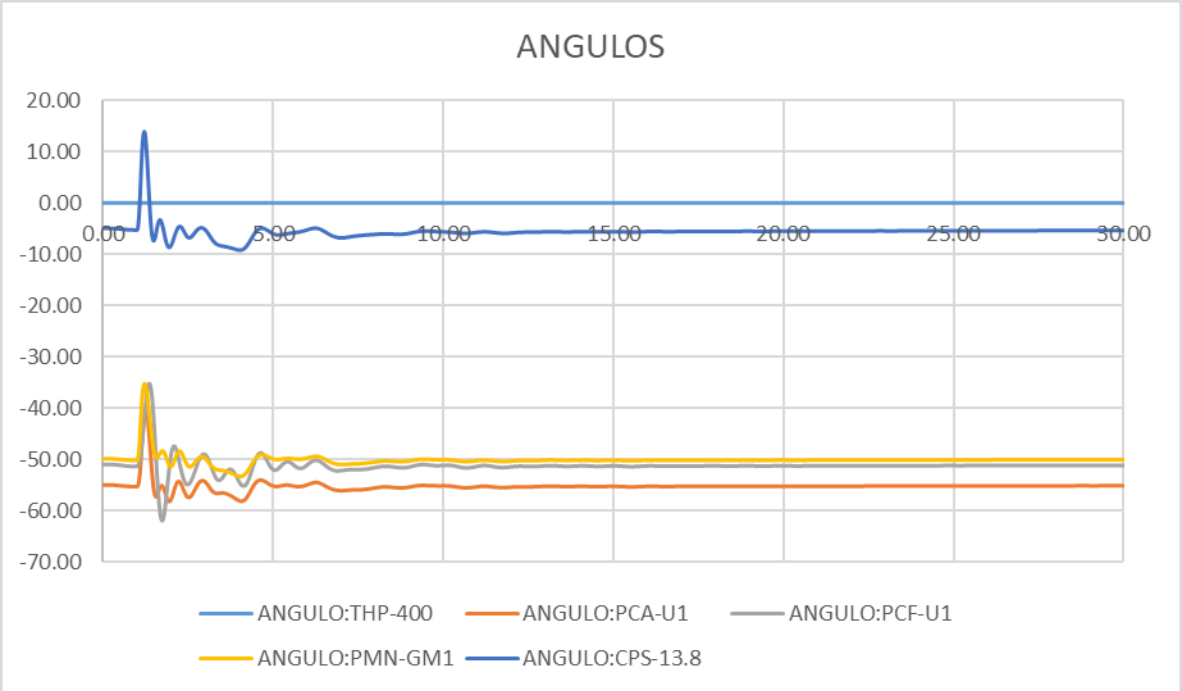


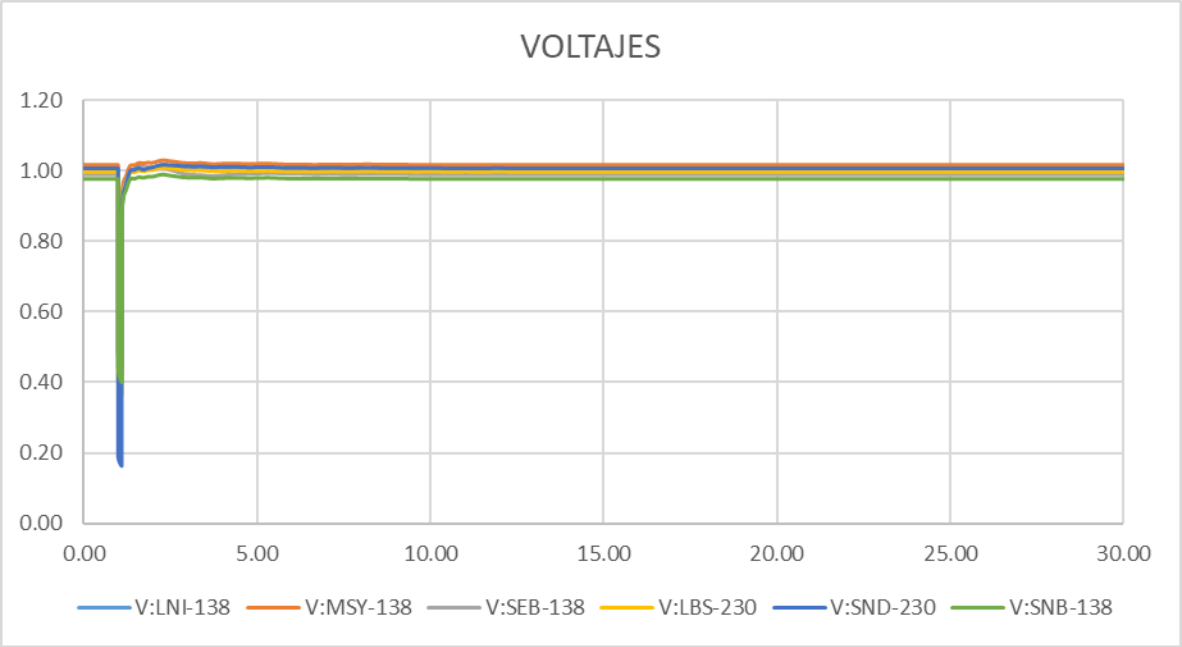

ANGULOS
20.00
10.00
0.00
-10.00
-20.00
-30.00
-40.00
-50.00
-60.00
-70.00
0.00
5.00
10.00
15.00
20.00
25.00
30.00
ANGULO:THP-400
ANGULO:PCA-U1
ANGULO:PCF-U1
ANGULO:PMN-GM1
ANGULO:CPS-13.8


VOLTAJES
1.20
1.00
0.80
0.60
0.40
0.20
0.00
0.00
5.00
10.00
15.00
20.00
25.00
30.00
V:LNI-138
V:MSY-138
V:SEB-138
V:LBS-230
V:SND-230
V:SNB-138

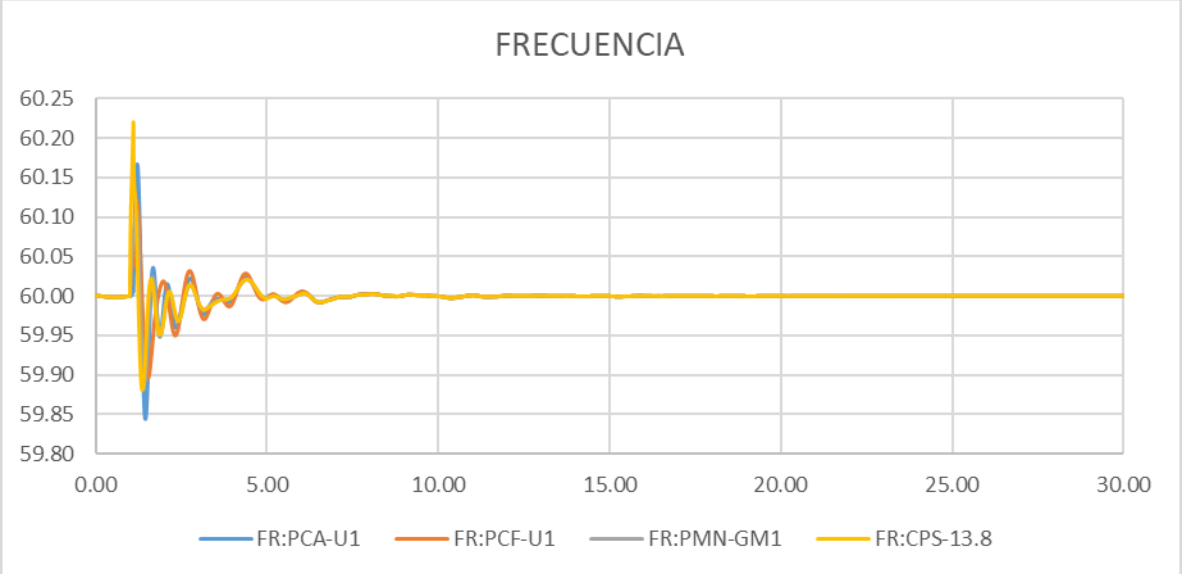
Contingencia C8

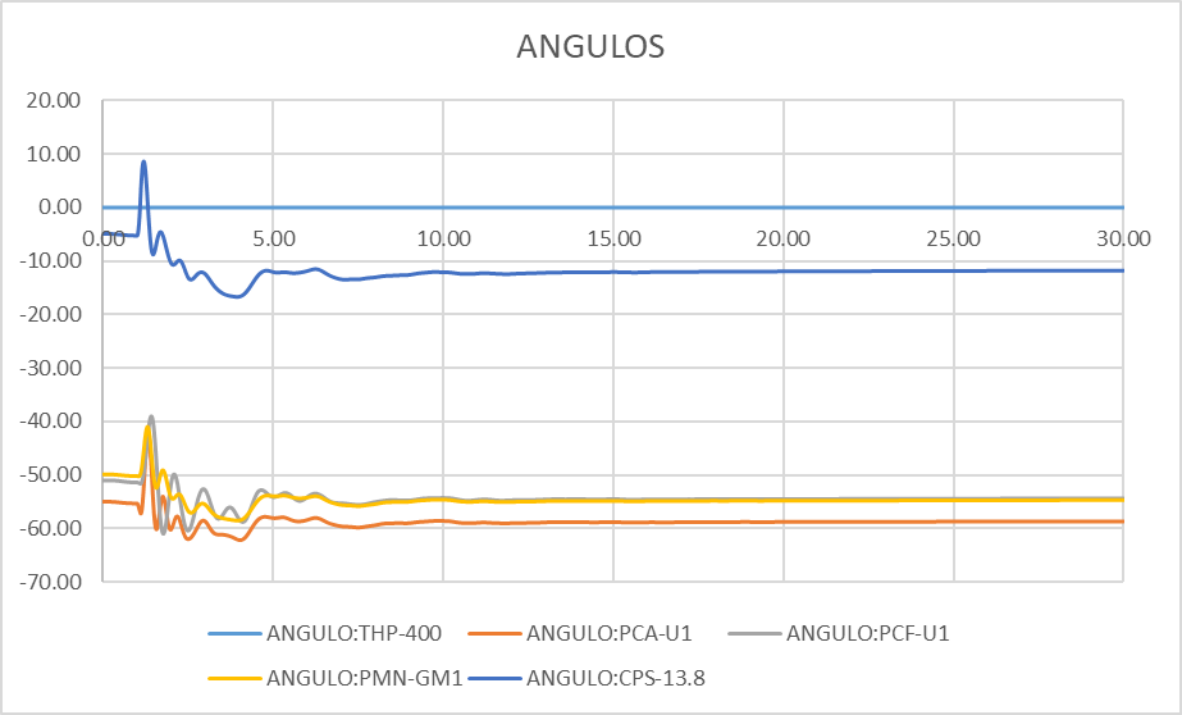


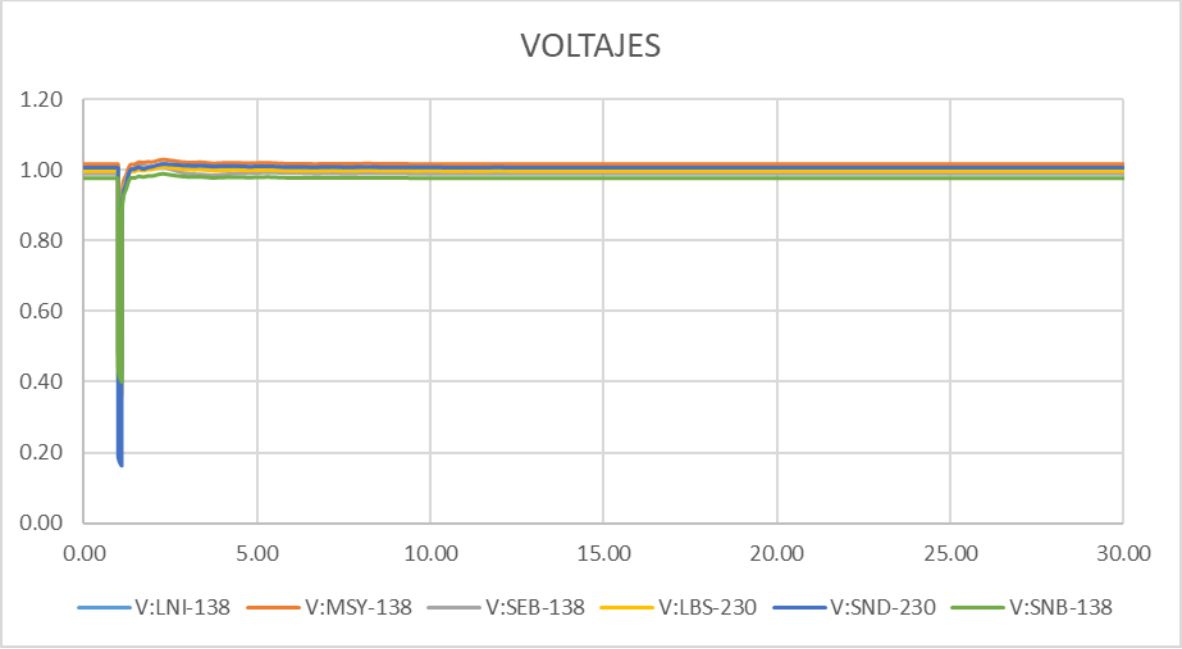




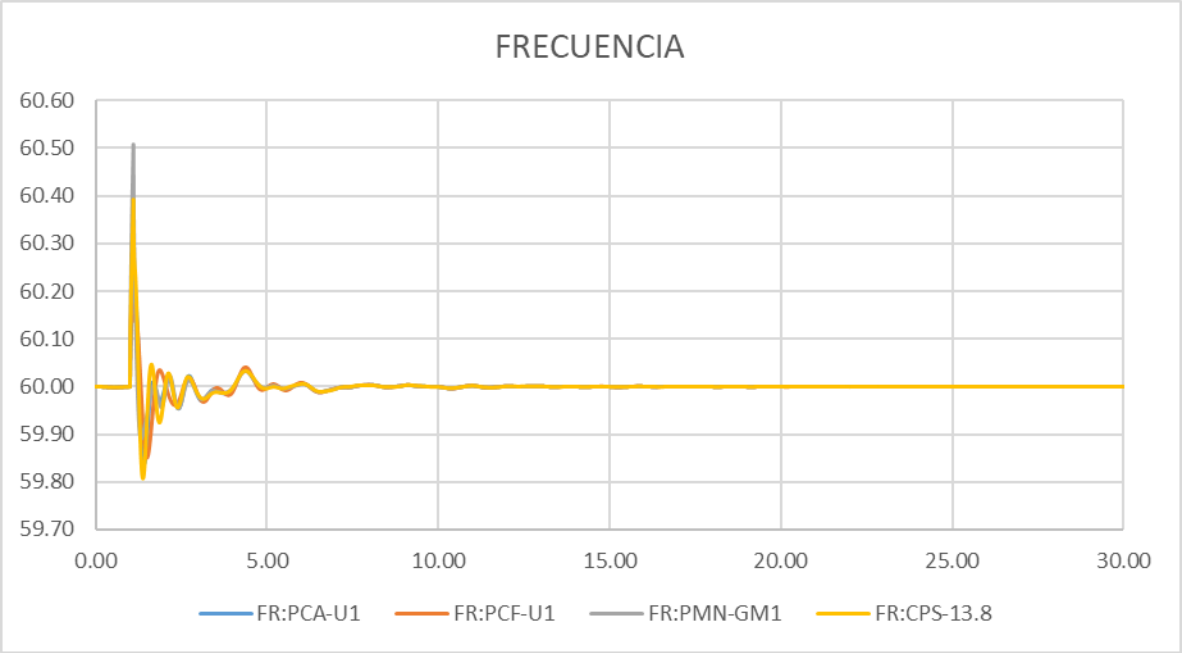
Contingencia C9

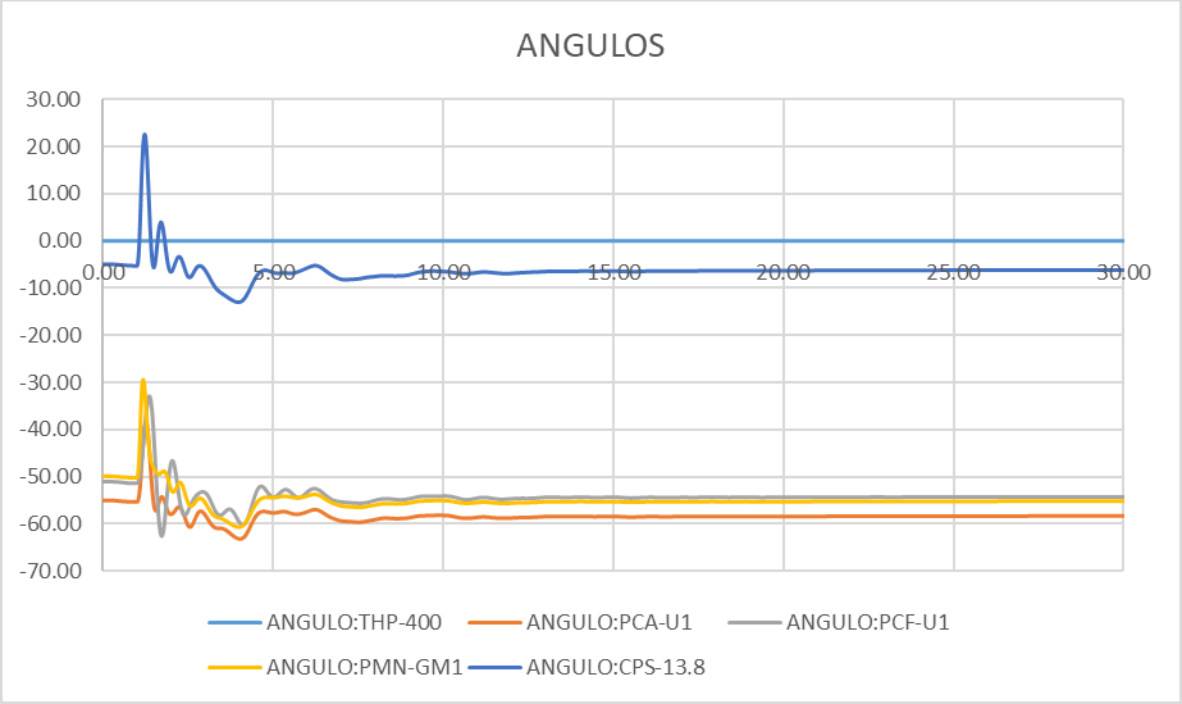


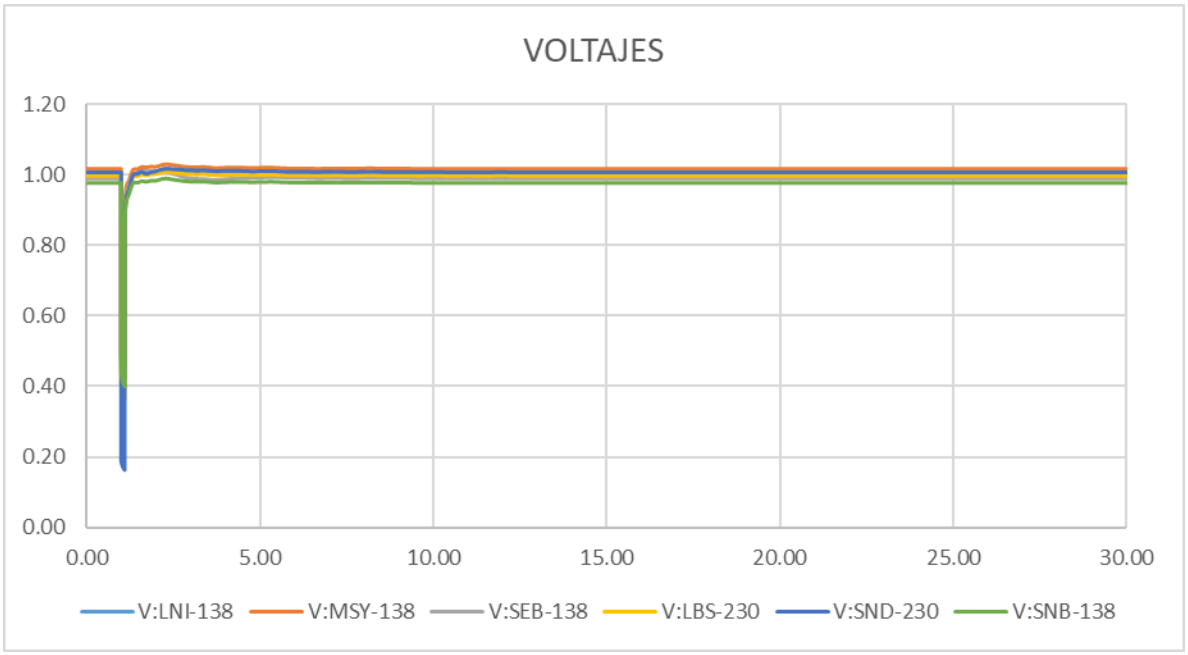

ANGULOS
20.00
10.00
0.00
-10.00
-20.00
-30.00
-40.00
-50.00
-60.00
-70.00
0.00
5.00
10.00
15.00
20.00
25.00
30.00
ANGULO:THP-400
ANGULO:PCA-U1
ANGULO:PCF-U1
ANGULO:PMN-GM1
ANGULO:CPS-13.8


VOLTAJES
1.20
1.00
0.80
0.60
0.40
0.20
0.00
0.00
5.00
10.00
15.00
20.00
25.00
30.00
V:LNI-138
V:MSY-138
V:SEB-138
V:LBS-230
V:SND-230
V:SNB-138

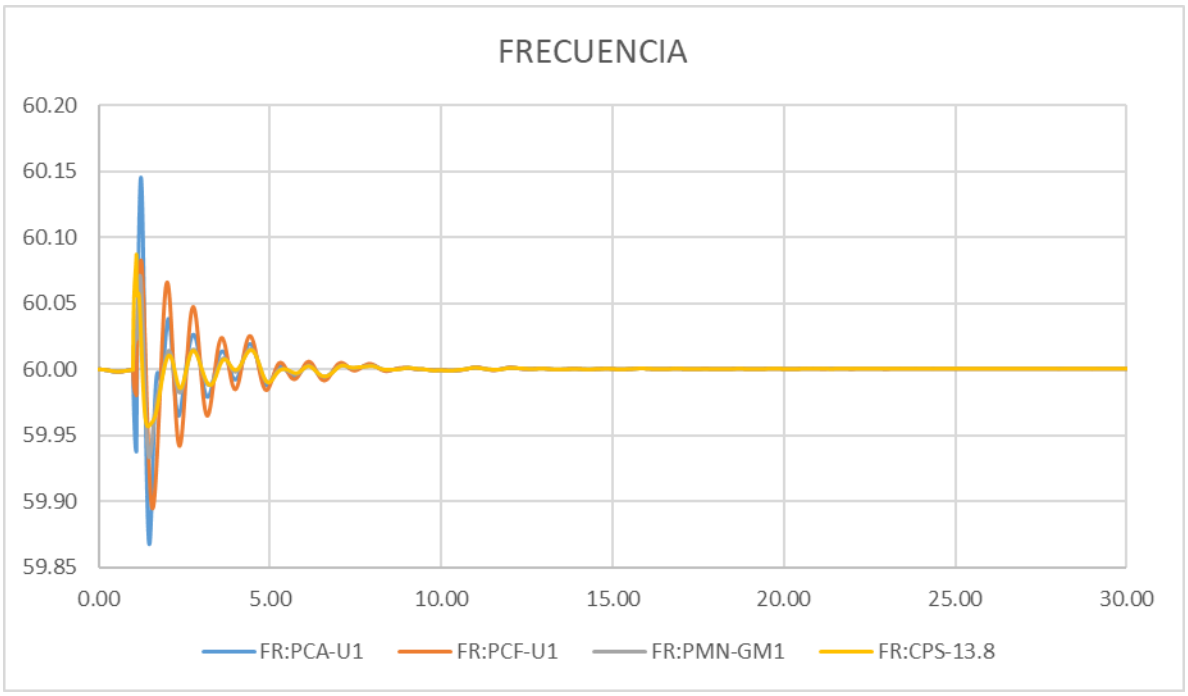
Contingencia C10

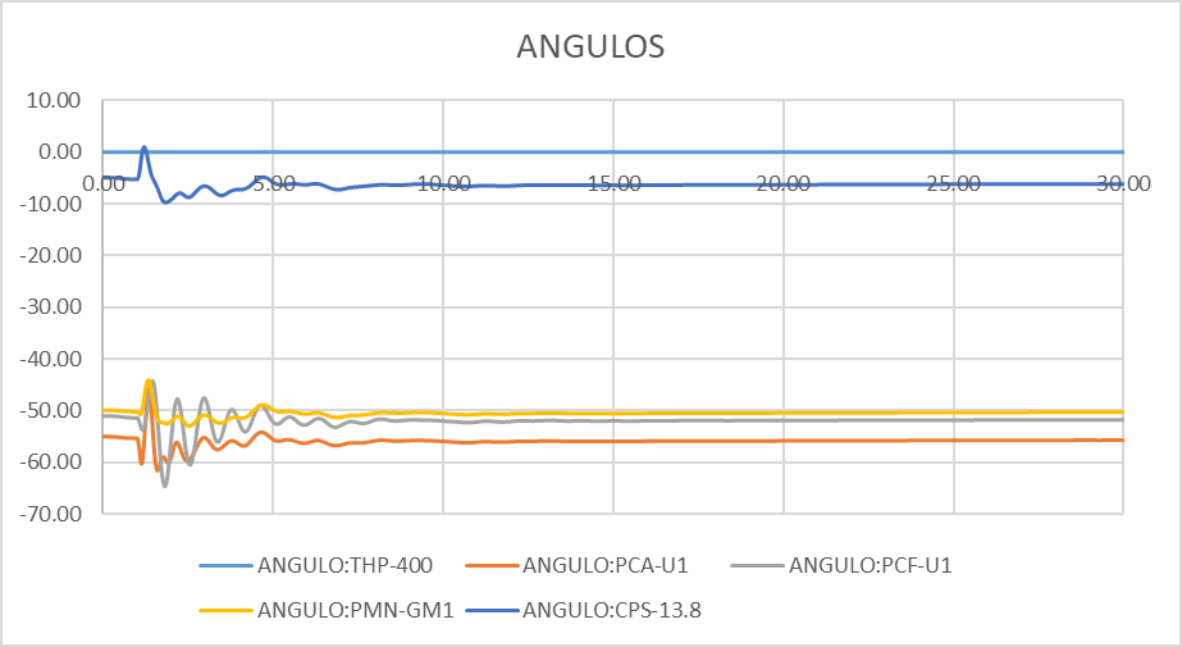


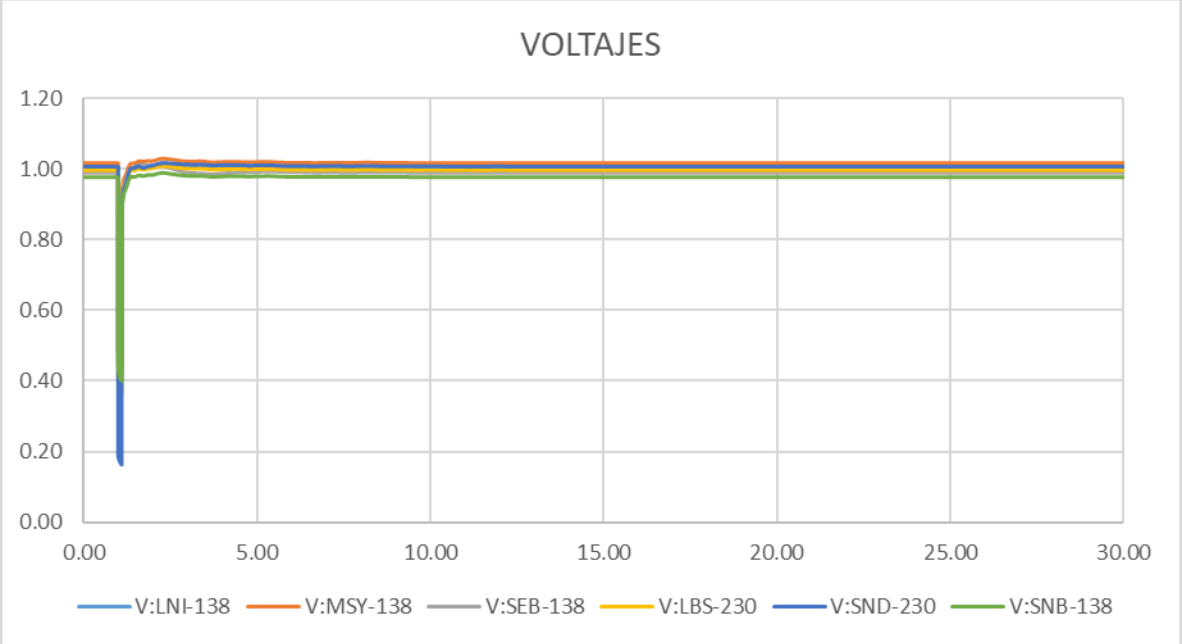




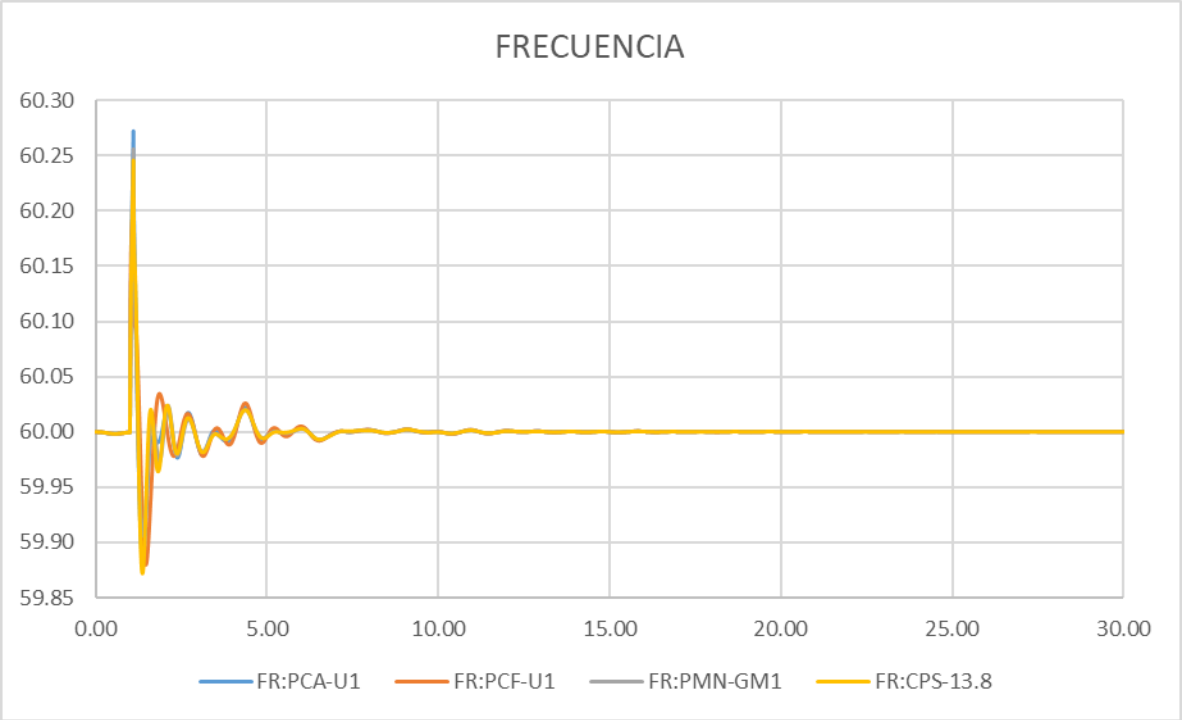
Contingencia C11

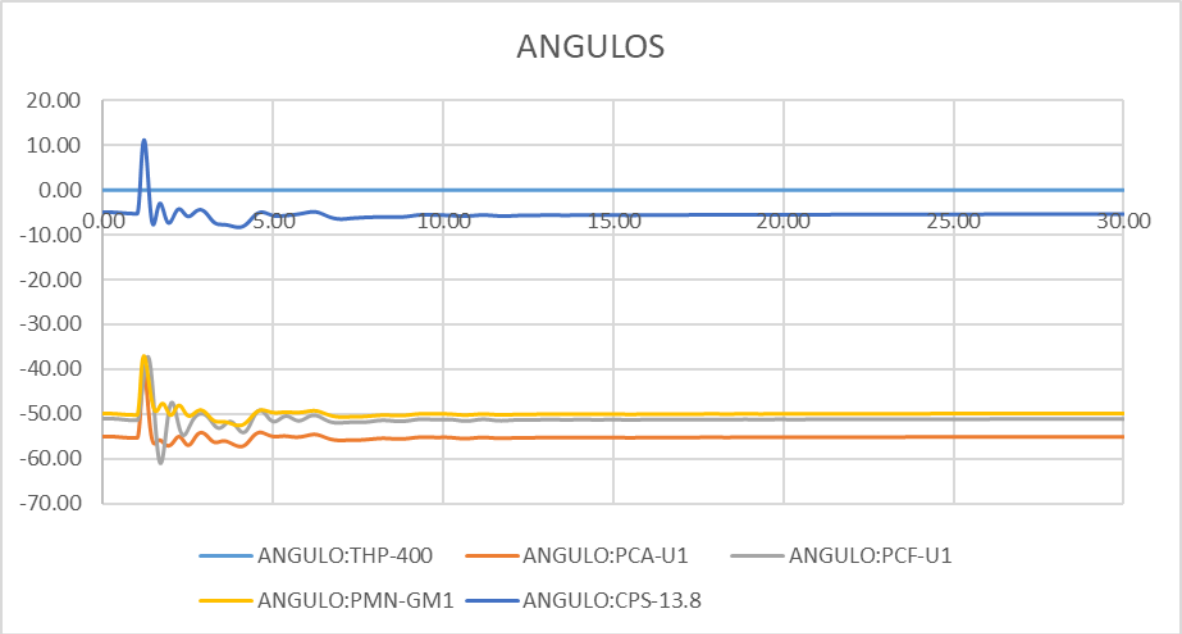


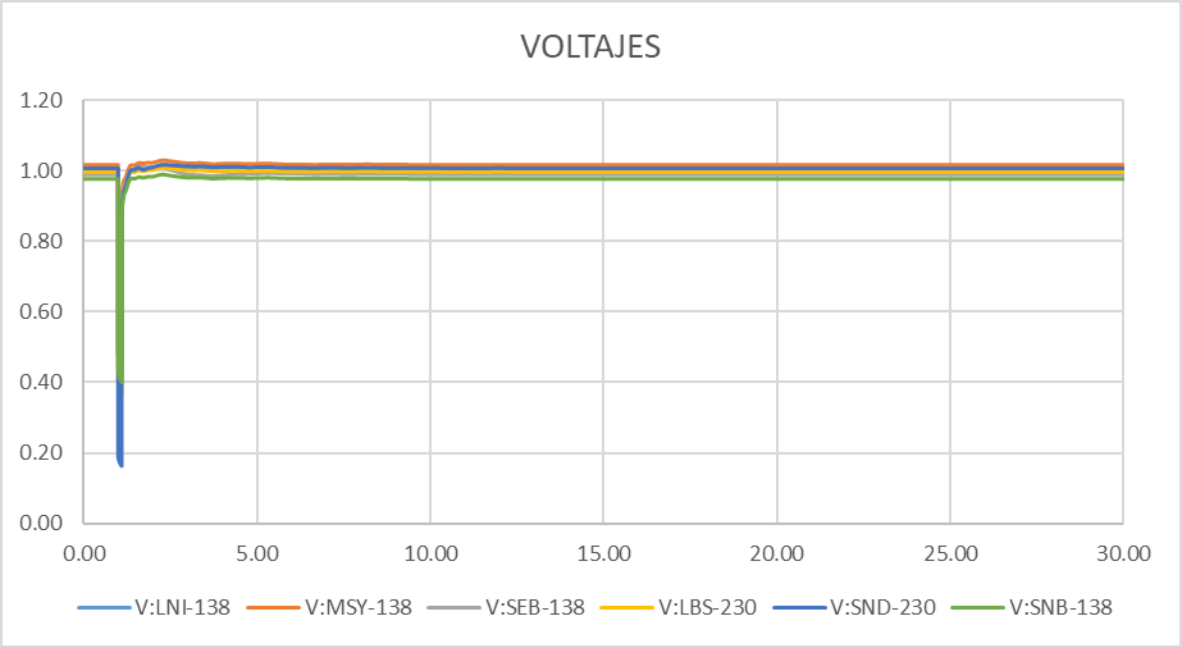

ANGULOS
10.00
0.00
-10.00
-20.00
-30.00
-40.00
-50.00
-60.00
-70.00
0.00
5.00
10.00
15.00
20.00
25.00
30.00
ANGULO:THP-400
ANGULO:PCA-U1
ANGULO:PCF-U1
ANGULO:PMN-GM1
ANGULO:CPS-13.8


VOLTAJES
1.20
1.00
0.80
0.60
0.40
0.20
0.00
0.00
5.00
10.00
15.00
20.00
25.00
30.00
V:LNI-138
V:MSY-138
V:SEB-138
V:LBS-230
V:SND-230
V:SNB-138

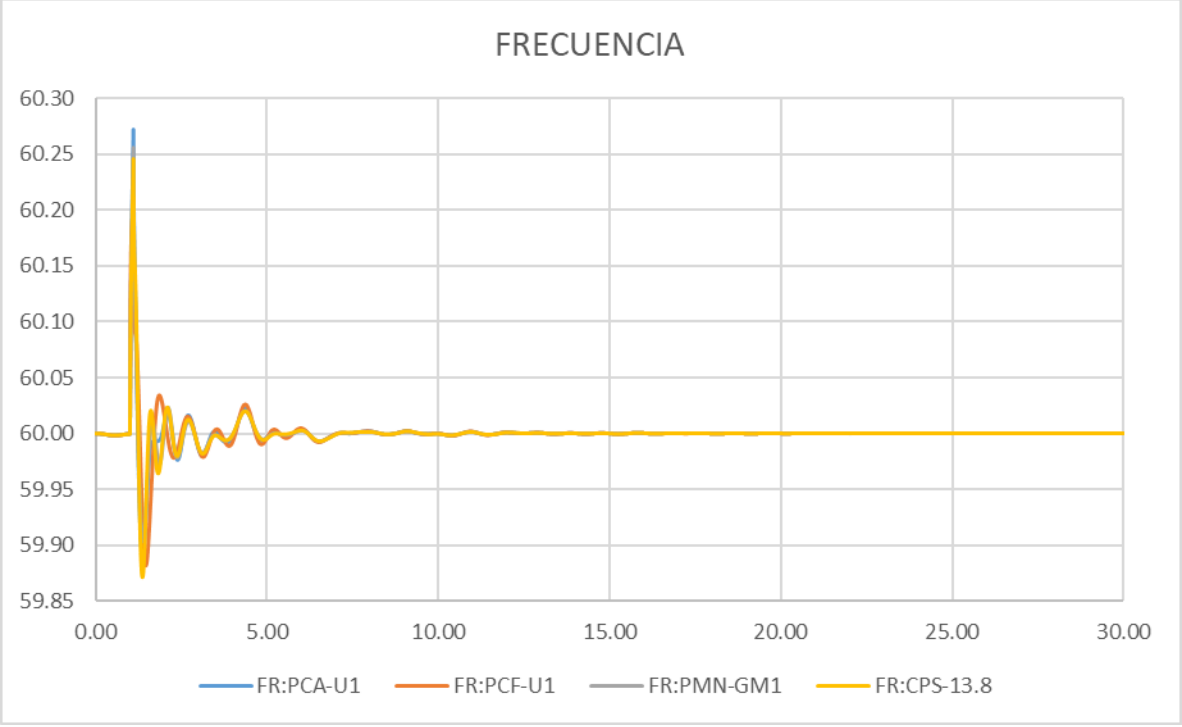
Contingencia C12

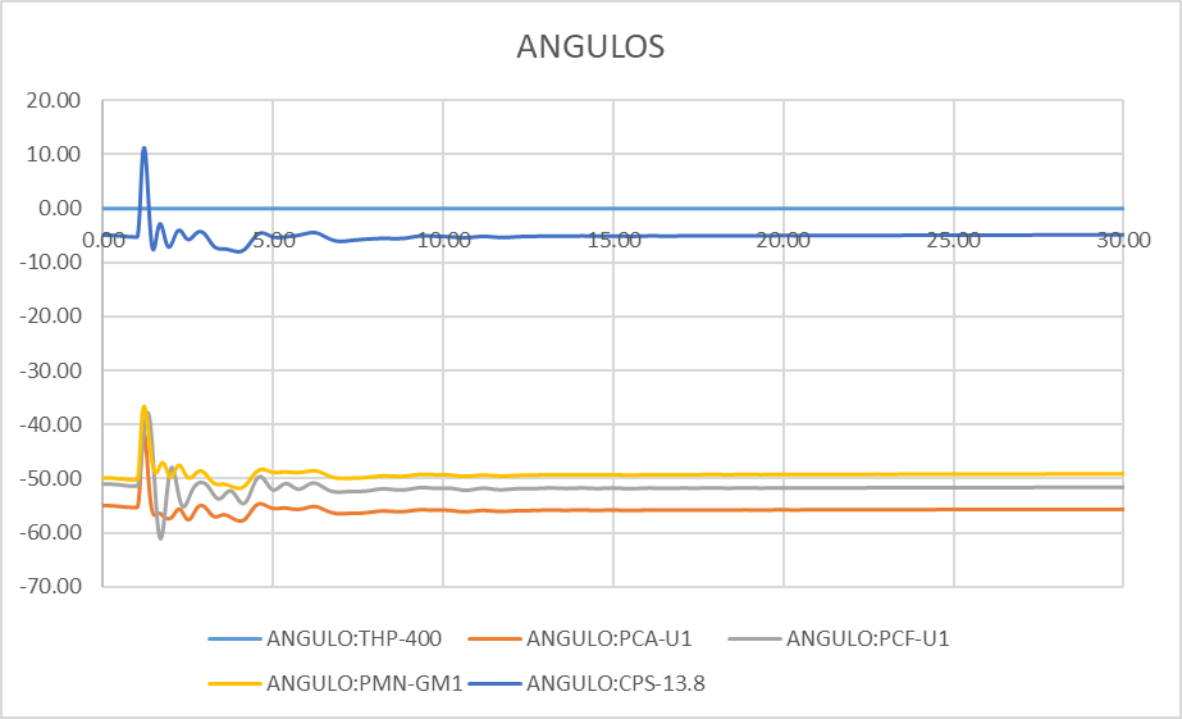


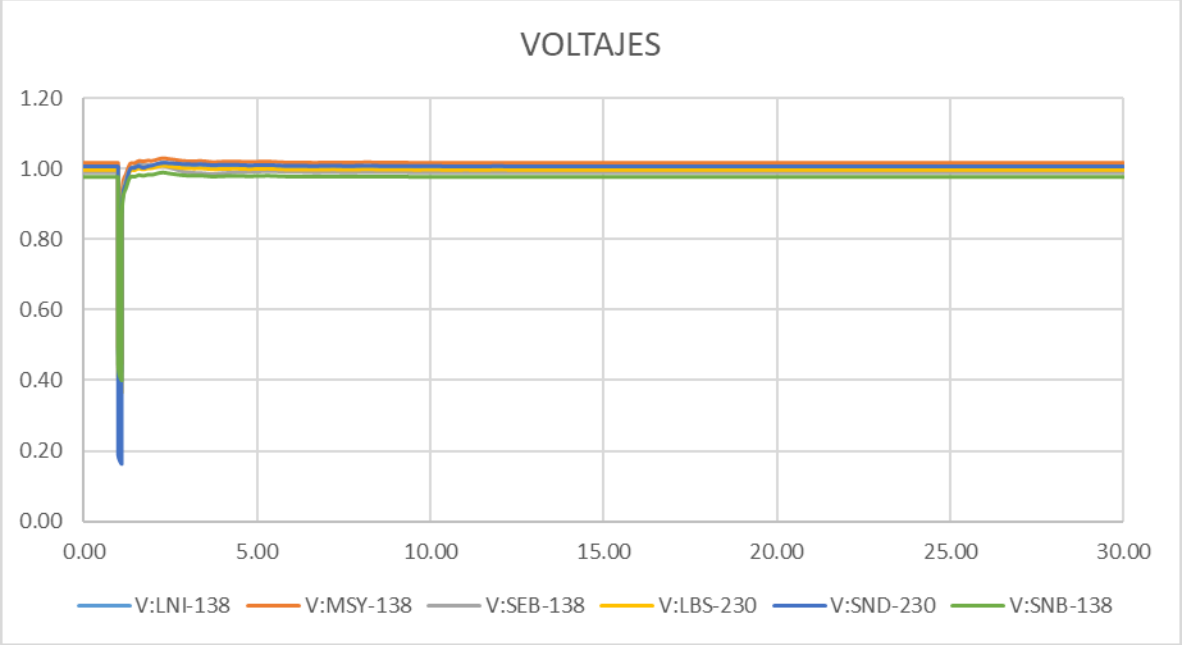




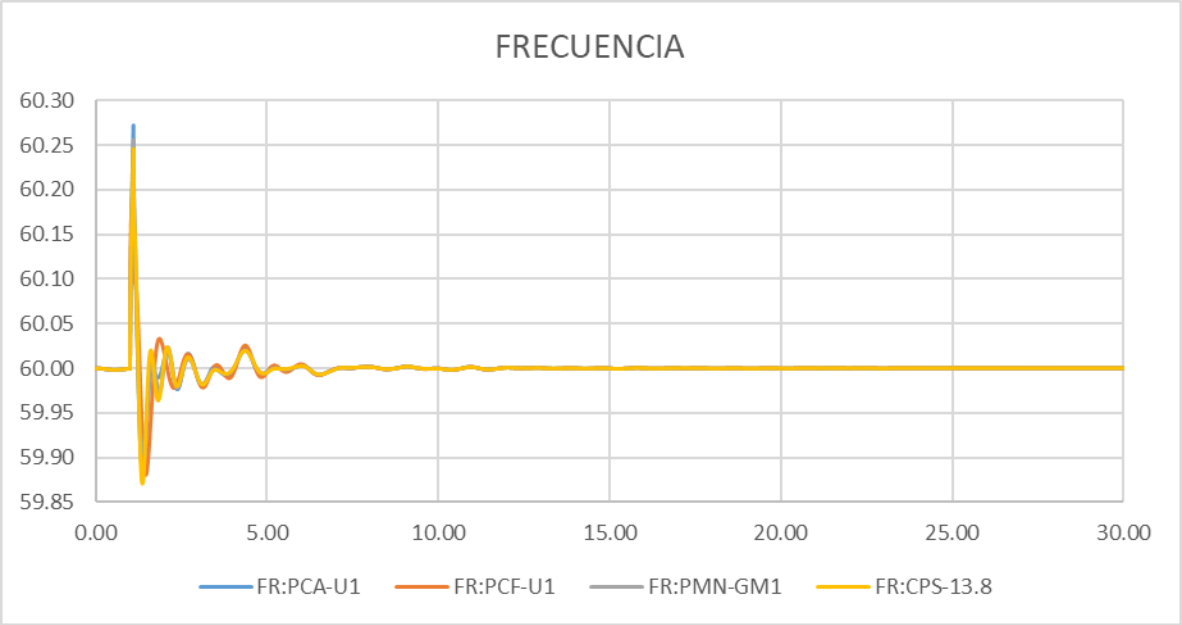
Contingencia C13

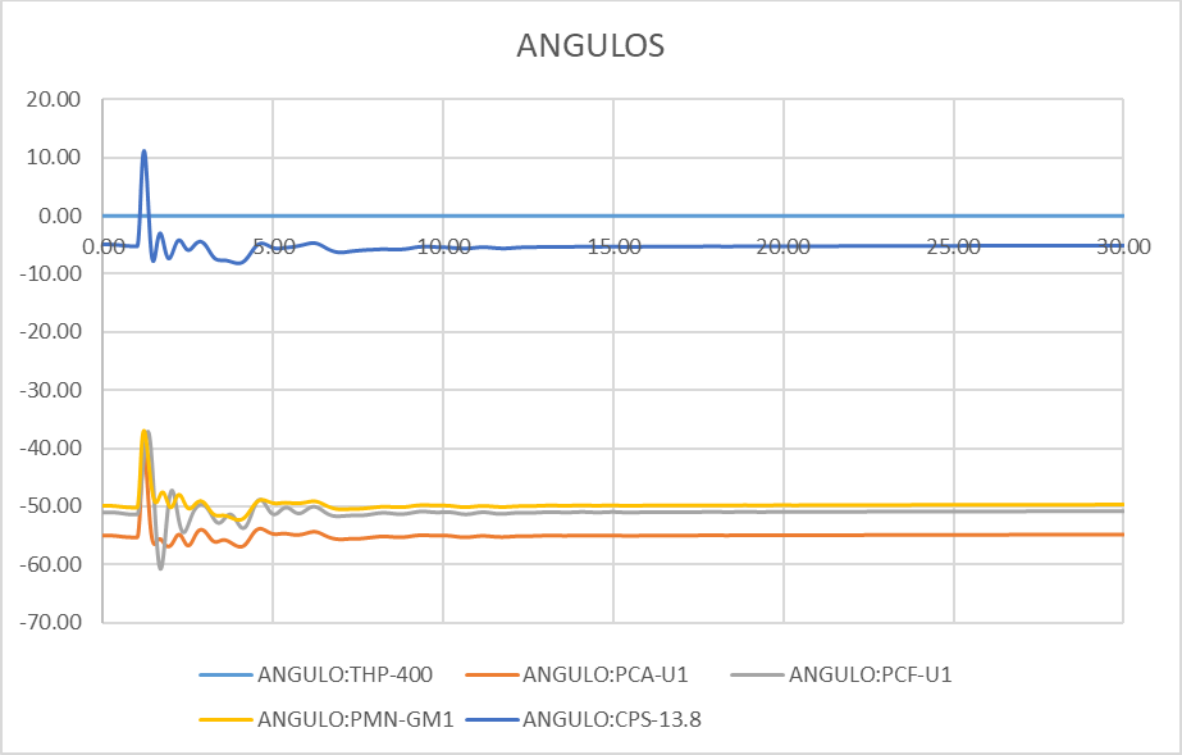


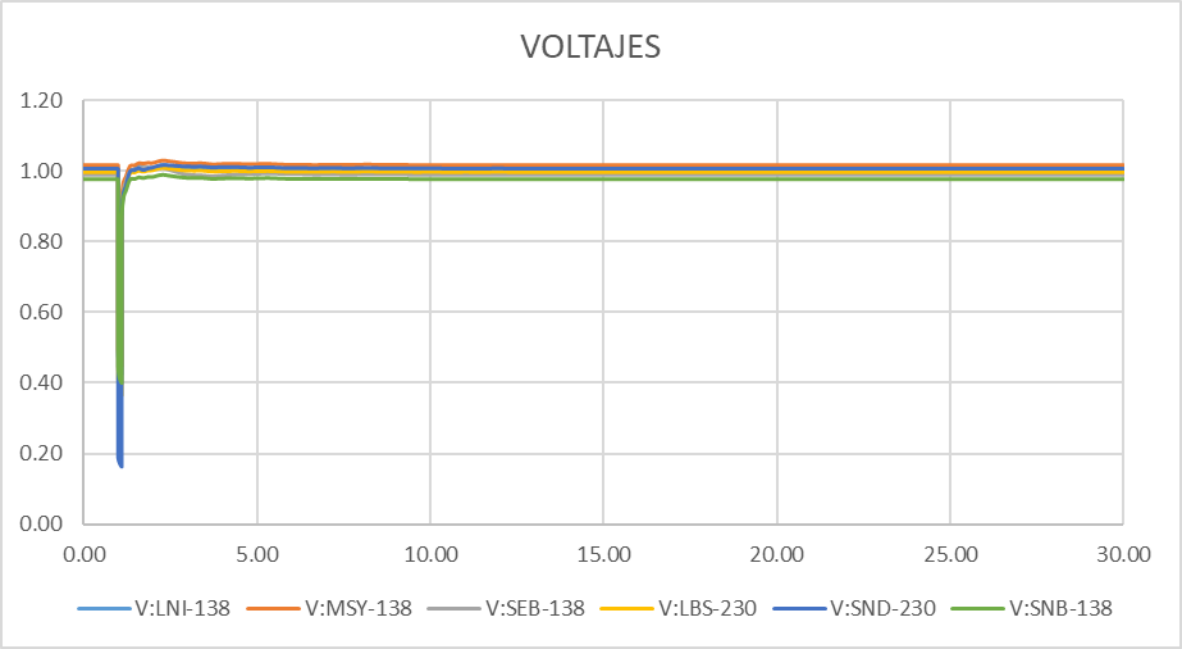

ANGULOS
20.00
10.00
0.00
-10.00
-20.00
-30.00
-40.00
-50.00
-60.00
-70.00
0.00
5.00
10.00
15.00
20.00
25.00
30.00
ANGULO:THP-400
ANGULO:PCA-U1
ANGULO:PCF-U1
ANGULO:PMN-GM1
ANGULO:CPS-13.8


VOLTAJES
1.20
1.00
0.80
0.60
0.40
0.20
0.00
0.00
5.00
10.00
15.00
20.00
25.00
30.00
V:LNI-138
V:MSY-138
V:SEB-138
V:LBS-230
V:SND-230
V:SNB-138

Contingencia C14

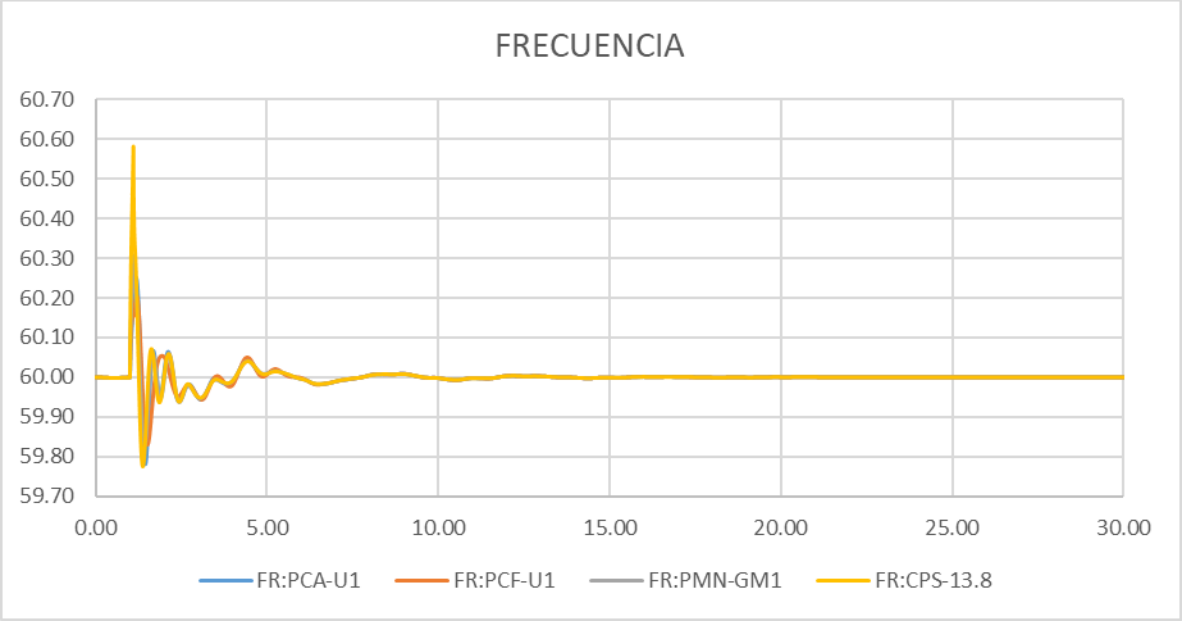


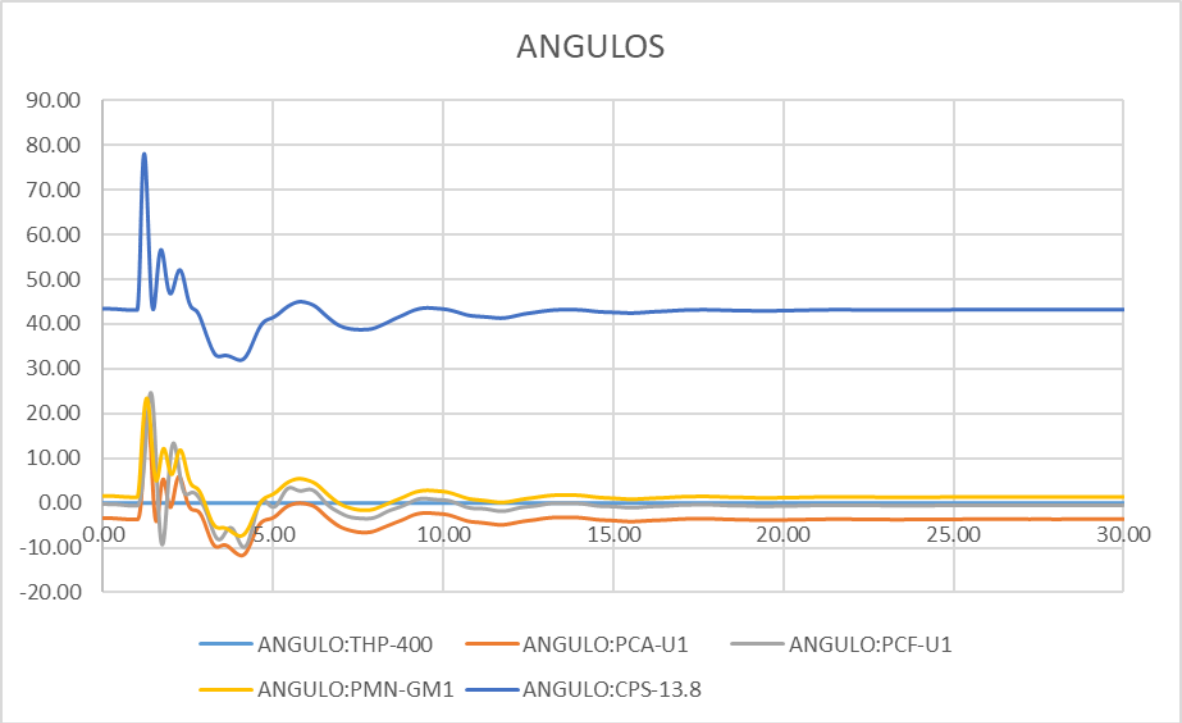


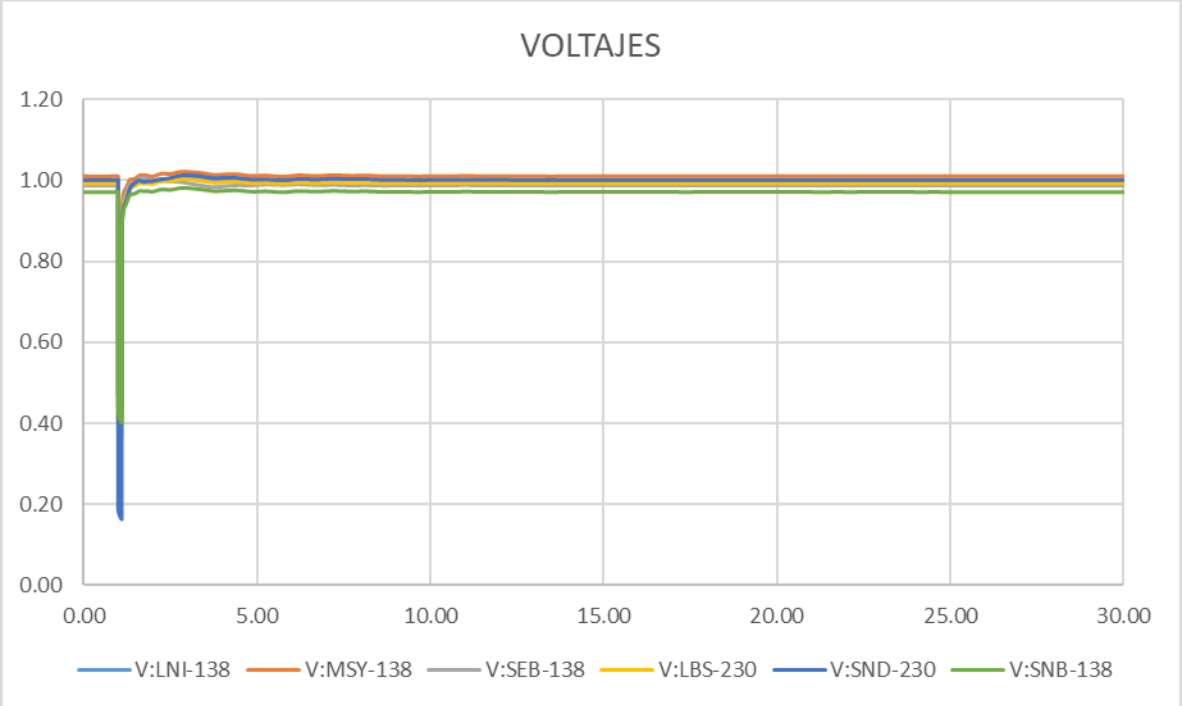


Escenario Verano demanda máxima con porteo de sur a norte de 280MW

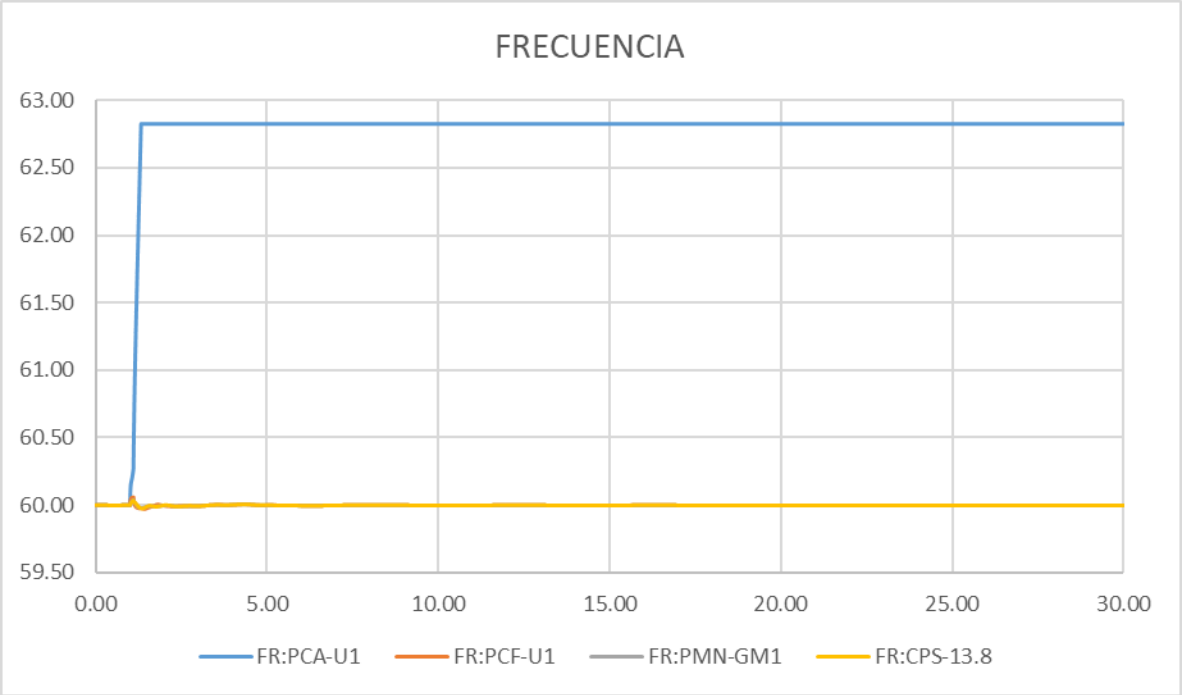
Contingencia C1

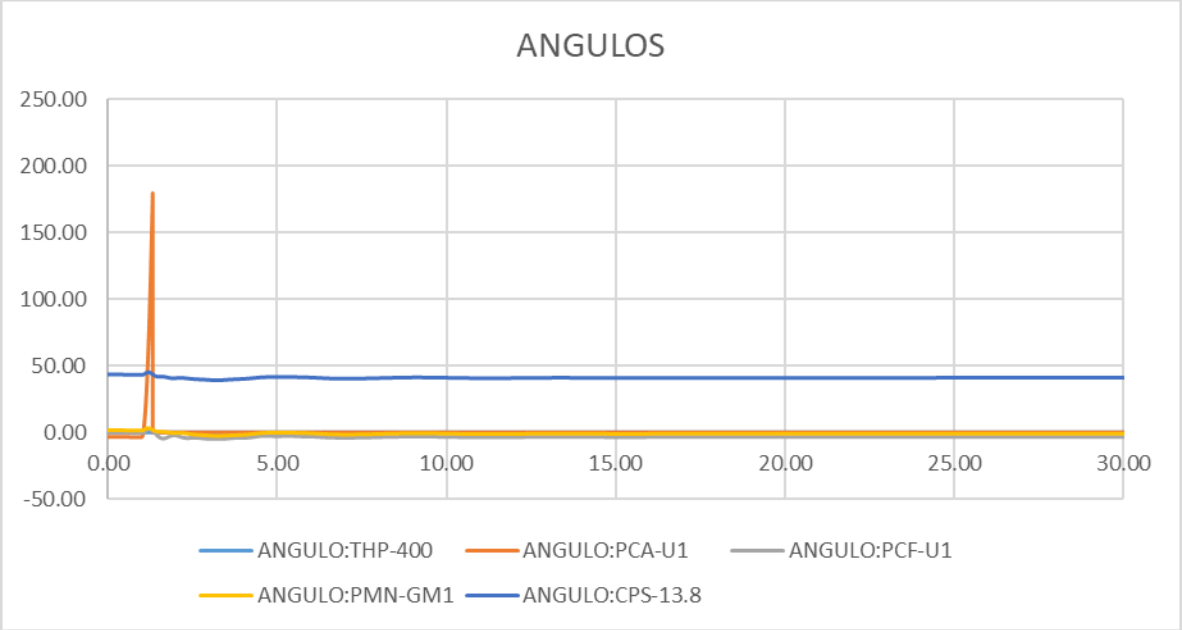


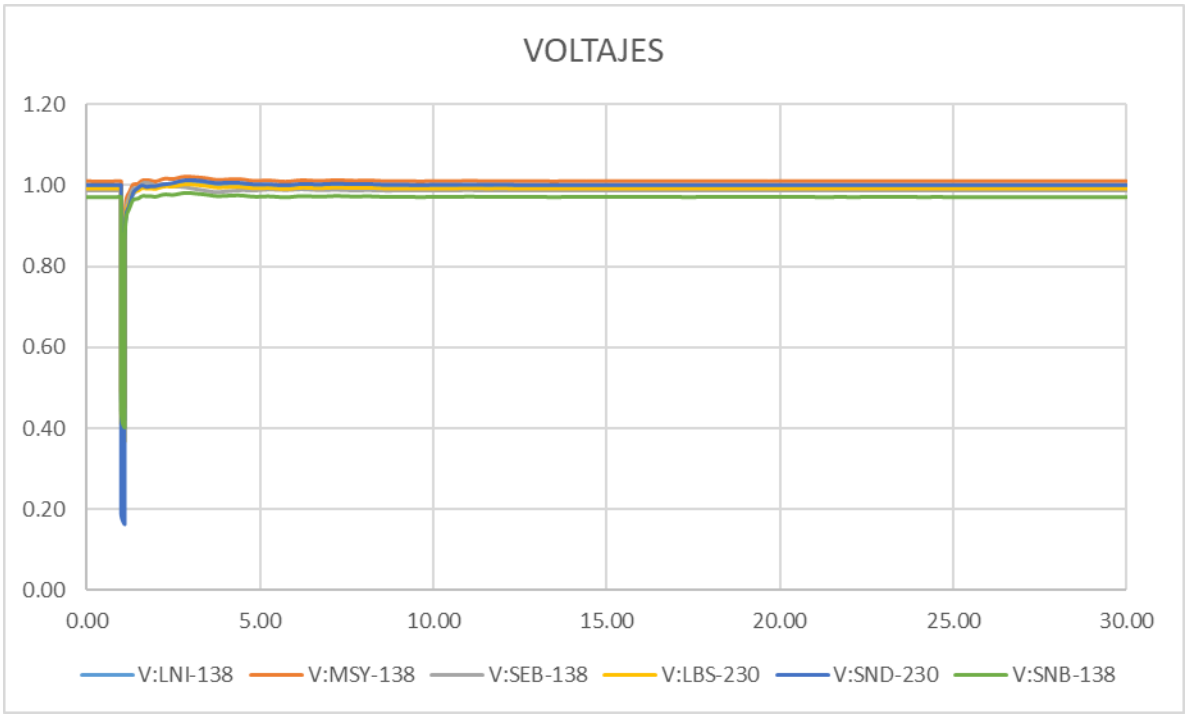

ANGULOS
90.00
80.00
70.00
60.00
50.00
40.00
30.00
20.00
10.00
0.00
-10.00
-20.00
0.00
5.00
10.00
15.00
20.00
25.00
30.00
ANGULO:THP-400
ANGULO:PCA-U1
ANGULO:PCF-U1
ANGULO:PMN-GM1
ANGULO:CPS-13.8


VOLTAJES
1.20
1.00
0.80
0.60
0.40
0.20
0.00
0.00
5.00
10.00
15.00
20.00
25.00
30.00
V:LNI-138
V:MSY-138
V:SEB-138
V:LBS-230
V:SND-230
V:SNB-138

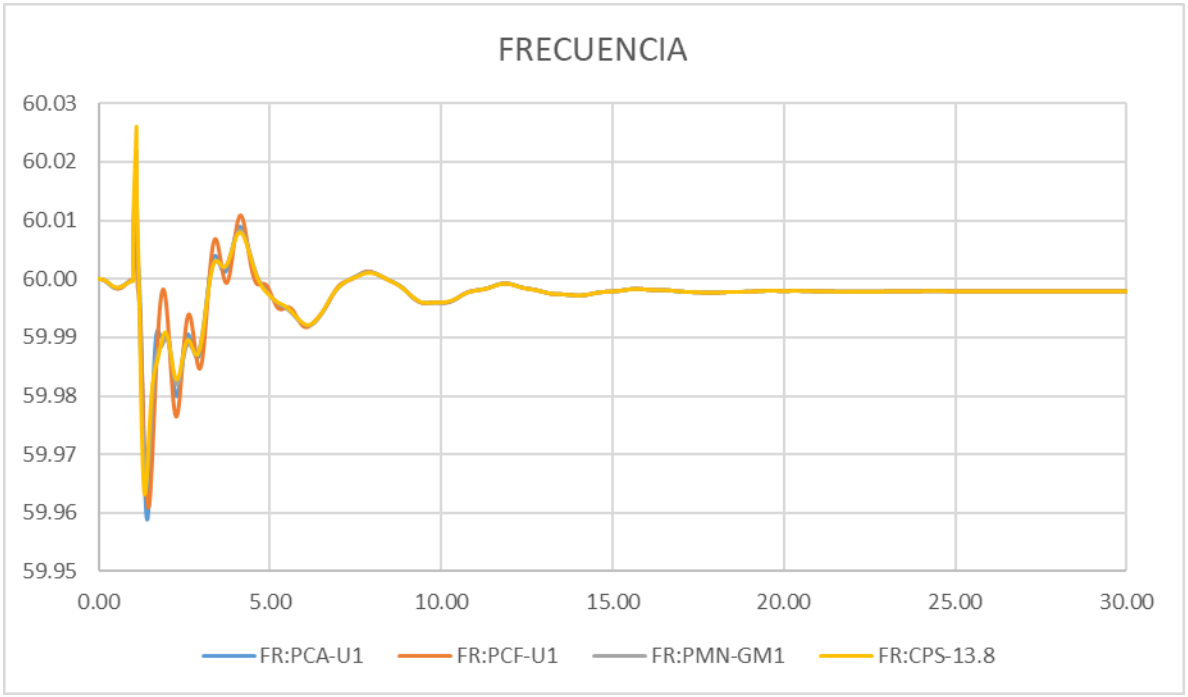
Contingencia C2

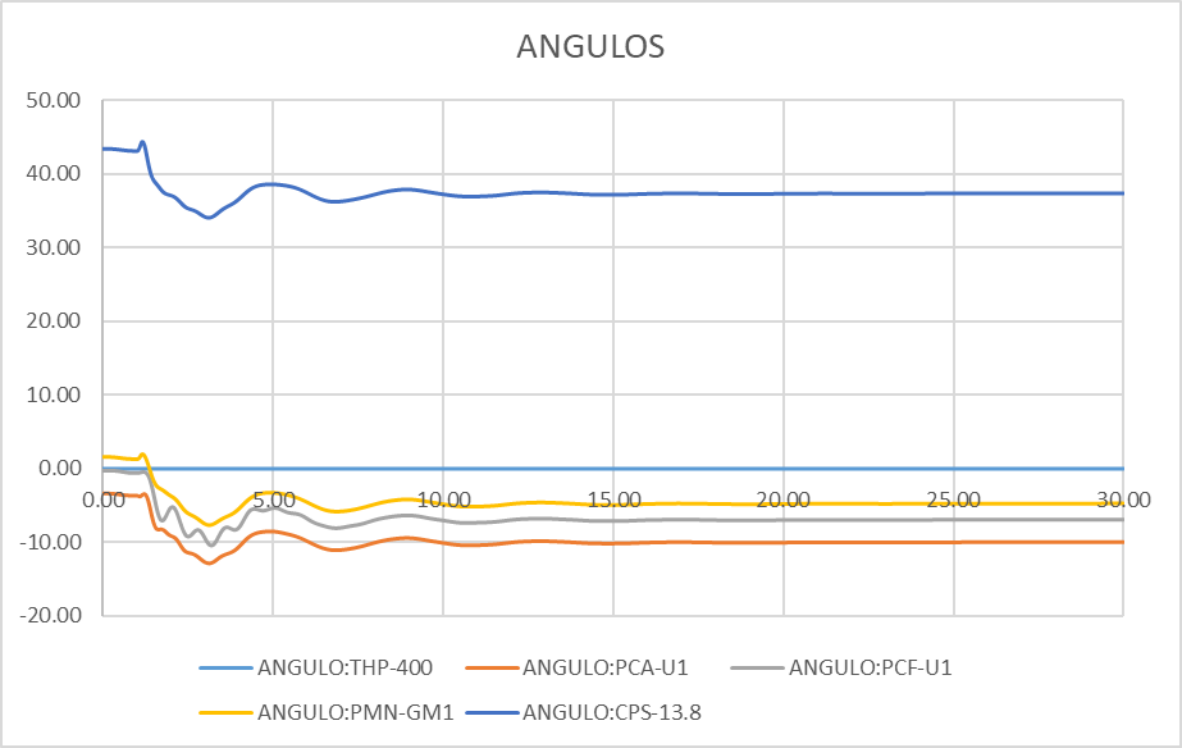


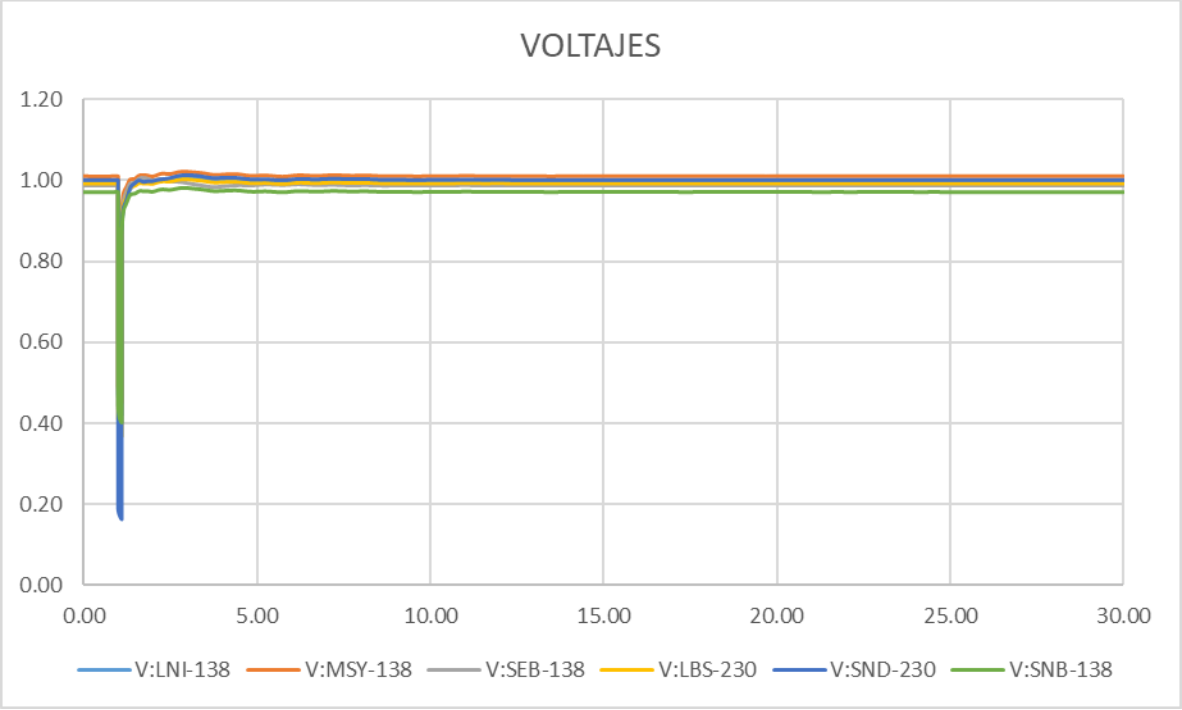




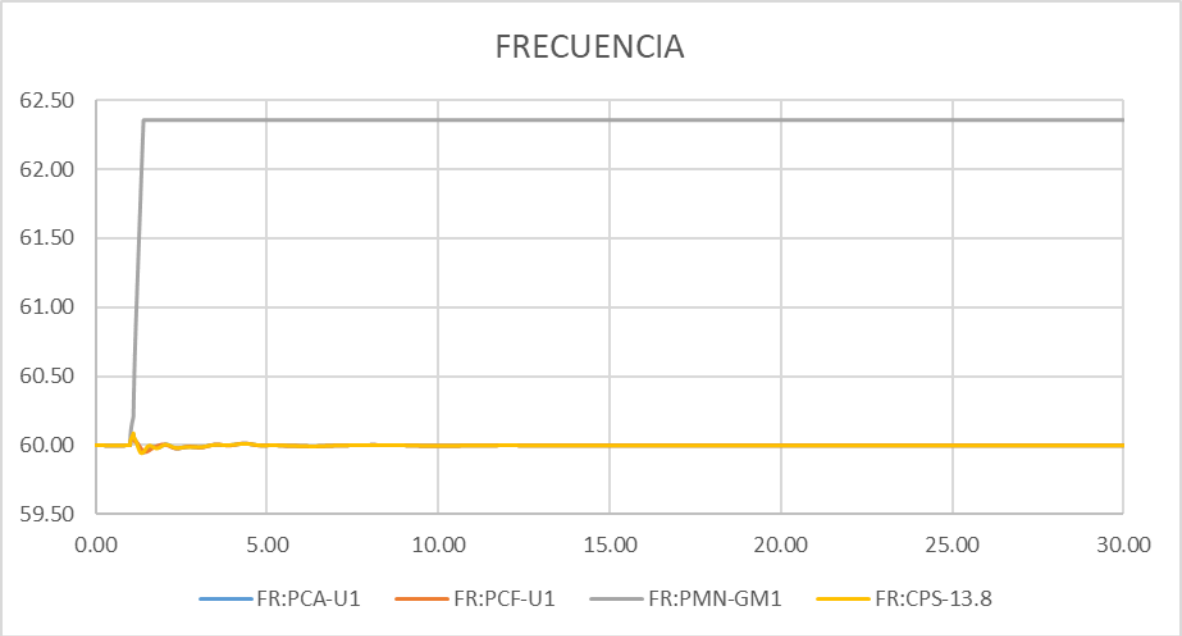
Contingencia C3

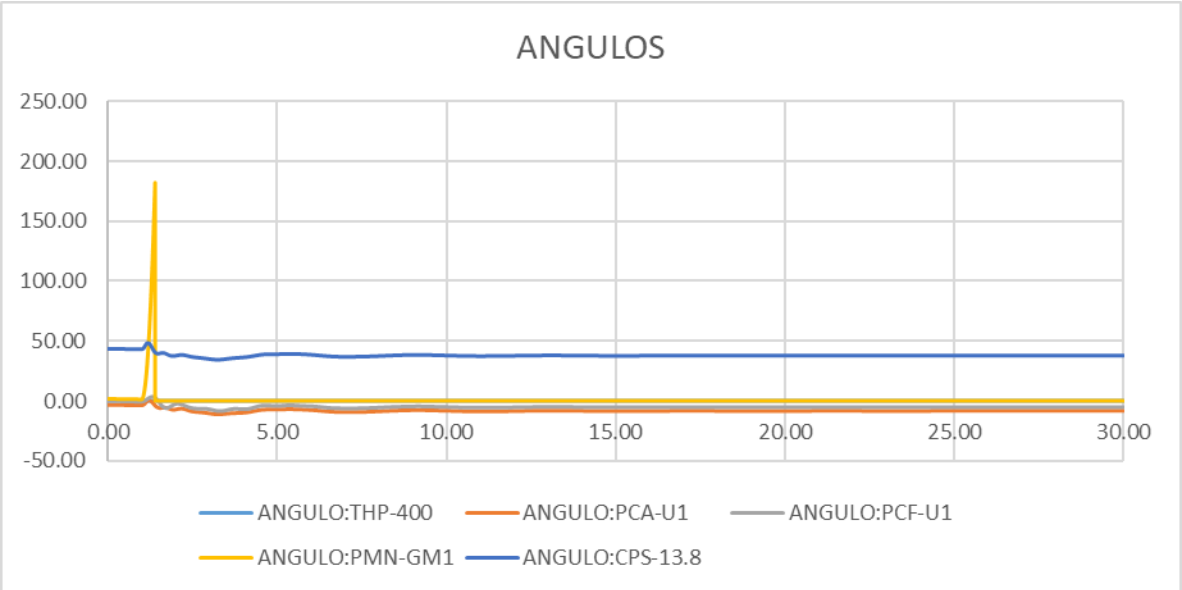


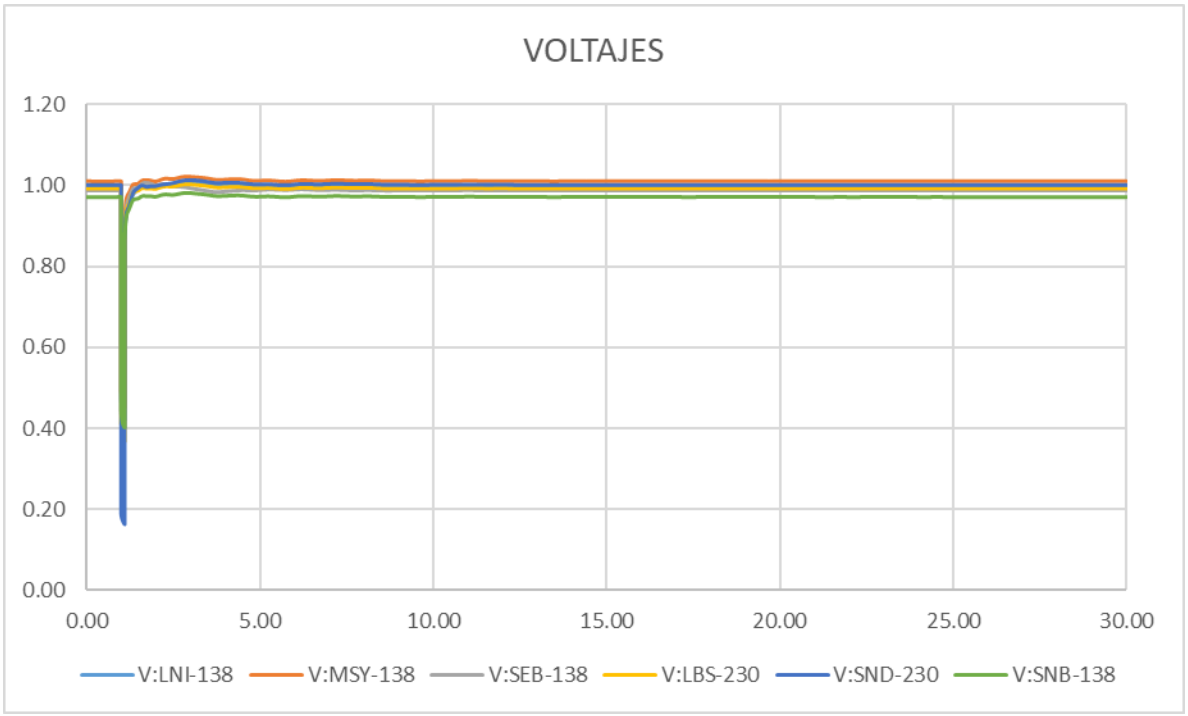

ANGULOS
50.00
40.00
30.00
20.00
10.00
0.00
-10.00
-20.00
0.00
5.00
10.00
15.00
20.00
25.00
30.00
ANGULO:THP-400
ANGULO:PCA-U1
ANGULO:PCF-U1
ANGULO:PMN-GM1
ANGULO:CPS-13.8


VOLTAJES
1.20
1.00
0.80
0.60
0.40
0.20
0.00
0.00
5.00
10.00
15.00
20.00
25.00
30.00
V:LNI-138
V:MSY-138
V:SEB-138
V:LBS-230
V:SND-230
V:SNB-138

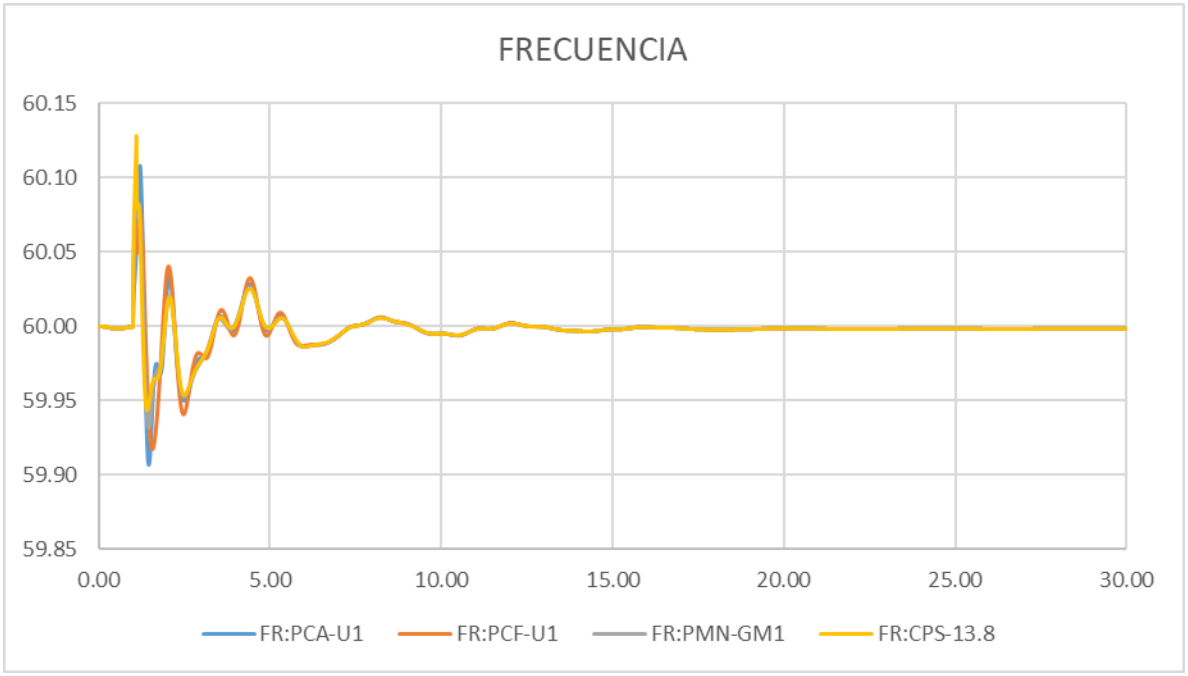
Contingencia C4

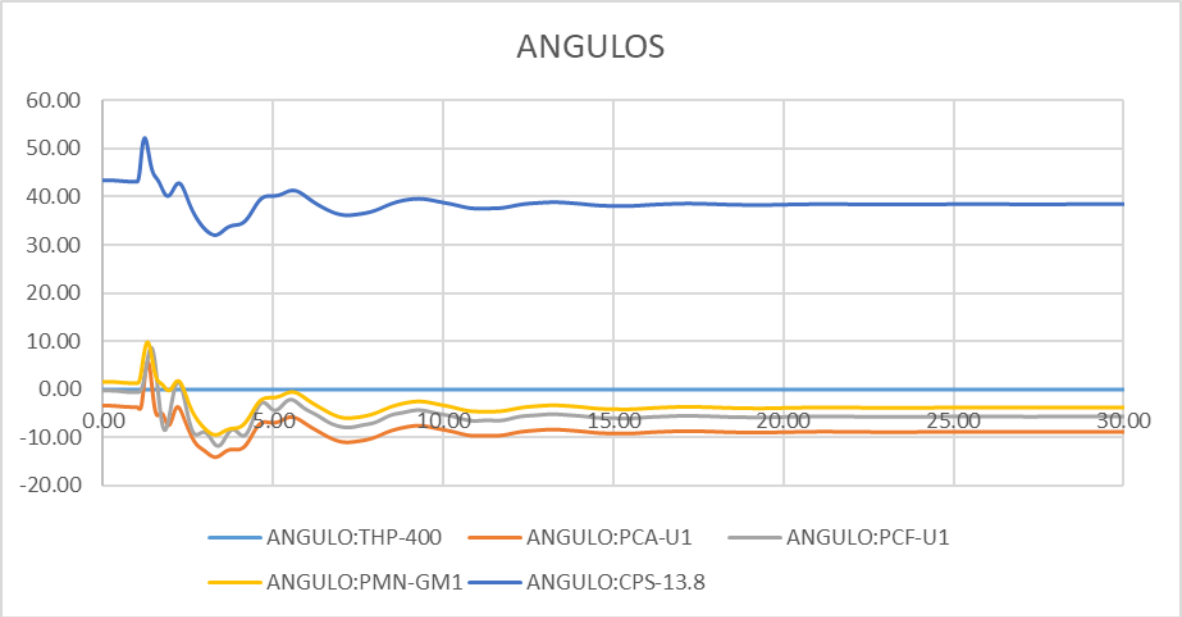


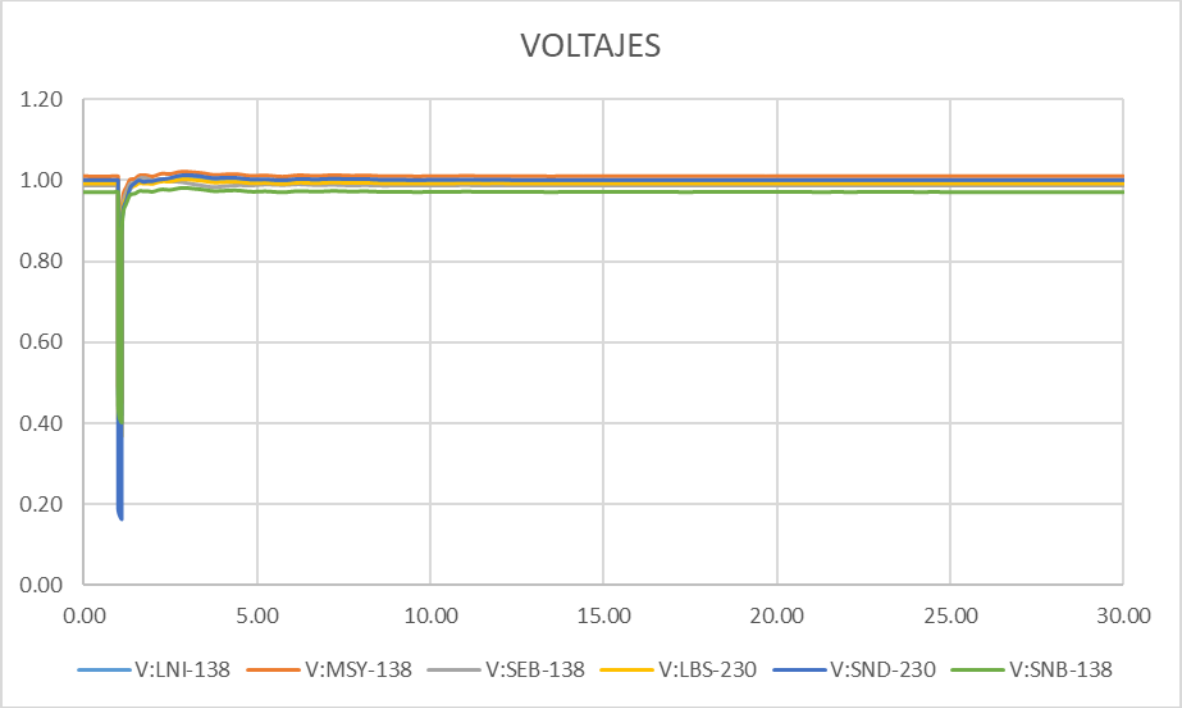




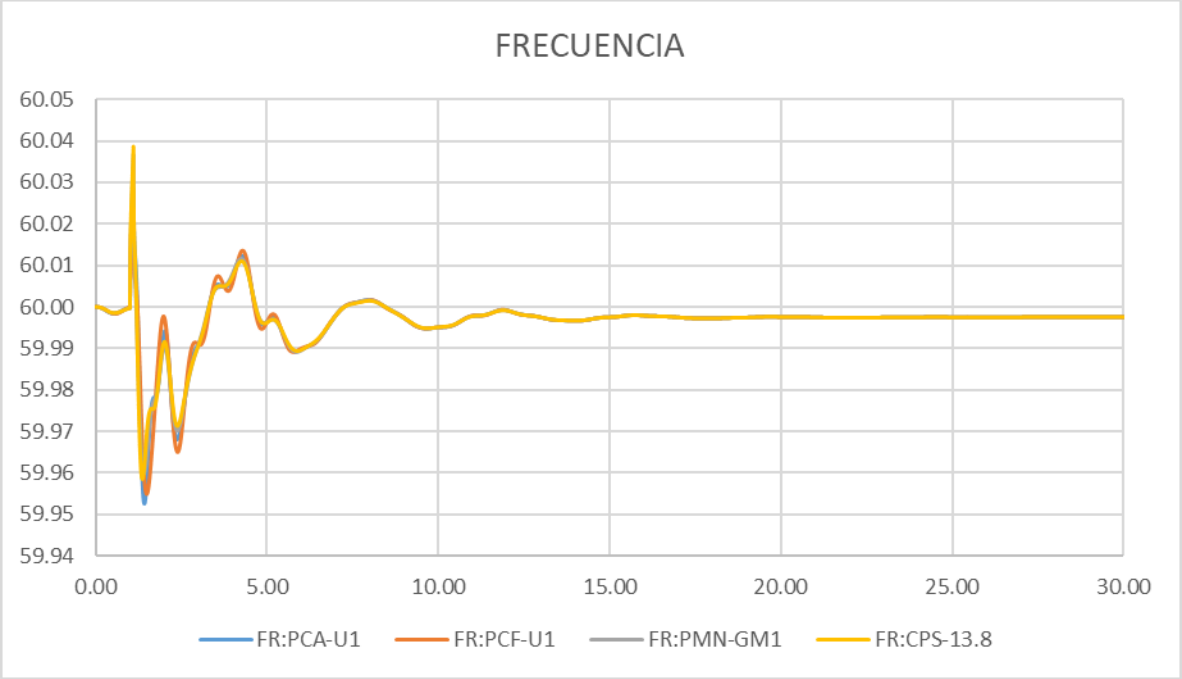
Contingencia C5

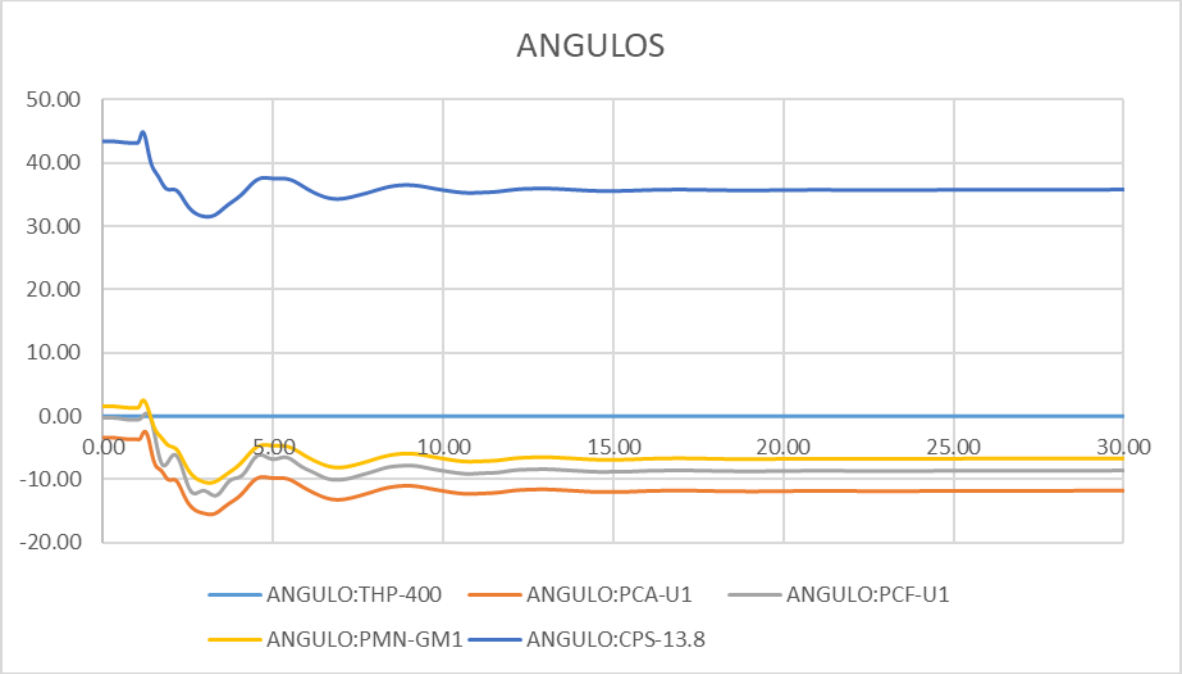


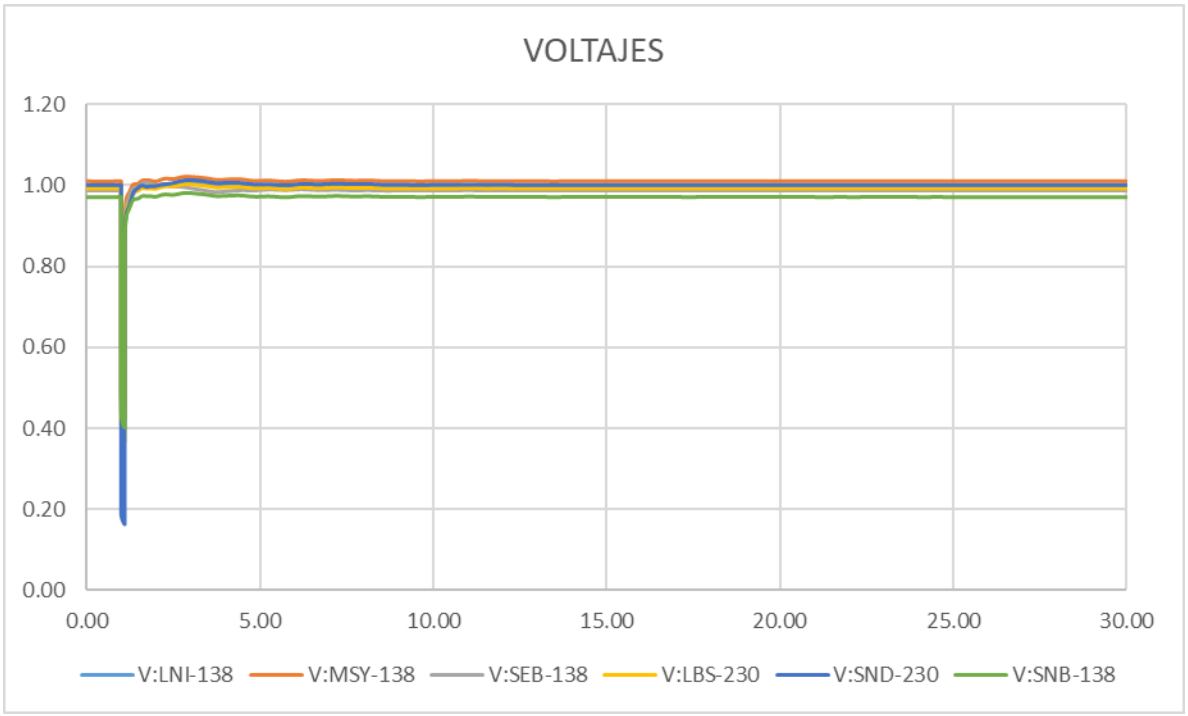

ANGULOS
60.00
50.00
40.00
30.00
20.00
10.00
0.00
-10.00
-20.00
0.00
5.00
10.00
15.00
20.00
25.00
30.00
ANGULO:THP-400
ANGULO:PCA-U1
ANGULO:PCF-U1
ANGULO:PMN-GM1
ANGULO:CPS-13.8


VOLTAJES
1.20
1.00
0.80
0.60
0.40
0.20
0.00
0.00
5.00
10.00
15.00
20.00
25.00
30.00
V:LNI-138
V:MSY-138
V:SEB-138
V:LBS-230
V:SND-230
V:SNB-138

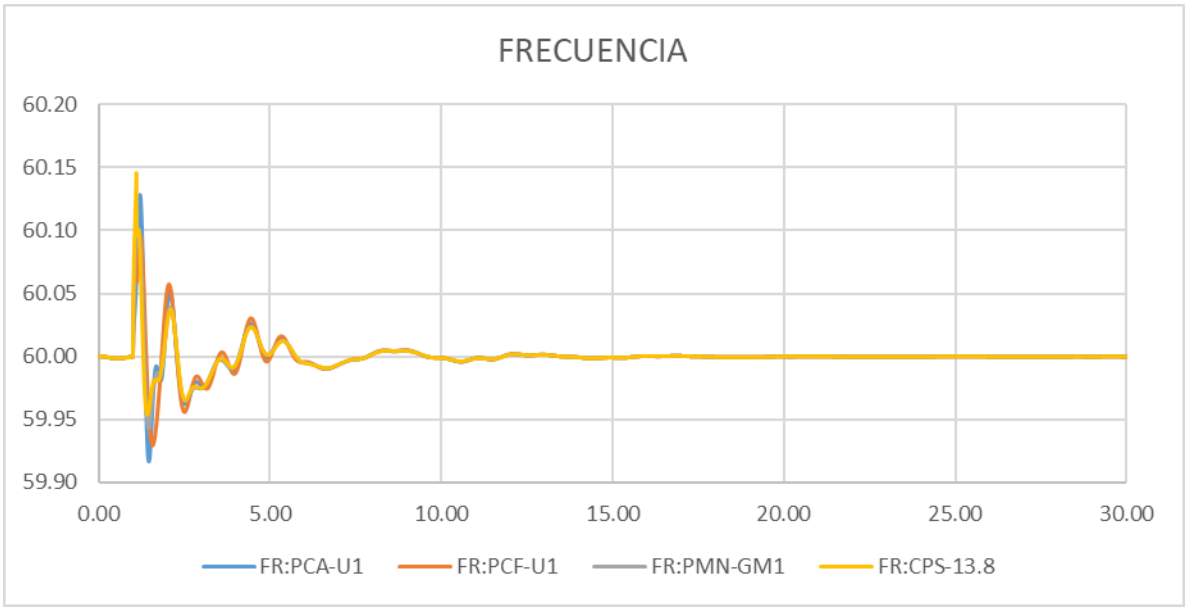
Contingencia C6

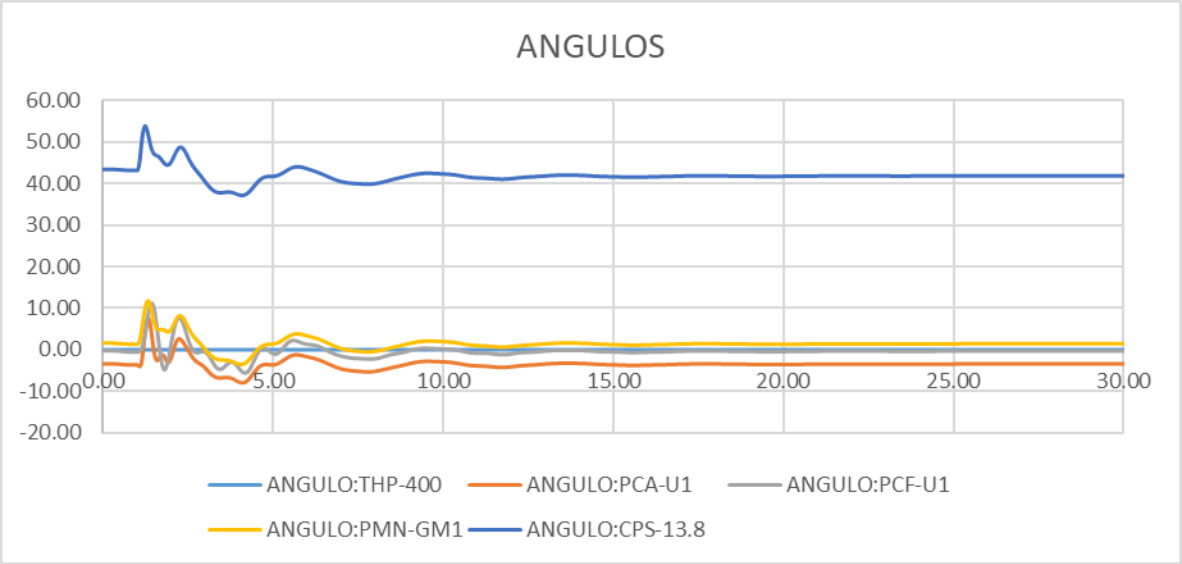


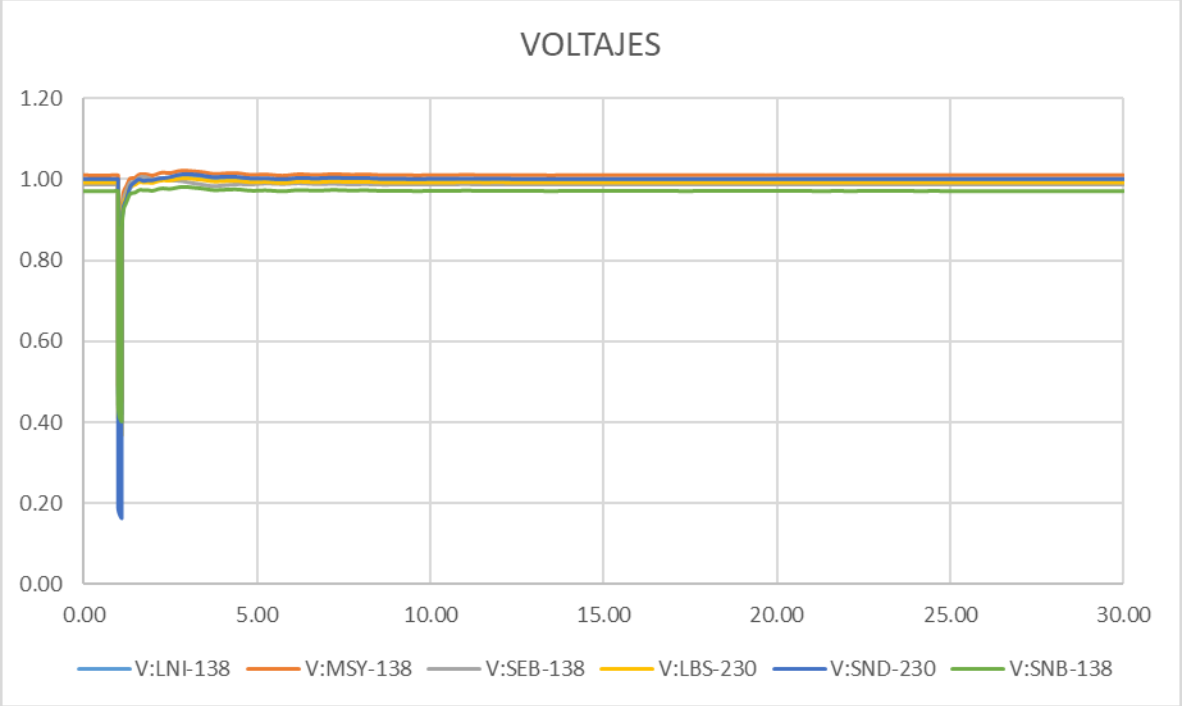




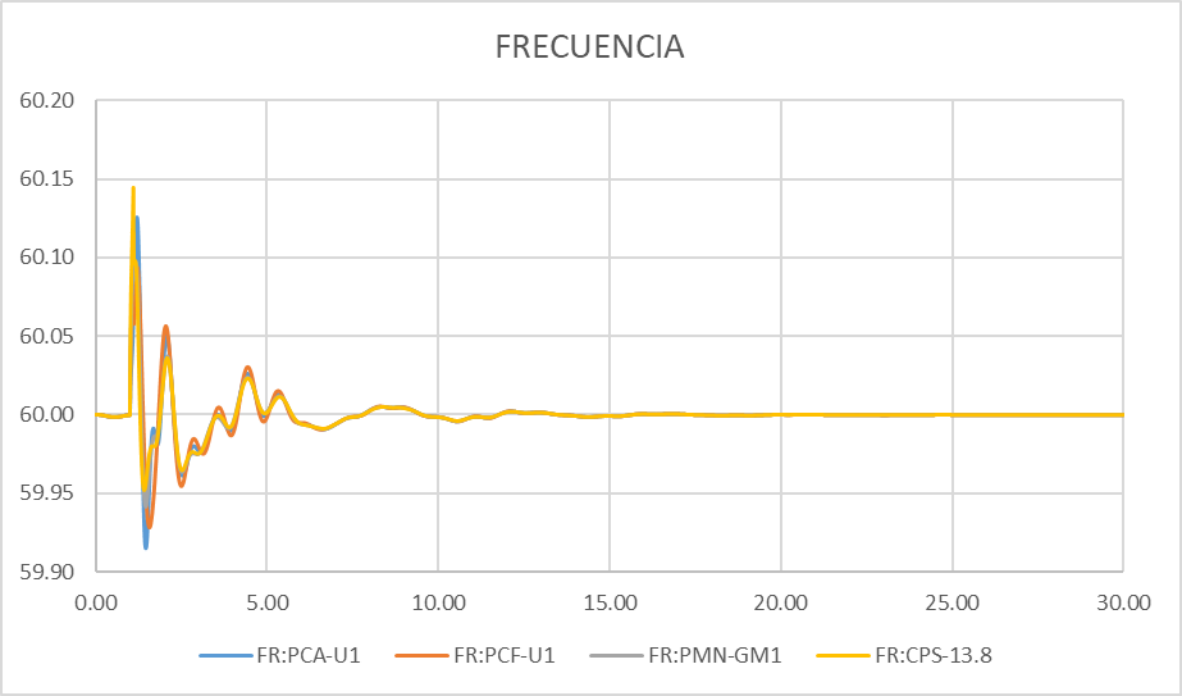
Contingencia C7

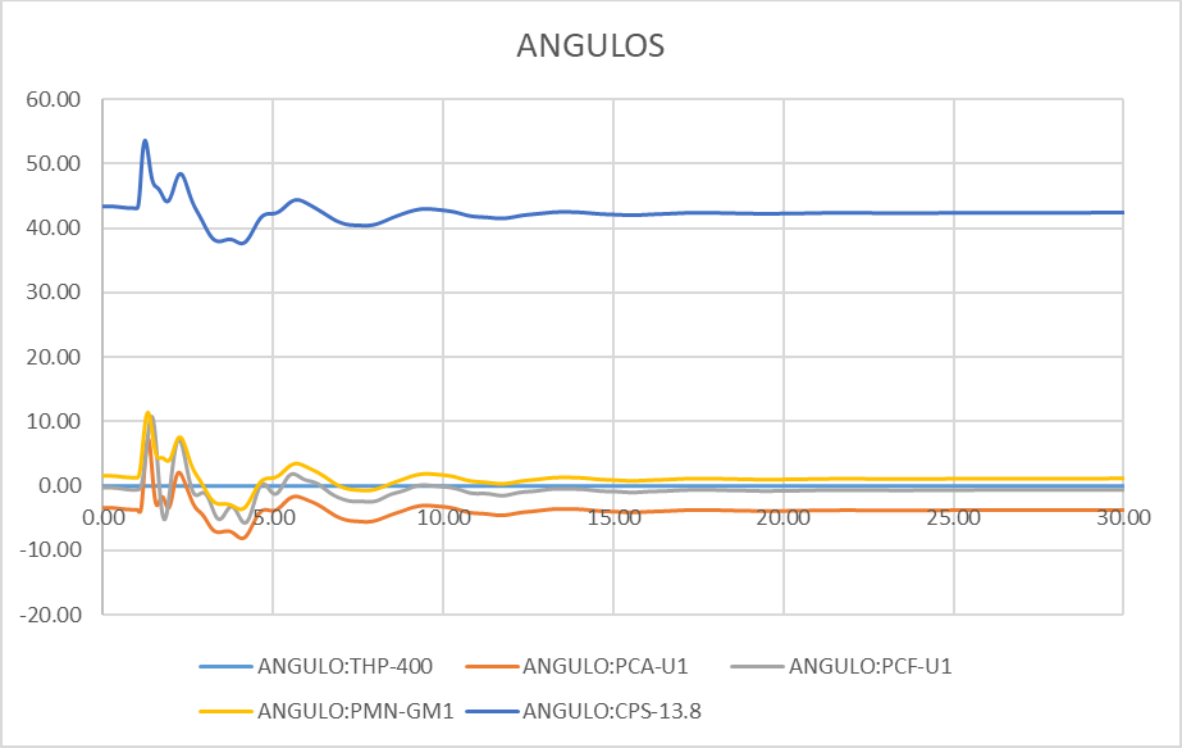


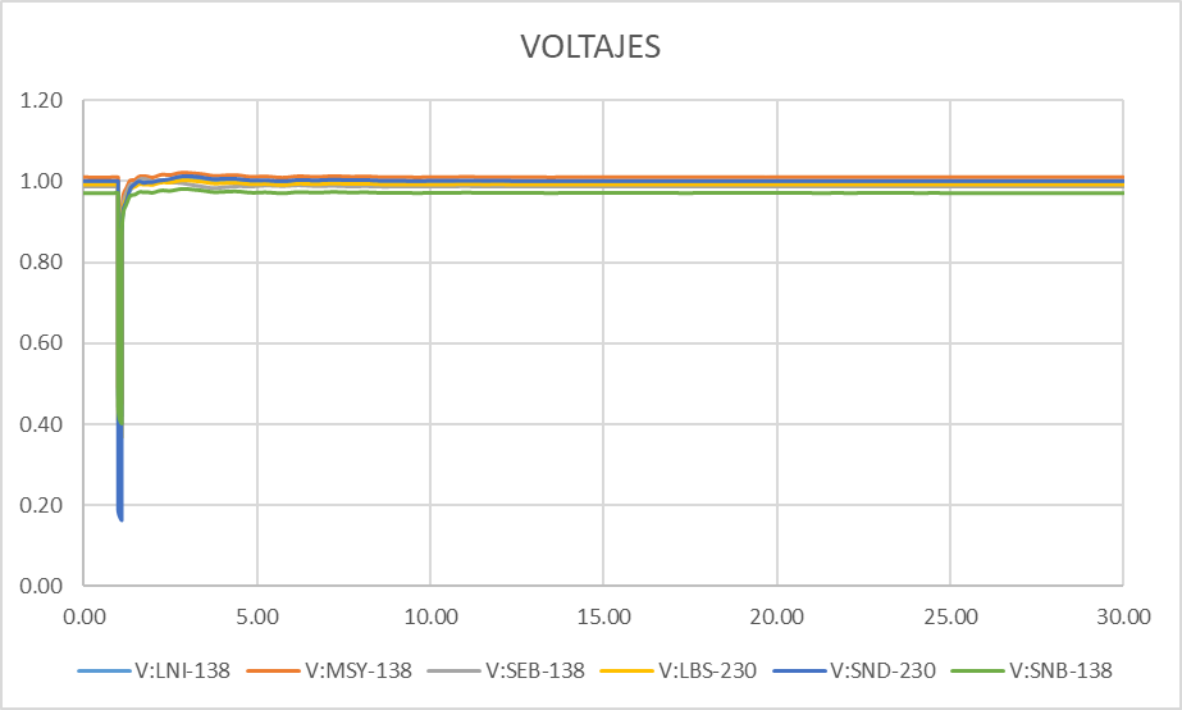




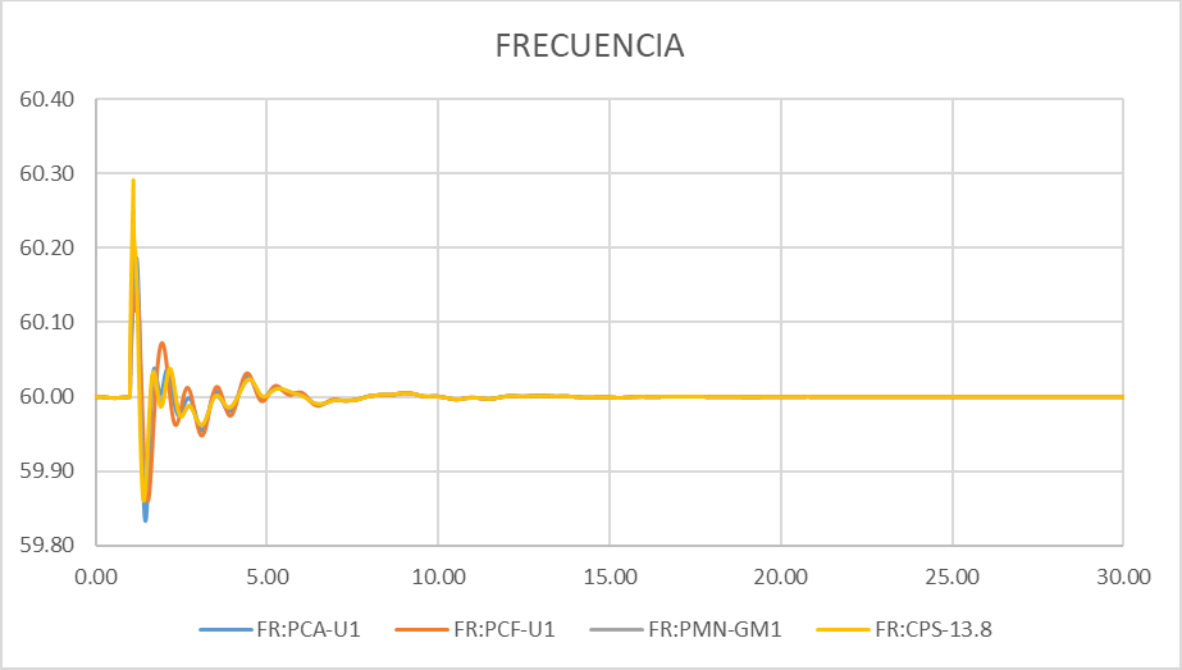
Contingencia C8

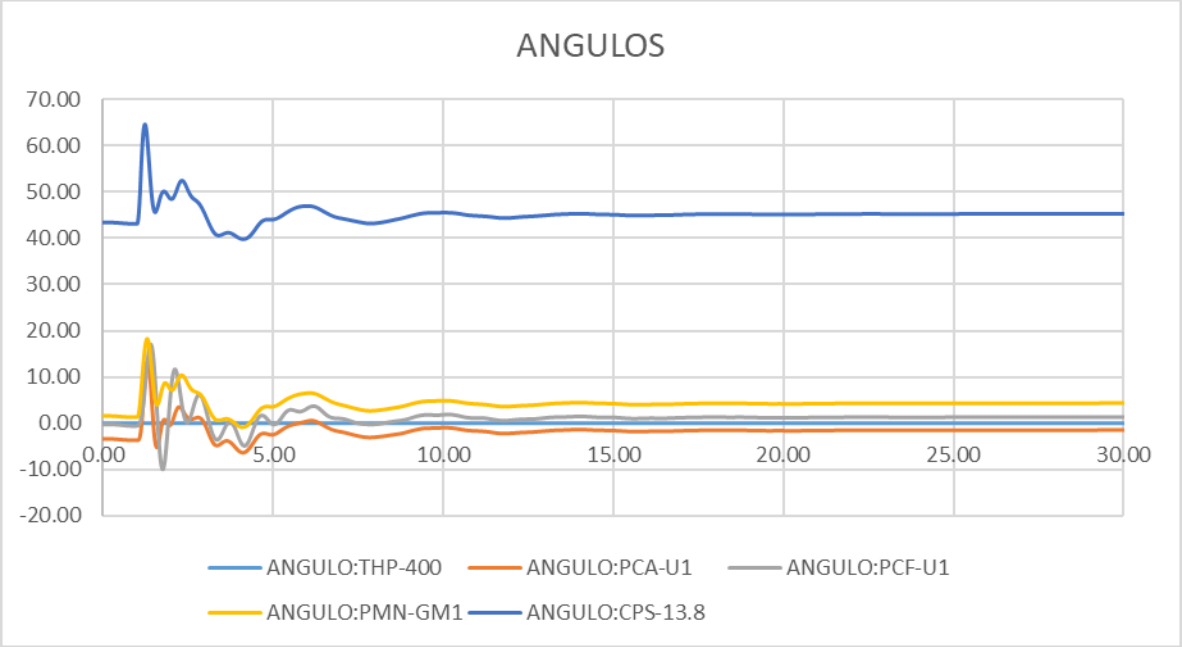

FRECUENCIA
60.20
60.15
60.10
60.05
60.00
59.95
59.90
0.00
5.00
10.00
15.00
20.00
25.00
30.00
FR:PCA-U1
FR:PCF-U1
FR:PMN-GM1
FR:CPS-13.8

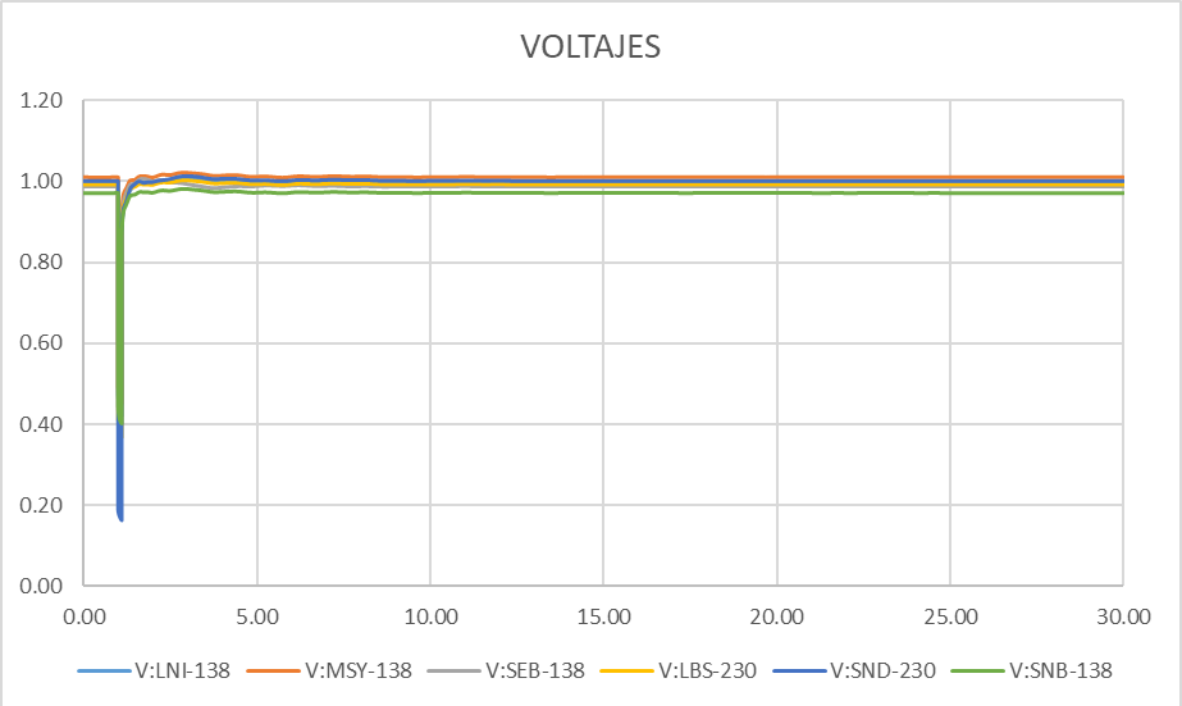

ANGULOS
60.00
50.00
40.00
30.00
20.00
10.00
0.00
-10.00
-20.00
0.00
5.00
10.00
15.00
20.00
25.00
30.00
ANGULO:THP-400
ANGULO:PCA-U1
ANGULO:PCF-U1
ANGULO:PMN-GM1
ANGULO:CPS-13.8



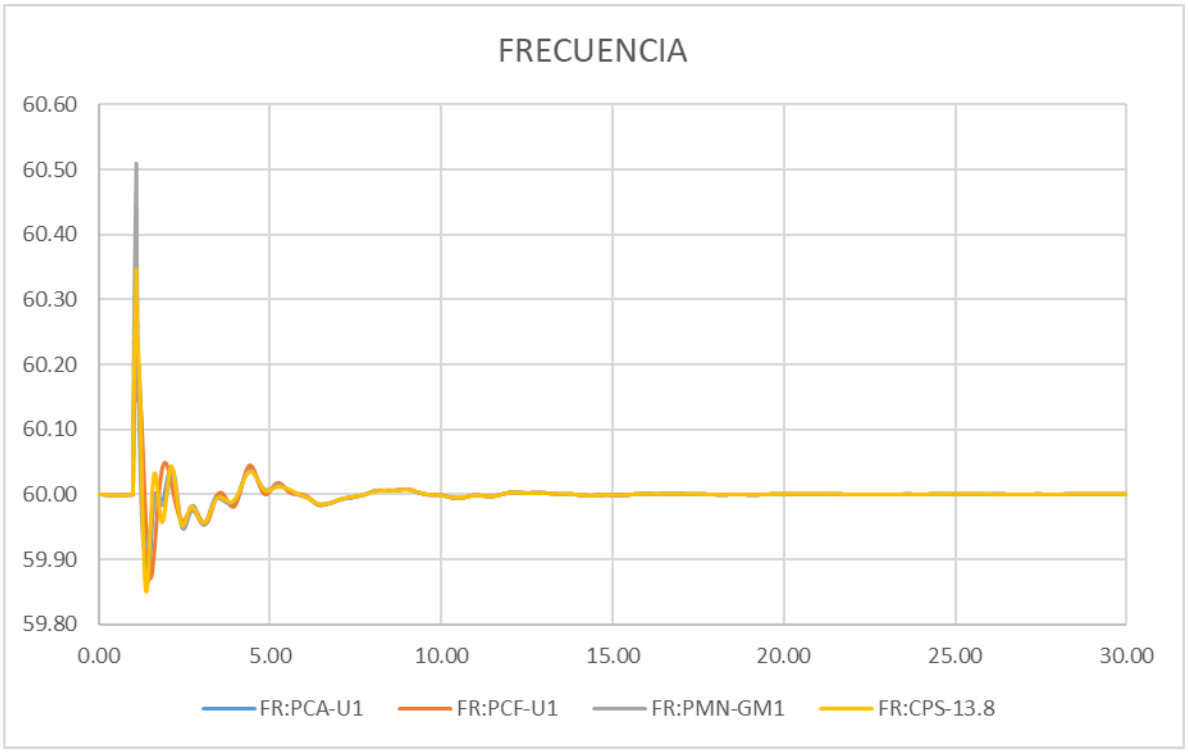
Contingencia C9

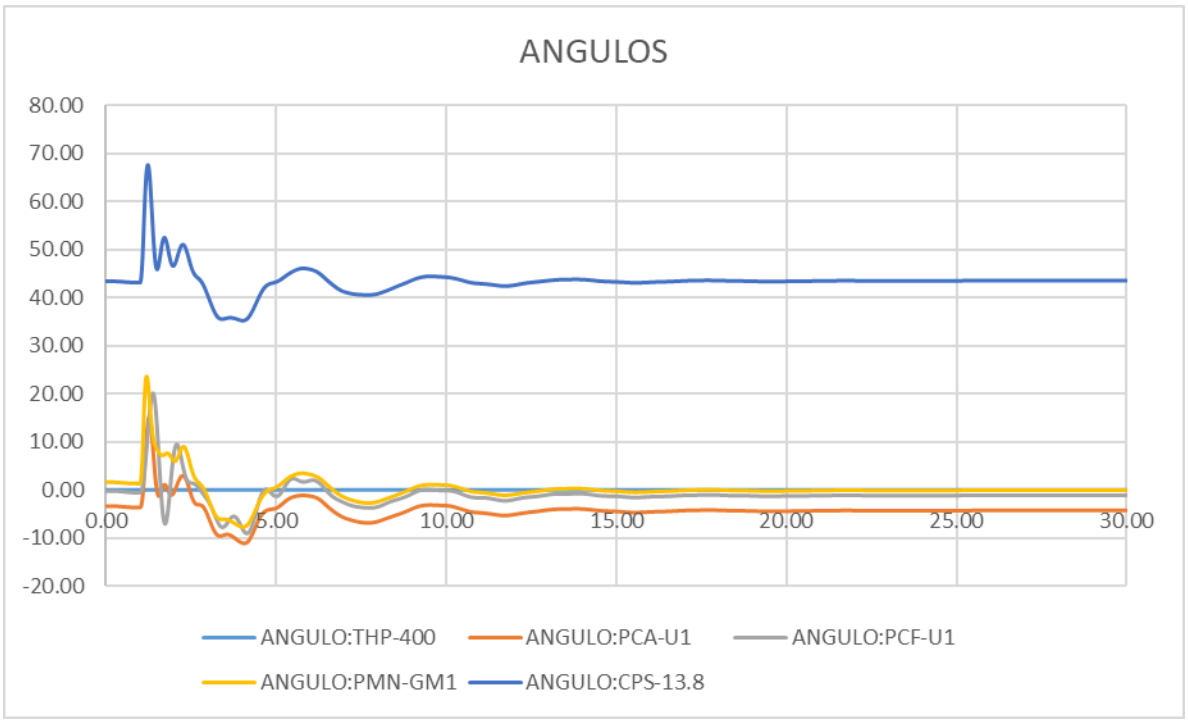


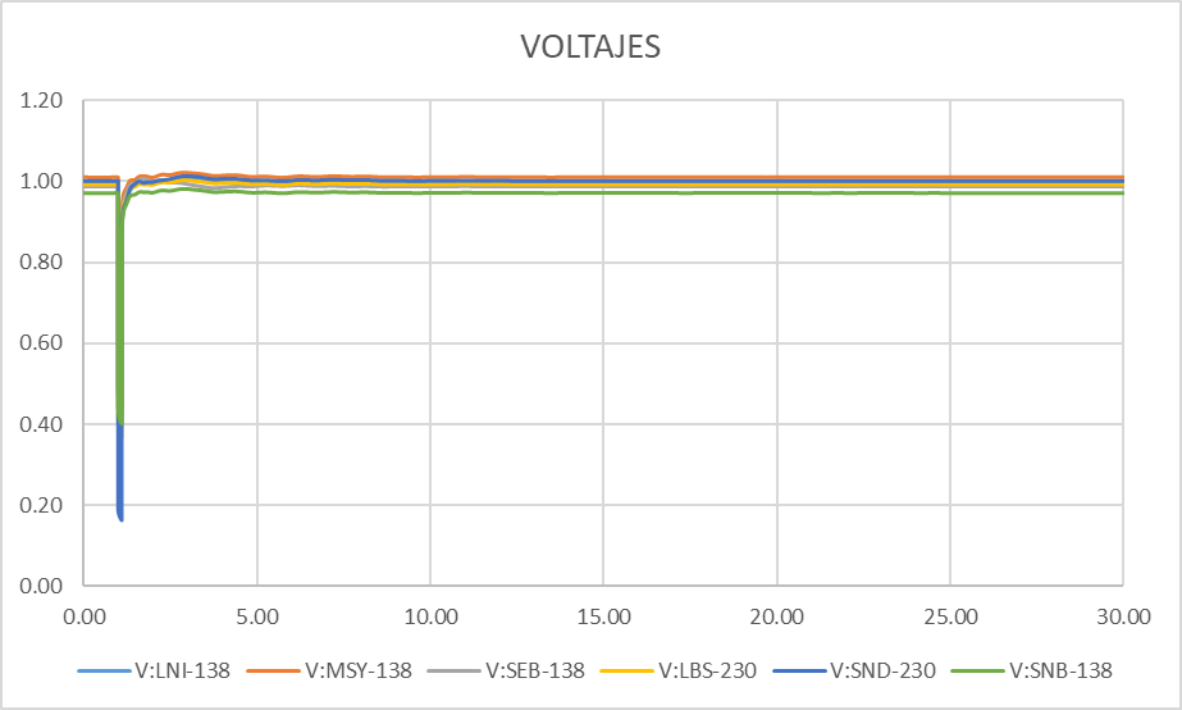

ANGULOS
70.00
60.00
50.00
40.00
30.00
20.00
10.00
0.00
-10.00
-20.00
0.00
5.00
10.00
15.00
20.00
25.00
30.00
ANGULO:THP-400
ANGULO:PCA-U1
ANGULO:PCF-U1
ANGULO:PMN-GM1
ANGULO:CPS-13.8


VOLTAJES
1.20
1.00
0.80
0.60
0.40
0.20
0.00
0.00
5.00
10.00
15.00
20.00
25.00
30.00
V:LNI-138
V:MSY-138
V:SEB-138
V:LBS-230
V:SND-230
V:SNB-138

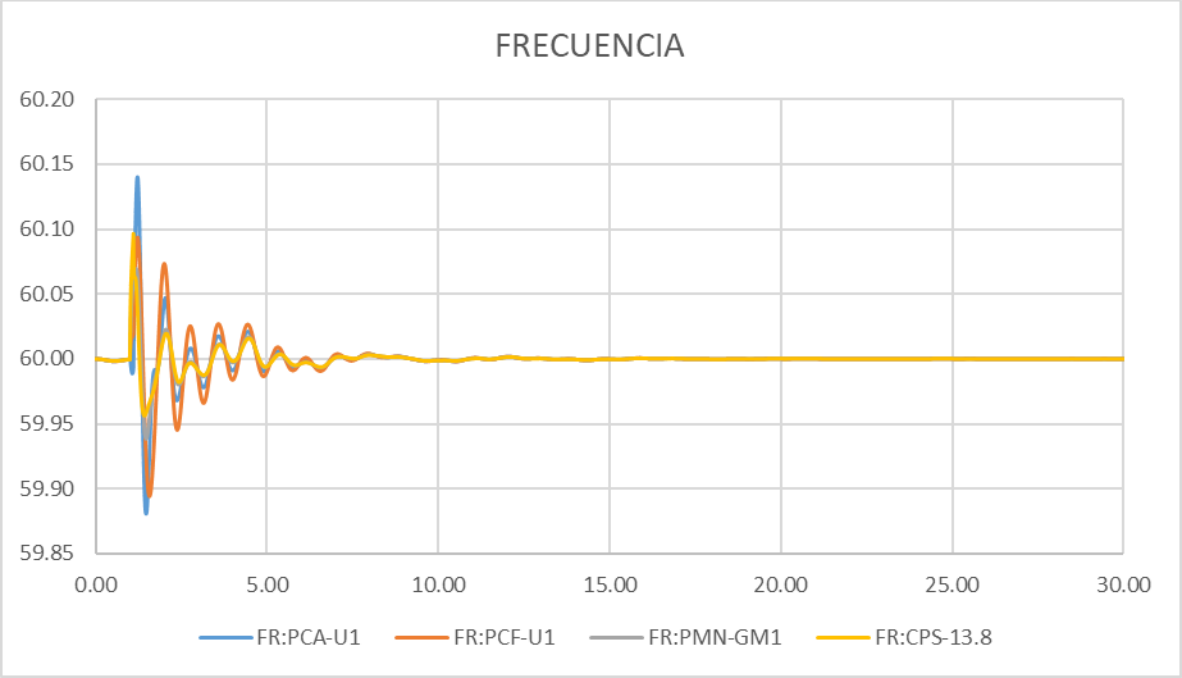
Contingencia C10

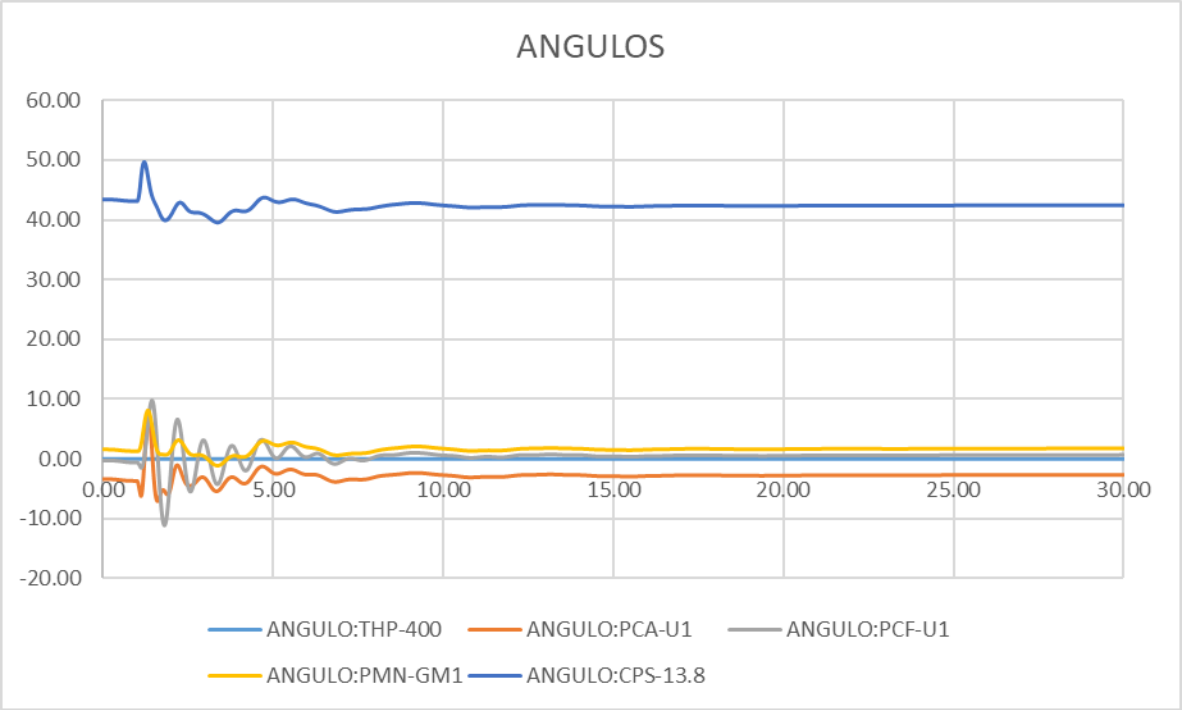


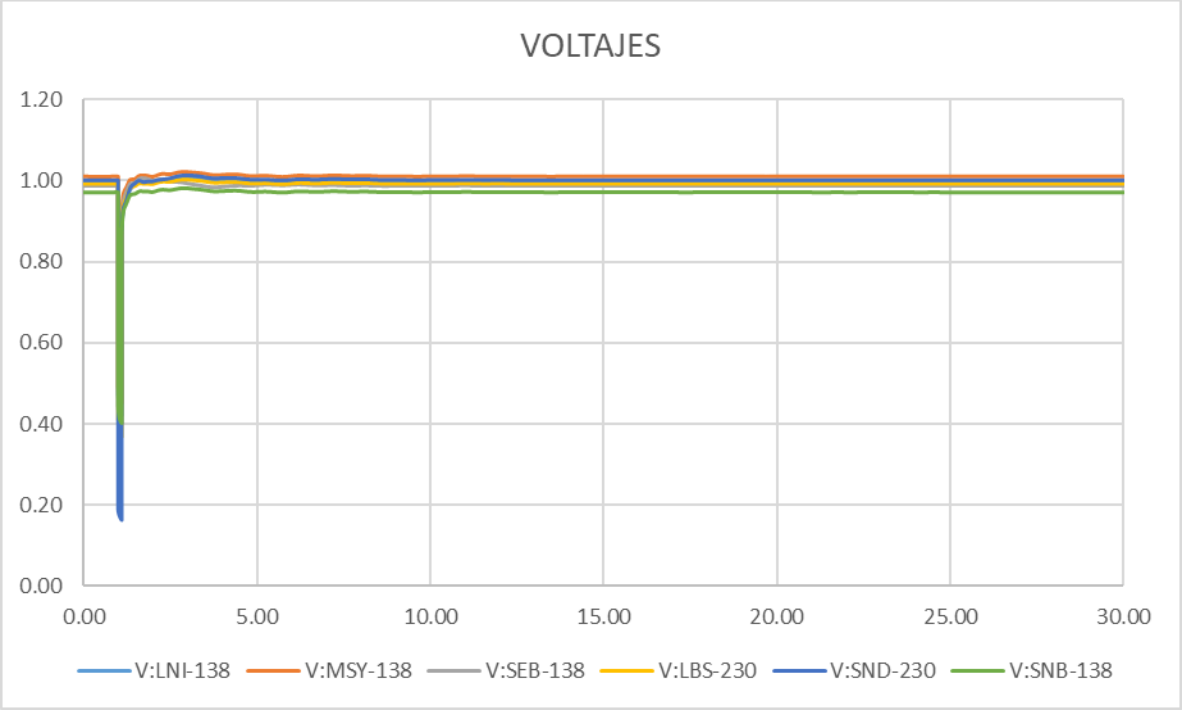




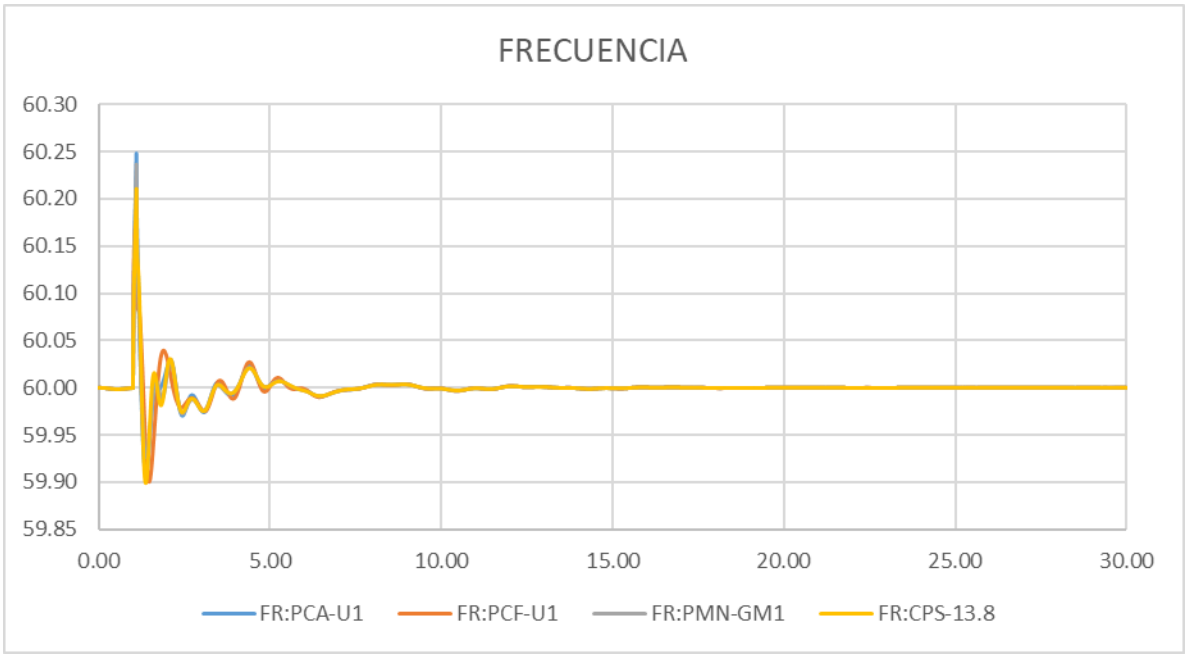
Contingencia C11

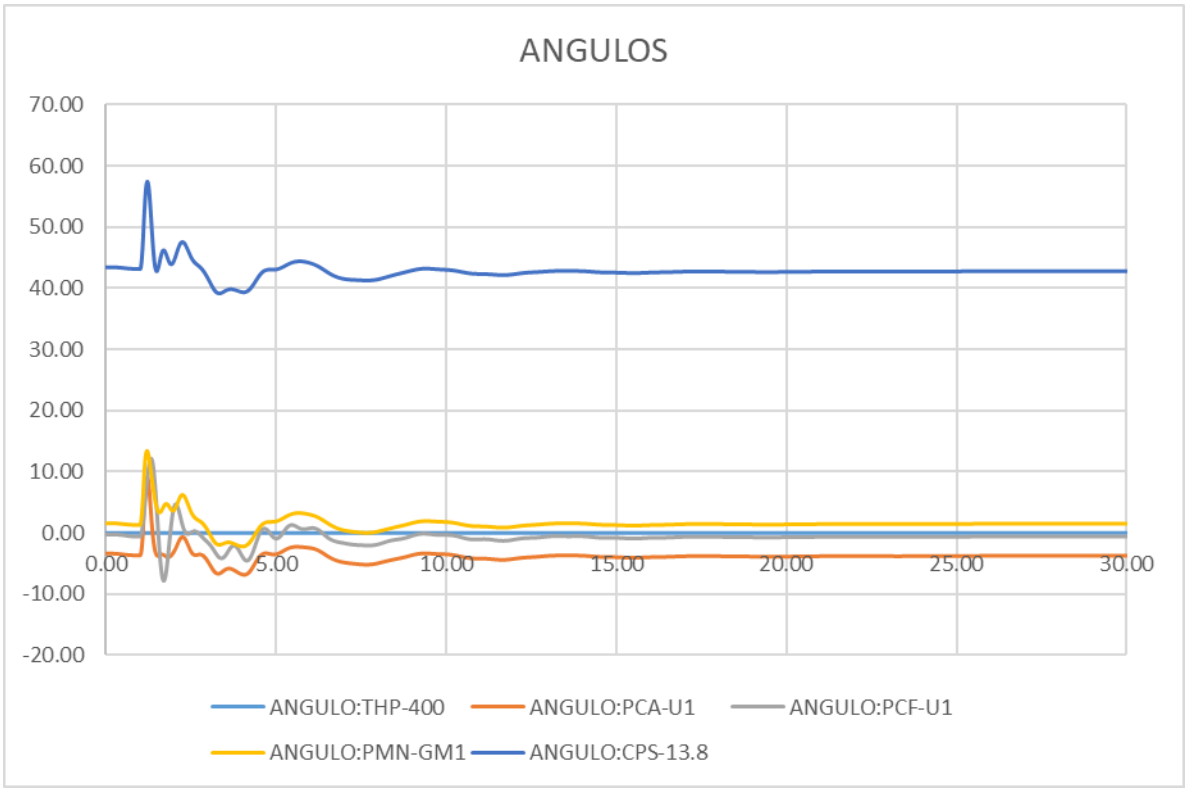


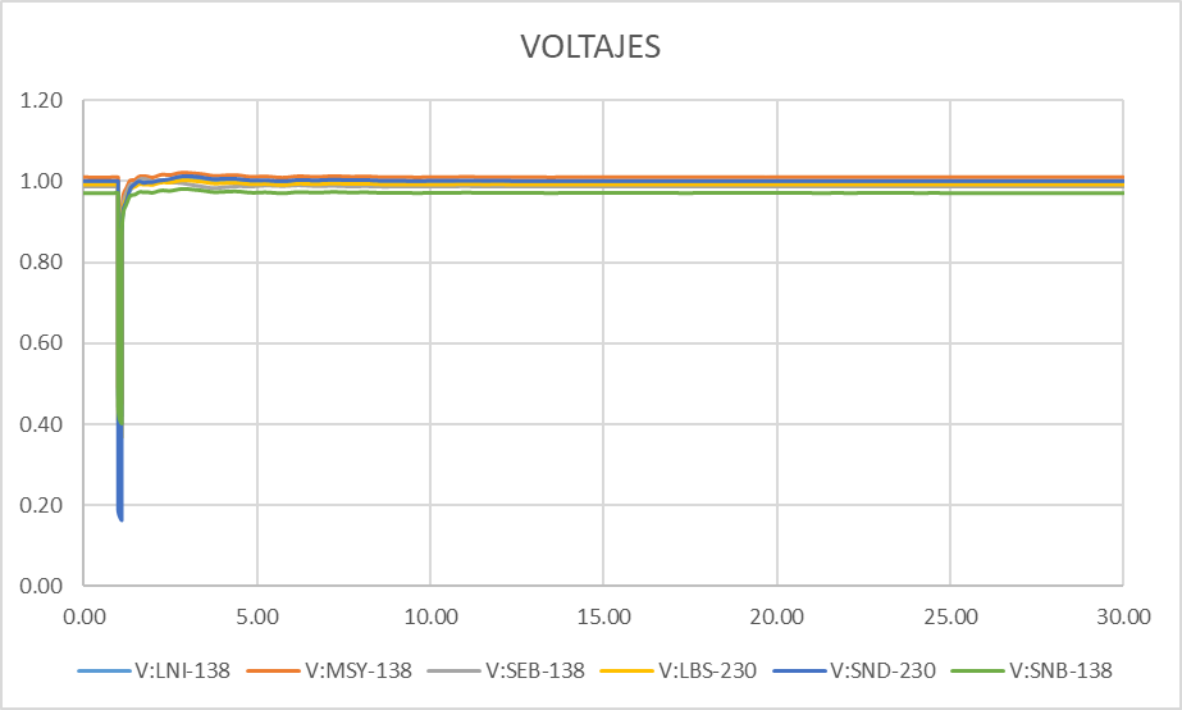

ANGULOS
60.00
50.00
40.00
30.00
20.00
10.00
0.00
-10.00
-20.00
0.00
5.00
10.00
15.00
20.00
25.00
30.00
ANGULO:THP-400
ANGULO:PCA-U1
ANGULO:PCF-U1
ANGULO:PMN-GM1
ANGULO:CPS-13.8


VOLTAJES
1.20
1.00
0.80
0.60
0.40
0.20
0.00
0.00
5.00
10.00
15.00
20.00
25.00
30.00
V:LNI-138
V:MSY-138
V:SEB-138
V:LBS-230
V:SND-230
V:SNB-138

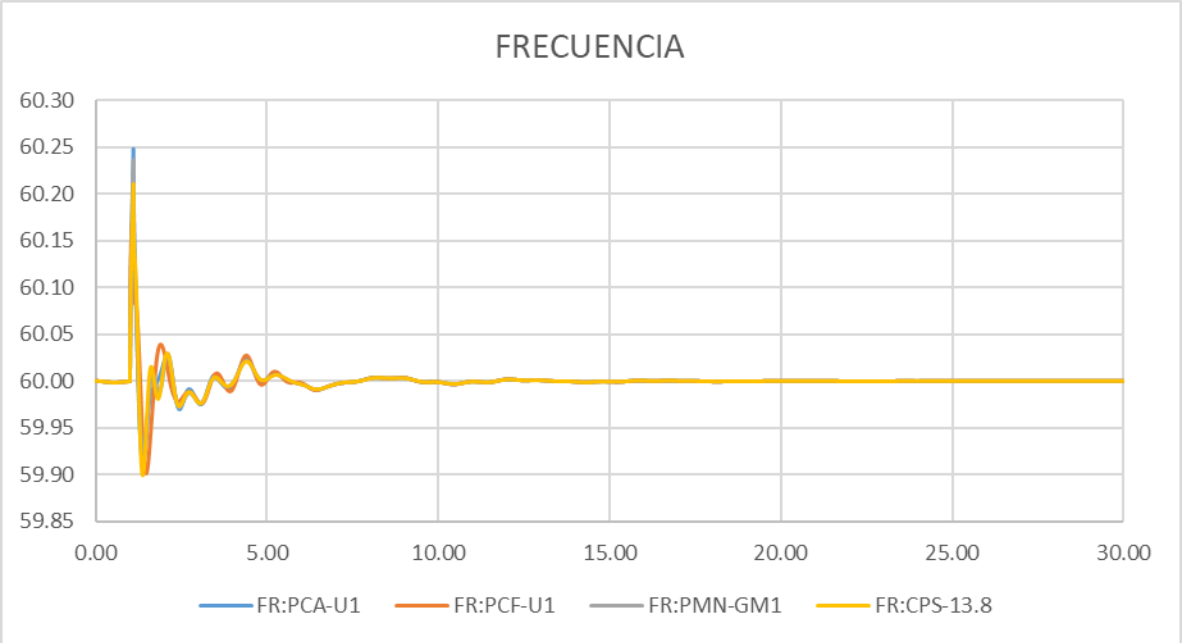
Contingencia C12

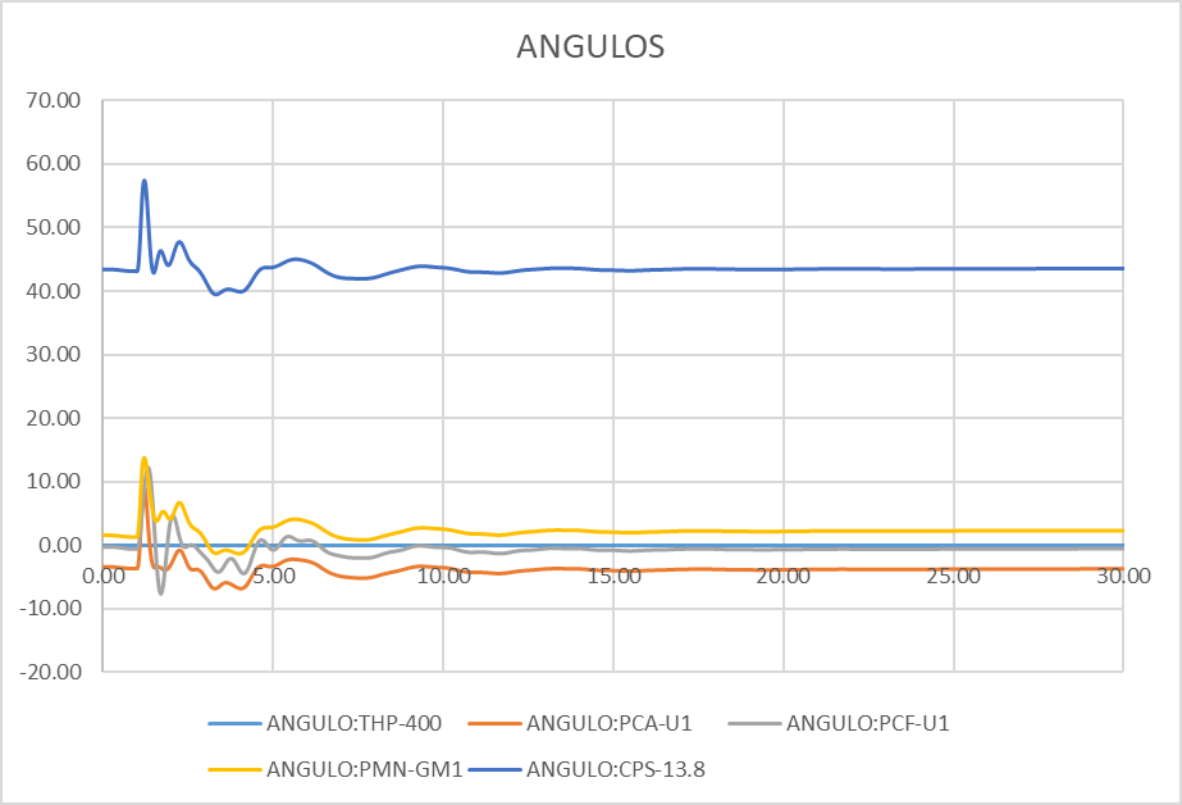


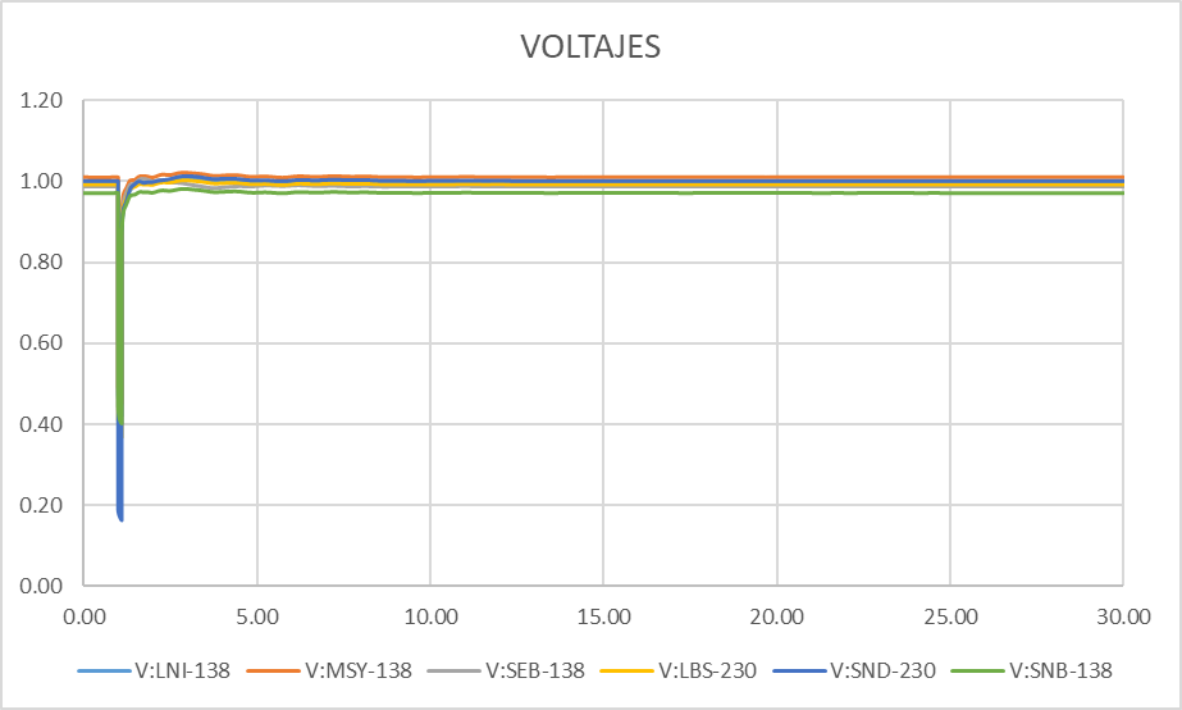




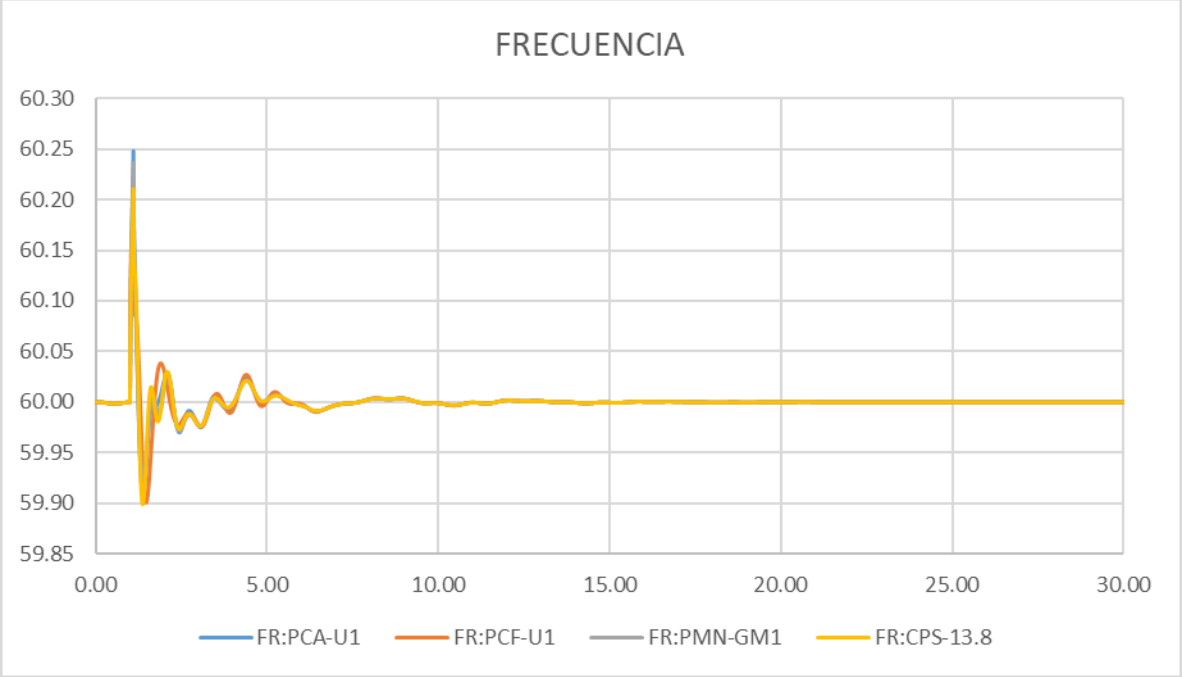
Contingencia C13

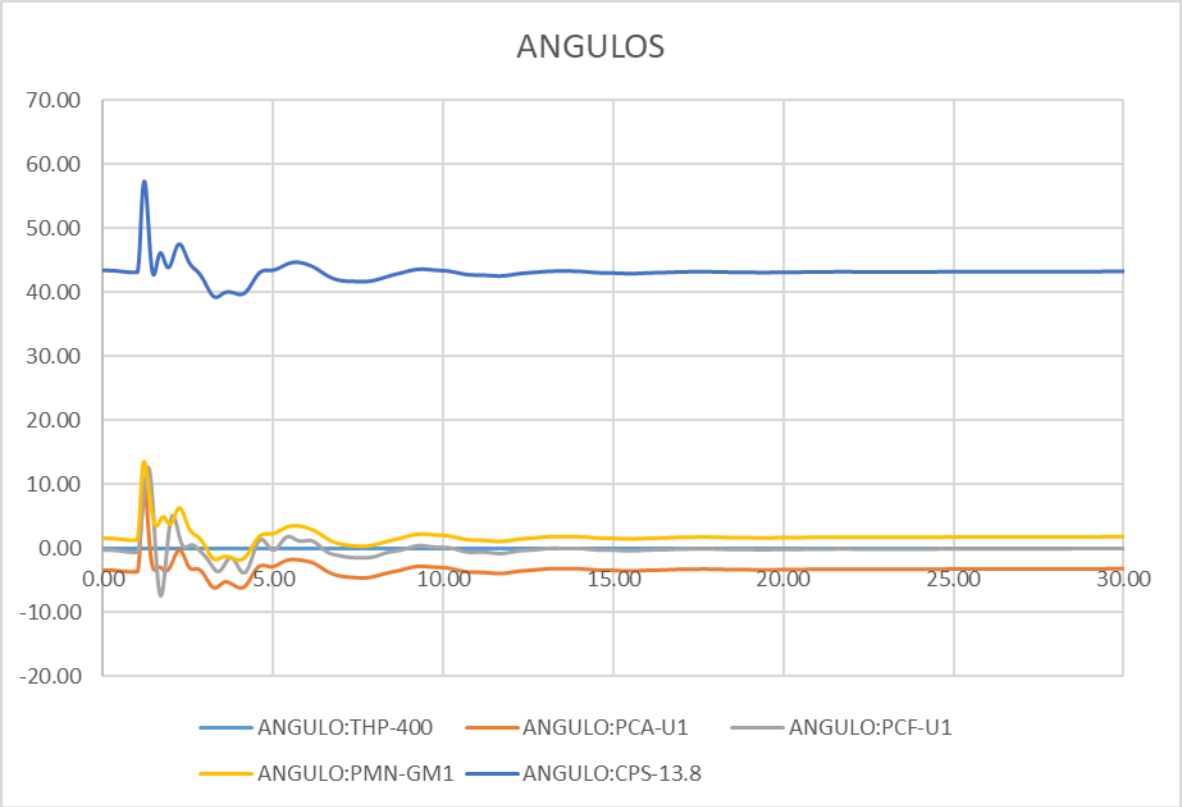


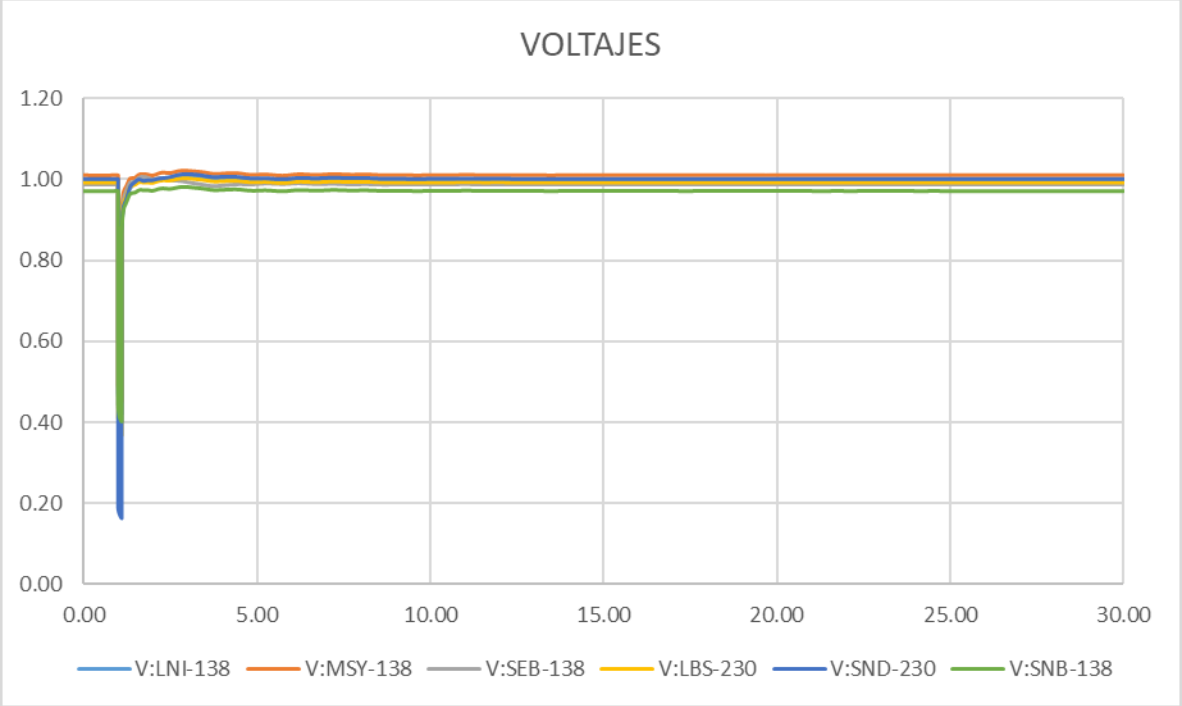

ANGULOS
70.00
60.00
50.00
40.00
30.00
20.00
10.00
0.00
-10.00
-20.00
0.00
5.00
10.00
15.00
20.00
25.00
30.00
ANGULO:THP-400
ANGULO:PCA-U1
ANGULO:PCF-U1
ANGULO:PMN-GM1
ANGULO:CPS-13.8

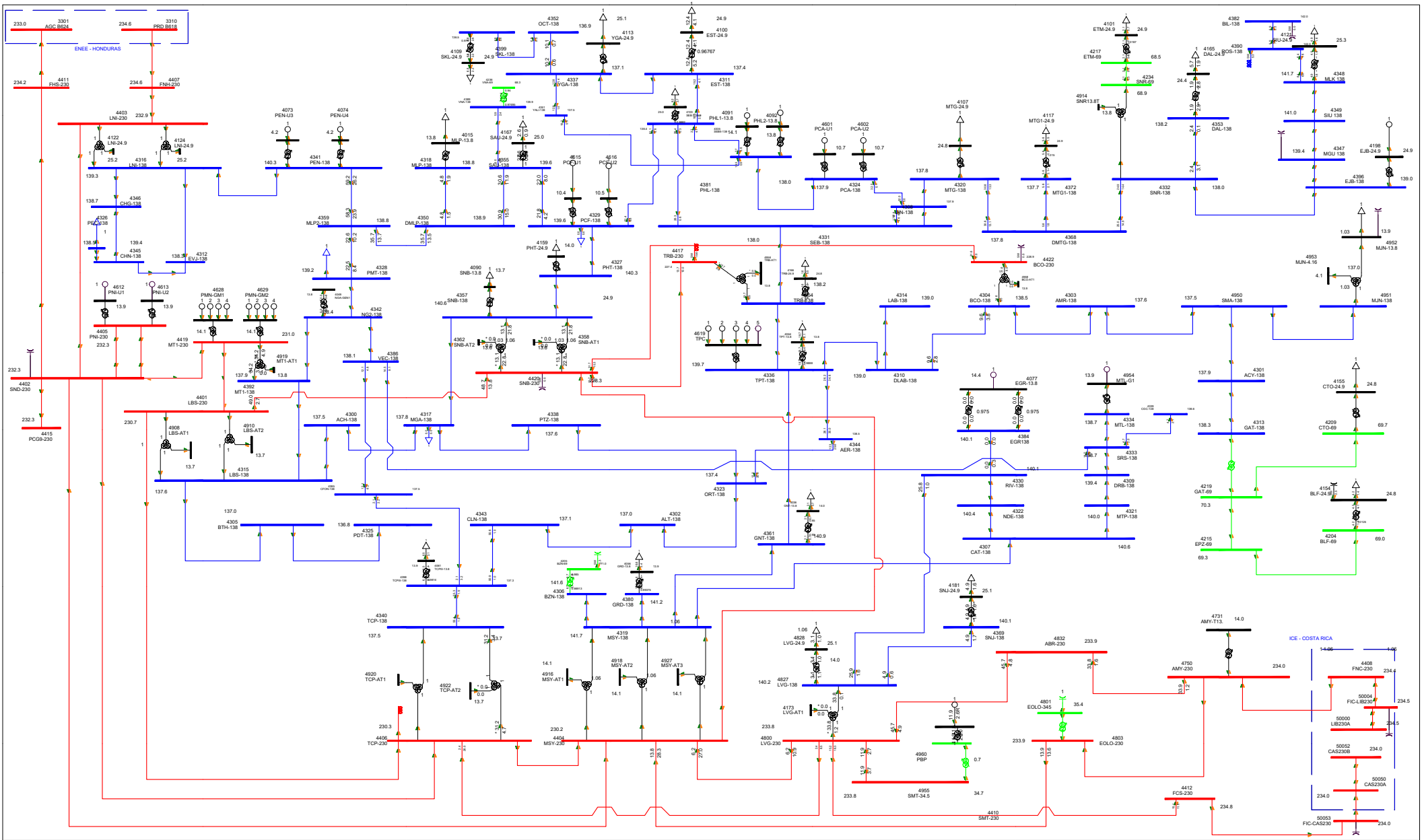


Contingencia C14




ANGULOS
70.00
60.00
50.00
40.00
30.00
20.00
10.00
0.00
-10.00
-20.00
0.00
5.00
10.00
15.00
20.00
25.00
30.00
ANGULO:THP-400
ANGULO:PCA-U1
ANGULO:PCF-U1
ANGULO:PMN-GM1
ANGULO:CPS-13.8


VOLTAJES
1.20
1.00
0.80
0.60
0.40
0.20
0.00
0.00
5.00
10.00
15.00
20.00
25.00
30.00
V:LNI-138
V:MSY-138
V:SEB-138
V:LBS-230
V:SND-230
V:SNB-138



ENATREL
Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AÑO 2023

DEMANDA MAXIMA INVIERNO - SIN TRANSFERENCIAS

ESCENARIO CON OBRAS

VOLTAGE LEVELS

230.0 KV | 69.0 KV

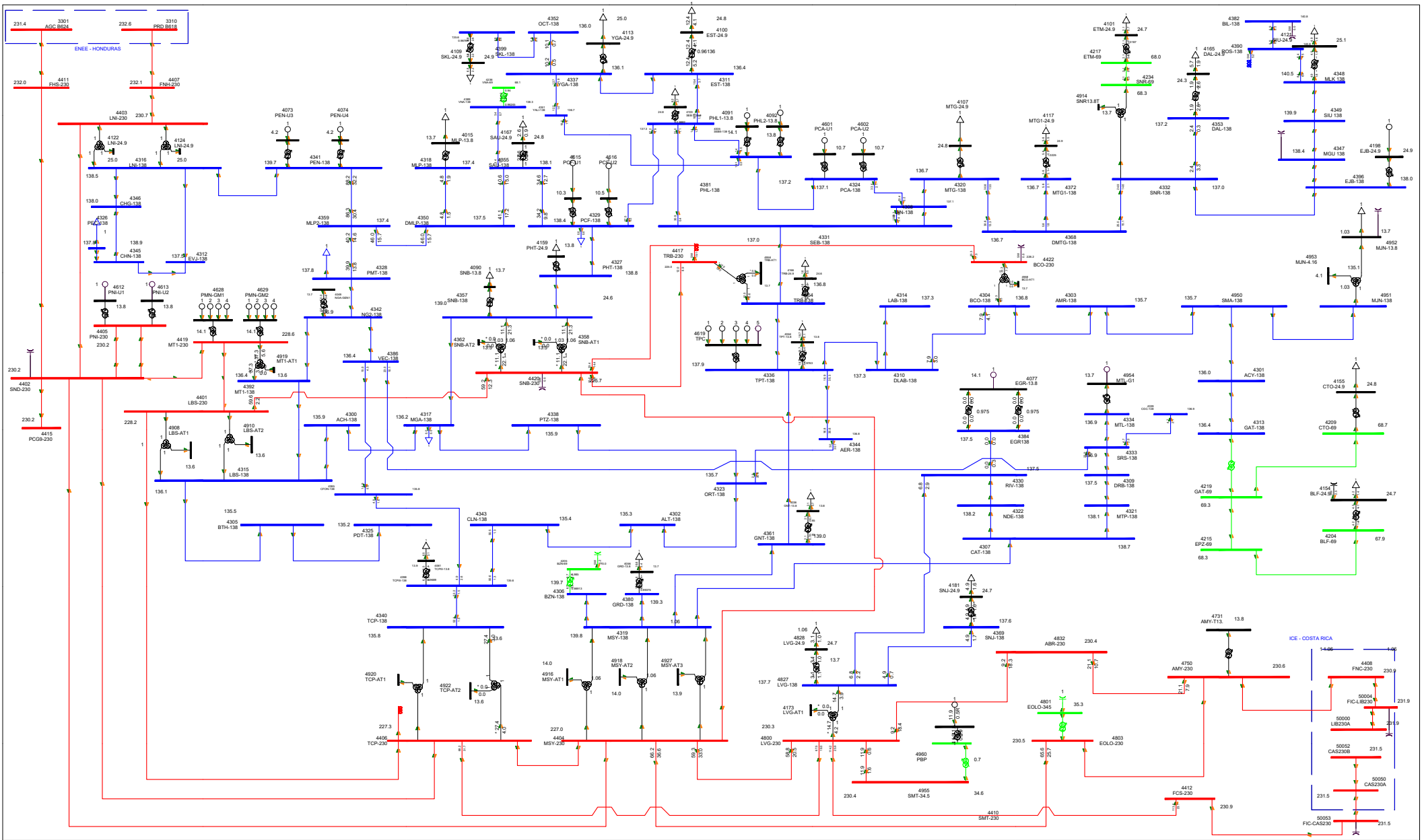
138.0 KV | 13.8 KV

95% BRANCH OVERLOAD

1.050 HIGH VOLTAGE | 0.950 LOW VOLTAGE

Flujo Potencia Activa (MW)

Flujo Potencia Reactiva



ENATREL
Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AÑO 2023

DEMANDA MAXIMA INVIERNO - PORTEO NS - 230 MW

ESCENARIO CON OBRAS

VOLTAGE LEVELS

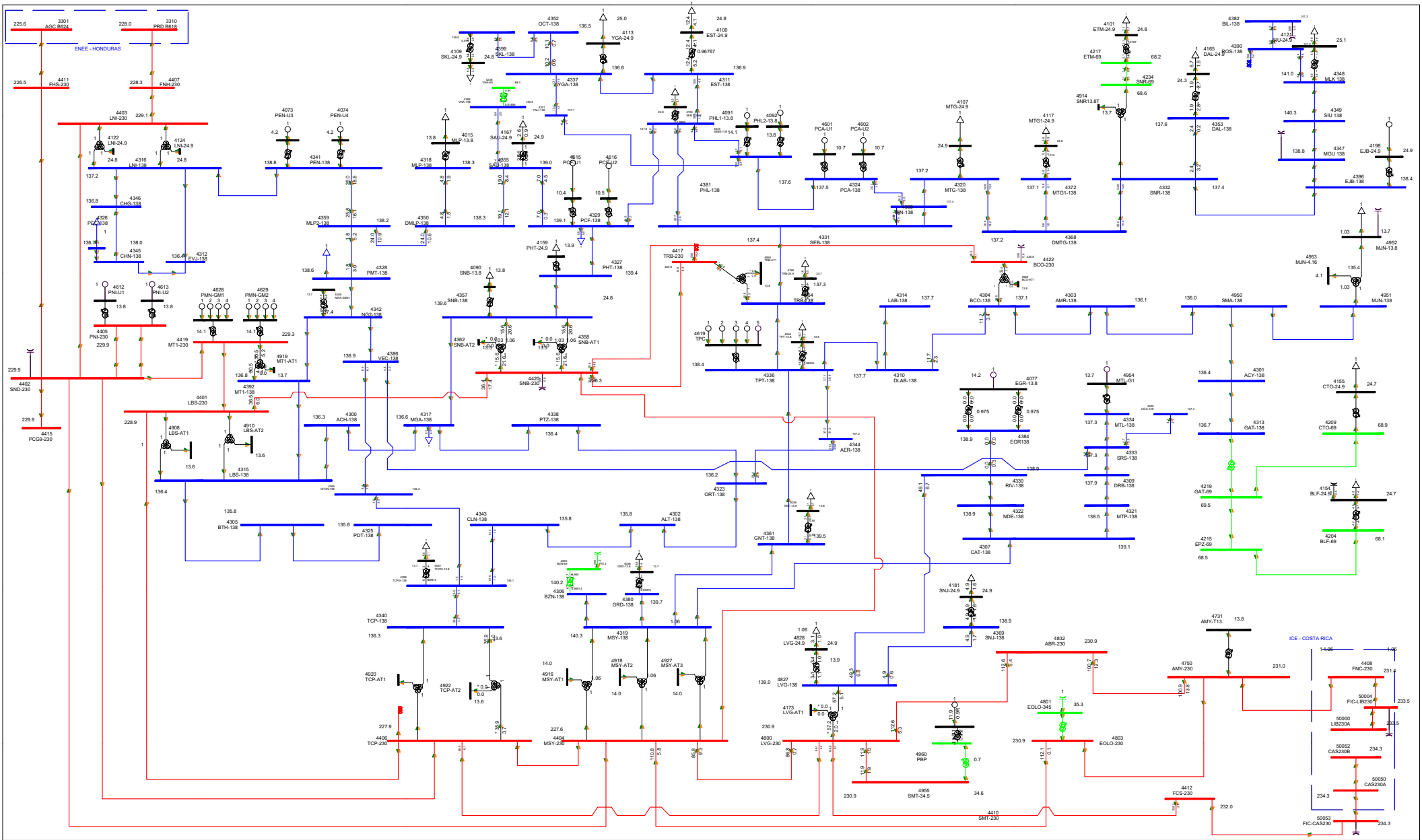
230.0 KV	69.0 KV
138.0 KV	13.8 KV

95% BRANCH OVERLOAD

1.050 HIGH VOLTAGE	0.950 LOW VOLTAGE

Flujo Potencia Activa (MW)

Flujo Potencia Reactiva



ENATREL
Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AÑO 2023

DEMANDA MAXIMA INVIERNO - PORTEO SN - 280 MW

ESCENARIO CON OBRAS

VOLTAGE LEVELS

230.0 KV

69.0 KV

138.0 KV

13.8 KV

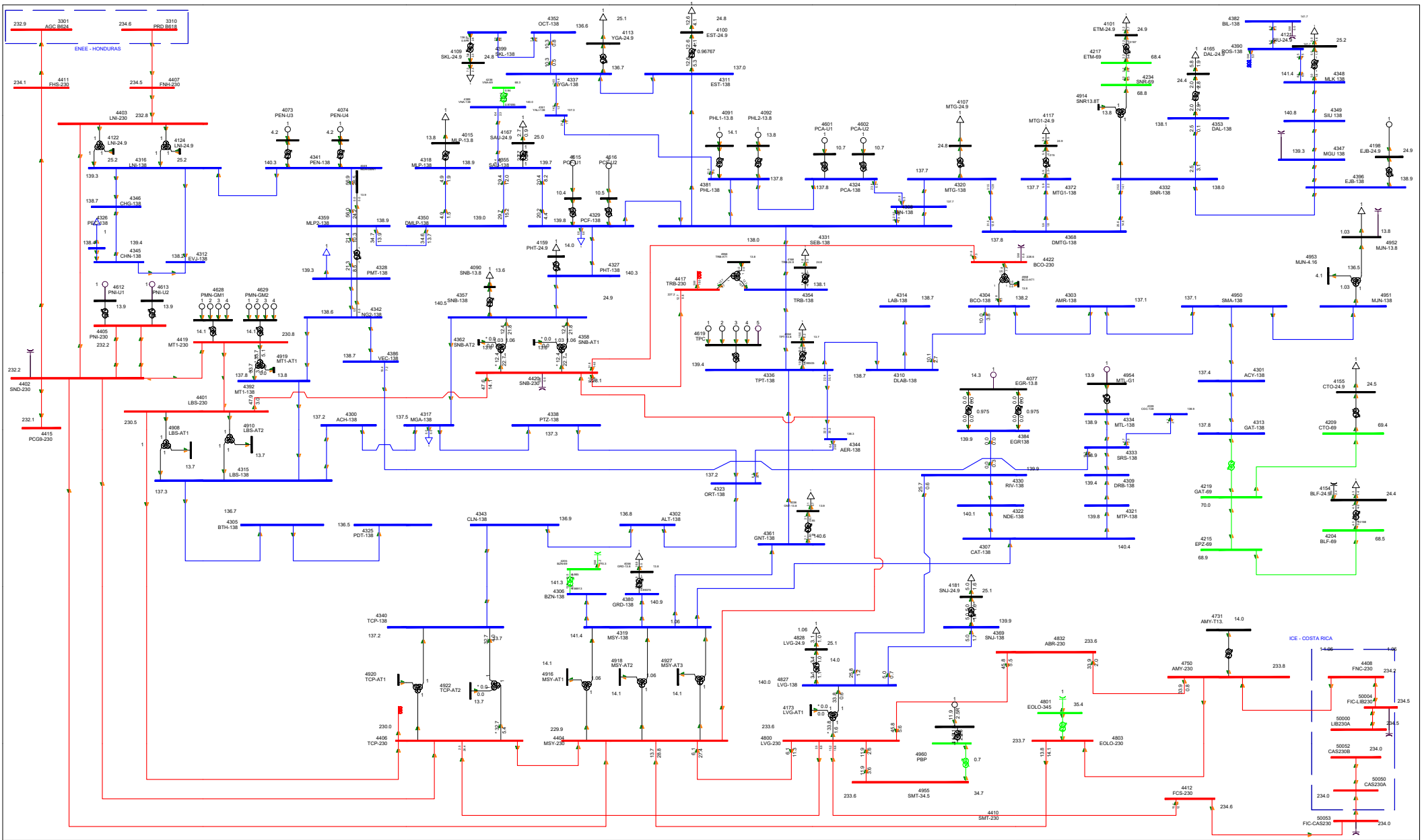
95% BRANCH OVERLOAD

1.050 HIGH VOLTAGE

0.950 LOW VOLTAGE

Flujo Potencia Activa (MW)

Flujo Potencia Reactiva



ENATREL
Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AÑO 2023

DEMANDA MAXIMA INVIERNO - SIN TRANSFERENCIAS

ESCENARIO SIN OBRAS

VOLTAGE LEVELS

230.0 KV | 69.0 KV

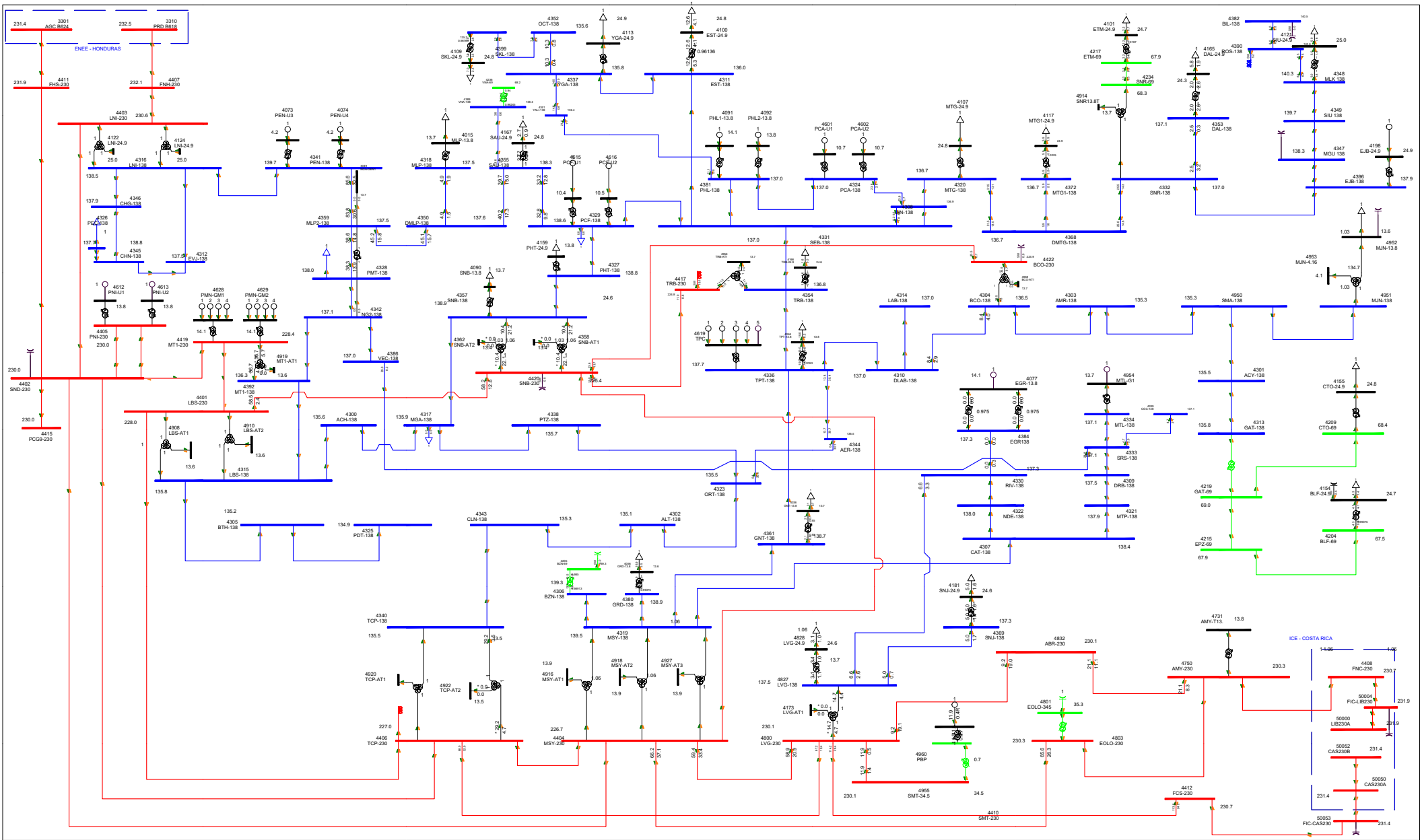
138.0 KV | 13.8 KV

95% BRANCH OVERLOAD

1.050 HIGH VOLTAGE | 0.950 LOW VOLTAGE

Flujo Potencia Activa (MW)

Flujo Potencia Reactiva



ENATREL
Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AÑO 2023

DEMANDA MAXIMA INVIERNO - PORTEO NS - 230 MW

ESCENARIO SIN OBRAS

VOLTAGE LEVELS

230.0 KV | 69.0 KV

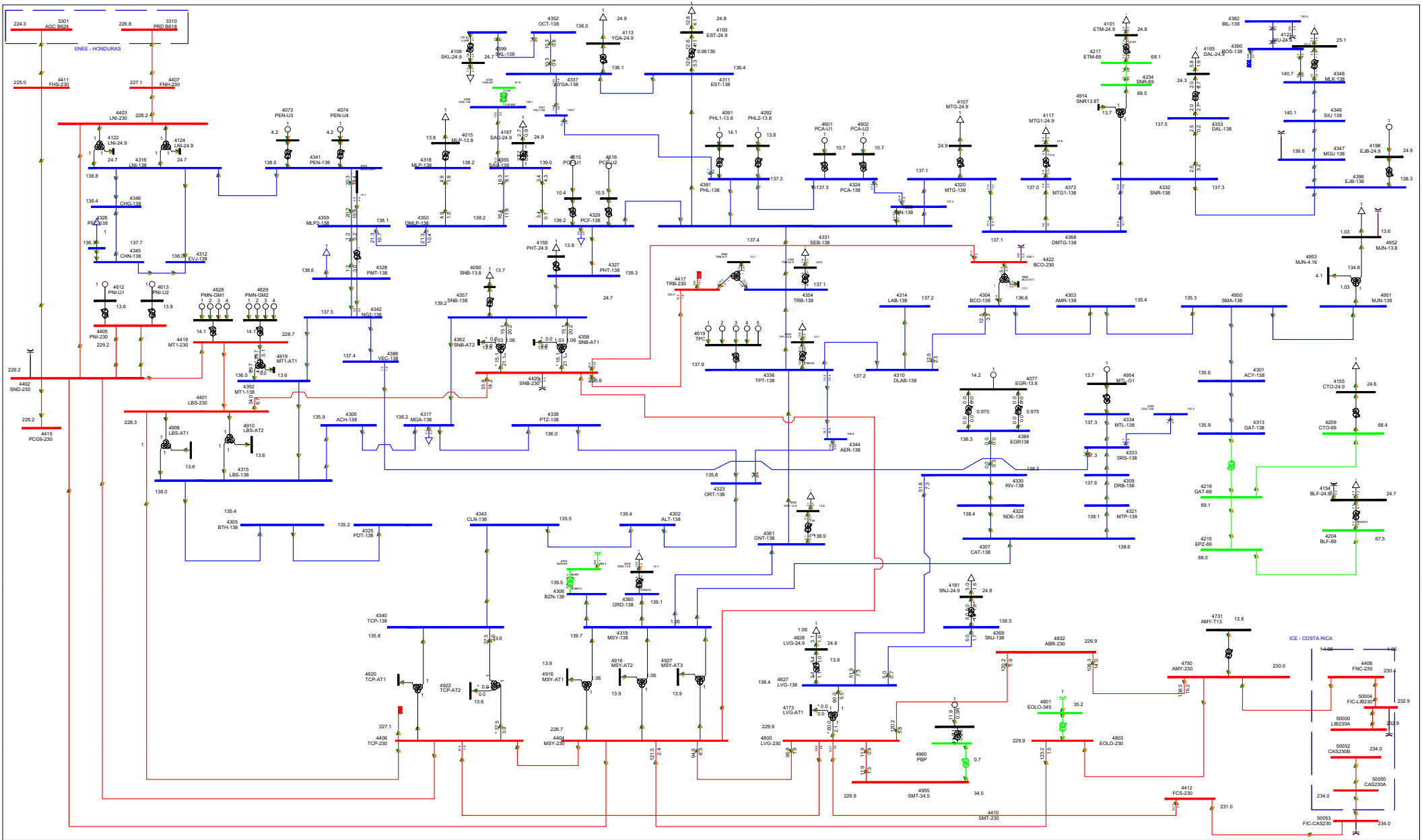
138.0 KV | 13.8 KV

95% BRANCH OVERLOAD

1.050 HIGH VOLTAGE | 0.950 LOW VOLTAGE

Flujo Potencia Activa (MW)

Flujo Potencia Reactiva



ENATREL
Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AÑO 2023

DEMANDA MAXIMA INVIERNO - PORTEO SN - 280 MW

ESCENARIO SIN OBRAS

VOLTAGE LEVELS

230.0 KV | 69.0 KV

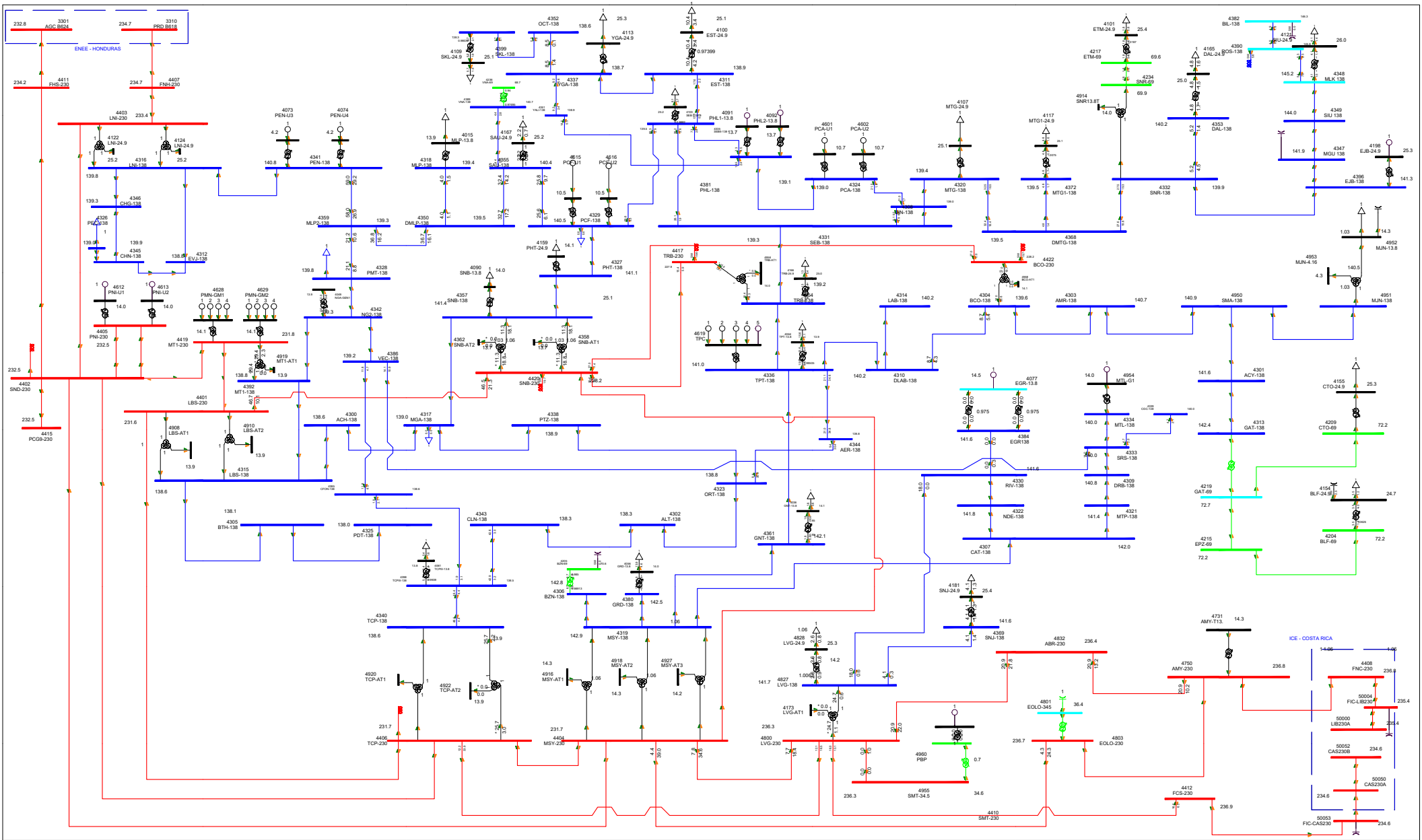
138.0 KV | 13.8 KV

95% BRANCH OVERLOAD

1.050 HIGH VOLTAGE | 0.950 LOW VOLTAGE

Flujo Potencia Activa (MW)

Flujo Potencia Reactiva



ENATREL
Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AÑO 2023

DEMANDA MEDIA INVIERNO - SIN TRANSFERENCIAS

ESCENARIO CON OBRAS

VOLTAGE LEVELS

230.0 KV

69.0 KV

138.0 KV

13.8 KV

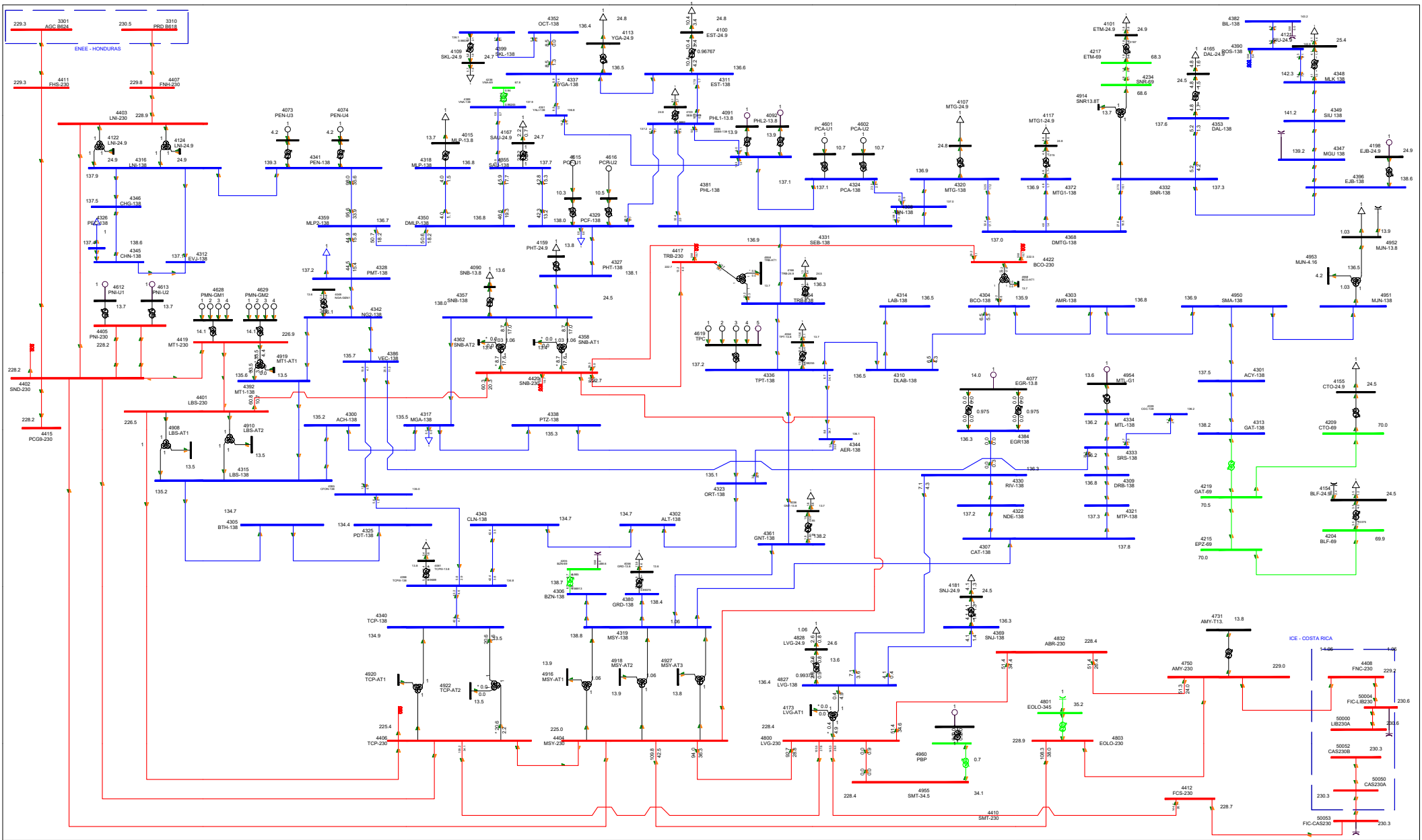
95% BRANCH OVERLOAD

1.050 HIGH VOLTAGE

0.950 LOW VOLTAGE

Flujo Potencia Activa (MW)

Flujo Potencia Reactiva



ENATREL
Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AÑO 2023

DEMANDA MEDIA INVIERNO - PORTEO NS - 300 MW

ESCENARIO CON OBRAS

VOLTAGE LEVELS

230.0 KV | 69.0 KV

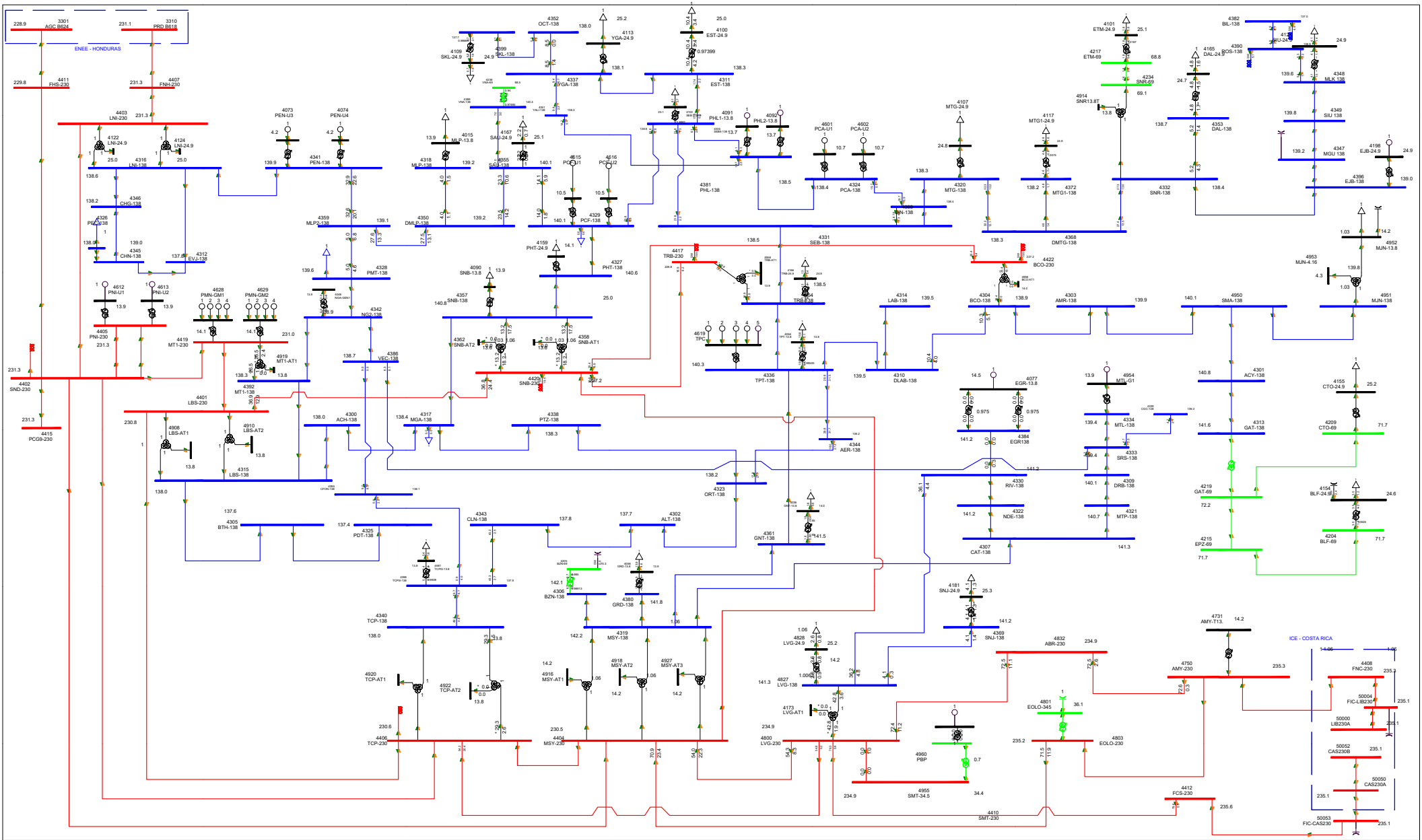
138.0 KV | 13.8 KV

95% BRANCH OVERLOAD

1.050 HIGH VOLTAGE | 0.950 LOW VOLTAGE

Flujo Potencia Activa (MW)

Flujo Potencia Reactiva



ENATREL
Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AÑO 2023

DEMANDA MEDIA INVIERNO - PORTEO SN - 220 MW

ESCENARIO CON OBRAS

VOLTAGE LEVELS

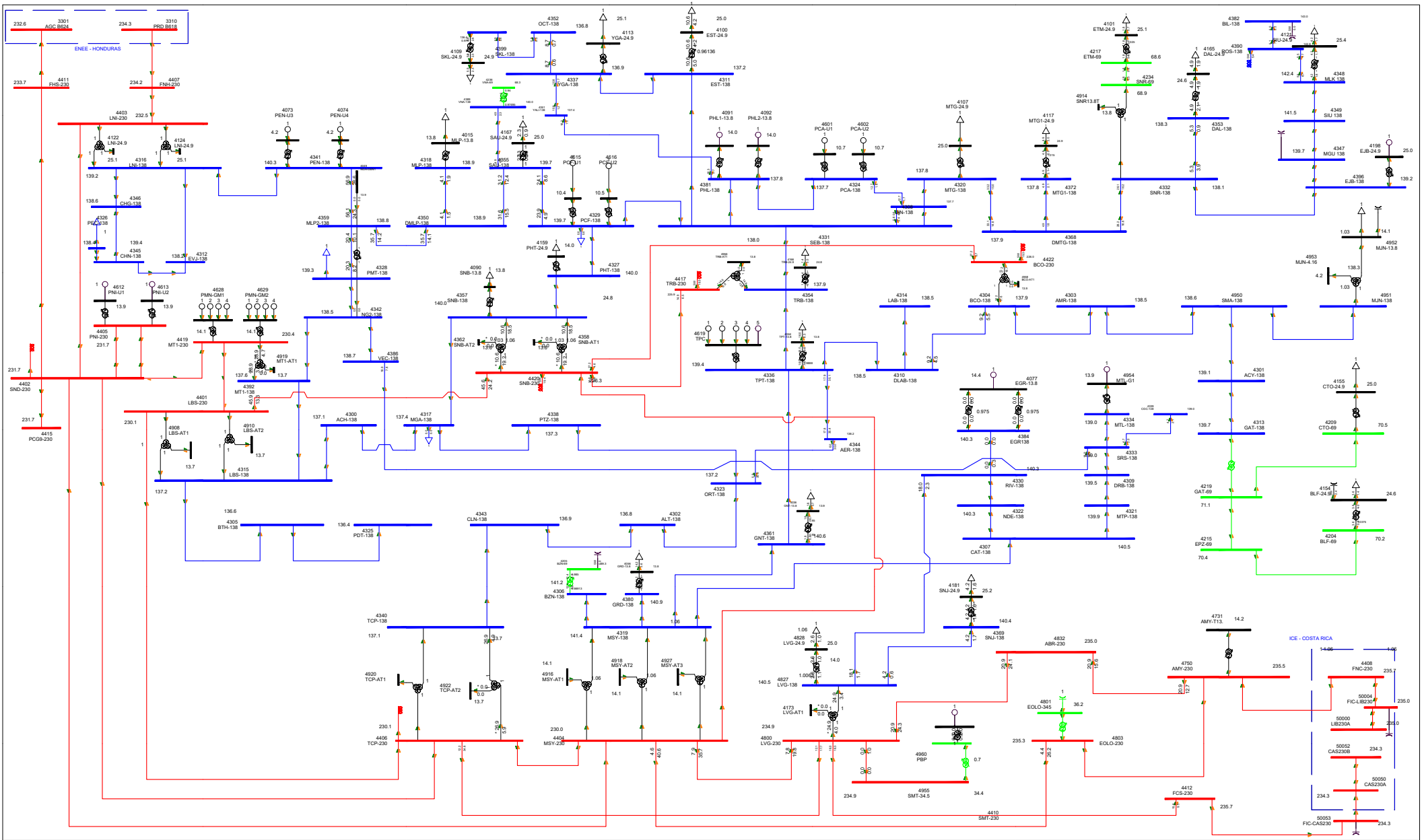
230.0 KV	69.0 KV
138.0 KV	13.8 KV

95% BRANCH OVERLOAD

1.050 HIGH VOLTAGE	0.950 LOW VOLTAGE

Flujo Potencia Activa (MW)

Flujo Potencia Reactiva



ENATREL
Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AÑO 2023

DEMANDA MEDIA INVIERNO - SIN TRANSFERENCIAS

ESCENARIO SIN OBRAS

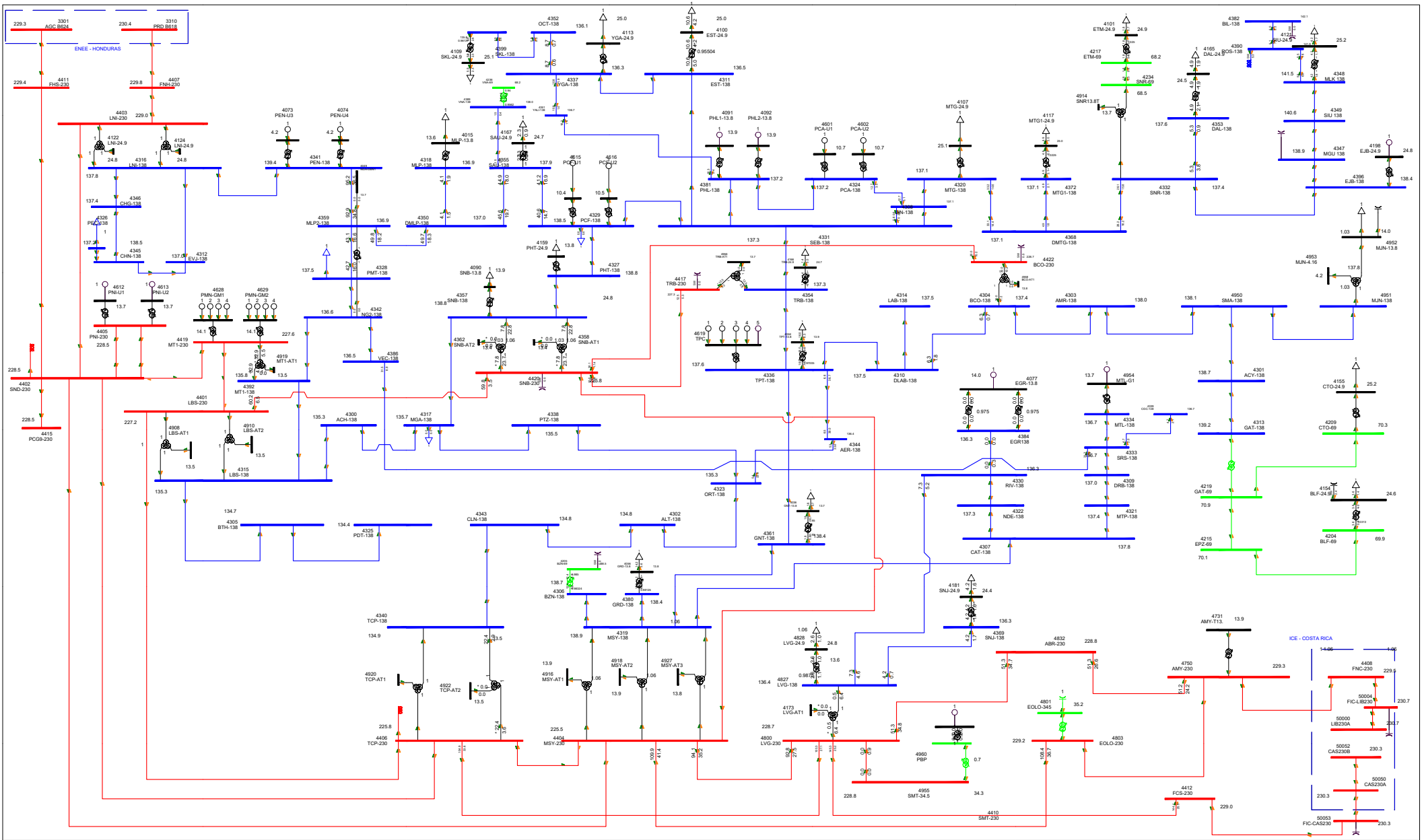
VOLTAGE LEVELS

230.0 KV
69.0 KV
138.0 KV
13.8 KV

95% BRANCH OVERLOAD

1.050 HIGH VOLTAGE
0.950 LOW VOLTAGE

Flujo Potencia Activa (MW)
Flujo Potencia Reactiva



ENATREL
Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AÑO 2023

DEMANDA MEDIA INVIERNO - PORTEO NS - 300 MW

ESCENARIO SIN OBRAS

VOLTAGE LEVELS

230.0 KV | 69.0 KV

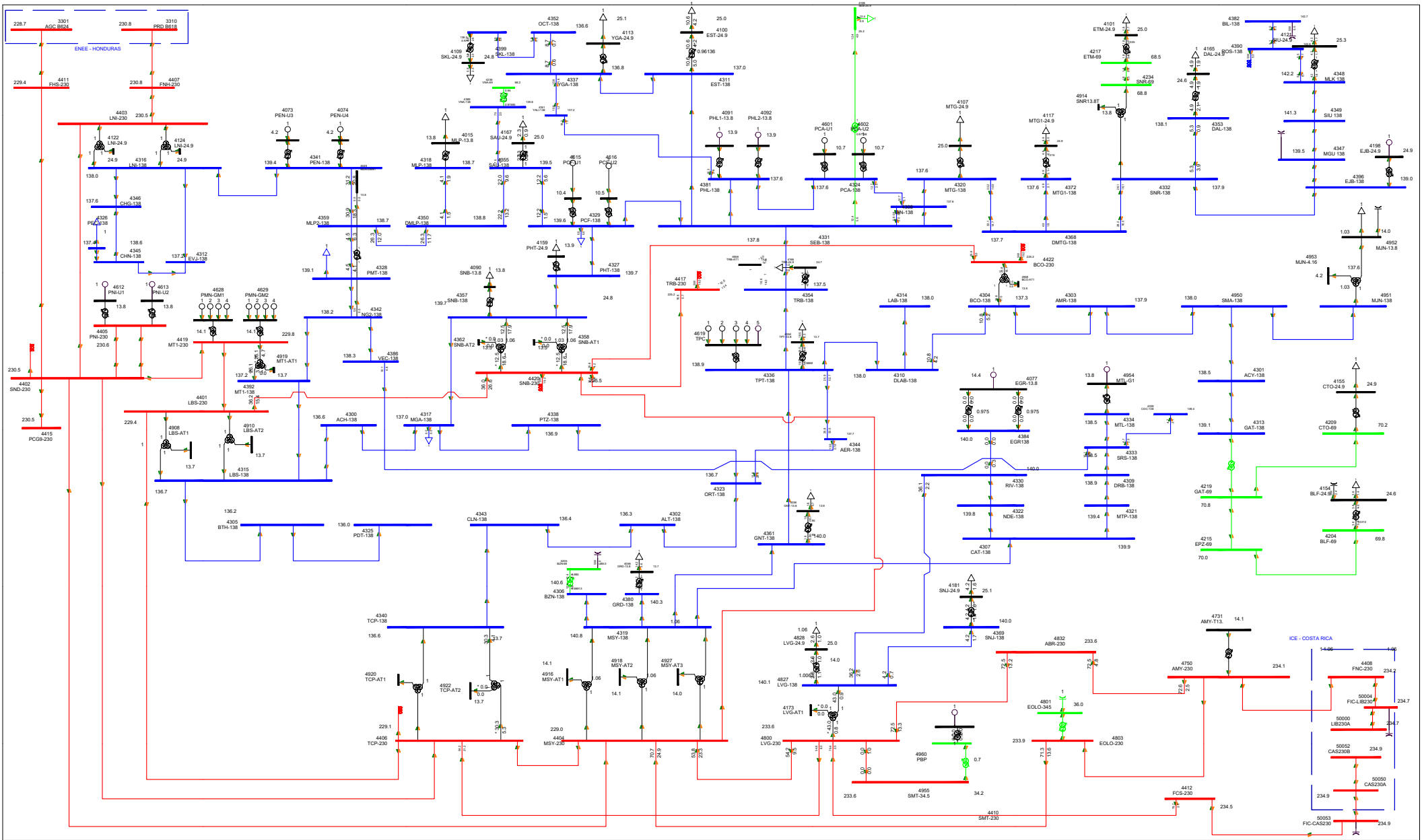
138.0 KV | 13.8 KV

95% BRANCH OVERLOAD

1.050 HIGH VOLTAGE | 0.950 LOW VOLTAGE

Flujo Potencia Activa (MW)

Flujo Potencia Reactiva



ENATREL
Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AÑO 2023

DEMANDA MEDIA INVIERNO - PORTEO SN - 220 MW

ESCENARIO SIN OBRAS

VOLTAGE LEVELS

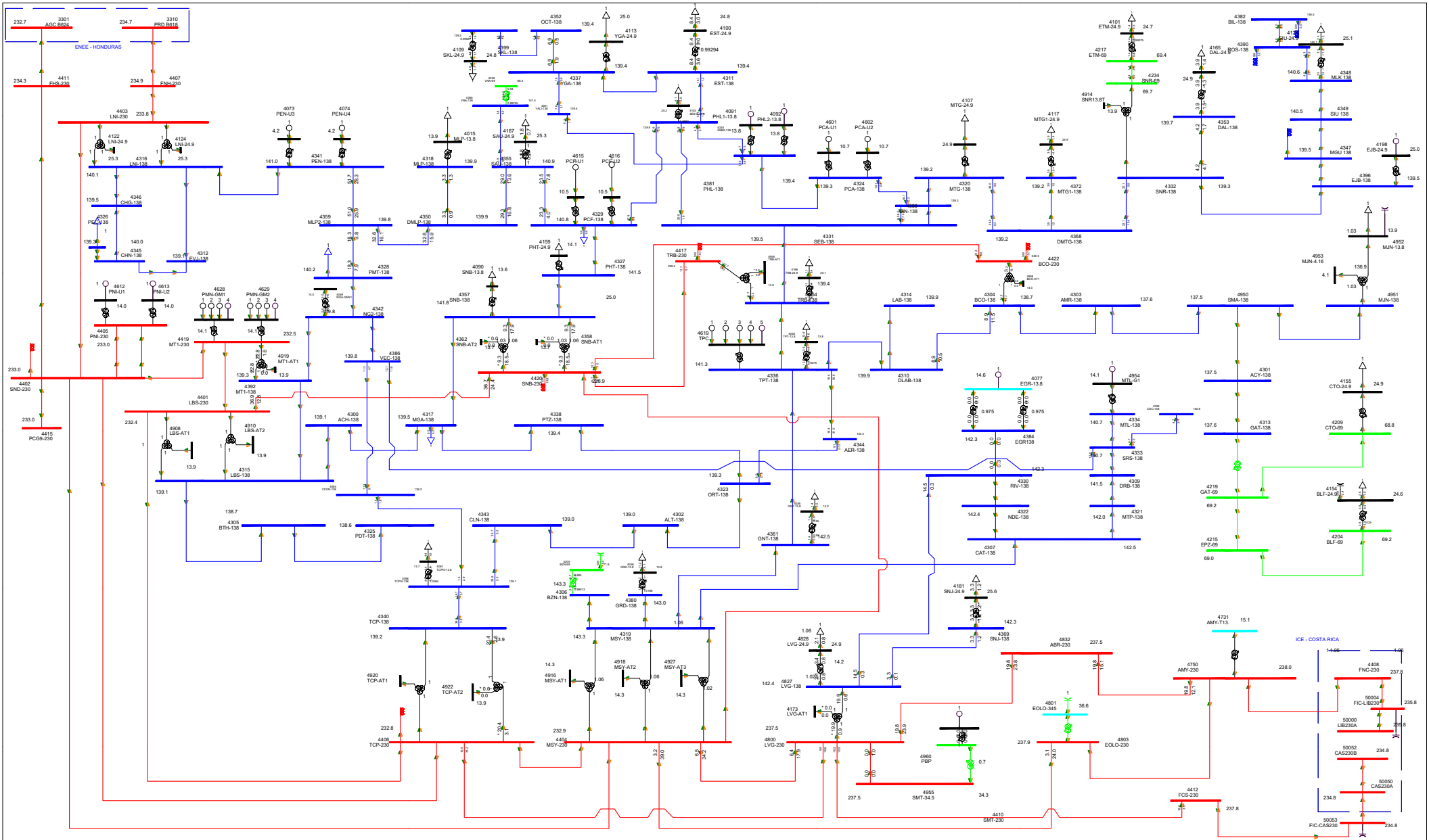
230.0 KV	69.0 KV
138.0 KV	13.8 KV

95% BRANCH OVERLOAD

1.050 HIGH VOLTAGE	0.950 LOW VOLTAGE

Flujo Potencia Activa (MW)

Flujo Potencia Reactiva



SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AÑO 2023

DEMANDA MINIMA INVIERNO - SIN TRANSFERENCIAS

ESCENARIO CON OBRAS

VOLTAGE LEVELS

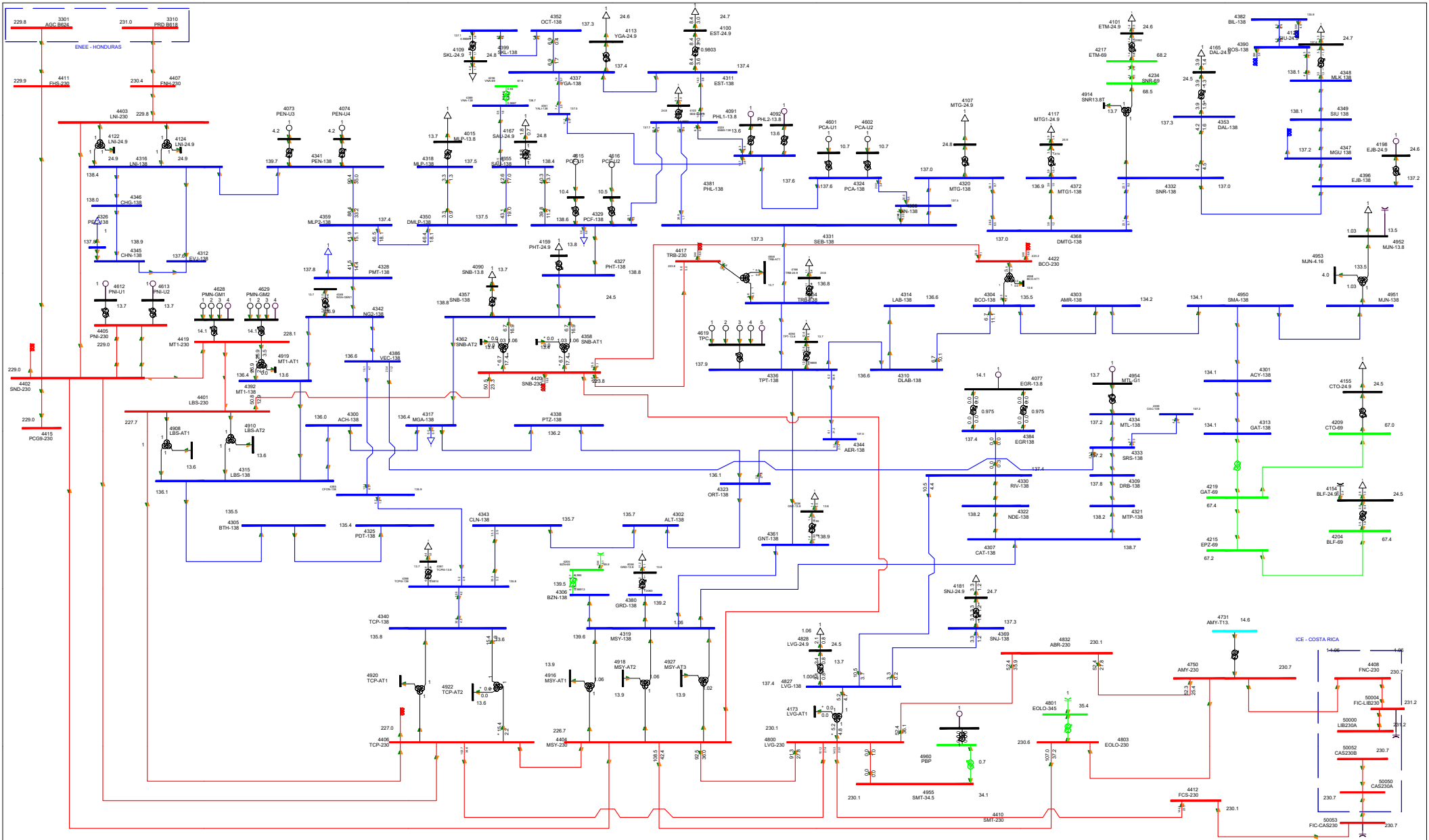
230.0 KV	69.0 KV
138.0 KV	13.8 KV

95% BRANCH OVERLOAD

1.050 HIGH VOLTAGE	0.950 LOW VOLTAGE

Flujo Potencia Activa (MW)

Flujo Potencia Reactiva



SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AÑO 2023

DEMANDA MINIMA INVIERNO - PORTEO NS - 300 MW

ESCENARIO CON OBRAS

VOLTAGE LEVELS

230.0 KV

69.0 KV

138.0 KV

13.8 KV

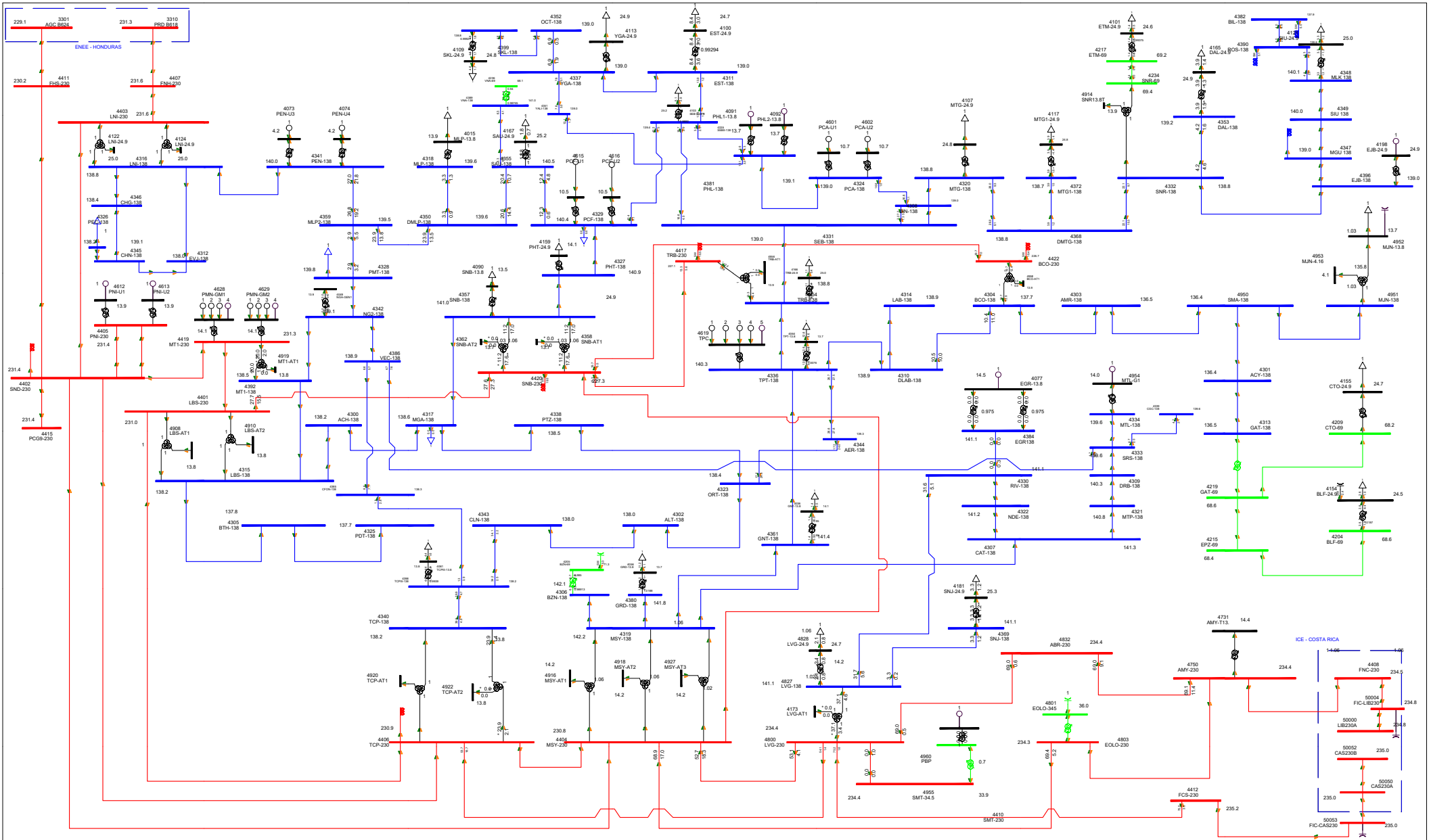
95% BRANCH OVERLOAD

1.050 HIGH VOLTAGE

0.950 LOW VOLTAGE

Flujo Potencia Activa (MW)

Flujo Potencia Reactiva



ENATREL
Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AÑO 2023

DEMANDA MINIMA INVIERNO - PORTEO SN - 210 MW

ESCENARIO CON OBRAS

VOLTAGE LEVELS

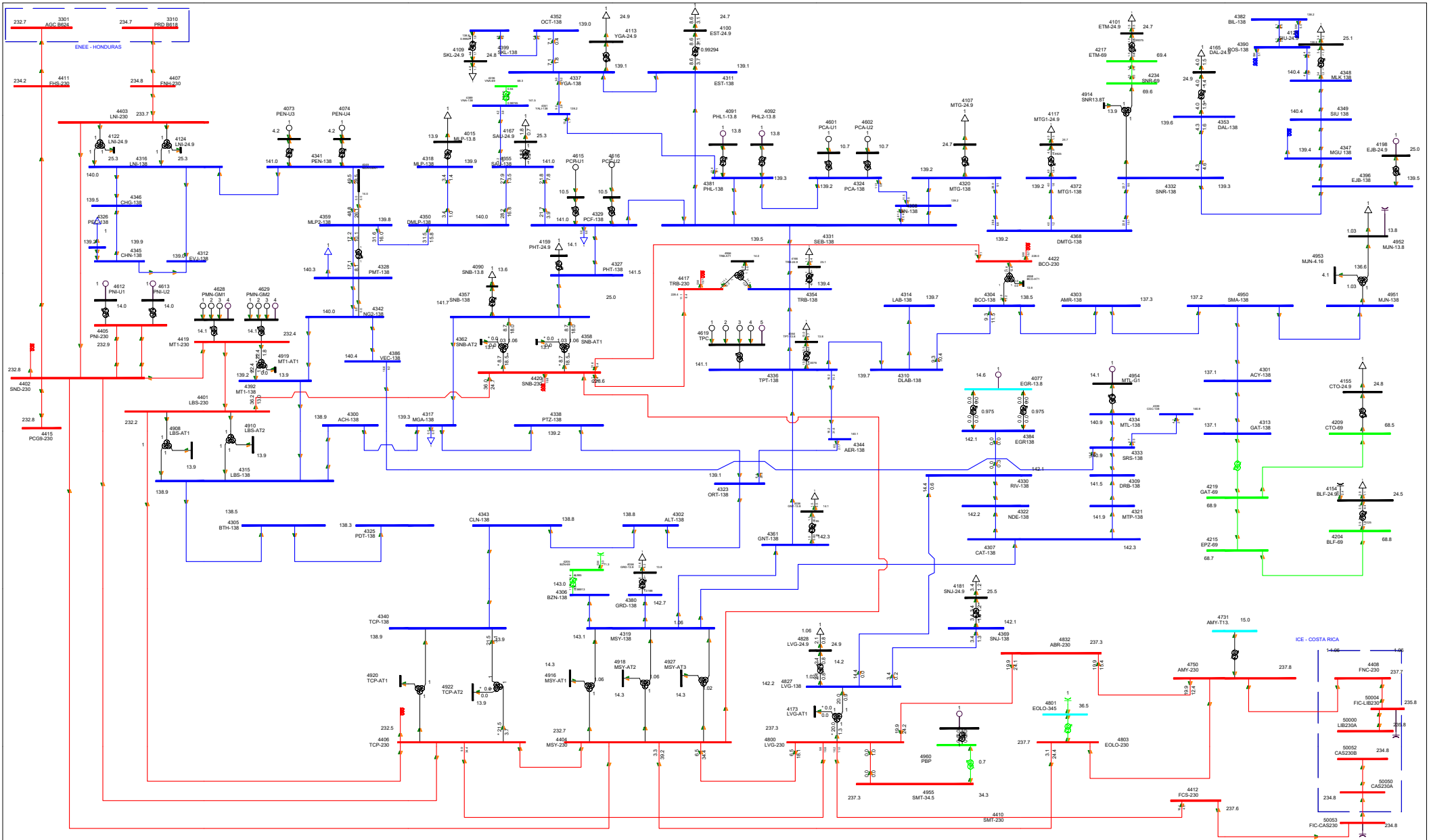
230.0 KV	69.0 KV
138.0 KV	13.8 KV

95% BRANCH OVERLOAD

1.050 HIGH VOLTAGE	0.950 LOW VOLTAGE

Flujo Potencia Activa (MW)

Flujo Potencia Reactiva



ENATREL
Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AÑO 2023

DEMANDA MINIMA INVIERNO - SIN TRANSFERENCIAS

ESCENARIO SIN OBRAS

VOLTAGE LEVELS

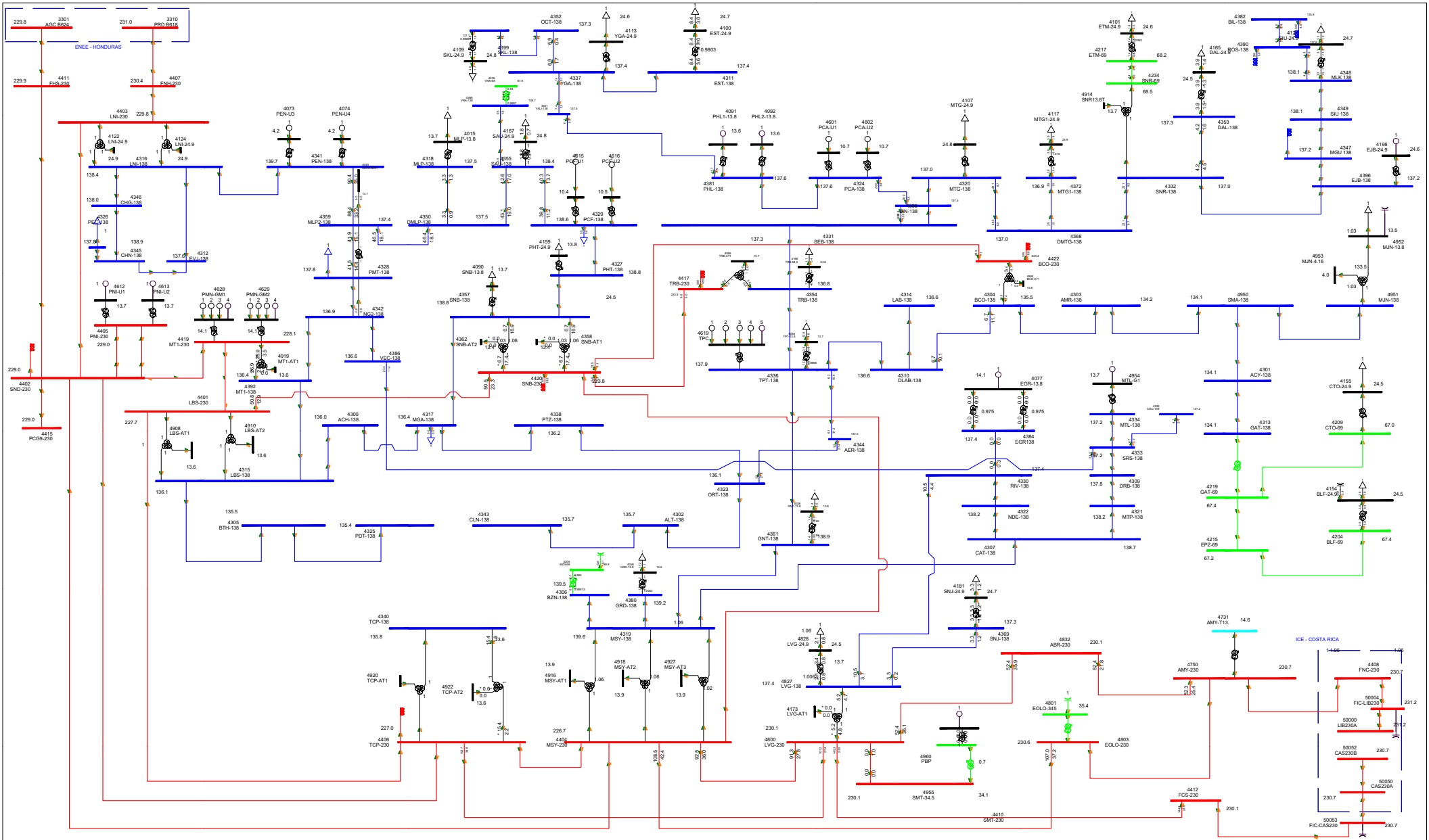
230.0 KV	69.0 KV
138.0 KV	13.8 KV

95% BRANCH OVERLOAD

1.050 HIGH VOLTAGE	0.950 LOW VOLTAGE

Flujo Potencia Activa (MW)

Flujo Potencia Reactiva



SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AÑO 2023

DEMANDA MINIMA INVIERNO - PORTEO NS - 300 MW

ESCENARIO SIN OBRAS

VOLTAGE LEVELS

230.0 KV

69.0 KV

138.0 KV

13.8 KV

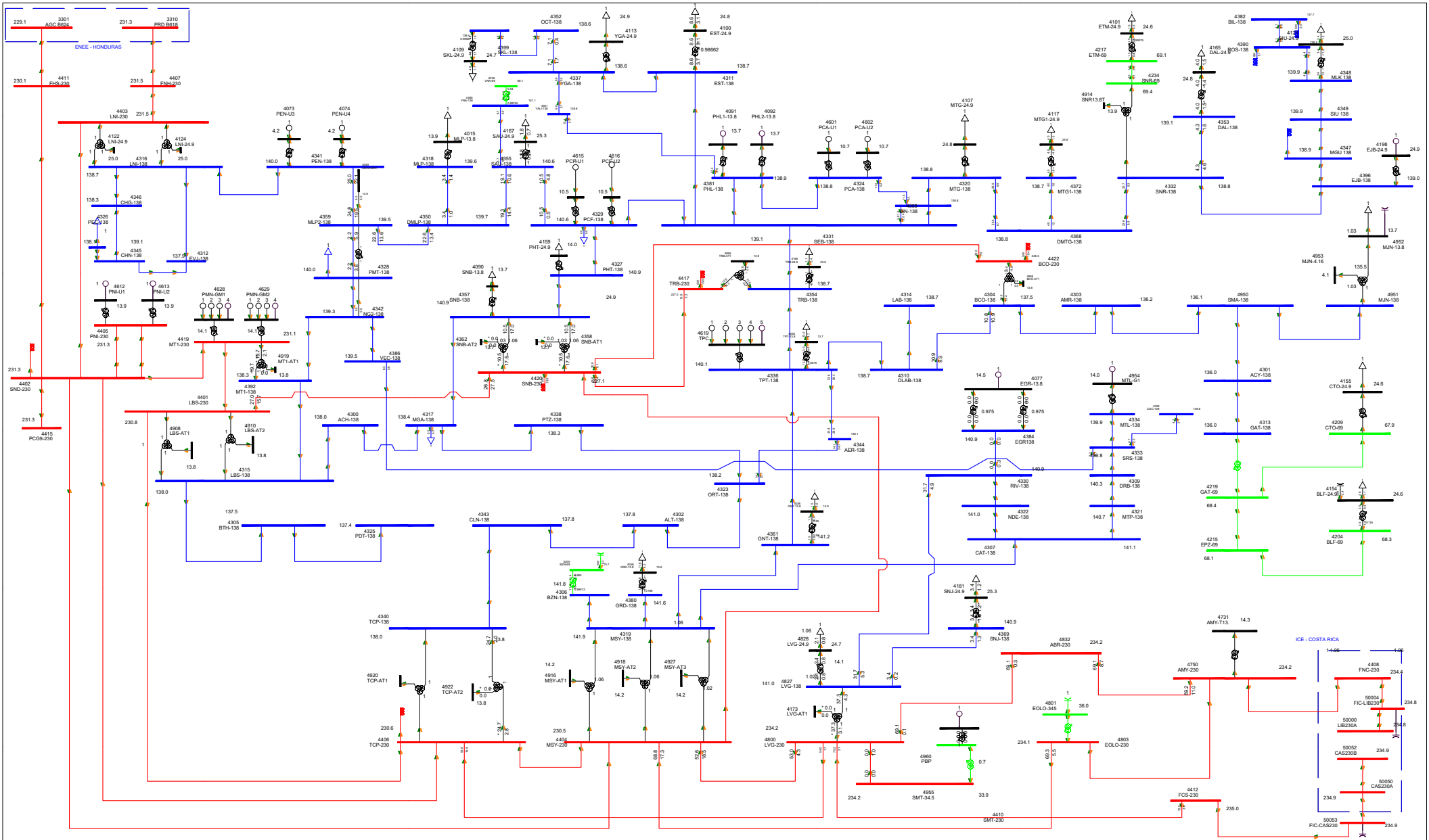
95% BRANCH OVERLOAD

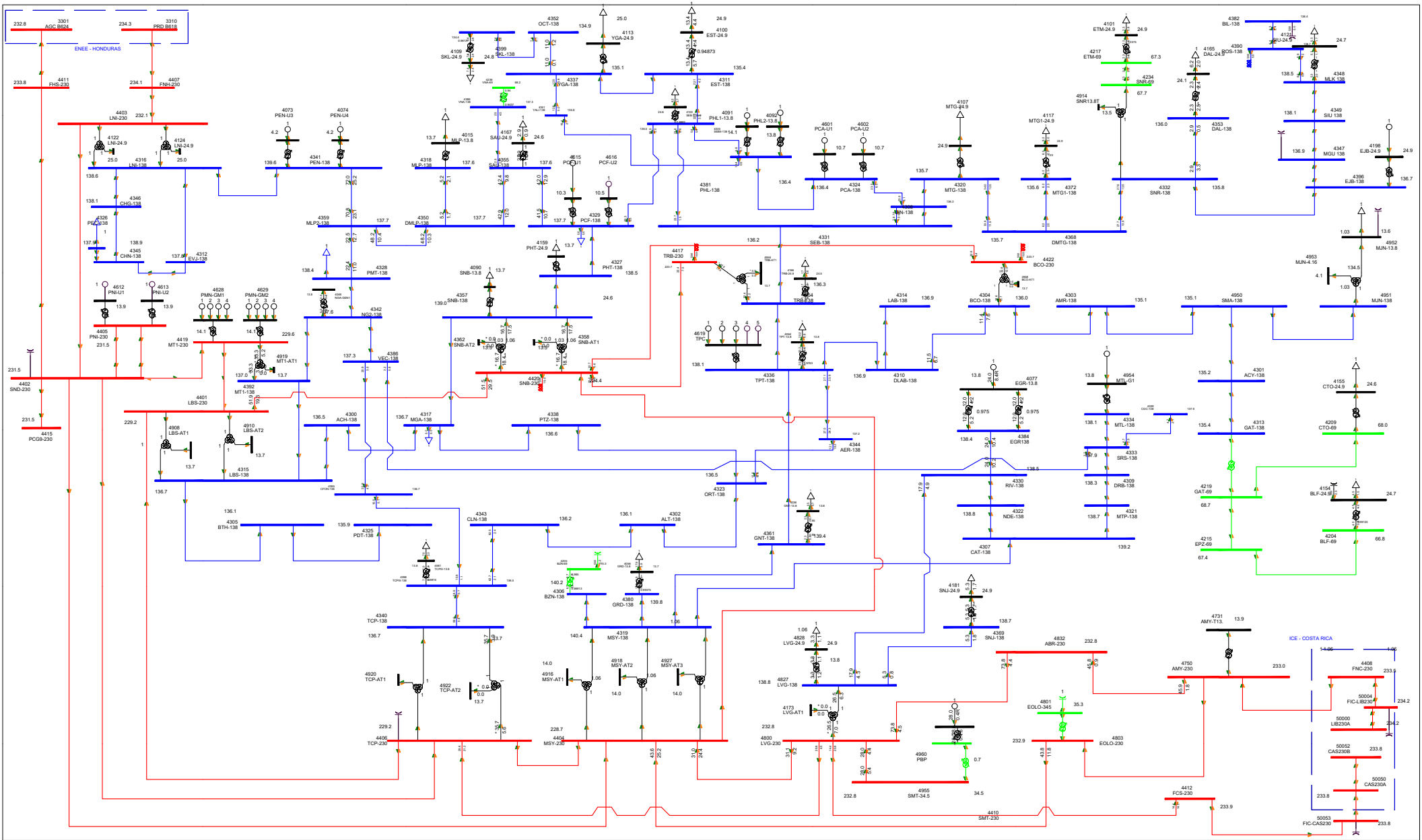
1.050 HIGH VOLTAGE

0.950 LOW VOLTAGE

Flujo Potencia Activa (MW)

Flujo Potencia Reactiva


ENEE - HONDURAS
AGC B624
PRD B618
FHS-230
ENH-230
LNI-230
LNI-138
CHG-138
PEN-138
PEN-U3
PEN-U4
MLP2-138
MLP-138
SAU-138
MLP-13.8
SAU-24.9
DML-138
PCR-U1
PCR-U2
PCF-138
PHT-24.9
PHT-138
SEB-138
TRB-230
TRB-138
TPC
TPT-138
SNB-13.8
SNB-138
SNB-AT2
SNB-AT1
SNB-230
PMT-138
NG2-138
VEC-138
MT1-230
MT1-AT1
PMN-GM1
PMN-GM2
PNI-U1
PNI-U2
PNI-230
SND-230
PCG9-230
LBS-230
LBS-AT1
LBS-AT2
LBS-138
ACH-138
MGA-138
PTZ-138
AER-138
ORT-138
BTH-138
PDT-138
CLN-138
ALT-138
BZN-138
GRD-138
GNT-138
TCP-138
TCP-AT1
TCP-AT2
TCP-230
MSY-138
MSY-AT1
MSY-AT2
MSY-AT3
MSY-230
LVG-24.9
LVG-138
LVG-AT1
LVG-230
PBP
SMT-34.5
SMT-230
SNJ-24.9
SNJ-138
ABR-230
EOLO-345
EOLO-230
AMY-T13.
AMY-230
FCS-230
ICE - COSTA RICA
FNC-230
FIC-LIB230
LIB230A
CAS230B
CAS230A
FIC-CAS230
OCT-138
YGA-24.9
YGA-138
SKL-24.9
SKL-138
EST-24.9
EST-138
PHL-1-13.8
PHL-2-13.8
PHL-138
PCA-U1
PCA-U2
PCA-138
MNN-138
MTG-24.9
MTG-138
MTG1-24.9
MTG1-138
DMTG-138
ETM-24.9
ETM-69
SNR-69
SNR13.8T
SNR-138
BIL-138
BOS-138
SIU-24.9
SIU 138
MLK-138
DAL-24.9
DAL-138
MGU 138
EJB-24.9
EJB-138
MJN-13.8
MJN-4.16
MJN-138
BCO-230
BCO-138
AMR-138
SMA-138
ACY-138
GAT-138
GAT-69
EFZ-69
CTO-24.9
CTO-69
BLF-24.9
BLF-69
LAB-138
DLAB-138
EGR-13.8
EGR138
MTL-G1
MTL-138
SRS-138
DRB-138
MTP-138
RIV-138
NDE-138
CAT-138
ENATREL
Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AÑO 2023
DEMANDA MINIMA INVIERNO - PORTEO SN - 210 MW
ESCENARIO SIN OBRAS
VOLTAGE LEVELS
230.0 KV
69.0 KV
138.0 KV
13.8 KV
95% BRANCH OVERLOAD
1.050 HIGH VOLTAGE
0.950 LOW VOLTAGE
Flujo Potencia Activa (MW)
Flujo Potencia Reactiva



ENATREL
Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AÑO 2023

DEMANDA MAXIMA VERANO - SIN TRANSFERENCIAS

ESCENARIO CON OBRAS

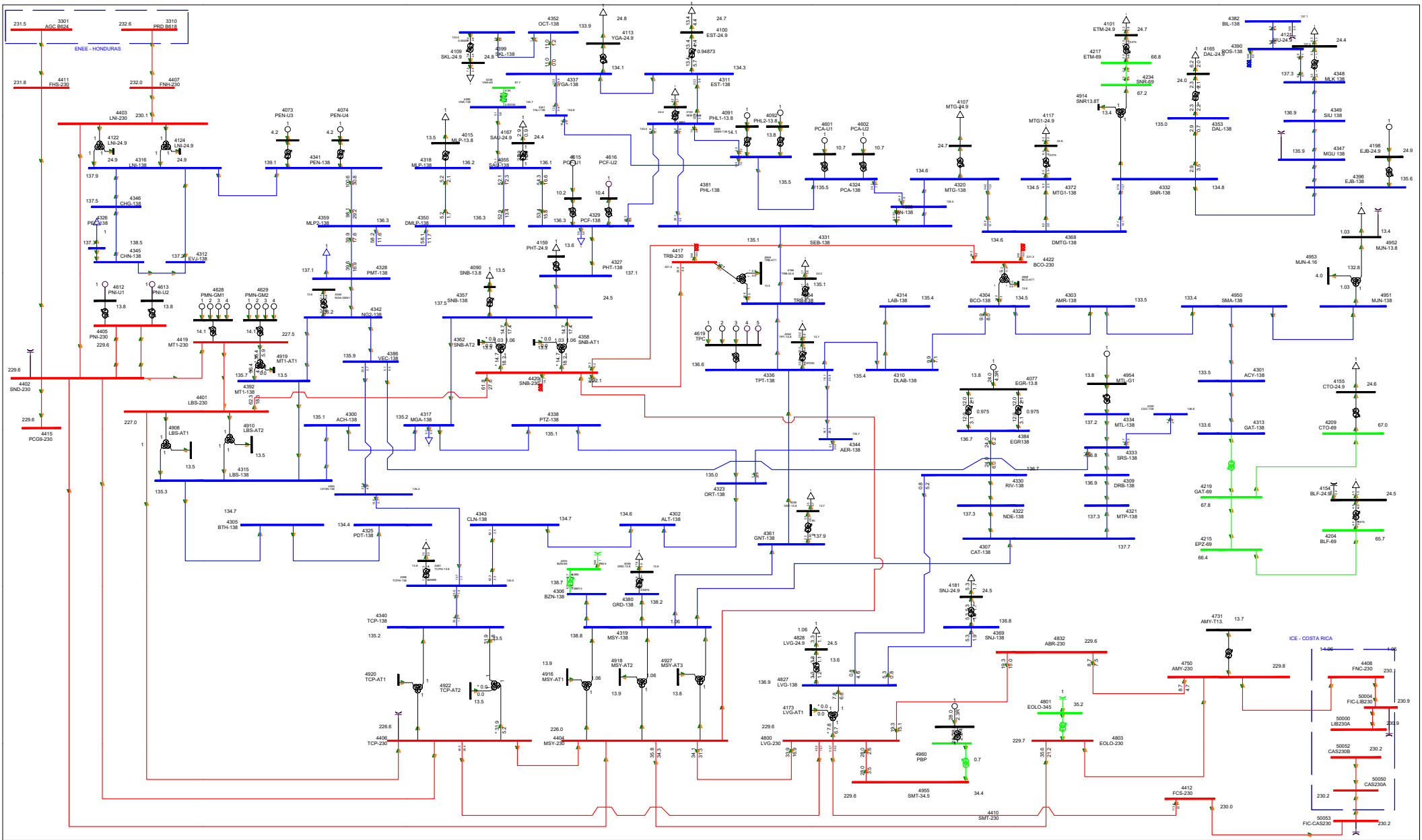
VOLTAGE LEVELS

230.0 KV
69.0 KV
138.0 KV
13.8 KV

95% BRANCH OVERLOAD

1.050 HIGH VOLTAGE
0.950 LOW VOLTAGE

Flujo Potencia Activa (MW)
Flujo Potencia Reactiva



ENATREL
Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AÑO 2023

DEMANDA MAXIMA VERANO - PORTEO NS - 230 MW

ESCENARIO CON OBRAS

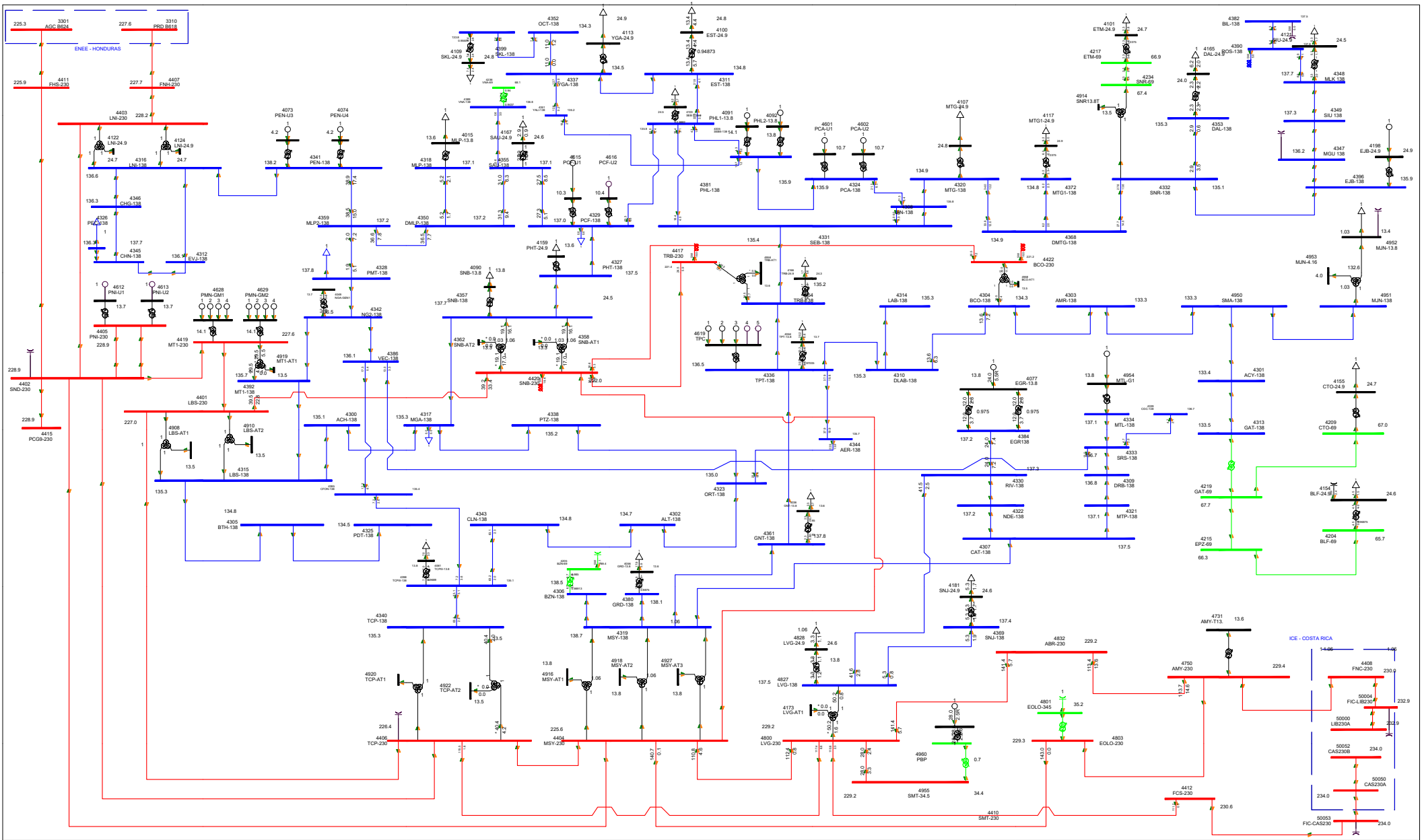
VOLTAGE LEVELS

230.0 KV
69.0 KV
138.0 KV
13.8 KV

95% BRANCH OVERLOAD

1.050 HIGH VOLTAGE
0.950 LOW VOLTAGE

Flujo Potencia Activa (MW)
Flujo Potencia Reactiva



ENATREL
Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AÑO 2023

DEMANDA MAXIMA VERANO - PORTEO SN - 280 MW

ESCENARIO CON OBRAS

VOLTAGE LEVELS

230.0 KV

69.0 KV

138.0 KV

13.8 KV

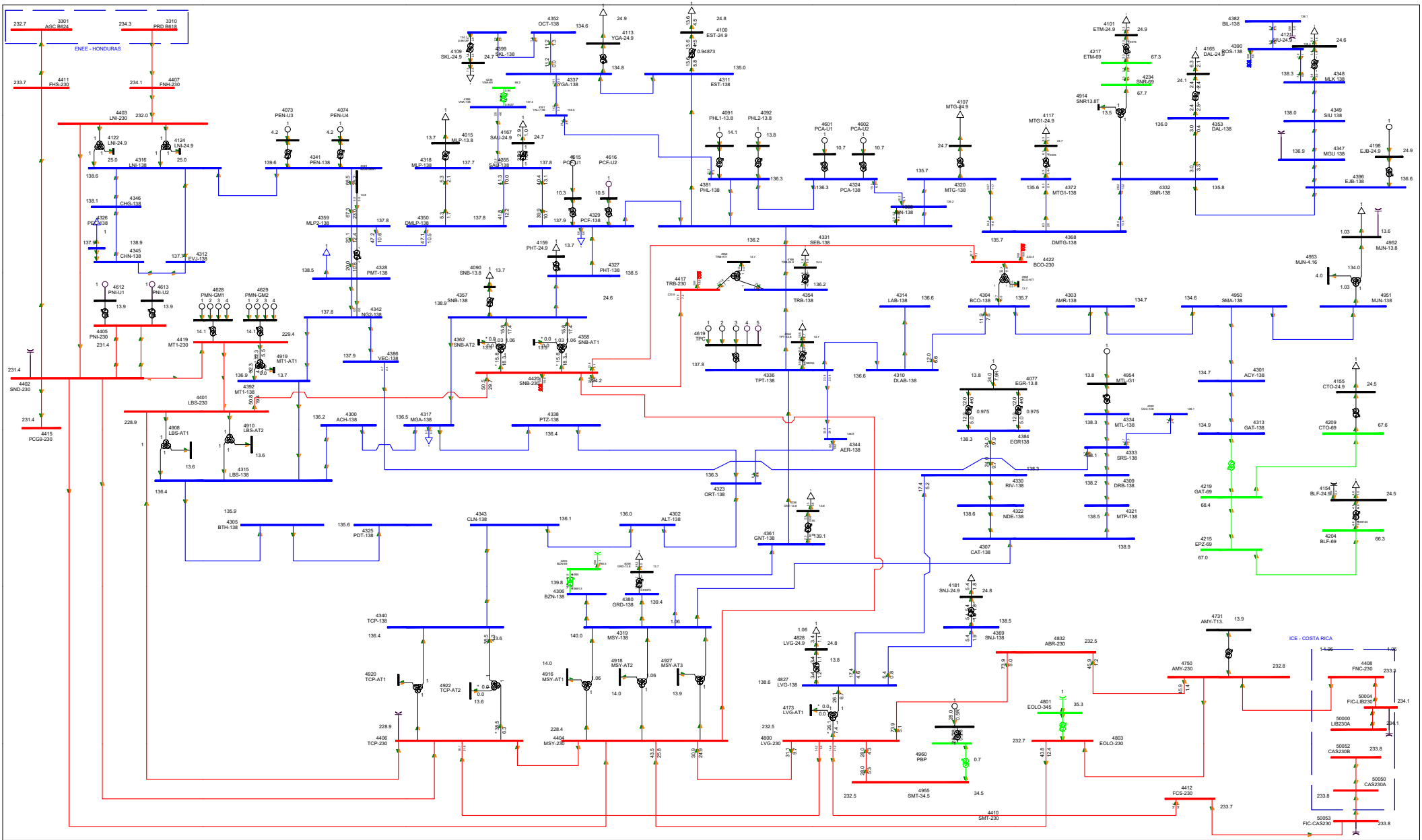
95% BRANCH OVERLOAD

1.050 HIGH VOLTAGE

0.950 LOW VOLTAGE

Flujo Potencia Activa (MW)

Flujo Potencia Reactiva



SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AÑO 2023

DEMANDA MAXIMA VERANO - SIN TRANSFERENCIAS

ESCENARIO SIN OBRAS

VOLTAGE LEVELS

230.0 KV

69.0 KV

138.0 KV

13.8 KV

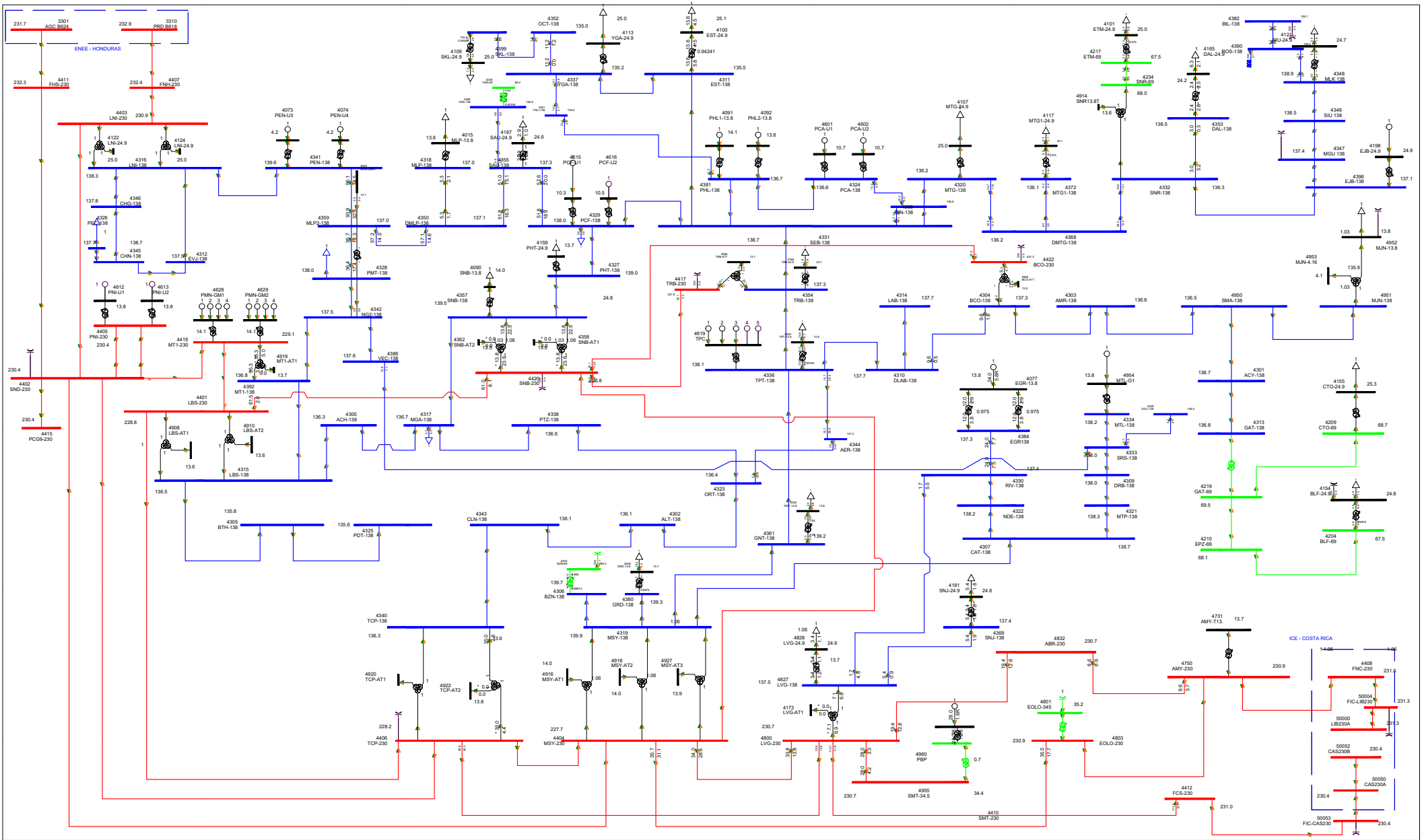
95% BRANCH OVERLOAD

1.050 HIGH VOLTAGE

0.950 LOW VOLTAGE

Flujo Potencia Activa (MW)

Flujo Potencia Reactiva



SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AÑO 2023

DEMANDA MAXIMA VERANO - PORTEO NS - 230 MW

ESCENARIO SIN OBRAS

VOLTAGE LEVELS

230.0 KV

69.0 KV

138.0 KV

13.8 KV

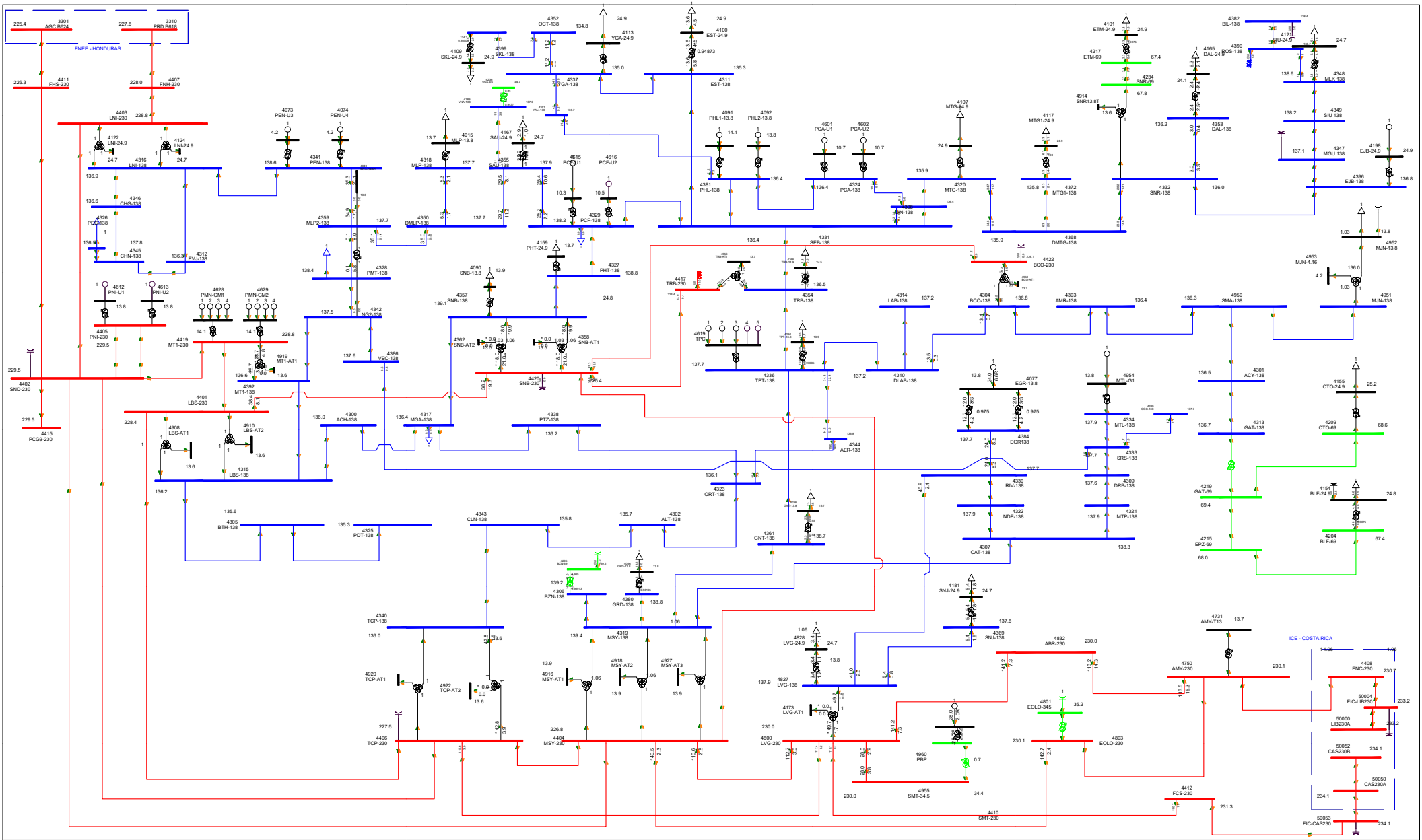
95% BRANCH OVERLOAD

1.050 HIGH VOLTAGE

0.950 LOW VOLTAGE

Flujo Potencia Activa (MW)

Flujo Potencia Reactiva



ENATREL
Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AÑO 2023

DEMANDA MAXIMA VERANO - PORTEO SN - 280 MW

ESCENARIO SIN OBRAS

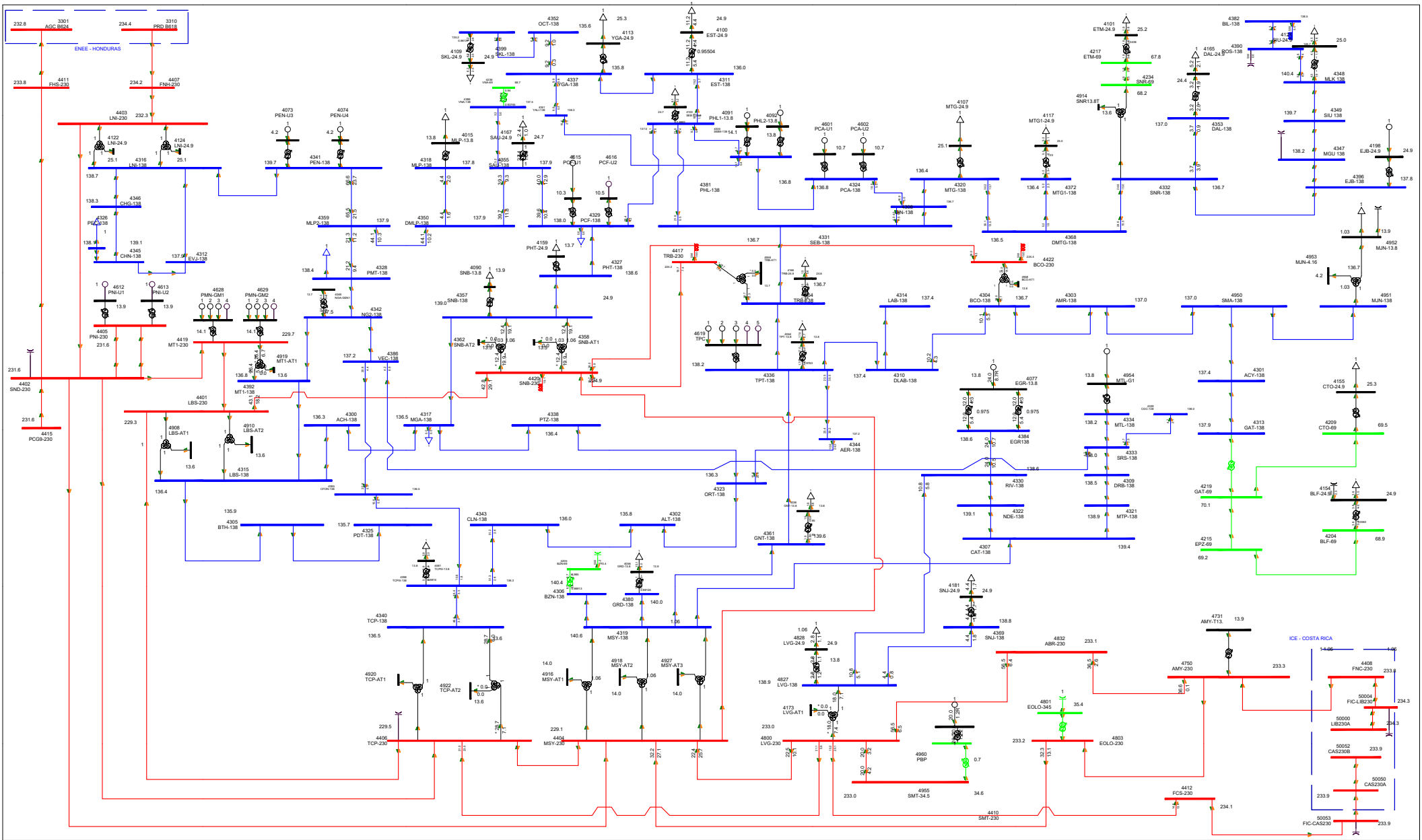
VOLTAGE LEVELS

230.0 KV
69.0 KV
138.0 KV
13.8 KV

95% BRANCH OVERLOAD

1.050 HIGH VOLTAGE
0.950 LOW VOLTAGE

Flujo Potencia Activa (MW)
Flujo Potencia Reactiva



ENATREL
Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AÑO 2023

DEMANDA MEDIA VERANO - SIN TRANSFERENCIAS

ESCENARIO CON OBRAS

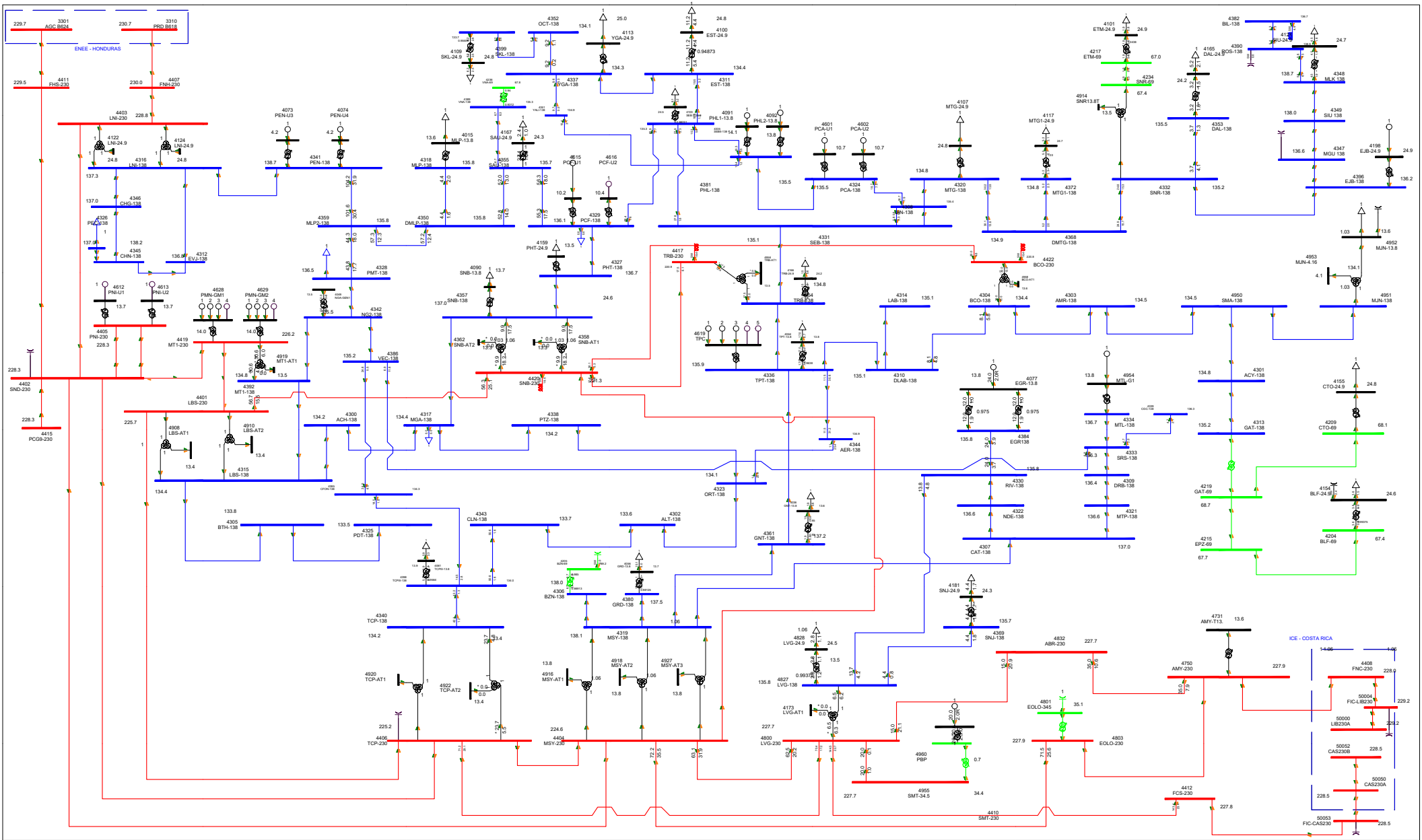
VOLTAGE LEVELS

230.0 KV
69.0 KV
138.0 KV
13.8 KV

95% BRANCH OVERLOAD

1.050 HIGH VOLTAGE
0.950 LOW VOLTAGE

Flujo Potencia Activa (MW)
Flujo Potencia Reactiva



ENATREL
Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AÑO 2023

DEMANDA MEDIA VERANO - PORTEO NS - 300 MW

ESCENARIO CON OBRAS

VOLTAGE LEVELS

230.0 KV | 69.0 KV

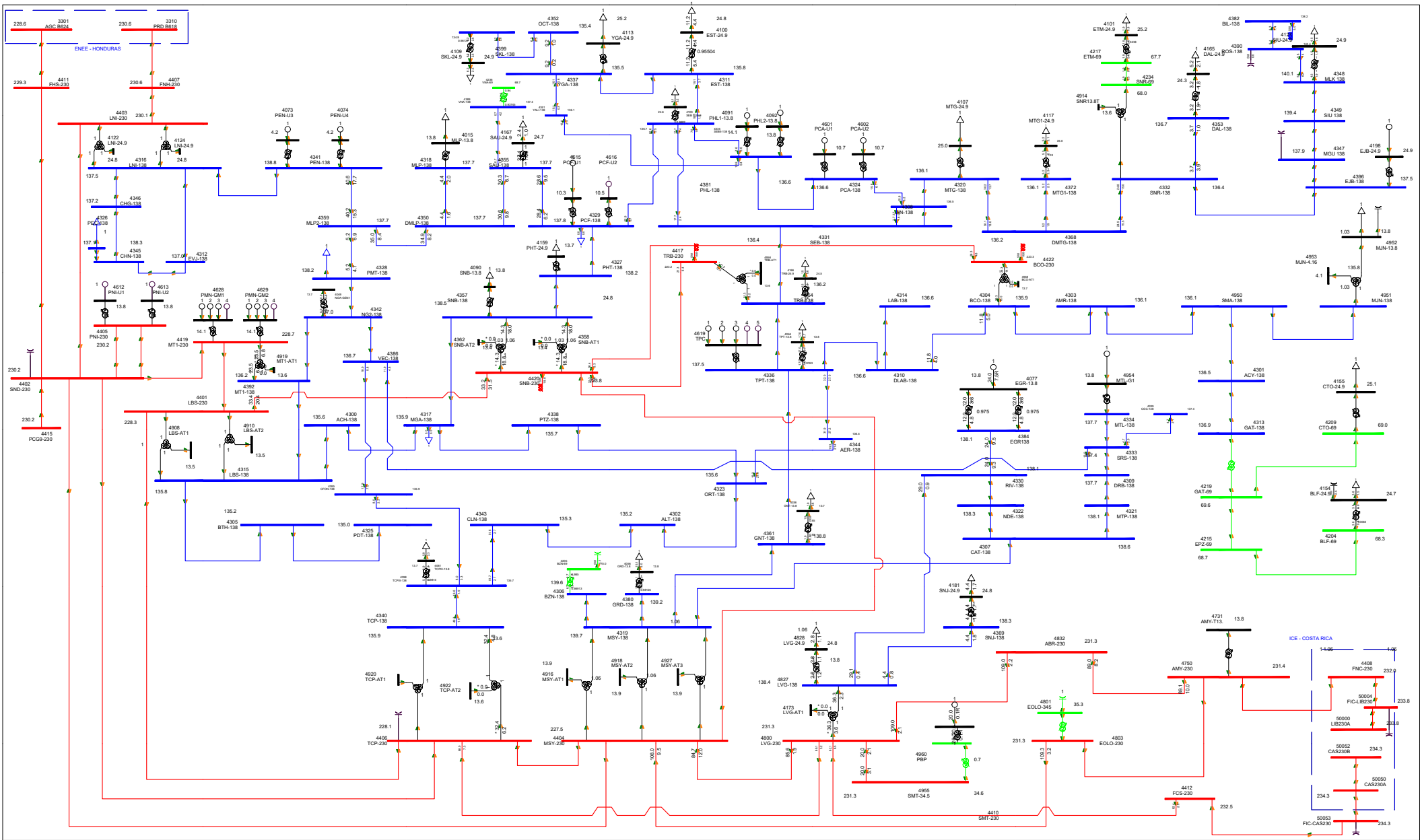
138.0 KV | 13.8 KV

95% BRANCH OVERLOAD

1.050 HIGH VOLTAGE | 0.950 LOW VOLTAGE

Flujo Potencia Activa (MW)

Flujo Potencia Reactiva



ENATREL
Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AÑO 2023

DEMANDA MEDIA VERANO - PORTEO SN - 220 MW

ESCENARIO CON OBRAS

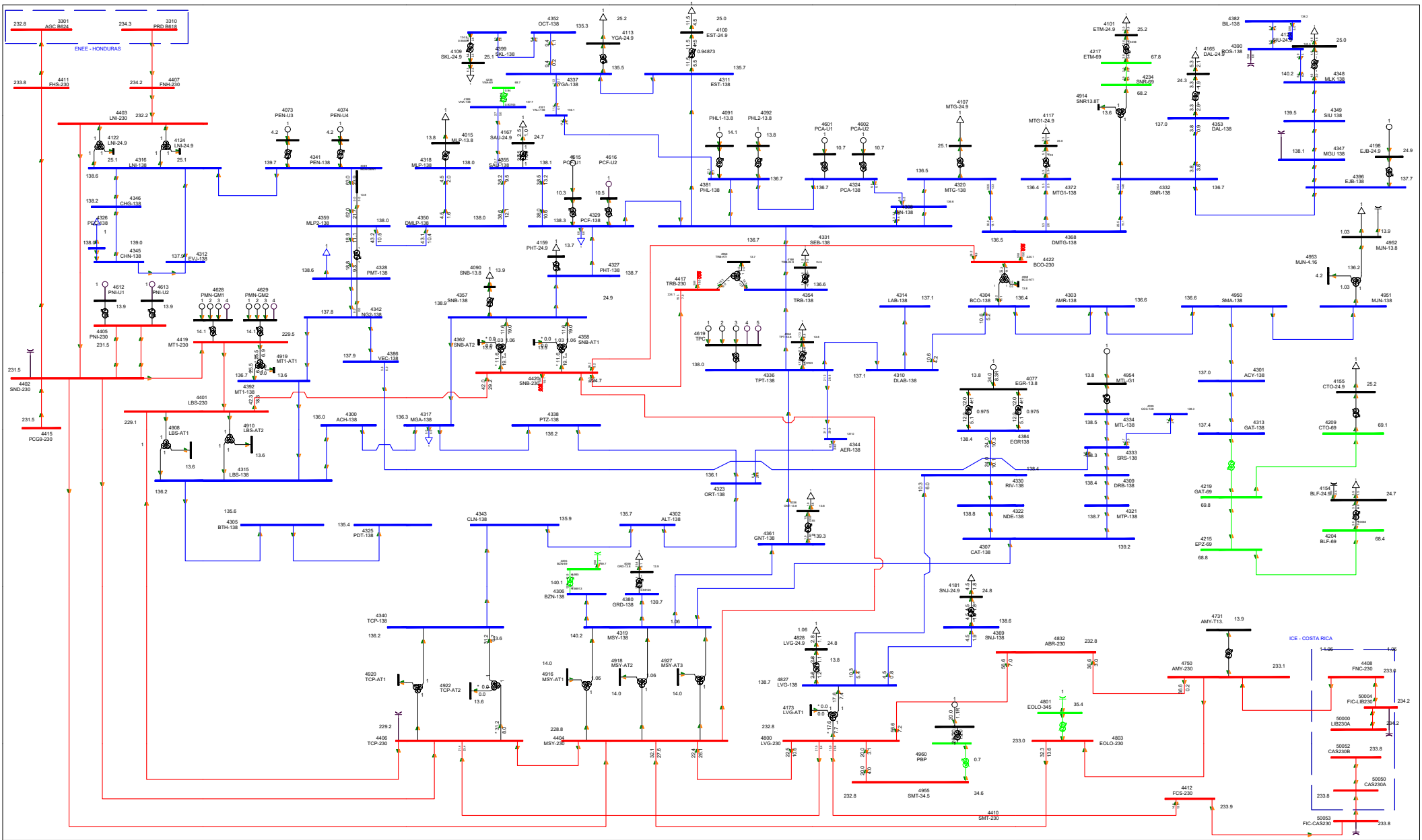
VOLTAGE LEVELS

230.0 KV
69.0 KV
138.0 KV
13.8 KV

95% BRANCH OVERLOAD

1.050 HIGH VOLTAGE
0.950 LOW VOLTAGE

Flujo Potencia Activa (MW)
Flujo Potencia Reactiva



ENATREL
Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AÑO 2023

DEMANDA MEDIA VERANO - SIN TRANSFERENCIAS

ESCENARIO SIN OBRAS

VOLTAGE LEVELS

230.0 KV

69.0 KV

138.0 KV

13.8 KV

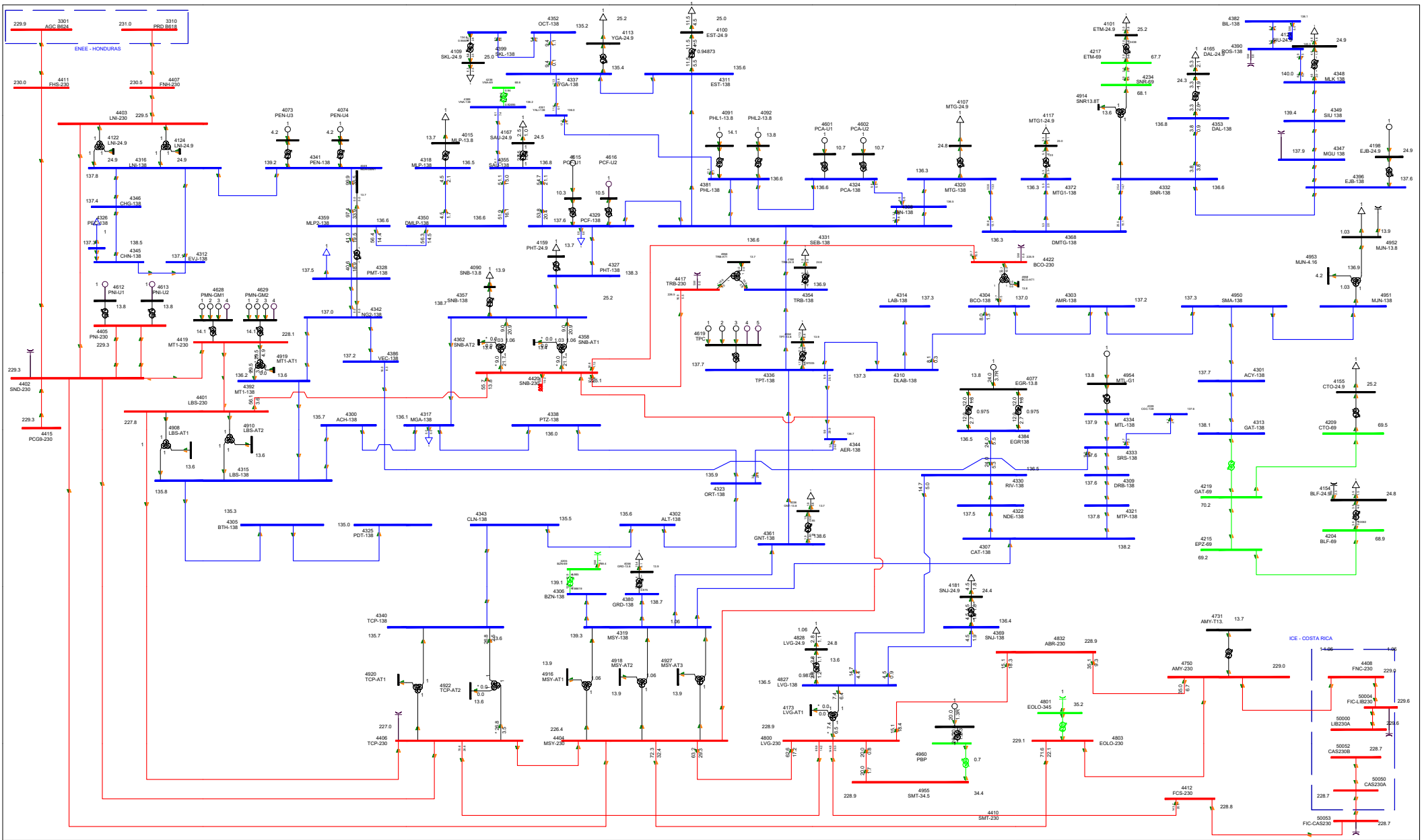
95% BRANCH OVERLOAD

1.050 HIGH VOLTAGE

0.950 LOW VOLTAGE

Flujo Potencia Activa (MW)

Flujo Potencia Reactiva



ENATREL
Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AÑO 2023

DEMANDA MEDIA VERANO - PORTEO NS - 300 MW

ESCENARIO SIN OBRAS

VOLTAGE LEVELS

230.0 KV | 69.0 KV

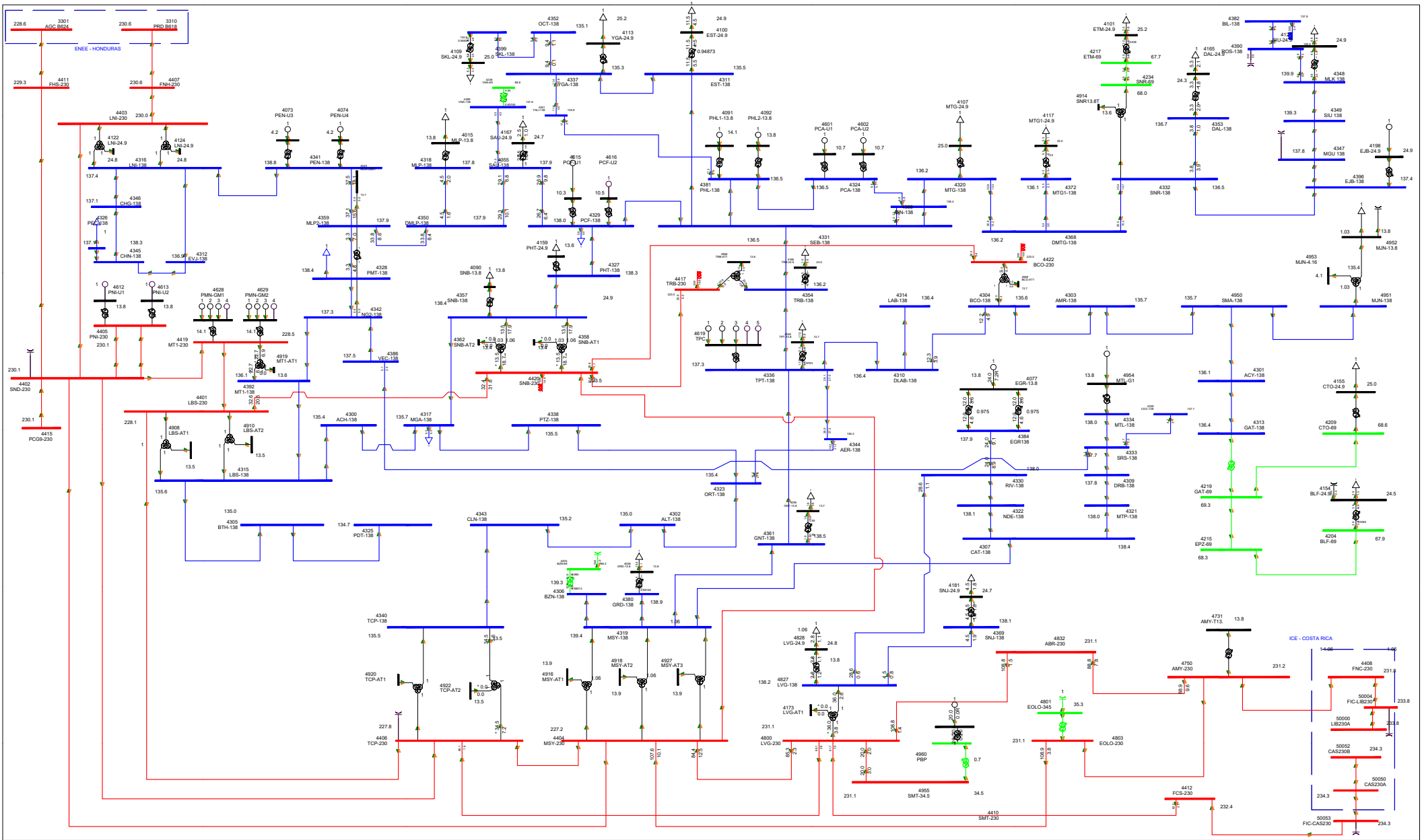
138.0 KV | 13.8 KV

95% BRANCH OVERLOAD

1.050 HIGH VOLTAGE | 0.950 LOW VOLTAGE

Flujo Potencia Activa (MW)

Flujo Potencia Reactiva



ENATREL
Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AÑO 2023

DEMANDA MEDIA VERANO - PORTEO SN - 220 MW

ESCENARIO SIN OBRAS

VOLTAGE LEVELS

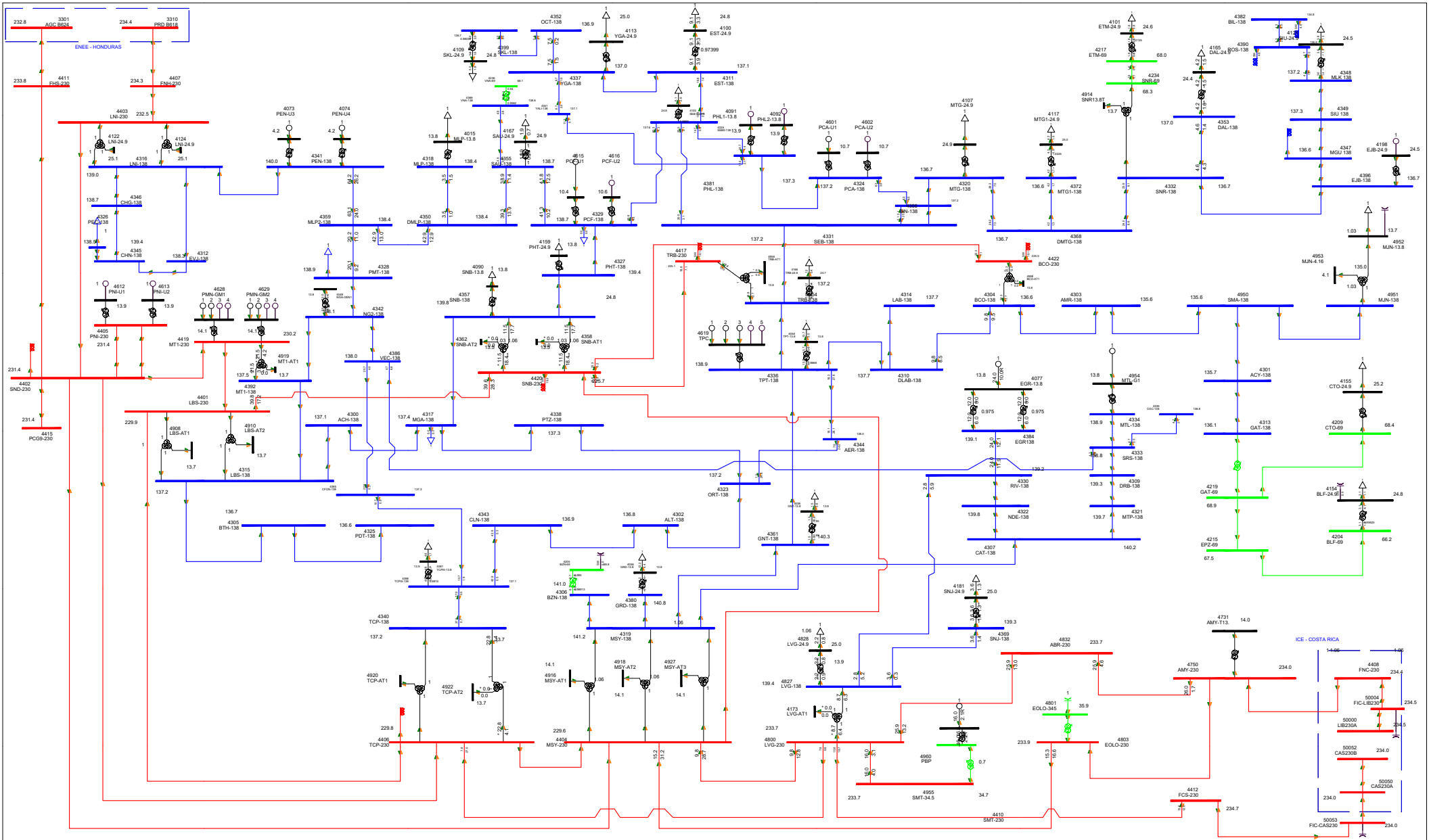
230.0 KV	69.0 KV
138.0 KV	13.8 KV

95% BRANCH OVERLOAD

1.050 HIGH VOLTAGE	0.950 LOW VOLTAGE

Flujo Potencia Activa (MW)

Flujo Potencia Reactiva



ENATREL
Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AÑO 2023

DEMANDA MINIMA VERANO - SIN TRANSFERENCIAS

ESCENARIO CON OBRAS

VOLTAGE LEVELS

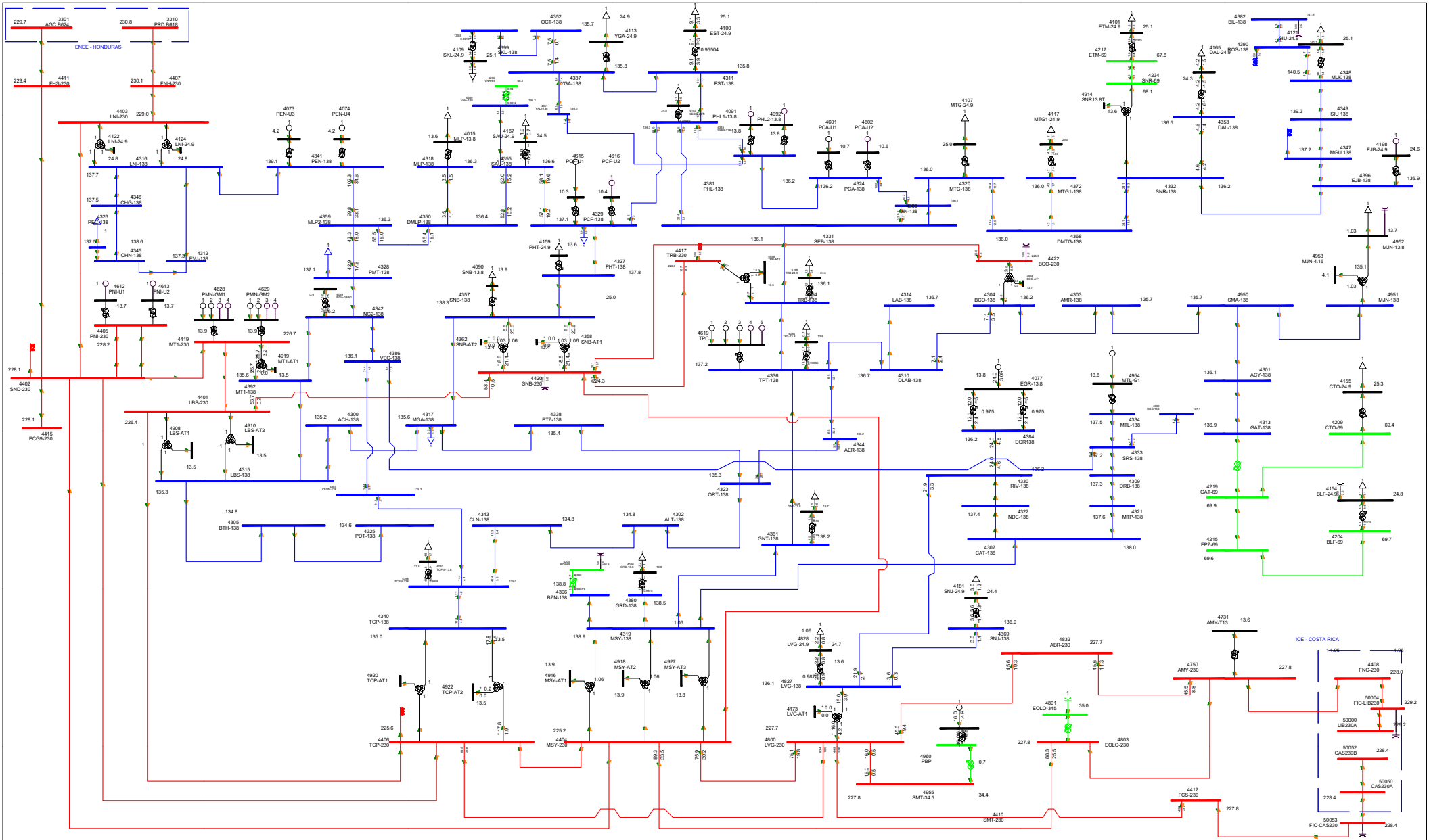
230.0 KV	69.0 KV
138.0 KV	13.8 KV

95% BRANCH OVERLOAD

1.050 HIGH VOLTAGE	0.950 LOW VOLTAGE

Flujo Potencia Activa (MW)

Flujo Potencia Reactiva



ENATREL
Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AÑO 2023

DEMANDA MINIMA VERANO - PORTEO NS - 300 MW

ESCENARIO CON OBRAS

VOLTAGE LEVELS

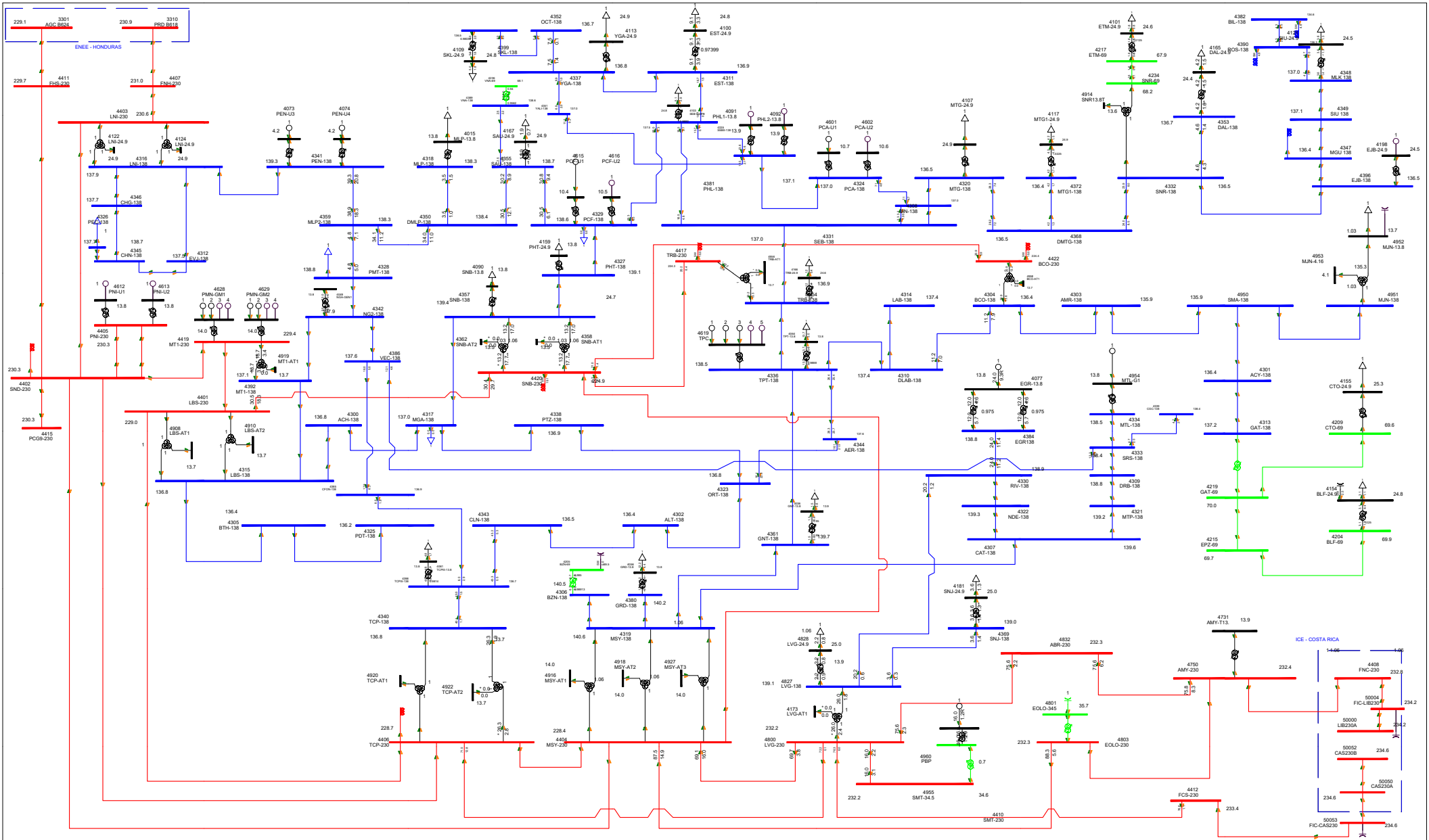
230.0 KV	69.0 KV
138.0 KV	13.8 KV

95% BRANCH OVERLOAD

1.050 HIGH VOLTAGE	0.950 LOW VOLTAGE

Flujo Potencia Activa (MW)

Flujo Potencia Reactiva



ENATREL
Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AÑO 2023

DEMANDA MINIMA VERANO - PORTEO SN - 210 MW

ESCENARIO CON OBRAS

VOLTAGE LEVELS

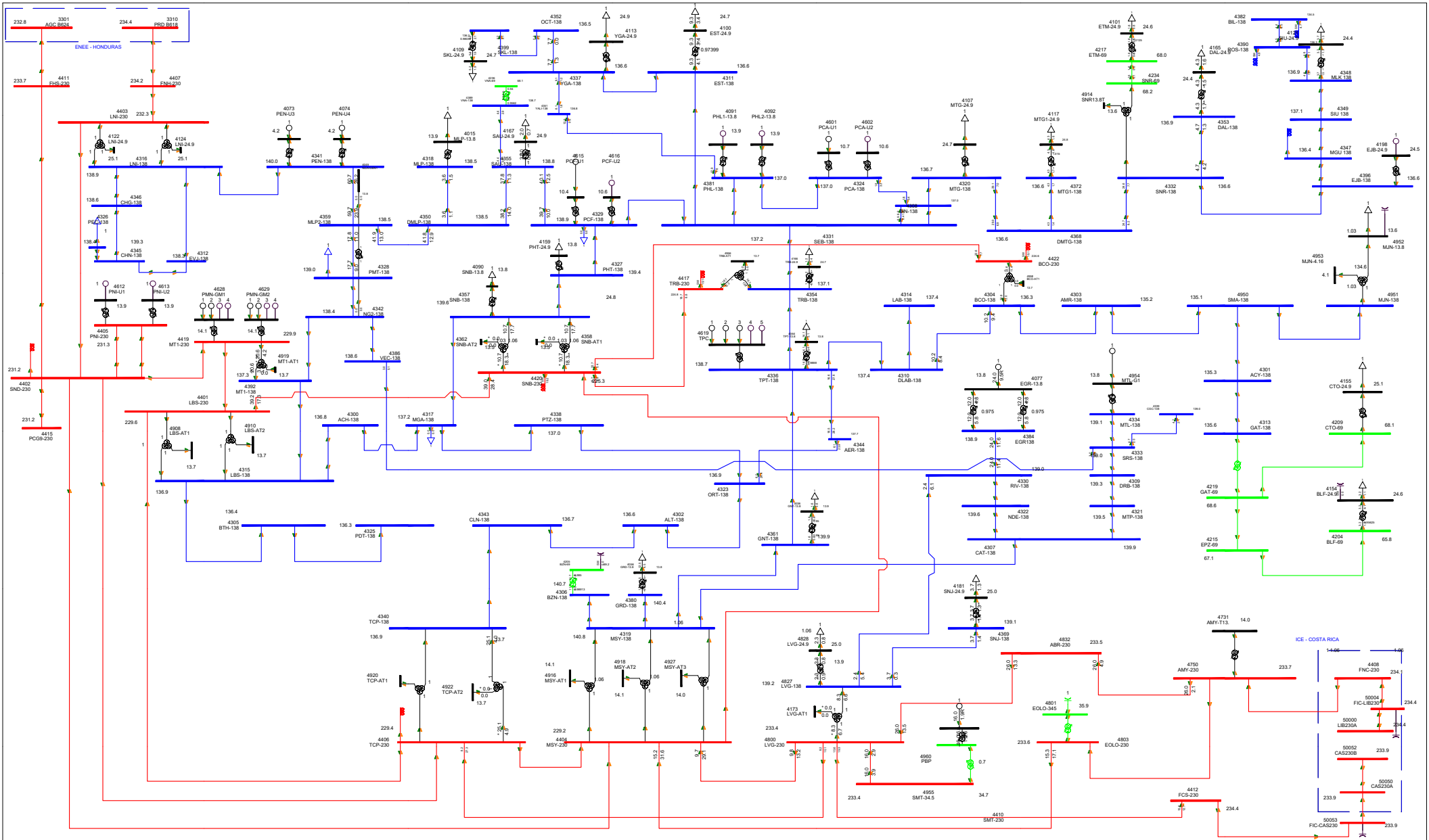
230.0 KV	69.0 KV
138.0 KV	13.8 KV

95% BRANCH OVERLOAD

1.050 HIGH VOLTAGE	0.950 LOW VOLTAGE

Flujo Potencia Activa (MW)

Flujo Potencia Reactiva



ENATREL
Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AÑO 2023

DEMANDA MINIMA VERANO - SIN TRANSFERENCIAS

ESCENARIO SIN OBRAS

VOLTAGE LEVELS

230.0 KV | 69.0 KV

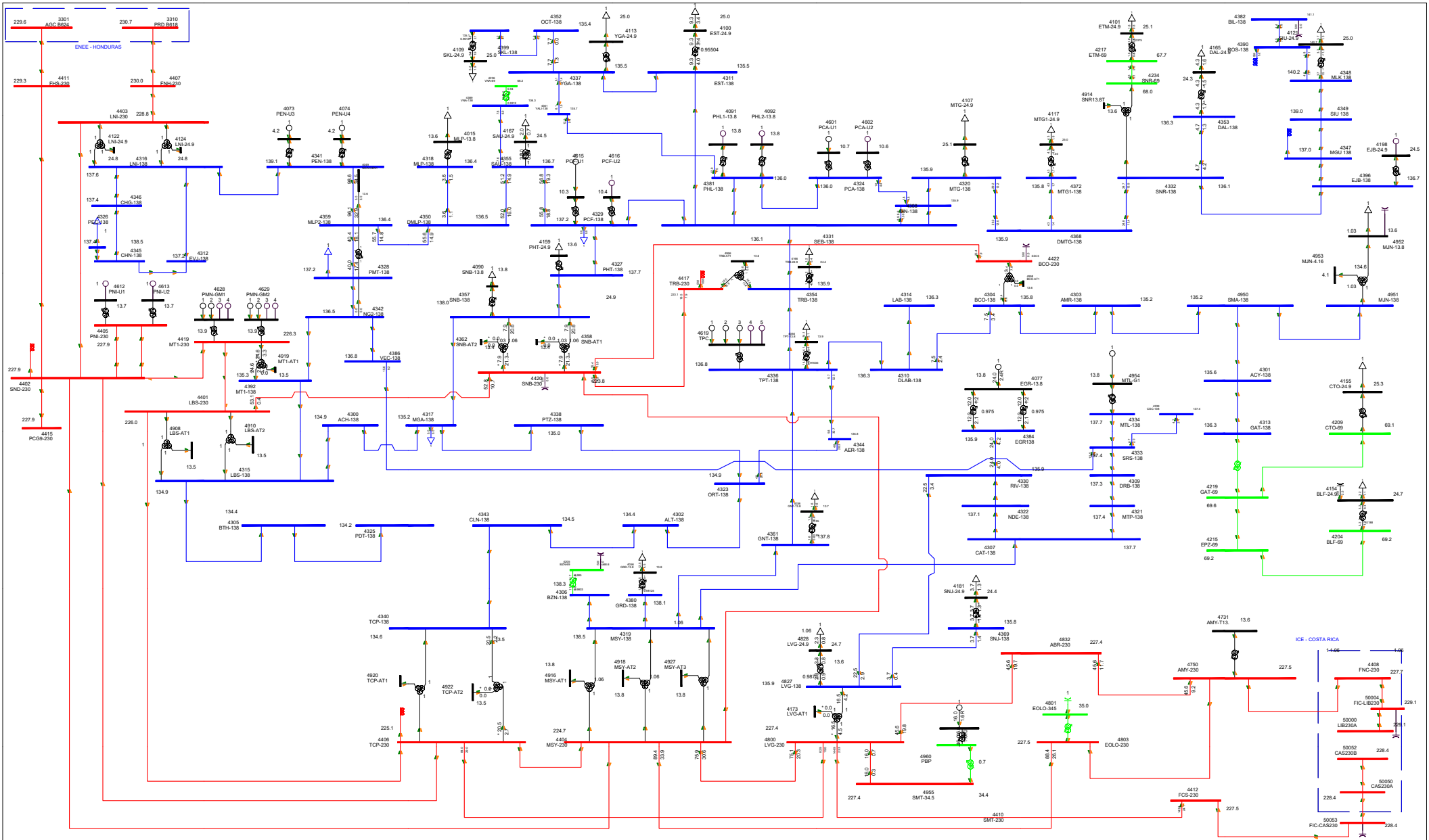
138.0 KV | 13.8 KV

95% BRANCH OVERLOAD

1.050 HIGH VOLTAGE | 0.950 LOW VOLTAGE

Flujo Potencia Activa (MW)

Flujo Potencia Reactiva



ENATREL
Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AÑO 2023

DEMANDA MINIMA VERANO - PORTEO NS - 300 MW

ESCENARIO SIN OBRAS

VOLTAGE LEVELS

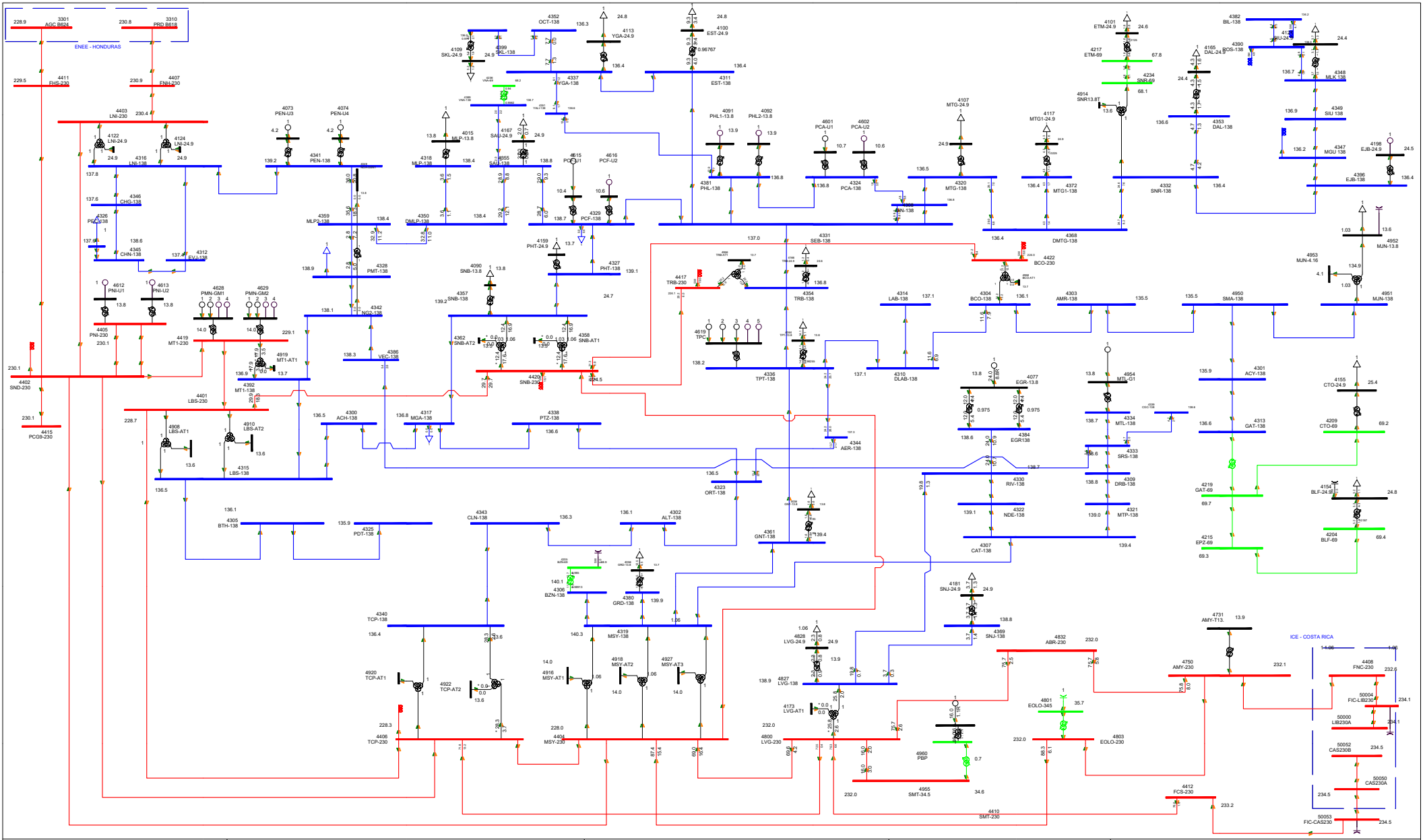
230.0 KV	69.0 KV
138.0 KV	13.8 KV

95% BRANCH OVERLOAD

1.050 HIGH VOLTAGE	0.950 LOW VOLTAGE

Flujo Potencia Activa (MW)

Flujo Potencia Reactiva



ENATREL
Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL AÑO 2023

DEMANDA MINIMA VERANO - PORTEO SN - 210 MW

ESCENARIO SIN OBRAS

VOLTAGE LEVELS

230.0 KV	69.0 KV
138.0 KV	13.8 KV

95% BRANCH OVERLOAD

1.050 HIGH VOLTAGE	0.950 LOW VOLTAGE

Flujo Potencia Activa (MW)

Flujo Potencia Reactiva

Gobierno de Reconciliación y Unidad Nacional

El Pueblo, Presidente!

ENATREL

Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica

PLAN DE OBRAS 2024

Tomo III

EVALUACIÓN ECONÓMICA 2023

TABLA DE CONTENIDO

EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA AMPLIACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN (SNT) DURANTE EL AÑO 2023 3
I. OBRAS DE AMPLIACIÓN EN EL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN QUE ENTRAN EN OPERACIÓN EN EL AÑO 2023 4
a. Obras de ampliación del Sistema Nacional de Transmisión Realizadas por Iniciativa de ENATREL con Inversión Menor a 500 mil Dólares. 5
b. Obras de Ampliación del SNT Realizadas por Iniciativa de ENATREL con Inversión Mayor a 500 mil Dólares. 5
II. EVALUACIÓN FINANCIERA Y ECONÓMICA DE PROYECTOS QUE ENTRAN EN OPERACIÓN EN EL AÑO 2023 8
1. Introducción 8
2. Objetivo General 9
3. Aspectos Generales de los Proyectos Contenidos en el Plan de Obras 9
4. Resultados de la Evaluación Financiera y Económica de los Proyectos de Ampliación del Sistema Nacional de Transmisión 13
5. Metodología y Criterios de Evaluación Financiera y Económica Aplicada a los Proyectos Contenidos en el Plan de Obras 13
5.1. Evaluación Privada o Financiera 13
5.1.1 Fuentes de Financiamiento y Condiciones de Préstamos 15
5.1.2 Indicadores Financieros 16
5.2. Evaluación Económica 16
5.3. Criterios y Parámetros Utilizados en las Evaluaciones Financieras y Económicas 17
5.3.1 Tasa de Descuento 17
5.3.2 Vida del Proyecto 18
5.3.3 Costo de Operación y Mantenimiento 18
5.3.4 Factor de Carga 18
5.3.5 Demanda de Energía y Potencia 18
6. Evaluación Financiera y Económica de Obras de Ampliación del Sistema Nacional de Transmisión con Monto de Inversión Mayor de USD 500,000.00 .. 23
6.1 Construcción de Subestación Sébaco II en 138 kV 24
6.1.1 Descripción General del Proyecto – Introducción 24
6.1.2 Identificación y Clasificación de Beneficios 28
6.1.3 Costos de Inversión 28
6.1.4 Fundamentación y Metodología del Cálculo de los Costos y Beneficios 29

6.1.5 Resultados de la Evaluación 31
6.2 Construcción de Subestación Ticuantepe III en 138 kV 34
6.2.1 Descripción General del Proyecto – Introducción 34
6.2.2 Identificación y Clasificación de Beneficios 37
6.2.3 Costos de Inversión 38
6.2.4 Fundamentación y Metodología del Cálculo de los Costos y Beneficios 38
6.2.5 Resultados de la Evaluación 41
6.3 Construcción Subestación Carlos Fonseca 138 kV, Línea de Transmisión Villa El Carmen - Carlos Fonseca y Carlos Fonseca - Ticuantepe III 44
6.3.1 Descripción General del Proyecto - Introducción 44
6.3.2 Identificación y Clasificación de Beneficios 48
6.3.3 Costos de Inversión 48
6.3.4 Fundamentación y Metodología del Cálculo de los Costos y Beneficios 49
6.3.5 Resultados de la Evaluación 51

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Resumen de Obras de Inversión 2023. 4
Tabla 2: Obras de Ampliación con Montos de Inversión Mayores a USD 500,000 y Fuente de Financiamiento. 6
Tabla 3: Alcance Físico por Proyectos y Obras en Operación 2023. 7
Tabla 4: Clasificación de Proyectos Según Tipo de Actividad. 11
Tabla 5: Asignación de Recursos por Fuente de Financiamiento. 12
Tabla 6: Resumen Resultados Evaluación Financiera y Económica. 13
Tabla 7: Precios Sociales Aprobados por SNIP. 17
Tabla 8: Proyección de Demanda No Coincidente 2023-2028. 22

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Ubicación Geográfica Subestación Sébaco I y II. 26
Ilustración 2: Diagrama Unifilar Subestación Sébaco II. 27
Ilustración 3: Ubicación Geográfica Subestación Ticuantepe III. 36
Ilustración 4: Diagrama Unifilar Subestación Ticuantepe III. 37
Ilustración 5: Ubicación Geográfica Subestación Carlos Fonseca. 46
Ilustración 6: Diagrama Unifilar Subestación Carlos Fonseca. 47

EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA AMPLIACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN (SNT) DURANTE EL AÑO 2023

Nota Introductoria al Tomo III – Evaluación Económica:

La "*Normativa de Transporte del Sistema Eléctrico de Nicaragua"* comisiona a la Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL), someter anualmente para la aprobación del Instituto Nicaragüense de Energía (INE), un plan de obras, conteniendo las obras nuevas y los refuerzos que entrarán en operación en el año, y que tienen como fin, ampliar la capacidad de la infraestructura de transmisión eléctrica del país.

En el plan de obras deberá quedar fehacientemente demostrado mediante estudios técnicos y económicos que las obras propuestas son necesarias para atender el crecimiento de la demanda eléctrica dentro de los criterios de calidad y seguridad establecidos en la Normativa de Operación.

El capítulo 4.4, TRA 4.4.2 de la Normativa de transporte, determina que el plan de obras debe ser presentado al INE a más tardar en el mes de junio de cada año, por lo que, dentro de las obras descritas en el presente plan, están aquellas obras que para la fecha de entrega del plan ya estén en operación, y también obras de construcción o montaje con avance suficiente para entrar en operación antes de finalizar el año de presentación del informe.

Con la finalidad de generar un contexto para desarrollar la evaluación económica de cada proyecto, la primera parte del tomo III abarca la identificación de las obras de ampliación puestas en operación por ENATREL durante el año 2023. En la segunda parte del tomo III, se desglosa a detalle cada proyecto, presentando la metodología y criterios considerados para su evaluación económica y los resultados de tal evaluación.

Tomando en consideración lo antes expresado, en este tomo se presenta la siguiente información específica:

1. Obras de ampliación del SNT que entran en operación en el año 2023

    1.1. Obras con inversión menor a USD 500,000

    1.2. Obras con inversión mayor a USD 500,000

2. Por cada proyecto se presenta la siguiente información

    2.1. Descripción y Alcances de Obras.
    2.2. Costo de Inversión.
    2.3. Fundamentación y Metodología del Cálculo de los Costos y Beneficios.
    2.4. Evaluación Económica.

I. OBRAS DE AMPLIACIÓN EN EL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN QUE ENTRAN EN OPERACIÓN EN EL AÑO 2023

En la *Tabla 1* se presenta un resumen de la inversión en obras de ampliación que entran en operación durante el año 2023.

Se hace distinción entre dos categorías de obras de ampliación, la primera categoría que contiene aquellas inversiones con montos menores a USD 500,000, y la segunda que contiene aquellas inversiones con montos mayores a USD 500,000.

Descripción	Cantidad	Alcance		Financiamiento Local (kUSD)	Financiamiento Externo (kUSD)	Inversión Total (kUSD)
		MVA	Km			
Obras Con Monto de Inversión Menor A USD 500,000	0	0	0.00	0.00	0	0
Obras Con Monto de Inversión Mayor A USD 500,000	3	95	52.90	3,381.689	30,849.208	34,230.897
Total	**3**	**95.00**	**52.90**	**3,381.689**	**30,849.208**	**34,230.897**

Tabla 1: Resumen de Obras de Inversión 2023.

También se indica el alcance físico total (MVA y km) de las obras de ampliación que entraron en operación en el año 2023. Las cuales se registran como ampliación de capacidad del SNT.

a. Obras de ampliación del Sistema Nacional de Transmisión Realizadas por Iniciativa de ENATREL con Inversión Menor a 500 mil Dólares.

Durante el año 2023 ENATREL no desarrolló ninguna obra de ampliación con monto de inversión inferior a USD 500,000. Por tanto, no se presenta ninguna obra de esta categoría. (Ver *Tabla 1*).

Cabe destacar que, según el TRA 4.4.8 de la Normativa de transmisión, toda obra cuyo monto de construcción sea menor que USD 500,000 (Quinientos mil Dólares de Estados Unidos de América), no requerirá aprobación del INE. Sin embargo, dicho monto podrá ser modificado por el INE.

b. Obras de Ampliación del SNT Realizadas por Iniciativa de ENATREL con Inversión Mayor a 500 mil Dólares.

Durante el año 2023 entran en operación tres (3) obras de ampliación[1] con montos de inversión mayores a USD 500,000. (*Ver Tabla 1*).

Cada proyecto y sus características generales se muestran en las Tablas 2 y 3, en esta misma sección.

La *Tabla 2*, presenta el monto de inversión de cada proyecto, en miles de Dólares de Estados Unidos de América; asimismo presenta las fuentes de financiamiento de cada inversión.

El monto de inversión viene dado en dos grandes rubros. El financiamiento externo, y la contrapartida local, que puede provenir de Fondos del Tesoro o de Fondos Propios de ENATREL.

[1] Entiéndase como “obras de ampliación” a aquellos proyectos que contienen a su vez distintas obras destinadas a ampliar o fortalecer el SNT.

N°	Nombre del Proyecto	Moneda Local (kUSD)	Moneda Externa (kUSD)	Inversión Total (kUSD)	Fuente de Financiamiento
1	Construcción Subestación Sébaco II 138 kV.	582.485	8,910.143	9,492.628	BID 3727 - Korea Exim Bank 3728 - Gobierno de Nicaragua - ENATREL
2	Construcción Subestación Ticuantepe III 138 kV.	940.058	7,067.901	8,007.959	BID 3727 - Korea Exim Bank 3728 - Gobierno de Nicaragua - ENATREL
3	Construcción Subestación Carlos Fonseca 138 kV, Línea de Transmisión Villa El Carmen - Carlos Fonseca y Carlos Fonseca - Ticuantepe III.	1,859.146	14,871.164	16,730.310	India Exim Bank - Gobierno de Nicaragua - ENATREL
Total		**3,381.69**	**30,849.21**	**34,230.897**	

Tabla 2: Obras de Ampliación con Montos de Inversión Mayores a USD 500,000 y Fuente de Financiamiento.

La *Tabla 3*, presenta el alcance físico de las obras de cada proyecto.

Los indicadores usados para medir el alcance físico de las obras son:

Mega Voltio Amperios (MVA) para las obras que incluyen adquisición, instalación y puesta en operación de transformadores, kilómetros (km) de línea de transmisión, para cuantificar el alcance de las obras de construcción de líneas de transmisión, sin hacer distinción en los niveles de voltaje (69 kV, 138 kV, 230 kV). Cabe destacar que, el valor de los alcances indicados en la *Tabla 3* es total, no diferencial, es decir, que se indica la capacidad total de un transformador instalado, si dicho transformador es de 40 MVA y sustituyó a un transformador de 25 MVA, el número indicado en la tabla es de 40 MVA y no 15 MVA, que correspondería a la ampliación neta de capacidad.

No.	Nombre del Proyecto	Descripción de Obras	Alcances		
			MVA	Km	Otros
1	Construcción Subestación Sébaco II 138 kV.	Construcción de Nueva Subestación Sébaco II.	25		4 Bahías para Líneas de Transmisión de 138 kV, en esquema de doble barra con seccionador bypass.
		Construcción de Línea de Transmisión 138 kV en doble circuito desde Nueva Subestación Sébaco II hasta interceptar Línea Estelí - Sébaco I.		10	
		Construcción de Línea de Transmisión 138 kV en doble circuito desde Nueva Subestación Sébaco II hasta interceptar Línea Planta Carlos Fonseca - Sébaco I.		0.6	
		Construcción de Línea de Transmisión 138 kV para realizar Bypass de la salida de Línea Matagalpa en Sébaco I hacia la Nueva Subestación Sébaco II.		0.3	
2	Construcción Subestación Ticuantepe III 138 kV.	Construcción de Nueva Subestación GIS Ticuantepe III 138 kV.	40		2 Bahías para Líneas de Transmisión de 138 kV, con seccionador bypass.
		Construcción de Línea de Transmisión 138 kV de cuatro circuitos, desde la Nueva Subestación Ticuantepe III hasta interceptar Línea Ticuantepe II - Las Colinas.		2	
3	Construcción Subestación Carlos Fonseca 138 kV, Línea de Transmisión Villa El Carmen - Carlos Fonseca y Carlos Fonseca - Ticuantepe III.	Construcción de Nueva Subestación Carlos Fonseca.	30		2 Bahías para Líneas de Transmisión de 138 kV.
		Construcción Línea de Transmisión simple circuito en 138 kV desde Subestación Villa El Carmen hasta Subestación Carlos Fonseca.		28	
		Construcción Línea de Transmisión simple circuito en 138 kV desde Subestación Carlos Fonseca hasta Subestación Ticuantepe III.		12	
TOTAL			**95**	**52.9**	

Tabla 3: Alcance Físico por Proyectos y Obras en Operación 2023.

En resumen, las obras ejecutadas por ENATREL que entran en operación durante el año 2023, propiciaron un incremento de **95 MVA** y de **52.9 km** de líneas de transmisión en el SNT. Para lo cual se ha invertido un total de **USD 34.23 millones**.

II. EVALUACIÓN FINANCIERA Y ECONÓMICA DE PROYECTOS QUE ENTRAN EN OPERACIÓN EN EL AÑO 2023

1. Introducción

La Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (ENATREL), de acuerdo a la Ley No. 272 le de la Industria Eléctrica, y a su Ley Creadora No. 583 y sus reformas, es la empresa del estado responsable de la transmisión eléctrica y actividades conexas, administrando el Sistema Nacional de Transmisión (SNT), así como el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

ENATREL tiene el deber fundamental de garantizar, de forma confiable y segura, el transporte de potencia y energía hacia los centros de consumo, resguardando el cumplimiento de los parámetros técnicos establecidos por los criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo (CCSDM), conforme la Normativa de Operación vigente en Nicaragua y el Reglamento de Operación Regional, a fin de cumplir los estándares nacionales e internacionales.

Tomando en cuenta los incrementos progresivos de generación y demanda de electricidad, el incremento de la cobertura nacional eléctrica, especialmente en las zonas rurales, ENATREL debe realizar inversiones permanentes para continuar ampliando el SNT, y a su vez optimizando y fortaleciendo las infraestructuras de transmisión eléctrica ante posibles contingencias consecuencia del cambio climático, dichas inversiones de conformidad a los lineamientos del Plan Nacional de Lucha Contra la Pobreza y Desarrollo Humano (PNLCP-DH) y de acuerdo a las propuestas del Plan de Expansión de la Generación Eléctrica y el Plan Indicativo de la Transmisión.

La importancia de mantener y mejorar la red de transporte de energía eléctrica, es debido a que es la parte del sistema de suministro eléctrico encargada de llevar hasta los puntos de consumo y a través de grandes distancias, la energía eléctrica generada en las centrales eléctricas.

De acuerdo al marco regulatorio vigente, ENATREL es responsable de presentar los estudios eléctricos y **económicos** de los proyectos incluidos dentro del plan de obra del año, y lo debe hacer con una metodología razonada y adecuada, con el objetivo de **justificar** técnica y **económicamente** la inclusión de cada proyecto y sus obras dentro de las obras reconocidas por INE.

El plan de obras se rige bajo el principio de que cada inversión en el sistema de transmisión aporta en la consecución de los criterios de calidad y seguridad del servicio, y que, al mismo tiempo, se adapta al contexto socio económico nacional, evitando los sobre equipamientos y optimizando así la utilización de los recursos disponibles.

Cada proyecto desarrollado por ENATREL fue evaluado y justificado técnica y económicamente en las etapas de pre inversión, por lo que su ejecución y puesta en operación, garantiza la recuperación económica de la inversión, estableciendo así una eficiente asignación de los recursos en beneficio de la sociedad, de acuerdo a los principios establecidos en la Ley de la Industria Eléctrica.

El presente documento se enfocará en presentar la justificación económica basada en los resultados obtenidos al calcular los índices de rentabilidad: Valor Actual Neto (**VAN**), Tasa Interna de Retorno (**TIR**) de cada proyecto.

2. Objetivo General

Evaluar económicamente los proyectos de ampliación del Sistema Nacional de Transmisión (SNT) descritos en el presente Plan, con inversión mayor a USD 500,000 (Quinientos mil Dólares de Estados Unidos de América).

3. Aspectos Generales de los Proyectos Contenidos en el Plan de Obras

A partir del 2007 se ha dado un sustancial avance en la ampliación y mejoras de la red de transmisión eléctrica, para brindar mejor calidad en el transporte de energía y en el servicio a los diferentes agentes, alineados a mejorar las condiciones del país en materia energética, apoyando iniciativas que contribuyan a la transformación de la matriz energética, disminuyendo la dependencia del petróleo y aumentando la participación de energías renovables, con participación del 70% de generación con fuentes limpias en 2022. Así mismo, el incremento de la cobertura eléctrica, con 99.255% a diciembre 2022, que significa un esfuerzo del 2007 a diciembre 2022 de 9,763 proyectos ejecutados, 688,232 viviendas con energía eléctrica, 3,620,513 habitantes beneficiados. Esto se traduce a crecimiento económico para el país, y reducción de la pobreza, permitiendo el acceso de energía eléctrica tanto en las zonas urbanas como en las zonas rurales.

Actualmente, Nicaragua cuenta con un sistema eléctrico eficiente, confiable, moderno, sólido y de calidad, gracias a las fuertes inversiones que en años recientes

se realizaron en el fortalecimiento del sistema nacional de transmisión, a diciembre 2022 el Sistema Interconectado Nacional consta de 3,499 km de líneas de transmisión eléctrica en todo el territorio para los niveles de tensión de 69, 138 y 230 kV, y un total de 103 subestaciones eléctricas con una capacidad de transformación de 5,764 MVA.

Considerando que, el sector energía es un elemento clave en las estrategias de desarrollo sostenible del país, ya que son un motor de crecimiento económico y aporta a la reducción de la pobreza, se ha constatado que las comunidades electrificadas han aprovechado para hacer crecer negocios ya establecidos o impulsar nuevos emprendimientos, por lo que se han convertido en un factor dinamizador de la economía, mejorando las condiciones de vida y progreso económico en los hogares, por lo que el suministro de energía mejora no solo a las grandes y medianas empresas, sino también a los emprendimientos, micro y pequeños negocios.

ENATREL continúa ejecutando esfuerzos con el compromiso de responder a la creciente demanda de los diversos sectores del país.

La mayor parte de los proyectos han recibido financiamiento externo en cada una de sus etapas, desde las etapas de pre inversión hasta las etapas de ejecución y puesta en marcha. Por lo general los proyectos son ejecutados con una combinación de financiamiento externo y contrapartida local.

El financiamiento externo comúnmente viene dado en forma de préstamos otorgados por organismos financieros como Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Korea Exim Bank, India Exim Bank entre otros. Cabe destacar que, cada financiamiento externo es otorgado con distintos términos y condiciones según el organismo del que proceda.

Como parte de las medidas necesarias para dar respuesta al crecimiento de demanda de potencia y energía de los diferentes sectores económicos, ENATREL, durante el año 2023, ha ejecutado y puesto en operación tres (3) proyectos para mejorar y ampliar el SNT, que se presentan para las consideraciones de INE. Estos son:

No.	Nombre del Proyecto	Inversión Total (kUSD)	Tipo de Actividad
1	Construcción Subestación Sébaco II 138 kV.	9,492.628	I - II
2	Construcción Subestación Ticuantepe III 138 kV.	8,007.959	I - II
3	Construcción Subestación Carlos Fonseca 138 kV, Línea de Transmisión Villa El Carmen - Carlos Fonseca y Carlos Fonseca - Ticuantepe III.	16,730.310	I - II
TOTAL		**34,230.897**	

Tabla 4: Clasificación de Proyectos Según Tipo de Actividad.

Como se nota en el *Tabla 4*, las obras se englobaban fundamentalmente en cuatro tipos:

Tipo I: Construcción o ampliación de subestaciones.
Tipo II: Construcción o ampliación de líneas de transmisión.
Tipo II: Sustitución o instalación de transformadores.
Tipo IV: Instalación o construcciones de sistemas varios (incluye reactores, fibra óptica, etc.).

En la *Tabla 5*, dispuesta a continuación, se presentan la relación porcentual correspondiente a financiamiento externo y contrapartida nacional para cada proyecto que entran en operación este año. Entre las fuentes financieras externas se encuentra: BID, India Exim Bank y Korea Exim Bank.

No.	Nombre del Proyecto	Contrapartida Local (kUSD)	%	Financiamiento Externo (kUSD)	%	Inversión Total (kUSD)	Fuente de Financiamiento
1	Construcción Subestación Sébaco II 138 kV.	582.485	6.14%	8,910.143	93.86%	9,492.628	BID – Korea Exim Bank – ENATREL
2	Construcción Subestación Ticuantepe III 138 kV.	940.058	11.74%	7,067.901	88.26%	8,007.959	BID – Korea Exim Bank – ENATREL
3	Construcción Subestación Carlos Fonseca 138 kV, Línea de Transmisión Villa El Carmen - Carlos Fonseca y Carlos Fonseca - Ticuantepe III.	1,859.146	11.11%	14,871.164	88.89%	16,730.310	India Exim Bank – ENATREL
TOTAL		**3,381.69**	**9.88%**	**30,849.21**	**90.12%**	**34,230.896**	

Tabla 5: Asignación de Recursos por Fuente de Financiamiento.

4. Resultados de la Evaluación Financiera y Económica de los Proyectos de Ampliación del Sistema Nacional de Transmisión

En esta sección se muestra una tabla resumen con los resultados obtenidos a partir de todas las evaluaciones realizadas, a partir de las cuales, se considera que los proyectos son provechosos para la economía nacional y para el sector eléctrico de transmisión en particular.

N°	Proyectos	Costo de Inversión [USD]	Indicadores			
			Privada		Económica	
			VAN [kUSD]	TIR [%]	VANE [kUSD]	TIRE [%]
1	Construcción Subestación Sébaco II 138 kV.	9,492,628.50	1,586.2	35.1	11,764.6	20.0
2	Construcción Subestación Ticuantepe III 138 kV.	8,007,959.00	3,513.87	19.4	36,476.91	36.7
3	Construcción Subestación Carlos Fonseca 138 kV, Línea de Transmisión Villa El Carmen - Carlos Fonseca y Carlos Fonseca - Ticuantepe III.	16,730,310.00	1,479.51	14.12	25,426.67	20.26

Tabla 6: Resumen Resultados Evaluación Financiera y Económica.

5. Metodología y Criterios de Evaluación Financiera y Económica Aplicada a los Proyectos Contenidos en el Plan de Obras

En este capítulo, como su nombre lo indica, expone la metodología y los criterios utilizados en las evaluaciones financieras y económicas de cada proyecto contenido en el plan de obras.

5.1. Evaluación Privada o Financiera

Los proyectos contenidos en el Plan de obras deben generar la suficiente rentabilidad para cubrir la inversión utilizada en adquirir, instalar y poner en operación los bienes, es decir, deben generar los ingresos suficientes, para hacer frente a los gastos asociados a su propia operación y mantenimiento, y permita el repago de la deuda.

Los ingresos de ENATREL son obtenidos principalmente a través de la actividad comercial de transmisión de energía.

Los ingresos por transmisión de energía son directamente proporcionales al valor del peaje por cada unidad de energía transportada en las líneas y subestaciones de transmisión (USD/MWh).

El monto de los ingresos anuales por transmisión de energía no es constante, este varia ya sea por el:

i) Cambio del Costo Medio de Transmisión, este cambio se presenta cuando INE aprueba la Inversión Reconocida calculada en el plan de obras, donde se incluyen las obras que entraron en operación en el periodo previo. Con lo cual se modifica el valor del peaje.

ii) Comportamiento de la Demanda, propiciando cambios en la cantidad de energía transportada anualmente, ya sea por cambios socioeconómicos a nivel nacional, o contexto internacional, son factores exógenos al sector eléctrico que puede hacer la demanda se contraiga o incremente.

Es de entender que las obras desarrolladas amplían la capacidad de transmisión en base a la oferta y demanda de potencia y energía, por tanto, están propuestas para dar solución a una necesidad y por ende se espera un incremento en la cantidad de energía y potencia transmitida a partir de la puesta en operación de cada proyecto, ergo se propicia un incremento en los ingresos por transmisión de energía. Sin embargo, esto solo es cierto si no existen cambios drásticos en la tendencia de la relación oferta – demanda de energía.

Es claro que la rentabilidad obtenida por ENATREL, se ve afectada por los gastos en operación y mantenimiento de la nueva infraestructura. Cuanto más eficiente sea el uso de recursos para realizar las labores de operación y mantenimiento, tanto mejor la rentabilidad de la inversión.

Por tanto, los ingresos económicos requeridos para honrar los préstamos asociados a cada proyecto, estarán determinados por el valor del peaje, los ingresos o beneficios adicionales obtenidos a partir de la entrada en operación de las obras de ampliación y los gastos de operación y mantenimiento asociados a las nuevas obras de ampliación.

5.1.1 Fuentes de Financiamiento y Condiciones de Préstamos

Las tasas de interés y las condiciones financieras son distintas para cada fuente de financiamiento, a saber:

Banco Interamericano de Desarrollo (BID):

Según los datos tomados de los registros de tasa de interés y cargos financieros históricos de los últimos diez años, para recursos ordinarios y recursos bajo la modalidad de facilidad de financiamiento flexible, de mediano y largo plazo:

Tasa de Interés: 1.80% (promedio de los últimos 10 años), corresponde a la tasa base (LIBOR) más cargos financieros. La tasa de interés prestada por el BID es igual a la Tasa LIBOR (3 meses) + el margen de fondeo del BID sobre/debajo de la tasa LIBOR + el margen para préstamos del Capital Ordinario del BID, periódicamente determinado por el Banco.
Plazo de préstamo: de 30 o 40 años.
Periodo de gracia: 6 años.

Korea Exim Bank:

Las condiciones de financiamiento son las siguientes:

Tasa de Interés: entre 0.1% y 1% sobre las cantidades desembolsadas y pendientes de pago.
Interés moratorio: del 2% anual por encima de la tasa de interés ordinaria.
Plazo de préstamo: 30 años.
Periodo de gracia: 10 años.
Cargo por servicio: del 0.1% del monto de cada desembolso.

India Exim Bank:

Las condiciones típicas de préstamos son los siguientes:

Tasa de Interés: 1.75% anual sobre las cantidades desembolsadas y pendientes de pago.
Interés moratorio: 2% anual por encima de la tasa de interés ordinaria.
Plazo de préstamo: 20 años.
Periodo de gracia: 5 años.

Cargo por compromiso: 0.50% anual sobre el monto del crédito no retirado.
Comisión de gestión: pago único de 0.50% sobre el monto del crédito.
Periodicidad de pagos: cuotas semestrales consecutivas.

Nota:

Puesto que cada proyecto cuenta con múltiples fuentes de financiamiento, se deben determinar las tablas de amortización de cada financiamiento ya sea capital ordinario, fondo de operaciones especiales, fondos del tesoro o fondos propios, con el objetivo de calcular el flujo del servicio de la deuda a pagar en el plazo estipulado.

El flujo de anualidades de cada tipo de financiamiento se adiciona, resultando un solo flujo unificado. Este flujo genera la Tasa Interna de Retorno que será la tasa de descuento que se utiliza para la evaluación financiera del proyecto y es equivalente a la tasa de interés de los préstamos otorgados para estas obras.

5.1.2 Indicadores Financieros

La manera de valorar la viabilidad financiera de cada proyecto es través de la cuantificación de los indicadores financieros acostumbrados. A saber:

El **Valor Actual Neto (VAN)**, el cual deberá ser positivo para considerar viable la inversión.
La **Tasa Interna de Retorno (TIR)**, la cual deberá ser superior a la tasa de descuento para considerar viable la inversión

5.2. Evaluación Económica

Para la evaluación económica, los beneficios asociados a la reducción de Energía No Servida (ENS) se evalúan utilizando el Costo de ENS (CENS).

De forma simplificada se considera que el CENS es equivalente al Costo de Racionamiento que se define en la Normativa de Operación en el tomo Normas de Operación Comercial en el capítulo 8.4: Unidad de Racionamiento, en el artículo 8.4.2.

El artículo dice textualmente lo siguiente:

"*TOC 8.4.2.- El Costo de Racionamiento asociado a un racionamiento forzado (ya sea programado o imprevisto) se define inicialmente en 42 centavos de dólar el kWh, de acuerdo al estudio del INE: "Costo de Racionamiento de Energía". Dicho valor podrá ser modificado por el INE en base a un nuevo estudio para determinar el costo económico y social asociado a la falla en el abastecimiento*."

El CENS se utiliza para medir el impacto económico que genera la reducción de ENS propiciada por la implementación de cada proyecto.

Asimismo, los costos de inversión, los ingresos y los gastos asociados al incremento de la demanda se convierten de precios de mercado a precios de cuenta (precios de eficiencia económica) para realizar la respectiva evaluación económica.

Estos precios sociales (*Tabla 6*) fueron definidos en 2011 por el Sistema Nacional de Inversiones Públicas (SNIP) y se presentan a continuación:

Sistema Nacional de Inversiones Públicas	Vigente desde 2011
Precio social de la divisa:	1.015
Mano de Obra:	
Calificada con desempleo involuntario:	0.82
No Calificada con desempleo involuntario:	0.54
Calificada con pleno empleo:	1.00
No Calificada con pleno empleo:	0.83

Tabla 7: Precios Sociales Aprobados por SNIP.

5.3. Criterios y Parámetros Utilizados en las Evaluaciones Financieras y Económicas

En esta sección se presentan los principales parámetros utilizados a partir de los cuales se realizaron los cálculos evaluativos.

5.3.1 Tasa de Descuento

En la evaluación privada se emplea una tasa de descuento que es calculada como la media de las tasas de interés ofrecidas por las diferentes fuentes de financiamiento (ver sección 5.1.1).

En la evaluación económica se utiliza una tasa de descuento social de 8 %, de acuerdo con lo establecido por el Sistema Nacional de Inversiones Públicas (SNIP).

5.3.2 Vida del Proyecto

El período de evaluación de los proyectos es de 30 años.

5.3.3 Costo de Operación y Mantenimiento

Los costos de Operación y Mantenimiento (O&M) anual corresponden a 2.5% del costo directo de la inversión de cada proyecto. Del monto calculado, 85% se destina a mantenimiento y 15% a la operación de la obra.

Para el caso de la evaluación económica, los montos se convierten a precios sociales.

5.3.4 Factor de Carga

El Factor de Carga (FC) es la carga promedio a la que está sometido un transformador de una subestación, dividida por la carga máxima registrada en un período de tiempo específico.

Siendo así, el FC es una medida de la tasa de utilización o eficiencia del uso de energía eléctrica. Un FC bajo indica que la carga no está ejerciendo presión sobre el sistema eléctrico, o bien lo hace por breves lapsos de tiempo; mientras que cuando los consumidores aumentan la demanda, ejercen presión sobre el sistema eléctrico, y en consecuencia el FC será alto. Es conveniente un FC elevado, porque describe un uso optimizado de los recursos energéticos.

En cada proyecto presentado, la energía demandada anualmente (asociada a una subestación o línea de transmisión) es el producto de los factores, demanda máxima en la subestación evaluada, en MW, el FC en el transformador de la subestación evaluada y las horas del año (8,760 horas/año).

$$Energía\ anual\ (MWh) = 8{,}760\ Horas\ del\ año\ x\ FC\ x\ Demanda\ máxima\ (MW)$$

5.3.5 Demanda de Energía y Potencia

En la evaluación de cada obra es necesario proyectar el crecimiento de la demanda de potencia (en MW), ver *Tabla 8*. Estas proyecciones están basadas en el pronóstico de crecimiento del SIN elaborado por el Ministerio de Energía y Minas

(MEM) y en los registros históricos de las demandas de energía y potencia de cada subestación estudiada en cada caso.

De igual forma, se toman en cuenta para la proyección, los cambios en el sistema que permitan o propicien traslados cargas de unos nodos (subestaciones) a otros, o si se agregan o retiran cargas de tamaño importante en una zona geográfica, si esto afecte a alguna subestación estudiada.

En algunos casos se estima un pronóstico de demanda con mejoramiento del FC en el tiempo, basados en el comportamiento que ha mostrado la demanda en la subestación y/o líneas de transmisión en los registros históricos.

Finalmente, para la evaluación de cada una de las obras se considera que la demanda se ve restringida únicamente por la capacidad del sistema de transmisión instalado localmente. Es decir, la demanda crece hasta que la capacidad instalada lo permite.

Generalmente la restricción vendrá dada por la capacidad del transformador de potencia instalado en las subestaciones, y será una condición restrictiva principalmente en la evaluación del escenario sin la implementación del proyecto.

PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA NO COINCIDENTE (MW)							
	SUBESTACION	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**
1	ACAHUALINCA	16.77	16.94	17.77	18.65	14.03	14.76
2	ACOYAPA	5.14	5.10	5.27	5.54	5.82	6.12
3	**ACOYAPA II 138kV**			0.80	0.84	0.89	0.93
4	ALTAMIRA BARRA I STR	21.67	22.53	23.63	24.82	26.08	26.07
5	ALTAMIRA BARRA II ABB	21.80	22.07	23.15	24.31	25.55	25.53
6	AMERRISQUE	9.27	9.42	9.88	10.38	10.91	11.47
7	ASOSOSCA	8.60	9.02	9.46	9.94	10.44	10.99
8	ASTURIAS	5.27	5.53	5.80	6.09	6.41	6.74
9	ASTURIAS II	4.55	4.67	4.90	3.67	3.86	4.05
10	**EL AYOTE 138kV**						0.72
11	BATAHOLA I	16.70	17.12	17.96	18.85	19.82	20.85
12	BATAHOLA II	8.94	8.98	9.42	9.89	10.39	10.93
13	BENJAMIN ZELEDON	18.32	18.42	19.32	20.29	21.32	22.43
14	BLUEFIELDS	5.47	5.64	5.32	5.59	5.87	6.18
15	**BLUEFIELDS 138kV**			0.65	0.68	0.72	0.75
16	BOACO	7.77	8.15	8.55	8.97	9.43	9.92
17	CENTROAMERICA	8.94	8.98	9.42	9.89	10.39	10.93
18	JINOTEGA	2.50	2.50	1.37	1.44	1.51	1.59
19	**PANTASMA**			2.72	2.85	3.00	3.15
20	CHICHIGALPA	9.72	10.00	10.49	11.01	11.57	12.17
21	CHINANDEGA	17.90	17.98	18.86	19.80	20.81	21.89
22	CORINTO	2.90	3.04	2.23	2.35	2.47	2.59
23	**CORINTO GIS 138kV**			0.96	1.01	1.06	1.11
24	COROCITO	4.76	5.00	5.24			
25	**NUEVA GUINEA**				5.50	5.78	6.07
26	CHE GUEVARA 9	2.54	2.66	2.80	2.93	3.08	3.24
27	DIRIAMBA	10.86	10.99	11.53	12.11	12.72	13.39
28	EL PERIODISTA 1	17.81	17.98	18.86	19.80	20.81	21.90
29	EL PERIODISTA 2	15.80	15.97	16.76	17.59	18.49	19.45
30	EL TUMA	6.70	7.03	7.38	7.75	8.14	8.56
31	LA DALIA	5.46	5.63	5.90	6.20	6.51	6.85
32	WASLALA	0.50	0.51	0.54	0.57	0.60	0.63
33	EL VIEJO	15.35	16.00	8.80	9.24	9.71	10.22
34	**JIQUILILLO**			8.00	8.40	8.83	9.29
35	ENACAL I	2.70	2.83	2.97	3.32	3.49	4.00
36	ENACAL II	2.00	2.10	2.20	2.61	3.01	3.17
37	LA ESPERANZA	2.16	1.83	1.87	1.31	1.37	1.44
38	**EL TORTUGUERO**		0.43	0.45	0.48	0.50	0.53
39	ESTELI	17.08	17.11	17.95	18.85	19.81	20.84
40	LA GATEADA	2.56	2.69	2.82	2.96	3.11	3.28
41	GRANADA.	16.22	16.51	17.32	18.19	19.12	20.11
42	LAS COLINAS	15.99	15.98	16.76	17.60	18.50	16.54
43	LAS BANDERAS	8.40	8.81	9.24	9.71	10.20	10.73
44	LOS BRASILES I	19.49	20.45	21.45	22.52	23.67	24.90
45	LOS BRASILES II	11.54	11.90	12.49	13.11	8.53	8.98
46	LEON I	15.98	15.96	16.75	17.58	18.48	19.44
47	LEON II	11.90	11.98	12.57	5.94	6.24	6.57
48	**LEON II 138kV**				7.26	7.63	8.03
49	EL CARMEN	6.96	6.95	7.29	7.66	8.05	8.47
50	GUANACASTILLO	2.96	3.01	3.15	3.31		
51	**GUANACASTILLO 138kV**					3.48	3.66
52	AEROPUERTO	18.36	18.36	19.06	20.32	21.33	22.42
53	CENTRAL	11.80	11.83	11.93	12.82	13.83	14.53
	SUB - TOTAL 1 (MW)	**438.1**	**446.6**	**470.0**	**492.5**	**507.4**	**529.1**

PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA NO COINCIDENTE (MW)							
	SUBESTACION	2023	2024	2025	2026	2027	2028
54	LA PAZ CENTRO	2.90	3.04	3.19	1.51	1.58	1.67
55	**LA PAZ CENTRO 138kV**				1.84	1.94	2.04
56	LA VIRGEN	1.65	1.73	1.81	1.90	2.00	2.11
57	MALPAISILLO	4.80	5.04	5.28	5.55	5.83	6.13
58	MASATEPE	17.62	17.63	18.50	19.42	20.41	21.47
59	MATAGALPA	6.67	6.84	7.18	7.54	7.92	8.33
60	MATIGUAS	4.10	4.20	4.41	4.63	4.87	5.12
61	MANAGUA I	17.58	17.94	18.82	19.76	20.77	21.85
62	MANAGUA II	12.09	12.18	12.77	13.41	10.09	10.61
63	MATEARE I (15 MVA)	3.00	3.15	3.30	3.47	3.64	3.83
64	MINA EL LIMON	0.55	0.58	0.60	0.63	0.67	0.70
65	**MONTE FRESCO**	-					
66	CARLOS FONSECA	5.44	5.60	5.88	6.17	6.48	6.82
67	MULUKUKU	2.80	2.94	3.08	3.24	3.40	2.86
68	NAGAROTE	3.94	4.03	4.23	2.00	2.10	2.21
69	**NAGAROTE I 138kV**				2.44	2.57	2.70
70	NANDAIME	9.12	9.27	9.72	10.21	10.73	11.29
71	ORIENTAL I	19.51	19.77	20.74	21.78	22.89	24.08
72	ORIENTAL II	25.30	25.64	26.90	28.24	29.68	29.92
73	PUNTA HUETE	1.83	1.92				
74	**SAN FRANCISCO LIBRE**			2.01	2.11	2.22	2.33
75	RIVAS	19.23	19.27	13.14	13.79	14.50	15.25
76	SAN JUAN DEL SUR	4.80	4.93	5.18	5.43	5.71	6.01
77	**TOLA**			7.10	7.45	7.82	8.22
78	SAN BENITO	10.10	10.19	10.69	11.23	11.80	12.42
79	SAN RAMON	3.81	3.90	4.09	4.29	4.51	4.74
80	SÉBACO	13.26	13.41	14.06	14.77	15.52	16.33
81	**SÉBACO II**	6.53	6.85	7.19	7.54	7.93	8.34
82	SAN MIGUELITO	4.95	4.99	1.69	1.77	1.87	1.96
83	**SAN MIGUELITO 138kV**			1.05	1.10	1.15	1.21
84	**SAN CARLOS**			2.50	2.50	2.00	2.00
85	SAN RAFAEL DEL SUR	10.48	10.59	11.11	11.66	12.26	12.90
86	SANTA CLARA	9.71	9.78	10.26	10.78	11.32	11.91
87	**SANTO DOMINGO GIS 138kV**						5.63
88	OCOTAL	4.31	4.42	4.64	4.87	5.12	5.39
89	SIUNA	7.95	8.14	8.54	8.97	9.42	9.42
90	ROSITA	1.50	1.52	1.60	1.68	1.76	1.86
91	BILWI	7.67	7.85	8.23	8.65	9.09	9.56
	SUB - TOTAL 2 (MW)	**243.2**	**247.3**	**259.5**	**272.3**	**281.6**	**299.2**

PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA NO COINCIDENTE (MW)							
	SUBESTACION	2023	2024	2025	2026	2027	2028
92	TICUANTEPE I	2.70	2.83	2.97	3.32	3.49	4.00
93	TICUANTEPE II	6.40	6.41	6.73	7.06	7.42	7.81
94	**TICUANTEPE III**	8.79	9.22	9.67	10.16	10.67	11.23
95	PORTEZUELO	15.70	15.97	16.45	17.27	18.16	19.10
96	TIPITAPA	18.00	18.08	18.53	19.45	20.45	20.51
97	VILLANUEVA	9.16	9.21	9.66	10.14	10.66	11.21
98	INDEX	1.30	1.31	1.38	1.45	1.52	2.20
99	YALAGUINA	10.95	11.09	11.63	12.21	12.84	13.50
100	EL MOJON	7.50	7.57	7.94	8.34	8.76	9.22
101	CANAL-CEMEX (GESARSA)	4.70	4.83	4.87	5.11	5.37	6.81
102	HOLCIM	1.80	1.81	1.86	1.95	2.05	3.06
103	TRITON MINERA	6.80	6.83	6.89	7.23	7.60	8.00
104	**MATEARE II**					5.24	5.52
105	**METROPOLITANA**					9.62	10.12
106	**KUKRAHILL**				0.65	0.69	0.72
107	**TERRABONA**	2.05	2.10	2.20	2.32	2.43	2.56
108	EL SAUCE	3.56	3.69	3.87	4.30	4.52	4.76
109	YALI	6.17	6.27	6.58	6.91	7.26	7.63
110	CATARINA	12.42	12.53	13.15	13.80	14.51	15.26
111	MATAGALPA II	4.86	5.00	5.24	5.51	5.79	5.89
112	MALPAISILLO II	3.21	3.22	3.38	3.55	3.73	3.92
113	OMETEPE	0.74	0.77	0.81	0.85	0.89	0.94
	SUB - TOTAL 3 (MW)	**126.8**	**128.7**	**133.8**	**141.6**	**163.7**	**174.0**

TOTAL CARGA (MW)	**808.10**	**822.70**	**863.30**	**906.40**	**952.60**	**1,002.30**
TASA DE CRECIMIENTO (%)		**1.81%**	**4.94%**	**4.99%**	**5.10%**	**5.22%**

PROYECCION DEMANDA MEM (MW)	**808.10**	**822.70**	**863.30**	**906.40**	**952.60**	**1,002.30**
TASA DE CRECIMIENTO MEM (%)		**1.81%**	**4.93%**	**4.99%**	**5.10%**	**5.22%**

Tabla 8: Proyección de Demanda No Coincidente 2023-2028.

6. Evaluación Financiera y Económica de Obras de Ampliación del Sistema Nacional de Transmisión con Monto de Inversión Mayor de USD 500,000.00

En este capítulo se describe cada proyecto presente en el plan de obras y se desarrolla la evaluación financiera y económica de los mismos.

Por cada proyecto se incluyen los siguientes apartados:

a) **Descripción del Proyecto**: A manera de introducción se presentan los alcances, objetivos, localización, antecedentes y justificación de los proyectos.

b) **Beneficios y Beneficiarios**: Se identifican y clasifican los beneficios obtenidos con la implementación del proyecto, aquellos beneficios dejados de percibir por la ausencia del proyecto y beneficiarios directos.

c) **Inversión**: Se presentan los montos de la inversión en Dólares de Estados Unidos de América por fuentes de financiamientos.

d) **Metodología de Evaluación Financiera y Económica**: Se expone la fundamentación y metodología del cálculo de los costos y beneficios del proyecto, y se calculan los indicadores típicos: VAN, TIR, B/C, tanto desde la perspectiva privada como social.

e) **Resultados**: Se presentan las conclusiones de la evaluación, mostrando el resultado obtenido para los indicadores usados en la evaluación.

f) **Flujos de Caja**: Al final de la evaluación se muestran las tablas con los cálculos de las evaluaciones financiera y económica.

A continuación, se procede a presentar cada proyecto y su evaluación financiera y económica.

6.1 Construcción de Subestación Sébaco II en 138 kV

6.1.1 Descripción General del Proyecto – Introducción

El proyecto busca solucionar una serie de problemas presentes en el sistema de transmisión eléctrica específicamente en la zona Norte y Caribe Norte del país, iniciando con el esquema que posee la subestación Sébaco I desde el momento de su construcción. Teniendo en cuenta que este es un esquema de barra sencilla, significa que su salida de operación sea por mantenimiento o fallas fortuitas, produce discontinuidad en el servicio eléctrico en gran parte del Norte y Caribe Norte del país.

Adicionalmente la salida de la Subestación Sébaco I tiene como consecuencia que la Planta Centroamérica de 50 MW, Larreynaga de 17 MW, Hidropantasma de 14 MW y El Diamante de 5 MW no puedan entregar aproximadamente 85 MW de generación hidroeléctrica al sistema eléctrico nacional. En caso de que esta carencia de suministro de energía sea sustituida por generación distinta a la hidroeléctrica, se produce un cambio en el costo marginal de generación de equilibrio en el mercado.

Por otra parte, la Subestación Sébaco I que opera en 138 / 24.9 kV, entró en funcionamiento en 1965 y tiene más de 50 años de servicio continuo. Debido al incremento de la demanda en la zona, el transformador de 5 MVA instalado inicialmente, fue sustituido primero en 1990 por uno de 15 MVA y luego en el 2005 por uno de 25 MVA, el cual se encuentra actualmente en operación. Con el crecimiento del SIN la Subestación Sébaco I se ha convertido en un nodo fundamental donde convergen 6 líneas de gran importancia para el sistema de transmisión.

El proyecto consiste en la construcción de la Subestación Sébaco II para operar en configuración de doble barra con 4 bahías de línea en 138 kV, construcción de 10 kilómetros de Línea de Transmisión con estructura de doble circuito en 138 kV; a continuación, se detallan las obras que se llevaran a cabo para su realización:

Obra 1: Nueva Subestación Sébaco II.

- 1 transformador de potencia 20 / 25 MVA, 138 / 13.8 kV.
- 2 juegos de Barras de 138 kV.
- 4 Bahías de Línea 138 kV, en esquema de doble barra, con seccionador bypass.
- Adquisición de terreno.
- Sistema de Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación y del edificio de control.
- Sistema de Iluminación perimetral y de las Bahías de la Subestación.
- Estructuras metálicas para Pórticos Tipo celosía.
- Conductor, aisladores y herrajes para las barras, bajante y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control
- Todas las obras civiles (Movimiento de Tierra, Ampliación del Edificio de Control, Calles, Andenes, Muro Perimetral, Fachada, Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de la Subestación).

Obra 2: Líneas de Transmisión.

- Construcción de 10 km de línea en 138 kV, doble circuito, desde la nueva subestación Sébaco II hasta interceptar la línea Estelí – Sébaco I, conductor 556.5 kcmil con hilo de guarda tipo OPGW, en torres de celosía y postes.
- Construcción de 0.6 km de línea en 138 kV, doble circuito, desde la nueva subestación Sébaco II hasta interceptar la línea Planta Carlos Fonseca – Sébaco I, conductor 556.5 kcmil con hilo de guarda tipo OPGW, en torres de celosía y postes.
- Construcción de 0.3 km de línea en 138 kV, para realizar el bypass de la salida de la línea Matagalpa en Sébaco I hacia la nueva Subestación Sébaco II.

Localización

La Subestación Sébaco I se localiza en el municipio de Sébaco, como fue mencionado anteriormente se encuentra ubicado en la zona Norte del país, dentro de los terrenos de una comunidad indígena. Ante el poco éxito en la adquisición de un terreno contiguo a la estación actual, que era lo contemplado desde el principio, para ampliación de la subestación, se hizo necesario ubicar otro sitio para la construcción de la Subestación Sébaco II. En el municipio de San Isidro, ENATREL realizó la compra del terreno para ubicar la Subestación Sébaco II, aproximadamente a 15 km de Sébaco I.

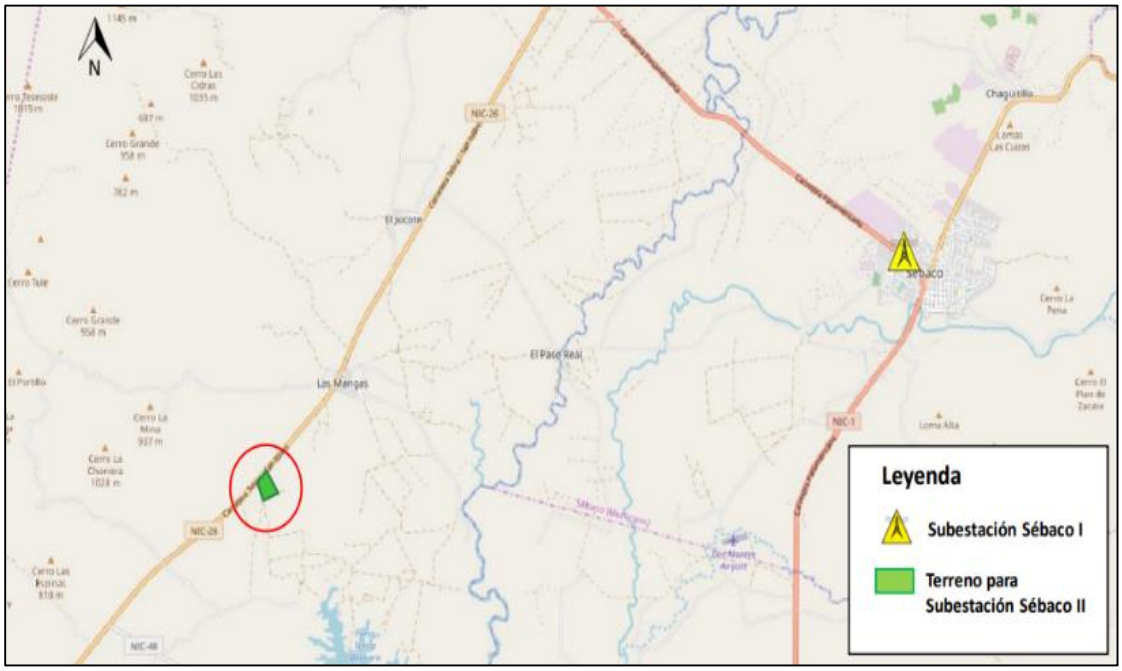


Ilustración 1: Ubicación Geográfica Subestación Sébaco I y II.

Diagrama Unifilar

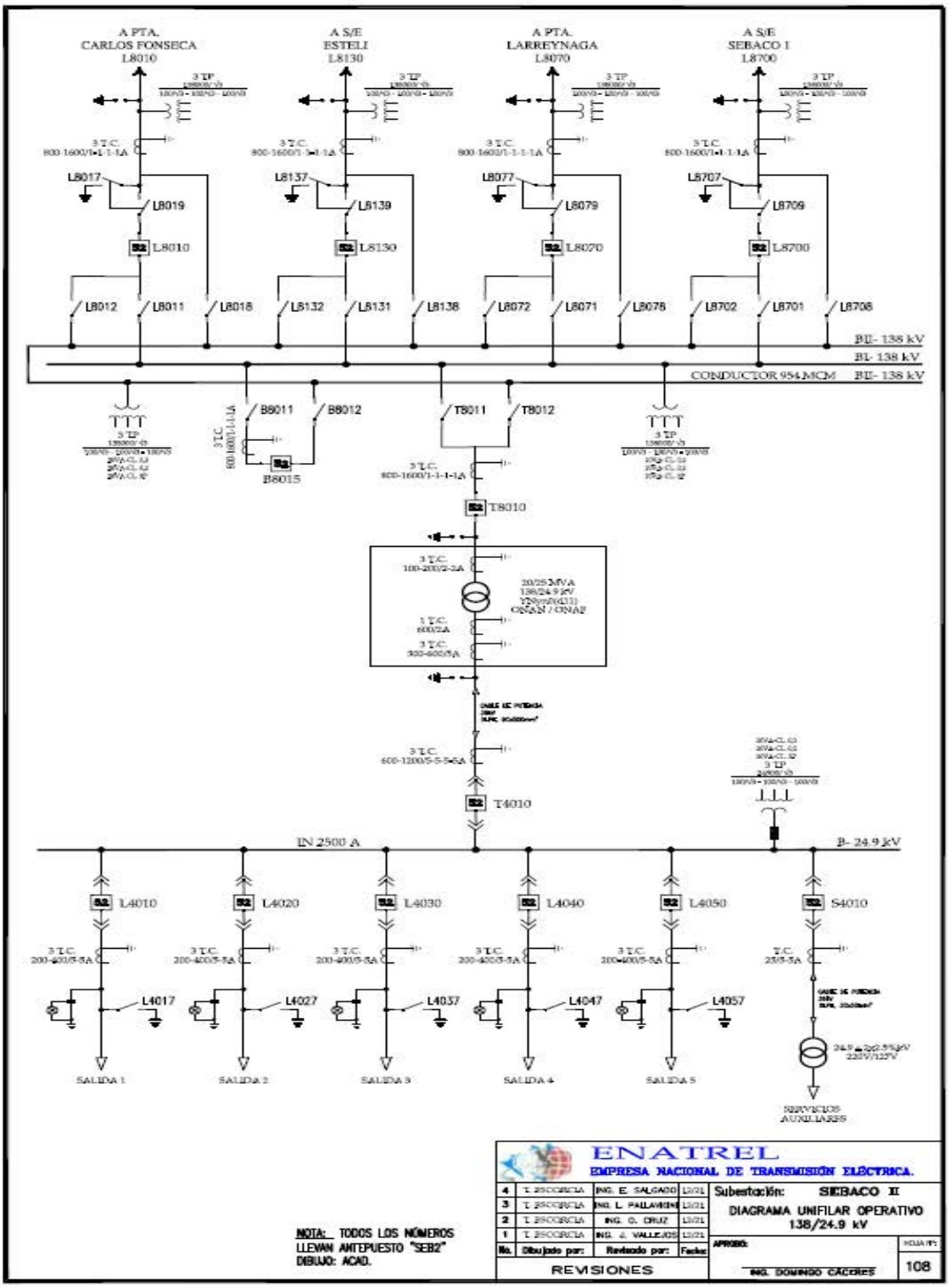


Ilustración 2: Diagrama Unifilar Subestación Sébaco II.

6.1.2 Identificación y Clasificación de Beneficios

Los beneficios esperados, se refieren a la liberación de recursos, el aumento de consumo y la reducción de ENS por fallas. En la evaluación económica, se aprecian los beneficios económicos por reducción de energía no suministrada debido a fallas, considerando el índice global promedio de fallas en transformadores, líneas de transmisión e interruptores. Así mismo, con la entrada en operación del proyecto se verán beneficiados los clientes directos del servicio de transmisión y distribución, que, para el municipio de Sébaco, San Isidro y los clientes asociados a la subestación Sébaco I ascienden aproximadamente a 220,075 clientes.

6.1.3 Costos de Inversión

El proyecto tiene un costo total de **USD 9.492 millones**, de los cuales **USD 8.910 millones** provienen de financiamiento por el BID / Korea Exim Bank, y **USD 0.582 millones** corresponden a contrapartida local.

PROYECTO	MONEDA (ORIGEN)	FUENTE DE FINANCIAMIENTO	COSTO (USD)
Construcción de Subestación Sébaco II en 138 kV	Extranjera	BID 3727	4,274,088.11
	Extranjera	Korea Exim Bank 3728	4,636,055.39
	Local	Gobierno de Nicaragua – ENATREL	582,485.00
TOTAL			**9,492,628.50**

6.1.4 Fundamentación y Metodología del Cálculo de los Costos y Beneficios

El objeto de esta evaluación es cuantificar la rentabilidad económica y financiera del proyecto “Construcción de Subestación Sébaco II en 138 kV”.

A continuación, se presentan los cálculos y supuestos utilizados. Se calculó el beneficio neto sin proyecto y con proyecto. La diferencia de estos beneficios es el flujo incremental el cual se utiliza para el cálculo de los indicadores.

Evaluación Financiera

El propósito de esta evaluación es determinar la rentabilidad financiera del proyecto puro sin financiamiento a partir de un análisis incremental, esto es, comparar la inversión y los gastos de operación y mantenimiento con los ingresos incrementales obtenidos por el peaje adicional debido a la mayor cantidad de energía transportada como resultado del proyecto.

Para la estimación de los ingresos son obtenidos a partir del diferencial en la cantidad de energía transmitida dada la diferencia en la demanda de energía abastecida en los escenarios con proyecto y sin proyecto. Dicho diferencial de energía (MWh/año) es multiplicado por el peaje de transmisión correspondiente (USD/MWh).

Los beneficios considerados están asociados únicamente a los ingresos adicionales por transmisión de energía.

Por otro parte, los costos utilizados son: el costo de la inversión y el costo de operación y mantenimiento, el cual corresponde al 2.5 % del costo de inversión del proyecto, los intereses del préstamo con capital ordinario en base a las condiciones establecidas por las fuentes de financiamiento y las cuotas destinadas a la amortización de préstamo con capital ordinario.

El horizonte de evaluación abarca un período de 30 años, con una tasa de descuento esperada del 8%.

Evaluación Económica

En la evaluación económica, el enfoque de evaluación es la comparativa de las situaciones sin y con proyecto en términos de la energía suministrada incremental debido al proyecto, y la reducción de las pérdidas de energía debido a contingencia.

La inversión antes expresada a precios de mercado se convierte a precios sociales, clasificándose cada componente de la inversión en i) bienes transables (BT), ii) mano de obra calificada (MOC), iii) mano de obra no califica (MONC) y iv) servicios. Así mismo los costos de operación y mantenimiento se convierten a precios sociales.

Los beneficios considerados son: disminución de energía de falla por transmisión de energía, y disminución de energía no suministrada por contingencia.

A continuación, se presenta la formulación y cálculos de la evaluación Beneficio-Costo:

- Costos: están compuestos por los costos de inversión, los de operación y mantenimiento.
- Costos de inversión: contiene los costos de inversión para cada obra del proyecto, expresados en USD, a precios de mercado y trasladados a precios de frontera; para el correspondiente análisis a precios de frontera se los multiplica por su correspondiente Razón de Precios de Cuenta.

La Razón de Precios de Cuenta (RPC) son basados en los precios sociales estimados por el Sistema Nacional de Inversiones Públicas (SNIP).

Costos de operación y mantenimiento: de acuerdo a la práctica común, se estiman estos costos a precios de mercado como el 2.5 % de la inversión acumulada hasta el año inmediatamente anterior al que corresponde el costo dentro del flujo de costos del análisis.

Los costos a precios de frontera son los anteriores multiplicados por su correspondiente RPC.

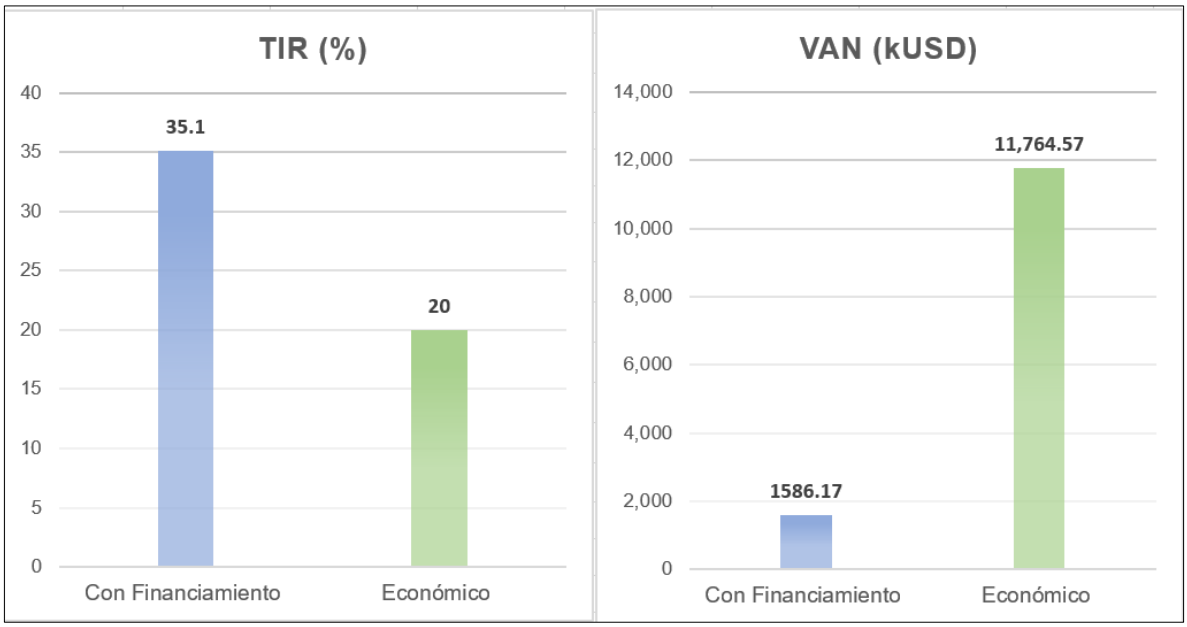
El horizonte de evaluación abarca un período de 30 años, con una tasa de descuento esperada del 8%.

6.1.5 Resultados de la Evaluación

La evaluación económica del proyecto resulta en un VANE de USD 11.8 millones y una TIRE del 20.0%. Mientras que los resultados de la evaluación financiera son VAN de USD 1.6 millones, TIR de 35.1%.

Por lo que financieramente y económicamente el proyecto es factible.

Indicador	Unidad	Resultado
Valor Actual Neto Económico (VANE)	kUSD	11,764.57
Tasa Interna de Retorno Económica (TIRE)	%	20.0%
Valor Actual Neto Financiero con financiamiento (VAN)	kUSD	1,586.17
Tasa Interna de Retorno Financiera con financiamiento (TIR)	%	35.1%



Evaluación Financiera

FLUJO NETO FINANCIERO
Expresado en dólares

Año	Energía con proyecto MWh	Peaje U$/MWh	Inversión	Ingresos por peaje	GO&M	Intereses del préstamo	Depreciación	Valor residual	Utilidad Neta	Depreciación	Amortización	FNF
0			582,485.00								-	582,485.00
1	47,829.60	9.420		450,540.29	8,789.47	129,992.78	351,578.82		- 39,820.78	351,578.82		311,758.04
2	47,829.60	9.420		450,540.29	8,789.47	121,931.76	351,578.82		- 31,759.76	351,578.82		319,819.06
3	47,829.60	9.420		450,540.29	8,789.47	113,749.00	351,578.82		- 23,577.00	351,578.82		328,001.82
4	72,051.00	9.420		678,698.52	8,789.47	105,442.65	351,578.82		212,887.58	351,578.82	533,716.32	30,750.08
5	72,051.00	9.420		678,698.52	8,789.47	97,010.84	351,578.82		221,319.39	351,578.82	541,777.33	31,120.87
6	72,051.00	9.420		678,698.52	8,789.47	88,451.68	351,578.82		229,878.55	351,578.82	549,960.10	31,497.27
7	72,051.00	9.420		678,698.52	8,789.47	79,763.25	351,578.82		238,566.98	351,578.82	558,266.45	31,879.35
8	72,051.00	9.420		678,698.52	8,789.47	70,943.59	351,578.82		247,386.64	351,578.82	566,698.26	32,267.20
9	72,051.00	9.420		678,698.52	8,789.47	61,990.72	351,578.82		256,339.51	351,578.82	575,257.42	32,660.91
10	72,051.00	9.420		678,698.52	8,789.47	52,902.63	351,578.82		265,427.59	351,578.82	583,945.85	33,060.56
11	72,051.00	9.420		678,698.52	8,789.47	43,677.28	351,578.82		274,652.94	351,578.82	592,765.51	33,466.25
12	72,051.00	9.420		678,698.52	8,789.47	34,312.60	351,578.82		284,017.63	351,578.82	601,718.38	33,878.07
13	72,051.00	9.420		678,698.52	8,789.47	24,806.47	351,578.82		293,523.75	351,578.82	610,806.46	34,296.11
14	72,051.00	9.420		678,698.52	8,789.47	15,156.77	351,578.82		303,173.45	351,578.82	620,031.81	34,720.46
15	72,051.00	9.420		678,698.52	8,789.47	5,361.33	351,578.82		312,968.90	351,578.82	629,396.50	35,151.22
16	72,051.00	9.420		678,698.52	8,789.47		351,578.82		318,330.23	351,578.82	638,902.62	31,006.42
17	72,051.00	9.420		678,698.52	8,789.47		351,578.82		318,330.23	351,578.82	648,552.32	21,356.72
18	72,051.00	9.420		678,698.52	8,789.47		351,578.82		318,330.23	351,578.82	658,347.77	11,561.27
19	72,051.00	9.420		678,698.52	8,789.47		351,578.82		318,330.23	351,578.82		669,909.05
20	72,051.00	9.420		678,698.52	8,789.47		351,578.82		318,330.23	351,578.82		669,909.05
21	53,436.00	9.420		503,350.88	8,789.47		351,578.82		142,982.59	351,578.82		494,561.40
22	53,436.00	9.420		503,350.88	8,789.47		351,578.82		142,982.59	351,578.82		494,561.40
23	53,436.00	9.420		503,350.88	8,789.47		351,578.82		142,982.59	351,578.82		494,561.40
24	53,436.00	9.420		503,350.88	8,789.47		351,578.82		142,982.59	351,578.82		494,561.40
25	53,436.00	9.420		503,350.88	8,789.47		351,578.82		142,982.59	351,578.82		494,561.40
26	53,436.00	9.420		503,350.88	8,789.47		351,578.82		142,982.59	351,578.82		494,561.40
27	53,436.00	9.420		503,350.88	8,789.47		351,578.82	1,898,525.62	2,393,087.03	351,578.82		2,744,665.85

35.1% TIR
1,586,174.92 VAN

Evaluación Económica

FLUJO ECONÓMICO Expresado en dólares							
				Beneficios			
No.	Total inversión	O&M	Total de costos económicos	Reducción fallas de subestación	Reducción ENS / contingencia	Total	Total de beneficios económicos
0	9,307,552.9		9,307,552.9			-	- 9,307,552.9
1		6,961.3	6,961.3	1,093,315.9	542,787.2	1,636,103.1	1,629,141.9
2		6,961.3	6,961.3	1,093,315.9	542,787.2	1,636,103.1	1,629,141.9
3		6,961.3	6,961.3	1,093,315.9	542,787.2	1,636,103.1	1,629,141.9
4		6,961.3	6,961.3	1,252,757.8	817,660.2	2,070,418.0	2,063,456.8
5		6,961.3	6,961.3	1,252,757.8	817,660.2	2,070,418.0	2,063,456.8
6		6,961.3	6,961.3	1,252,757.8	817,660.2	2,070,418.0	2,063,456.8
7		6,961.3	6,961.3	1,252,757.8	817,660.2	2,070,418.0	2,063,456.8
8		6,961.3	6,961.3	1,252,757.8	817,660.2	2,070,418.0	2,063,456.8
9		6,961.3	6,961.3	1,252,757.8	817,660.2	2,070,418.0	2,063,456.8
10		6,961.3	6,961.3	1,252,757.8	817,660.2	2,070,418.0	2,063,456.8
11		6,961.3	6,961.3	1,252,757.8	817,660.2	2,070,418.0	2,063,456.8
12		6,961.3	6,961.3	1,252,757.8	817,660.2	2,070,418.0	2,063,456.8
13		6,961.3	6,961.3	1,252,757.8	817,660.2	2,070,418.0	2,063,456.8
14		6,961.3	6,961.3	1,252,757.8	817,660.2	2,070,418.0	2,063,456.8
15		6,961.3	6,961.3	1,252,757.8	817,660.2	2,070,418.0	2,063,456.8
16		6,961.3	6,961.3	1,252,757.8	817,660.2	2,070,418.0	2,063,456.8
17		6,961.3	6,961.3	1,252,757.8	817,660.2	2,070,418.0	2,063,456.8
18		6,961.3	6,961.3	1,252,757.8	817,660.2	2,070,418.0	2,063,456.8
19		6,961.3	6,961.3	1,252,757.8	817,660.2	2,070,418.0	2,063,456.8
20		6,961.3	6,961.3	1,252,757.8	817,660.2	2,070,418.0	2,063,456.8
21		6,961.3	6,961.3	1,130,221.1	606,410.6	1,736,631.7	1,729,670.5
22		6,961.3	6,961.3	1,130,221.1	606,410.6	1,736,631.7	1,729,670.5
23		6,961.3	6,961.3	1,130,221.1	606,410.6	1,736,631.7	1,729,670.5
24		6,961.3	6,961.3	1,130,221.1	606,410.6	1,736,631.7	1,729,670.5
25		6,961.3	6,961.3	1,130,221.1	606,410.6	1,736,631.7	1,729,670.5
26		6,961.3	6,961.3	1,130,221.1	606,410.6	1,736,631.7	1,729,670.5
27		6,961.3	6,961.3	1,130,221.1	606,410.6	1,736,631.7	1,729,670.5

20.0%	TIR
11,764,570	VAN

6.2 Construcción de Subestación Ticuantepe III en 138 kV

6.2.1 Descripción General del Proyecto – Introducción

Este proyecto tiene el propósito de mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico actual y ampliar la capacidad de transformación y transmisión que permita abastecer las futuras cargas del municipio de Ticuantepe y zonas aledañas a éste, también para los importantes consumidores agroindustriales de la zona. Eventualmente esta nueva subestación reemplazará a la deteriorada Subestación Ticuantepe I en 69 kV. Además, se logrará retroalimentar una fracción de las cargas de las subestaciones Ticuantepe II y Las Colinas en momentos de mantenimientos o fallas; y cabe resaltar que, se reducirán las perdidas en el sistema de transmisión local y se hará presente una notoria disminución de los costos de mantenimiento de las líneas de 69 kV.

Como parte del contexto, es importante mencionar que la Subestación Ticuantepe I, construida en 1997, se abastece eléctricamente de la línea en 69 kV que va desde la Subestación Benjamín Zeledón hasta la Subestación Managua, la cual es la primera y más antigua línea del Sistema Interconecta Nacional (SIN). Construida en 1958. La conexión a las subestaciones de Ticuantepe I, ENACAL I y Monte Fresco se realiza por medio de líneas de 69 kV que están conectas en "T" a la línea Managua – Benjamín Zeledón, esto hace que la confiabilidad del suministro sea baja. Desde el año 2015 la demanda máxima registrada en la Subestación Ticuantepe I es de unos 14.8 MVA, lo que representa una cargabilidad del 99% de la capacidad nominal del transformador. Evidentemente este valor es inaceptable, además según las proyecciones de demanda realizadas en su momento, ésta superaría con creces la capacidad instalada incluyendo al transformador de la Subestación Ticuantepe II de escasos 6.25 MVA, instalado en 2012.

En función a las circunstancias expuestas, este proyecto busca convertir las líneas obsoletas de 69 kV, en líneas modernas en 138 kV.

Como es mencionado con anterioridad, la nueva subestación se podrá seguir abasteciendo de forma confiable y segura la demanda actual y su crecimiento a largo plazo, además que servirá de respaldo para la Subestaciones Ticuantepe II y Las Colinas, ya que se podrá retroalimentar la carga de estas subestaciones en caso de mantenimiento o falla.

El proyecto engloba el diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, instalación electromecánica, pruebas y puesta en servicio, para la construcción de las siguientes obras:

Obra 1: Construcción de Subestación Ticuantepe III, con transformador de 40 MVA con relación de 138 / 13.8 kV.

- 1 Transformador de 30 / 40 MVA con relación 138 / 13.8 kV.
- 2 bahías de línea en 138 kV, con seccionador bypass.
- 8 celdas Metaclad, tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 5 salidas de distribución con sus interruptores, la celda de entrada del transformador de potencia con su interruptor, la celda para equipos de medición y la celda para el transformador de servicios propios).
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC; DC; Rectificadores y Baterías) y Transformador de Servicios Propios.
- Adquisición de terreno
- Sistema de Automatizado de Control, Protección y Medida
- Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación y del edificio de control.
- Sistema de Iluminación perimetral de la Subestación
- Conductor, aisladores y herrajes para las barras, bajante y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control.
- Todas las obras civiles (Movimiento de Tierra, Edificio de Control, Calles, Andenes, Muro Perimetral, Fachada, Fundaciones de Equipos, Canalizaciones para cables, Bordillos, drenajes).

Obra 2: Construcción de línea de transmisión en 138 kV.

- 2 kilómetros de Línea de Transmisión en 138 kV, de cuatro circuitos, con conductor Dove ACSR 556.5 kcmil e hilo de guarda tipo OPGW, desde la nueva subestación Ticuantepe III hasta apertura la línea Ticuantepe II - Las Colinas.

Localización

El proyecto se encuentra localizado en el 18 km de la carretera de Managua a Masaya, en las coordenadas 12°02'04.6"N y 86°11'04.1"O (aproximadamente), dicha ubicación es un terreno que ENATREL adquirió cumpliendo con todos los trámites legales, para que se pueda desarrollar la iniciativa en dicho lugar.

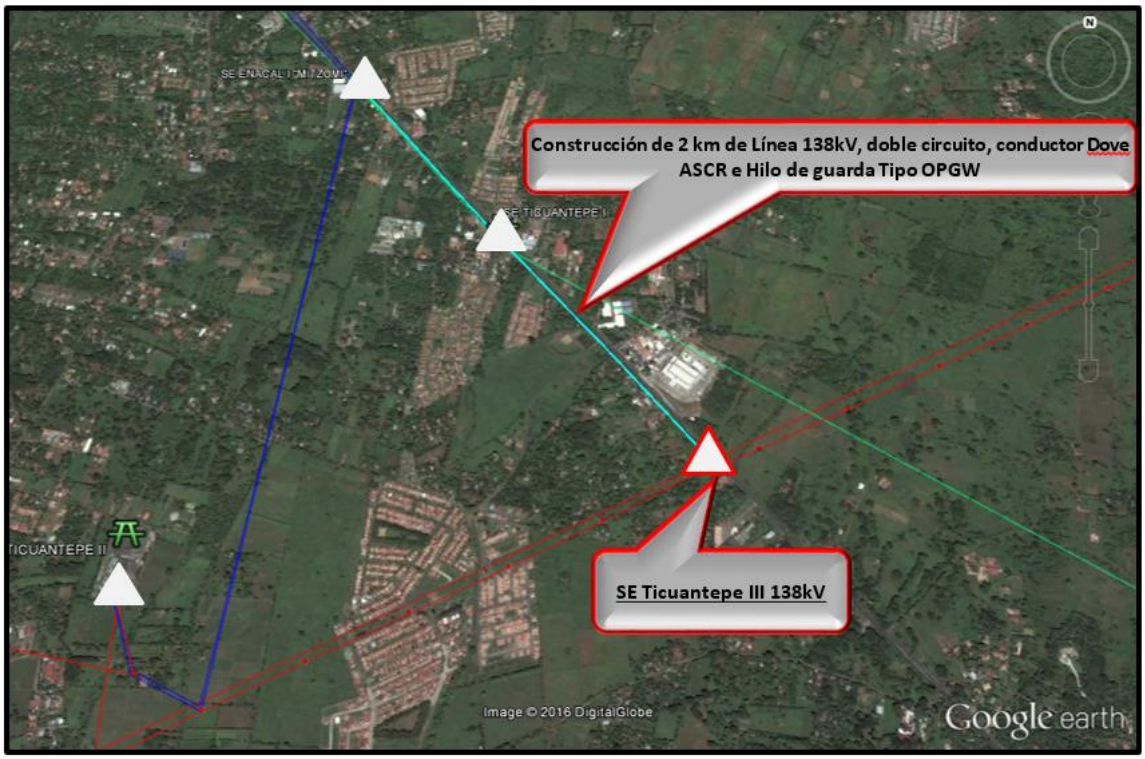


Ilustración 3: Ubicación Geográfica Subestación Ticuantepe III.

Diagrama Unifilar

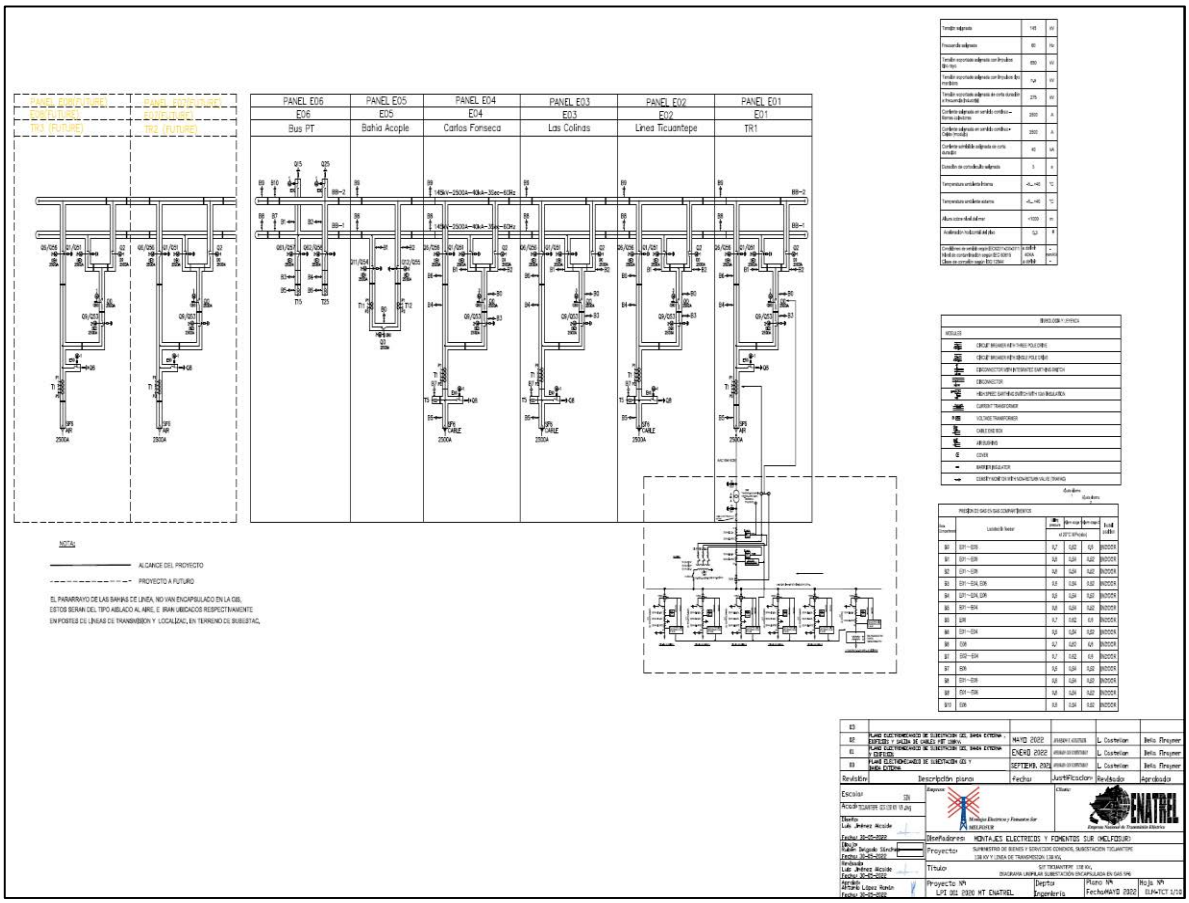


Ilustración 4: Diagrama Unifilar Subestación Ticuantepe III.

6.2.2 Identificación y Clasificación de Beneficios

Con el proyecto se benefician, tanto directa como indirectamente, 33,962 clientes de las subestaciones Ticuantepe I y II, y Las Colinas, ubicados en la zona de Veracruz. Cabe resaltar entre los grandes consumidores de la zona a Solka, Cargill y ENACAL; además gracias a la nueva subestación se podrán cumplir con los criterios de calidad, seguridad y desempeño mínimo del sistema, establecidos según el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).

Consecuentemente, habrá una notable disminución de la Energía No Servida (ENS) dentro de la zona afectada y se podrá cumplir con la demanda actual y futura dentro de la misma.

6.2.3 Costos de Inversión

El proyecto tiene un costo de **USD 8.007 millones**, de los cuales **USD 7.067 millones** serán financiados con fondos del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y Korea Eximbank y **USD 0.940 millones** correspondientes a contrapartida local.

PROYECTO	MONEDA (ORIGEN)	FUENTE DE FINANCIAMIENTO	COSTO (USD)
Construcción Subestación Ticuantepe III 138 kV	Extranjera	BID 3727	3,178,811.27
	Extranjera	Korea Exim Bank 3728	3,889,089.02
	Local	Gobierno de Nicaragua – ENATREL	940,058.00
TOTAL			**8,007,958.29**

6.2.4 Fundamentación y Metodología del Cálculo de los Costos y Beneficios

El objeto de esta evaluación es cuantificar la rentabilidad económica y financiera del proyecto “Construcción de subestación Ticuantepe I y Línea de Transmisión en 138kV”.

A continuación, se presentan los cálculos y supuestos utilizados. Se calculó el beneficio neto sin proyecto y con proyecto. La diferencia de estos beneficios es el flujo incremental el cual se utiliza para el cálculo de los indicadores.

Evaluación Financiera

El propósito de esta evaluación es determinar la rentabilidad financiera del proyecto puro sin financiamiento a partir de un análisis incremental, esto es, comparar la inversión y los gastos de operación y mantenimiento con los ingresos incrementales obtenidos por el peaje adicional debido a la mayor cantidad de energía transportada como resultado del proyecto.

Para la estimación de los ingresos son obtenidos a partir del diferencial en la cantidad de energía transmitida dada la diferencia en la demanda de energía abastecida en los escenarios con proyecto y sin proyecto. Dicho diferencial de energía (MWh/año) es multiplicado por el peaje de transmisión correspondiente (USD/MWh).

Los beneficios considerados están asociados únicamente a los ingresos adicionales por transmisión de energía.

Por otro parte, los costos utilizados son: el costo de la inversión y el costo de operación y mantenimiento, el cual corresponde al 2.5 % del costo de inversión del proyecto, los intereses del préstamo con capital ordinario en base a las condiciones establecidas por las fuentes de financiamiento y las cuotas destinadas a la amortización de préstamo con capital ordinario.

El horizonte de evaluación abarca un período de 30 años, con una tasa de descuento esperada del 8%.

Evaluación Económica

En la evaluación económica, el enfoque de evaluación es la comparativa de las situaciones sin y con proyecto en términos de la energía suministrada incremental debido al proyecto, y la reducción de las pérdidas de energía debido a contingencia.

La inversión antes expresada a precios de mercado se convierte a precios sociales, clasificándose cada componente de la inversión en i) bienes transables (BT), ii) mano de obra calificada (MOC), iii) mano de obra no califica (MONC) y iv) servicios. Así mismo los costos de operación y mantenimiento se convierten a precios sociales.

Dentro de los beneficios económicos, se considerada la disminución de energía no servida, el cual se calcula del diferencial con y sin proyecto por el costo de la ENS.

A continuación, se comentan la formulación y cálculos de la evaluación Beneficio-Costo:

- Costos: están compuestos por los costos de inversión, los de operación y mantenimiento.

- Costos de inversión: contiene los costos de inversión para cada obra del proyecto, expresados en USD, a precios de mercado y trasladados a precios de frontera; para el correspondiente análisis a precios de frontera se los multiplica por su correspondiente Razón de Precios de Cuenta.

La Razón de Precios de Cuenta (RPC) son basados en los precios sociales estimados por el Sistema Nacional de Inversiones Públicas (SNIP).

• Costos de operación y mantenimiento: de acuerdo a la práctica común, se estiman estos costos a precios de mercado como el 2.5 % de la inversión acumulada hasta el año inmediatamente anterior al que corresponde el costo dentro del flujo de costos del análisis.

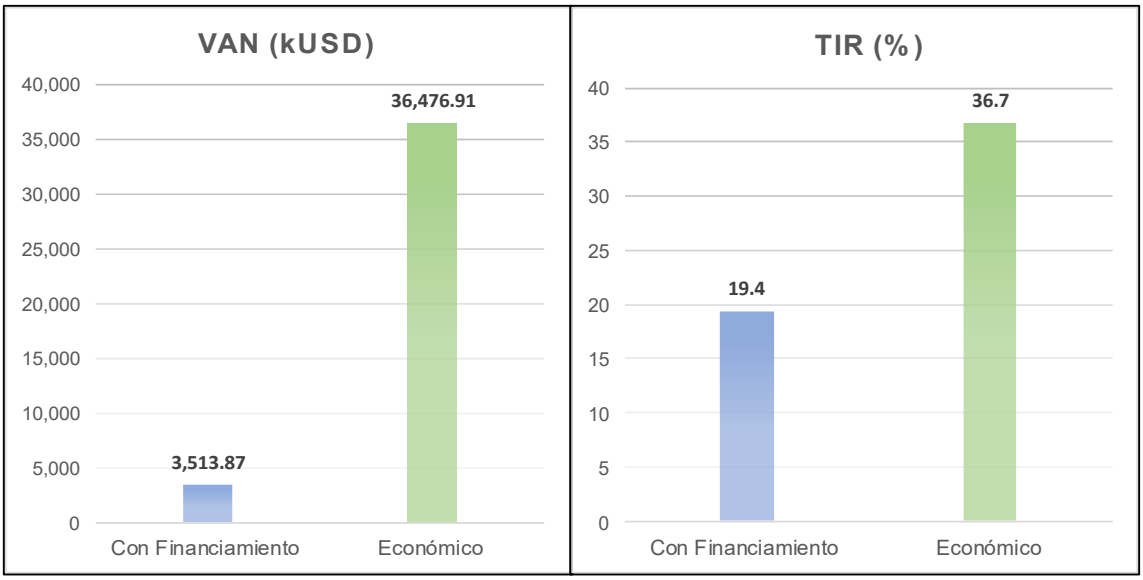
Los costos a precios de frontera son los anteriores multiplicados por su correspondiente RPC.

El horizonte de evaluación abarca un período de 30 años, con una tasa de descuento esperada del 8%.

6.2.5 Resultados de la Evaluación

La evaluación económica del proyecto resulta en un VANE de USD 36.5 Millones y una TIRE del 36.7%, valores que se consideran buenos. Mientras que, los resultados de la evaluación financiera son VAN de USD 3.5 Millones, TIR de 19.4%. Por tanto, se determina que, financiera y económicamente el proyecto es factible.

Indicador	Unidad	Resultados
Valor Actual Neto Económico (VANE)	kUSD	36,476.91
Tasa Interna de Retorno Económica (TIRE)	%	36.7%
Valor Actual Neto Financiero con financiamiento (VAN)	kUSD	3,513.87
Tasa Interna de Retorno Financiera con financiamiento (TIR)	%	19.4%



Evaluación Financiera

FLUJO NETO FINANCIERO
Expresado en dólares

Año	Inversión	Ingresos por peaje	GO&M	Intereses del préstamo	Utilidad Neta	Amortización	FNF
-1	361,220.40			75,341.55		-	436,561.95
-2	397,121.20			75,341.55		-	472,462.75
0	181,716.40			75,341.55		-	257,057.95
1		238,728.98	200,198.95	75,341.55	- 36,811.52	-	- 36,811.52
2		305,757.30	200,198.95	75,341.55	30,216.80	-	30,216.80
3		376,348.18	200,198.95	75,341.55	100,807.67	-	100,807.67
4		450,854.53	200,198.95	74,731.41	175,924.17	118,682.75	57,241.42
5		529,330.05	200,198.95	72,265.56	256,865.54	121,148.60	135,716.94
6		612,148.45	200,198.95	69,748.48	342,201.02	123,665.68	218,535.34
7		695,405.09	200,198.95	67,179.10	428,027.04	126,235.06	301,791.98
8		783,580.36	200,198.95	64,556.34	518,825.07	128,857.82	389,967.25
9		876,231.52	200,198.95	61,879.08	614,153.49	131,535.07	482,618.42
10		974,486.65	200,198.95	59,146.20	715,141.50	134,267.95	580,873.54
11		1,077,271.37	200,198.95	56,356.54	820,715.88	137,057.61	683,658.26
12		1,184,794.50	200,198.95	53,508.92	931,086.62	139,905.23	791,181.39
13		1,297,274.47	200,198.95	50,602.14	1,046,473.38	142,812.02	903,661.36
14		1,414,939.22	200,198.95	47,634.96	1,167,105.31	145,779.20	1,021,326.12
15		1,538,027.35	200,198.95	44,606.13	1,293,222.27	148,808.02	1,144,414.24
16		1,666,789.42	200,198.95	41,514.38	1,425,076.09	151,899.78	1,273,176.31
17		1,801,487.50	200,198.95	38,358.38	1,562,930.17	155,055.77	1,407,874.39
18		1,801,487.50	200,198.95	35,136.82	1,566,151.73	158,277.34	1,407,874.39
19		1,801,487.50	200,198.95	31,848.32	1,569,440.23	161,565.84	1,407,874.39
20		1,801,487.50	200,198.95	28,491.50	1,572,797.05	164,922.66	1,407,874.39
21		1,801,487.50	200,198.95	25,064.93	1,576,223.62	168,349.23	1,407,874.39
22		1,801,487.50	200,198.95	21,567.17	1,579,721.38	171,846.99	1,407,874.39
23		1,801,487.50	200,198.95	17,996.74	1,583,291.81	175,417.42	1,407,874.39
24		1,801,487.50	200,198.95	14,352.12	1,586,936.43	179,062.03	1,407,874.39
25		1,801,487.50	200,198.95	10,631.79	1,590,656.77	182,782.37	1,407,874.39
26		1,801,487.50	200,198.95	6,834.15	1,594,454.40	186,580.01	1,407,874.39
27		1,801,487.50	200,198.95	2,957.61	1,598,330.94	4,118,945.32	- 2,520,614.38

19.4% TIR
3,513,867.02 VAN

Evaluación Económica

FLUJO ECONÓMICO
Expresado en dólares

No.	Total inversión	O&M	Costo económico pérdidas por nivel de tensión	Total de costos económicos	Beneficios		Total de beneficios económicos
					Reducción de ENS	Total	
-1	3,389,896.5					-	3,389,896.5
-2	3,952,792.1					-	3,952,792.1
0	496,431.7			496,431.7		- -	496,431.7
1		187,820.3	597,074.2	784,894.5	5,008,240.5	5,008,240.5	4,223,346.0
2		187,820.3	764,887.1	952,707.4	5,272,926.3	5,272,926.3	4,320,218.9
3		187,820.3	941,700.6	1,129,520.9	5,553,493.8	5,553,493.8	4,423,972.9
4		187,820.3	1,128,411.8	1,316,232.1	5,861,868.1	5,861,868.1	4,545,636.0
5		187,820.3	1,325,170.2	1,512,990.5	6,174,458.4	6,174,458.4	4,661,467.9
6		187,820.3	1,532,929.0	1,720,749.3	6,516,492.6	6,516,492.6	4,795,743.2
7		187,820.3	1,741,902.9	1,929,723.2	6,550,712.8	6,550,712.8	4,620,989.6
8		187,820.3	1,963,349.0	2,151,169.3	6,938,113.8	6,938,113.8	4,786,944.4
9		187,820.3	2,196,176.2	2,383,996.5	7,290,595.2	7,290,595.2	4,906,598.6
10		187,820.3	2,443,242.8	2,631,063.1	7,731,983.2	7,731,983.2	5,100,920.1
11		187,820.3	2,701,872.1	2,889,692.4	8,088,657.8	8,088,657.8	5,198,965.4
12		187,820.3	2,972,613.5	3,160,433.8	8,461,775.3	8,461,775.3	5,301,341.5
13		187,820.3	3,256,043.1	3,443,863.4	8,852,093.6	8,852,093.6	5,408,230.1
14		187,820.3	3,552,751.3	3,740,571.6	9,259,814.7	9,259,814.7	5,519,243.1
15		187,820.3	3,863,361.1	4,051,181.4	9,685,337.3	9,685,337.3	5,634,155.9
16		187,820.3	4,188,550.2	4,376,370.5	10,130,071.3	10,130,071.3	5,753,700.8
17		187,820.3	4,529,028.6	4,716,848.9	10,595,400.3	10,595,400.3	5,878,551.5
18		187,820.3	4,529,028.6	4,716,848.9	10,595,400.3	10,595,400.3	5,878,551.5
19		187,820.3	4,529,028.6	4,716,848.9	10,595,400.3	10,595,400.3	5,878,551.5
20		187,820.3	4,529,028.6	4,716,848.9	10,595,400.3	10,595,400.3	5,878,551.5
21		187,820.3	4,529,028.6	4,716,848.9	10,595,400.3	10,595,400.3	5,878,551.5
22		187,820.3	4,529,028.6	4,716,848.9	10,595,400.3	10,595,400.3	5,878,551.5
23		187,820.3	4,529,028.6	4,716,848.9	10,595,400.3	10,595,400.3	5,878,551.5
24		187,820.3	4,529,028.6	4,716,848.9	10,595,400.3	10,595,400.3	5,878,551.5
25		187,820.3	4,529,028.6	4,716,848.9	10,595,400.3	10,595,400.3	5,878,551.5
26		187,820.3	4,529,028.6	4,716,848.9	10,595,400.3	10,595,400.3	5,878,551.5
27		187,820.3	4,529,028.6	4,716,848.9	10,595,400.3	10,595,400.3	5,878,551.5

TIR	**36.7%**
VAN	**36,476,912**

6.3 Construcción Subestación Carlos Fonseca 138 kV, Línea de Transmisión Villa El Carmen - Carlos Fonseca y Carlos Fonseca - Ticuantepe III

6.3.1 Descripción General del Proyecto - Introducción

El desarrollo de este proyecto se fundamenta en la necesidad de fortalecer la infraestructura eléctrica de transmisión tanto en el municipio El Crucero como en la zona sur – occidental del país. En vista que, se pretende sustituir la Subestación Monte Fresco (instalada en forma provisional para reemplazar a la antigua Subestación Casa Colarada), la cual, actualmente se encuentra vinculada a una red de transmisión en 69 kV con un período de operación superior a 50 años.

En ese sentido, mediante la construcción de la Subestación Carlos Fonseca, además de garantizar mayor disponibilidad de capacidad de transformación para satisfacer la demanda actual y futura en las áreas de influencia; se habilitará una nueva vía que facilitará la retroalimentación para las subestaciones Villa El Carmen, San Rafael del Sur, Diriamba, Masatepe y Catarina. De ese modo, se garantizará un suministro de energía seguro y confiable, limitando la cantidad de usuarios afectados y los períodos de restablecimiento del servicio al suscitarse contingencias. Por tanto, también se reducirán los niveles de Energía No Suministrada (ENS).

Cabe resaltar que, de acuerdo a su período de finalización, se integraron algunos de los alcances asociados a esta iniciativa dentro del Plan de Obras 2023; correspondiendo a:

- Ampliación de Subestación San Rafael del Sur, Villa El Carmen, Masatepe y Diriamba.
- Construcción Línea de Transmisión Villa El Carmen – San Rafael del Sur 138kV.

Mismos que, debido a su proximidad con la Planta de Cogeneración a base de Biomasa del Ingenio Montelimar, simplifican la inyección y posterior transporte de alrededor 30 MW al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Las demás obras contempladas en este proyecto (objeto de evaluación en este documento) se detallan a continuación:

Obra 1: Construcción de Subestación Carlos Fonseca.

- 1 transformador de potencia 25 / 30 MVA, 138 / 13.8 kV.
- 1 bahía de transformación con relación de voltaje 138 / 13.8 kV.
- 2 bahías de línea en 138 kV, con seccionador bypass.
- 7 celdas Metal-Clad, tipo interior, con sus equipos respectivos (incluye 4 salidas de distribución con sus interruptores, la celda de entrada del transformador de potencia con su interruptor, la celda para equipos de medición y la celda para el transformador de servicios propios).
- Servicios Auxiliares (Paneles de AC, DC, Rectificadores y Baterías) y Transformador de Servicios Propios).
- Equipos de Comunicaciones, para fibra óptica.
- Sistema de red de Tierra y Blindaje aéreo de la Subestación y del edificio de control.
- Sistema Automatizado de Control, Protección y Medida.
- Sistema de Iluminación perimetral y de las Bahías de la Subestación.
- Estructuras Metálicas para Pórticos Tipo Celosía.
- Conductor, aisladores y herrajes para las barras, bajante y conexiones entre equipos.
- Cables de potencia y control.
- Todas las obras civiles (movimiento de tierra, edificio de control, calles, andenes, muro perimetral, fachada, fundaciones de equipos, canalización para cables, bordillos, drenajes y capa de piedrín en bahías de la Subestación).
- Adquisición de Terreno.

Obra 2: Construcción Línea de Transmisión Villa El Carmen – Carlos Fonseca 138 kV.

- Diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, pruebas y puesta en servicio para línea en 138 kV con 28 km de longitud, en torres de celosía y postes, simple circuito, conductor Dove. 556.5 kcmil ACSR e hilo de guarda tipo OPGW, desde Subestación Villa El Carmen hasta Subestación Carlos Fonseca.

Obra 3: Construcción Línea de Transmisión Villa El Carmen – Carlos Fonseca 138 kV.

- Diseño, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje electromecánico, pruebas y puesta en servicio para línea en 138 kV con 12 km de longitud, en torres de celosía y postes, simple circuito, conductor Dove. 556.5 kcmil ACSR e hilo de guarda tipo OPGW, desde Subestación Carlos Fonseca hasta Subestación Ticuantepe III 138 kV.

Localización

La subestación Carlos Fonseca se encuentra ubicada en las coordenadas Latitud: 12° 2'25.36"N, Longitud: 86°18'38.29"O. Aproximadamente en el km 15 de la Carretera Sur, en las cercanías de la comunidad Monte Fresco, en el municipio El Crucero.

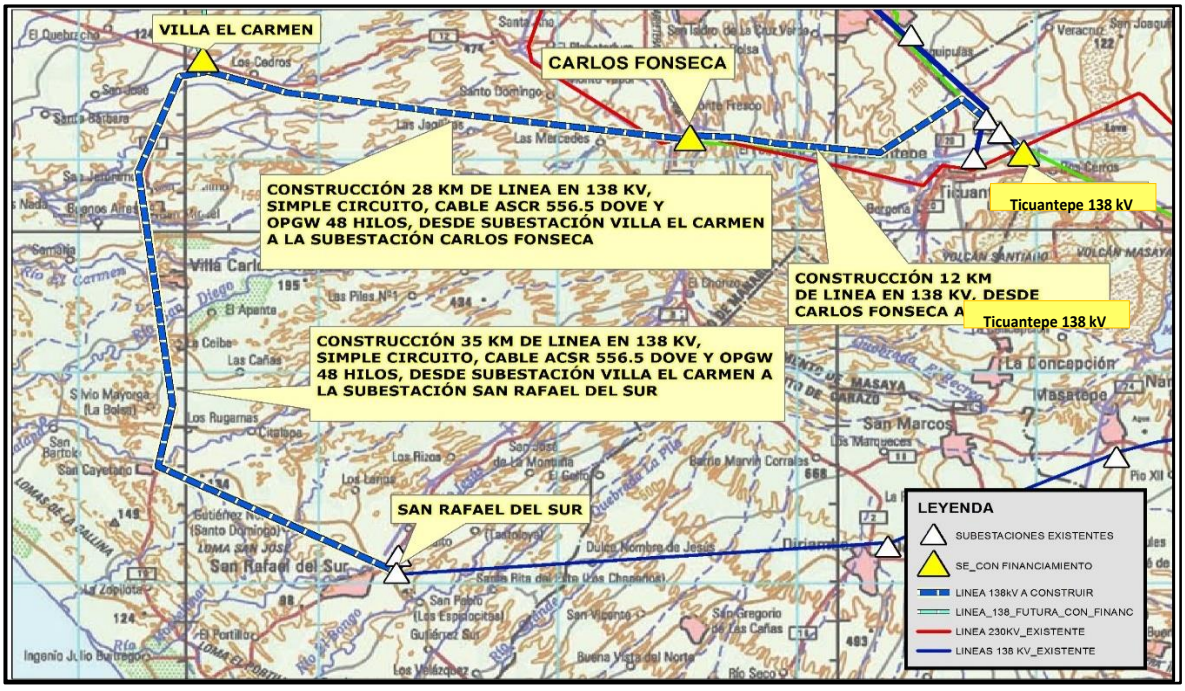


Ilustración 5: Ubicación Geográfica Subestación Carlos Fonseca.

Diagrama Unifilar

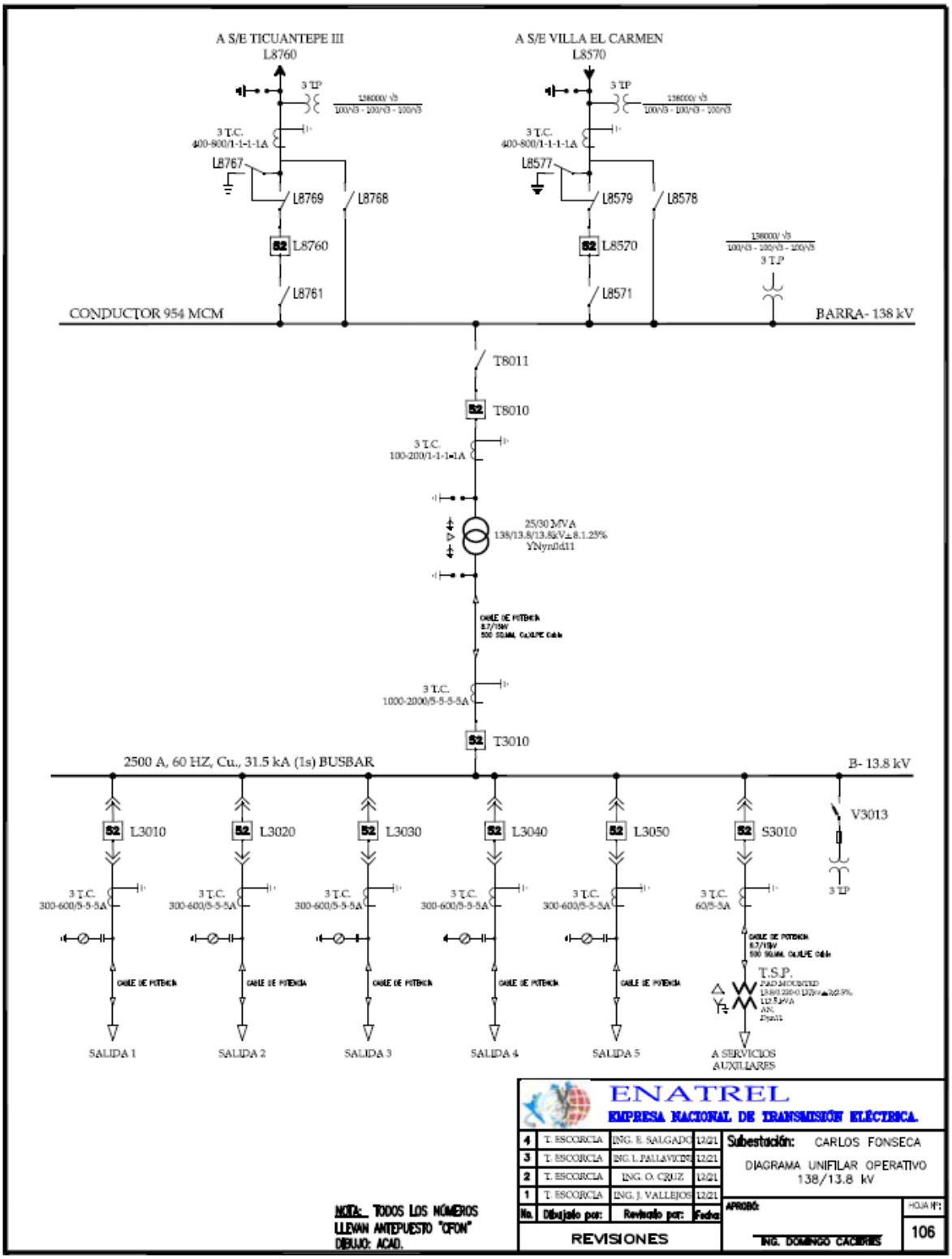


Ilustración 6: Diagrama Unifilar Subestación Carlos Fonseca.

6.3.2 Identificación y Clasificación de Beneficios

Con la entrada en operación del Proyecto se mejorará la calidad y confiabilidad del suministro de energía de las subestaciones que actualmente están radialmente conectadas ya que estás estarán retroalimentadas por el anillo a construirse en este proyecto.

Los beneficios esperados de este proyecto son:

i) Mejoramiento de la calidad del servicio.
ii) Incremento de la Confiabilidad.
iii) Se reducen las fallas ocasionadas por la obsolescencia del conductor de la línea que alimenta a la subestación Montefresco.
iv) Retroalimentadas las subestaciones San Rafael del Sur, Diriamba, Masatepe, Montefresco y Villa El Carmen por la línea Villa El Carmen-San Rafael del Sur.
v) Incremento de capacidad. - Aumentada en un 300 % la capacidad de la subestación Carlos Fonseca con respecto a la subestación Montefresco para atender los nuevos proyectos y la demanda vegetativa de los usuarios existentes en la zona. Es decir, se incrementa el transformador de la subestación de 10 MVA a 30 MVA.

6.3.3 Costos de Inversión

Se estima un costo total de inversión de 16.730 millones de dólares, de este monto 14.871 millones provendrán del financiamiento de India Exim Bank y 1.859 millones serán contrapartida local.

PROYECTO	MONEDA (ORIGEN)	FUENTE DE FINANCIAMIENTO	MONTO (USD)
Construcción Subestación Carlos Fonseca 138 kV, Línea de Transmisión Villa El Carmen - Carlos Fonseca y Carlos Fonseca - Ticuantepe I 138 kV.	Extranjera	India Exim Bank	14,871,164.00
	Local	Gobierno de Nicaragua – ENATREL	1,859,146.00
TOTAL			**16,730,310**

6.3.4 Fundamentación y Metodología del Cálculo de los Costos y Beneficios

El objeto de esta evaluación es cuantificar la rentabilidad económica y financiera del proyecto “Construcción Subestación Carlos Fonseca 138 kV, Línea de Transmisión Villa El Carmen - Carlos Fonseca y Carlos Fonseca - Ticuantepe III”.

A continuación, se presentan los cálculos y supuestos utilizados. Se calculó el beneficio neto sin proyecto y con proyecto. La diferencia de estos beneficios es el flujo incremental el cual se utiliza para el cálculo de los indicadores.

Evaluación Financiera

El propósito de esta evaluación es determinar la rentabilidad financiera del proyecto puro sin financiamiento a partir de un análisis incremental, esto es, comparar la inversión y los gastos de operación y mantenimiento con los ingresos incrementales obtenidos por el peaje adicional debido a la mayor cantidad de energía transportada como resultado del proyecto.

Para la estimación de los ingresos son obtenidos a partir del diferencial en la cantidad de energía transmitida dada la diferencia en la demanda de energía abastecida en los escenarios con proyecto y sin proyecto. Dicho diferencial de energía (MWh/año) es multiplicado por el peaje de transmisión correspondiente (USD/MWh).

Los beneficios considerados están asociados únicamente a los ingresos adicionales por transmisión de energía.

Por otro parte, los costos utilizados son: el costo de la inversión y el costo de operación y mantenimiento, el cual corresponde al 2.5 % del costo de inversión del proyecto, los intereses del préstamo con capital ordinario en base a las condiciones establecidas por las fuentes de financiamiento y las cuotas destinadas a la amortización de préstamo con capital ordinario.

El horizonte de evaluación abarca un período de 30 años, con una tasa de descuento esperada del 8%.

Evaluación Económica

En la evaluación económica, el enfoque de evaluación es la comparativa de las situaciones sin y con proyecto en términos de la energía suministrada incremental debido al proyecto, y la reducción de las pérdidas de energía debido a contingencia.

La inversión antes expresada a precios de mercado se convierte a precios sociales, clasificándose cada componente de la inversión en i) bienes transables (BT), ii) mano de obra calificada (MOC), iii) mano de obra no califica (MONC) y iv) servicios. Así mismo los costos de operación y mantenimiento se convierten a precios sociales.

Dentro los beneficios económicos se considerada la disminución de energía no suministrada, la cual se calcula del diferencial con y sin proyectos por el costo de ENS.

A continuación, se comentan la formulación y cálculos de la evaluación Beneficio-Costo:

- Costos: están compuestos por los costos de inversión, los de operación y mantenimiento.
- Costos de inversión: contiene los costos de inversión para cada obra del proyecto, expresados en USD, a precios de mercado y trasladados a precios de frontera; para el correspondiente análisis a precios de frontera se los multiplica por su correspondiente Razón de Precios de Cuenta.

La Razón de Precios de Cuenta (RPC) son basados en los precios sociales estimados por el Sistema Nacional de Inversiones Públicas (SNIP).

• Costos de operación y mantenimiento: de acuerdo a la práctica común, se estiman estos costos a precios de mercado como el 2.5 % de la inversión acumulada hasta el año inmediatamente anterior al que corresponde el costo dentro del flujo de costos del análisis.

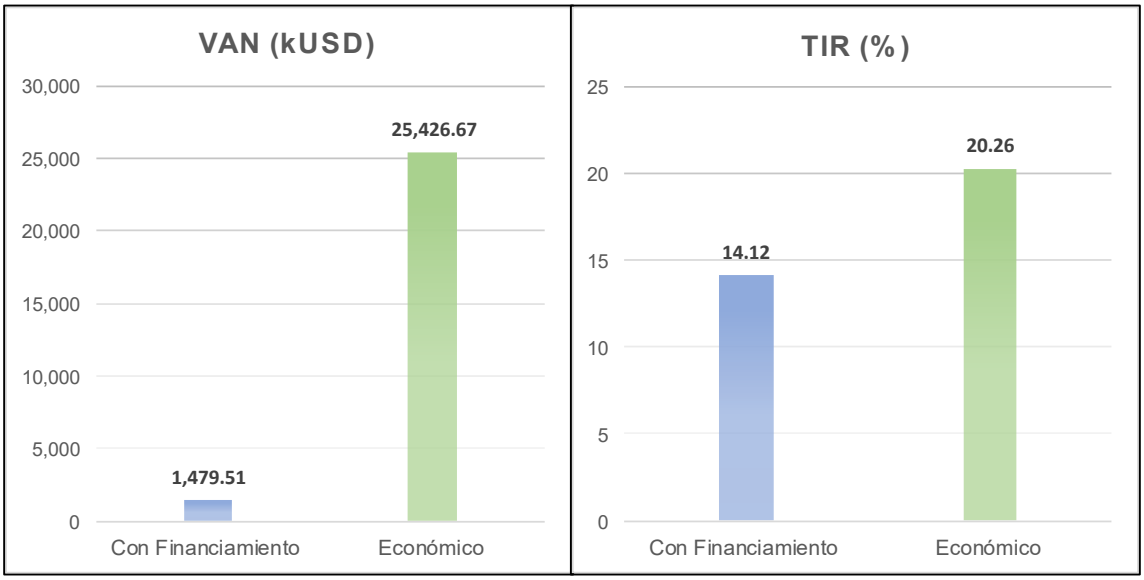
Los costos a precios de frontera son los anteriores multiplicados por su correspondiente RPC.

El horizonte de evaluación abarca un período de 30 años, con una tasa de descuento esperada del 8%.

6.3.5 Resultados de la Evaluación

La evaluación económica del proyecto resulta en un VANE de USD 25.43 Millones y una TIRE del 20.26 %, valores que se consideran buenos. Mientras que, los resultados de la evaluación financiera son VAN de USD 1.5 Millones, TIR de 14.12 %. Por tanto, se determina que, financiera y económicamente el proyecto es factible.

Indicador	Unidad	Resultados
Valor Actual Neto Económico (VANE)	kUSD	25,426.67
Tasa Interna de Retorno Económica (TIRE)	%	20.26
Valor Actual Neto Financiero con financiamiento (VAN)	kUSD	1,479.51
Tasa Interna de Retorno Financiera con financiamiento (TIR)	%	14.12



Evaluación Financiera

EVALUACIÓN FINANCIERA										
Tiempo	Costos							Beneficios		Beneficio - Costo
Años Ingeniería	Inversión Fondos Externos [USD]	Inversión Fondos Propios [USD]	Costos O&M [USD]	Intereses [US$]	Amortización [US$]	Costo Total [US$]	Financiamiento Fondos Externos [USD]	Beneficio Demanda Incremental Línea de Transmisión [USD]	Beneficio Total [USD]	Beneficio Neto [USD]
	14,871,164.00	1,859,146.00								
-4	0.00	0.00				0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
-3	3,161,195.04	631,968.24				3,793,163.27	3,161,195.04	0.00	3,161,195.04	-631,968.24
-2	9,017,159.86	854,603.59				9,871,763.45	9,017,159.86	0.00	9,017,159.86	-854,603.59
-1	2,692,809.10	372,574.17				3,065,383.27	2,692,809.10	0.00	2,692,809.10	-372,574.17
1			12,086.63	260,245.37		272,332.00		734,113.25	734,113.25	461,781.25
2			12,086.63	260,245.37		272,332.00		823,255.57	823,255.57	550,923.57
3			12,086.63	260,245.37		272,332.00		916,855.01	916,855.01	644,523.01
4			12,086.63	260,245.37		272,332.00		1,015,134.42	1,015,134.42	742,802.42
5			12,086.63	260,245.37		272,332.00		1,118,327.80	1,118,327.80	845,995.80
6			12,086.63	256,123.99	946,150.17	1,214,360.80		1,225,627.97	1,225,627.97	11,267.17
7			12,086.63	239,493.93	962,780.24	1,214,360.80		1,225,627.97	1,225,627.97	11,267.17
8			12,086.63	222,571.56	979,702.61	1,214,360.80		1,225,627.97	1,225,627.97	11,267.17
9			12,086.63	205,351.76	996,922.41	1,214,360.80		1,225,627.97	1,225,627.97	11,267.17
10			12,086.63	187,829.29	1,014,444.88	1,214,360.80		1,225,627.97	1,225,627.97	11,267.17
11			12,086.63	169,998.83	1,032,275.34	1,214,360.80		1,225,627.97	1,225,627.97	11,267.17
12			12,086.63	151,854.98	1,050,419.19	1,214,360.80		1,225,627.97	1,225,627.97	11,267.17
13			12,086.63	133,392.22	1,068,881.95	1,214,360.80		1,225,627.97	1,225,627.97	11,267.17
14			12,086.63	114,604.95	1,087,669.22	1,214,360.80		1,225,627.97	1,225,627.97	11,267.17
15			12,086.63	95,487.47	1,106,786.70	1,214,360.80		1,225,627.97	1,225,627.97	11,267.17
16			12,086.63	76,033.96	1,126,240.21	1,214,360.80		1,225,627.97	1,225,627.97	11,267.17
17			12,086.63	56,238.53	1,146,035.64	1,214,360.80		1,225,627.97	1,225,627.97	11,267.17
18			12,086.63	36,095.16	1,166,179.01	1,214,360.80		1,225,627.97	1,225,627.97	11,267.17
19			12,086.63	15,597.74	1,186,676.43	1,214,360.80		1,225,627.97	1,225,627.97	11,267.17
20			12,086.63			12,086.63		1,225,627.97	1,225,627.97	1,213,541.34
21			12,086.63			12,086.63		1,225,627.97	1,225,627.97	1,213,541.34
22			12,086.63			12,086.63		1,225,627.97	1,225,627.97	1,213,541.34
23			12,086.63			12,086.63		1,225,627.97	1,225,627.97	1,213,541.34
24			12,086.63			12,086.63		1,225,627.97	1,225,627.97	1,213,541.34
25			12,086.63			12,086.63		1,225,627.97	1,225,627.97	1,213,541.34
26			12,086.63			12,086.63		1,225,627.97	1,225,627.97	1,213,541.34
27			12,086.63			12,086.63		1,225,627.97	1,225,627.97	1,213,541.34
28			12,086.63			12,086.63		1,225,627.97	1,225,627.97	1,213,541.34
29			12,086.63			12,086.63		1,225,627.97	1,225,627.97	1,213,541.34
30			12,086.63			12,086.63		1,225,627.97	1,225,627.97	1,213,541.34

VAN	1,479,514.07
TIR	14.12%

Evaluación Económica

EVALUACIÓN ECONÓMICA						
Tiempo	Costos (Precio Social)			Beneficios		Beneficio - Costo
Años Ingeniería	Inversión [USD]	O & M [USD]	Costo Total [USD]	Beneficio Cobertura De ENS Asumida Por El Proyecto [USD]	Beneficio Total [USD]	Beneficio Neto [USD]
-4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
-3	3,699,851.46	0.00	3,699,851.46	0.00	0.00	-3,699,851.46
-2	9,628,918.07	0.00	9,628,918.07	0.00	0.00	-9,628,918.07
-1	2,989,974.85	0.00	2,989,974.85	0.00	0.00	-2,989,974.85
1		11,134.55	11,134.55	2,922,425.35	2,922,425.35	2,911,290.81
2		11,134.55	11,134.55	3,277,291.29	3,277,291.29	3,266,156.74
3		11,134.55	11,134.55	3,649,900.52	3,649,900.52	3,638,765.97
4		11,134.55	11,134.55	4,041,140.21	4,041,140.21	4,030,005.67
5		11,134.55	11,134.55	4,451,941.89	4,451,941.89	4,440,807.35
6		11,134.55	11,134.55	4,879,092.24	4,879,092.24	4,867,957.69
7		11,134.55	11,134.55	4,879,092.24	4,879,092.24	4,867,957.69
8		11,134.55	11,134.55	4,879,092.24	4,879,092.24	4,867,957.69
9		11,134.55	11,134.55	4,879,092.24	4,879,092.24	4,867,957.69
10		11,134.55	11,134.55	4,879,092.24	4,879,092.24	4,867,957.69
11		11,134.55	11,134.55	4,879,092.24	4,879,092.24	4,867,957.69
12		11,134.55	11,134.55	4,879,092.24	4,879,092.24	4,867,957.69
13		11,134.55	11,134.55	4,879,092.24	4,879,092.24	4,867,957.69
14		11,134.55	11,134.55	4,879,092.24	4,879,092.24	4,867,957.69
15		11,134.55	11,134.55	4,879,092.24	4,879,092.24	4,867,957.69
16		11,134.55	11,134.55	4,879,092.24	4,879,092.24	4,867,957.69
17		11,134.55	11,134.55	4,879,092.24	4,879,092.24	4,867,957.69
18		11,134.55	11,134.55	4,879,092.24	4,879,092.24	4,867,957.69
19		11,134.55	11,134.55	4,879,092.24	4,879,092.24	4,867,957.69
20		11,134.55	11,134.55	4,879,092.24	4,879,092.24	4,867,957.69
21		11,134.55	11,134.55	4,879,092.24	4,879,092.24	4,867,957.69
22		11,134.55	11,134.55	4,879,092.24	4,879,092.24	4,867,957.69
23		11,134.55	11,134.55	4,879,092.24	4,879,092.24	4,867,957.69
24		11,134.55	11,134.55	4,879,092.24	4,879,092.24	4,867,957.69
25		11,134.55	11,134.55	4,879,092.24	4,879,092.24	4,867,957.69
26		11,134.55	11,134.55	4,879,092.24	4,879,092.24	4,867,957.69
27		11,134.55	11,134.55	4,879,092.24	4,879,092.24	4,867,957.69
28		11,134.55	11,134.55	4,879,092.24	4,879,092.24	4,867,957.69
29		11,134.55	11,134.55	4,879,092.24	4,879,092.24	4,867,957.69
30		11,134.55	11,134.55	4,879,092.24	4,879,092.24	4,867,957.69

VANE	25,426,670.61
TIRE	20.26%