



**UNIVERSIDAD DEL BÍO-BÍO**

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DEPTO. INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

# “Simulación de interconexión de barras de media tensión en planta ENAP”

AUTORES

ISMAEL BUSTOS GONZÁLEZ

ALONSO ZÚÑIGA CASTELLÓ

SEMINARIO PARA OPTAR AL TÍTULO DE  
INGENIERO DE EJECUCIÓN EN ELECTRICIDAD

CONCEPCIÓN – CHILE

2014



**UNIVERSIDAD DEL BÍO-BÍO**

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DEPTO. INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

# “Simulación de interconexión de barras de media tensión en planta ENAP”

AUTORES

ISMAEL BUSTOS GONZÁLEZ

ALONSO ZÚÑIGA CASTELLÓ

DOCENTE PATROCINANTE

SR. JUAN CARLOS DELGADO NAVARRO.

DOCENTE ADJUNTO O CORRECTOR

SR. FABRICIO SALGADO DÍAZ.

SR. LUÍS MUÑOZ SÁEZ.

## Índice

Resumen.....	6
Introducción.....	7
CAPÍTULO I.....	8
Planteamiento y objetivos del problema.....	8
Capítulo 1- Planteamiento y objetivos del problema.....	9
1.1 Planteamiento del problema.....	9
1.2 Objetivo del estudio.....	10
CAPÍTULO II.....	11
Caracterización de los elementos generales a estudiar en planta ENAP.....	11
Capítulo 2- Caracterización de los elementos generales a estudiar en planta ENAP.....	12
2.1 Descripción Empresa Nacional de Petróleo.....	12
2.2 Descripción del sistema eléctrico de ENAP Refinerías S.A.....	13
2.3 Operación Modo Paralelo.....	14
2.4 Operación Modo Isla.....	16
2.5 Suministro desde Transelec.....	17
2.6 Subestación.....	18
2.6.1 Descripción general.....	18
2.6.2 Distribución media tensión.....	18
2.6.3 Distribución baja tensión.....	18
CAPÍTULO III.....	19
Estudio de flujo de potencia en planta ENAP.....	19
Capítulo 3- Estudio de flujo de potencia en planta ENAP.....	20
3.1 Análisis de flujo de carga.....	20
3.2 Consideraciones para el análisis de flujo de carga.....	20
3.3 Datos disponibles para los análisis de casos.....	21
3.4 Análisis de demanda.....	24
3.5 Análisis y simulación de flujo de carga mediante programa Digsilent.....	25
3.5.1 Análisis de flujo con carga de 15 MW S/E N°1 Y 0,4 MW S/E N°2.....	26
3.5.2 Análisis de flujo con carga de 17,9MW S/E N°1 Y 0,4 MW S/E N°2.....	30
CAPÍTULO IV.....	34
Interconexión de subestaciones.....	34

Capítulo 4 – Interconexión de subestaciones .....	35
4.1 Dimensionamiento de línea .....	35
4.1.1 Capacidad de transporte del conductor .....	35
4.1.2 Regulación de tensión .....	37
4.1.3 Máxima corriente de cortocircuito .....	38
4.2 Análisis de flujo de carga con línea interconectada .....	39
4.2.1 Análisis de flujo de carga con los cuatro transformadores operando con 15 MW S/E N°1 y 0,4 MW S/E N°2 .....	39
4.2.2 Análisis de flujo de carga con el Transformador N°4 desconectado operando con 15MW S/E N°1 y 0,4 MW S/E N°2 .....	42
4.2.3 Análisis de flujo de carga con los cuatro transformadores operando con 17,9 MW S/E N°1 y 0,4 MW S/E N°2 .....	44
4.2.4 Análisis de flujo de carga con el Transformador N°4 desconectado operando con 17,9 MW S/E N°1 y 0,4 MW S/E N°2 .....	46
4.2.5 Análisis de flujo de carga con los cuatro transformadores operando con 9,5 MW S/E N°1 y 0,4 MW S/E N°2 .....	48
4.2.6 Análisis de flujo de carga con los cuatro transformadores fuera de servicio con 9,5 MW en S/E N°1 y 0,4 MW en S/E N°2 .....	50
CAPÍTULO V .....	52
Incorporación de Banco de Condensadores a S/E N°2 .....	52
5.1 Dimensionamiento Banco de Condensador .....	53
5.1.1 Dimensionamiento de banco de condensadores en escenario I .....	53
5.1.2 Dimensionamiento de banco de condensadores en escenario II .....	55
5.1.2 Dimensionamiento de banco de condensadores en escenario III .....	56
5.2 Análisis de flujo de carga con banco de condensador y con línea entre S/Es .....	58
5.2.1 Análisis de flujo de carga con los cuatro transformadores operando con 15 MW S/E N°1 y 0,4 MW S/E N°2 .....	58
5.2.2 Análisis de flujo de carga con el Transformador N°4 desconectado operando con 15MW S/E N°1 y 0,4 MW S/E N°2 .....	60
5.2.3 Análisis de flujo de carga con los cuatro transformadores operando con 17,9 MW S/E N°1 y 0,4 MW S/E N°2 .....	62
5.2.4 Análisis de flujo de carga con el Transformador N°4 desconectado operando con 17,9 MW S/E N°1 y 0,4 MW S/E N°2 .....	64
5.2.5 Análisis de flujo de carga con los cuatro transformadores en vacío operando con 9,5 MW S/E N°1 y 0,4 MW S/E N°2 .....	66
CAPÍTULO VI .....	68
Estudio de cortocircuito .....	68
Capítulo 6- Estudio de Cortocircuito .....	69

6.1 Metodología y bases de estudio de cortocircuitos en ENAP .....	69
6.2 Simulación de corto circuito mediante Digsilent.....	70
6.2.1 Simulación de corto circuito mediante Digsilent modo paralelo.....	70
6.2.2 Simulación de corto circuito mediante Digsilent modo Isla.....	72
6.2.3 Simulación de corto circuito mediante Digsilent modo Transelec .....	74
CAPÍTULO VII .....	77
Revisión de protecciones del sistema .....	77
Capítulo 7- Revisión de protecciones del sistema .....	78
7.1 Consideraciones para las protecciones de las Subestaciones.....	78
7.2 Operación de los relés de las subestaciones.....	81
CAPÍTULO VIII.....	91
Comentarios y Conclusiones.....	91
Capítulo 8: Comentarios y Conclusiones.....	92
Bibliografía .....	93
ANEXOS .....	94

## Resumen

En el presente seminario se desarrolla el estudio de interconectar dos subestaciones de barras de media tensión (4,16 kV) existentes en ENAP Refinerías Bío – Bío, simulado a través del programa Digsilent con el fin de poder realizar mantenciones en plazos estimados convenientes para los transformadores de la subestación. Esto es posible llevarlo a cabo ya que al estar estas subestaciones interconectadas, la potencia requerida por el sistema eléctrico de la refinería se complementaria a través de éstas con una subestación que “respaldaría” a la otra, logrando así poder desconectar transformadores de la subestación, sin tener que inhabilitar toda la planta. Para un mejor control del flujo de potencia se propone instalar un banco de condensadores que permita disminuir los niveles de sobrecarga. Para la interconexión simulada se determina un alimentador que se dimensiona según los criterios de la norma chilena.

En el capítulo 1 se detalla el problema existente en ENAP Refinerías Bío - Bío, explicando los alcances del estudio y los objetivos esperados para la correcta ejecución.

En el capítulo 2 se dan a conocer los elementos primordiales de las subestaciones, describiendo claramente sus componentes y configuraciones.

En el capítulo 3 se analizan las demandas de las subestaciones y se realizan flujos de cargas bajo distintos escenarios, a través, del programa Digsilent.

En el capítulo 4 se realiza un dimensionamiento del nuevo alimentador que interconecta las subestaciones.

En el capítulo 5 se realiza un dimensionamiento del banco de condensadores para un mejoramiento de la distribución de las cargas de las subestaciones.

En el capítulo 6 se realizan estudios de cortocircuito en los distintos modos de operación de la refinería.

En el capítulo 7 se realiza una revisión de las protecciones existentes en la planta.

## **Introducción**

Una subestación eléctrica se constituye de equipos y elementos que sirven para controlar y distribuir la energía eléctrica, que está a su vez forma parte de un sistema eléctrico de potencia. En dicha subestación es muy importante contar que cada elemento existente en ella se encuentre en la mejor de las condiciones posible, debido a que son elementos vitales, por lo que es necesario que al momento de energizar distintas cargas en distintos niveles de tensión, sea de forma segura y fiable.

Hoy en día la situación de los mercados de energía eléctrica ha exigido a las empresas de distribución y transmisión que sea imprescindible mejorar la eficacia de sus servicios y así disminuir los costos a un mínimo. En el caso de ENAP que es dueña de sus subestaciones la competencia de sus mercados dependientes también le obliga a contar con un suministro de energía confiable y al menor valor posible, ya que siempre es relevante el factor económico.

Es por eso que los costos de mantenimiento preventivo y el costo de pérdida de producción ante una falla del suministro de energía, cobra vital importancia.

Es importante entonces contar con planes de mantenimiento preventivo adecuados y técnicas de ensayo, lo más avanzadas posible para poder determinar con la mayor certeza, el estado de los equipos de una subestación.

# **CAPÍTULO I**

## **Planteamiento y objetivos del problema**



## **Capítulo 1- Planteamiento y objetivos del problema**

### **1.1 Planteamiento del problema**

En ENAP Refinerías Bío- Bío (ERBB) existen dos subestaciones que se encuentran en operación: Subestación número 1 (S/E N°1) y Subestación número 2 (S/E N°2). La primera es conocida como la principal por el hecho de alimentar una cantidad considerable de áreas de procesos, razón por lo que en algunas ocasiones se aproxima a su plena carga. La S/E N°2 se considera que opera en vacío por el hecho de alimentar una carga relativamente menor.

Dado que es indispensable la operación permanente de la S/E N°1, resulta imposible desconectar algún transformador de forma periódica para realizar una mantención exhaustiva. Si bien es cierto cuando ERBB se encuentra en parada de planta, existe la instancia de realizar una mantención a los transformadores, -esto es cada año y fracción-, esta mantención no es íntegra por el hecho de no poder desconectar transformadores y realizar ensayos de prueba de rigidez dieléctrica del aceite, comprobación y limpieza de los aisladores, medida de la resistencia de los bobinado, medida de la tensión de impedancia, impedancia de corto circuito y pérdidas debida a la carga, entre otros.

La S/E N°2 como se mencionó anteriormente, opera prácticamente en vacío, desperdiçando potencia del transformador que podría ser usado más útilmente.

## 1.2 Objetivo del estudio

El objetivo es analizar, empleando el programa Digsilent, la posible interconexión de las subestaciones para disminuir la carga de la S/E N°1 y de esta forma tener la posibilidad en el futuro, de desconectar cada uno de los transformadores para realizar mantenencias exhaustivas en los transformadores de la S/E N°1, utilizando la potencia del transformador de la S/E N°2; para esto es necesario desarrollar las siguientes actividades:

- ✓ Dimensionar un alimentador que interconecte las subestaciones acorde a los parámetros y alcances del estudio.
- ✓ Incorporar un banco de condensador en la S/E N°2 con el fin de controlar la potencia reactiva
- ✓ Realizar estudios de flujos de carga bajo distintos escenarios utilizando el programa Digsilent.
- ✓ Realizar un estudio de cortocircuito utilizando el programa Digsilent.

# **CAPÍTULO II**

**Caracterización de los elementos generales a estudiar en planta ENAP**

## **Capítulo 2- Caracterización de los elementos generales a estudiar en planta ENAP**

### **2.1 Descripción Empresa Nacional de Petróleo**

ENAP (Empresa Nacional del Petróleo) es una empresa pública perteneciente a nuestro país, que tiene como actividad la exploración, producción, refinación y comercialización de hidrocarburos y sus derivados.

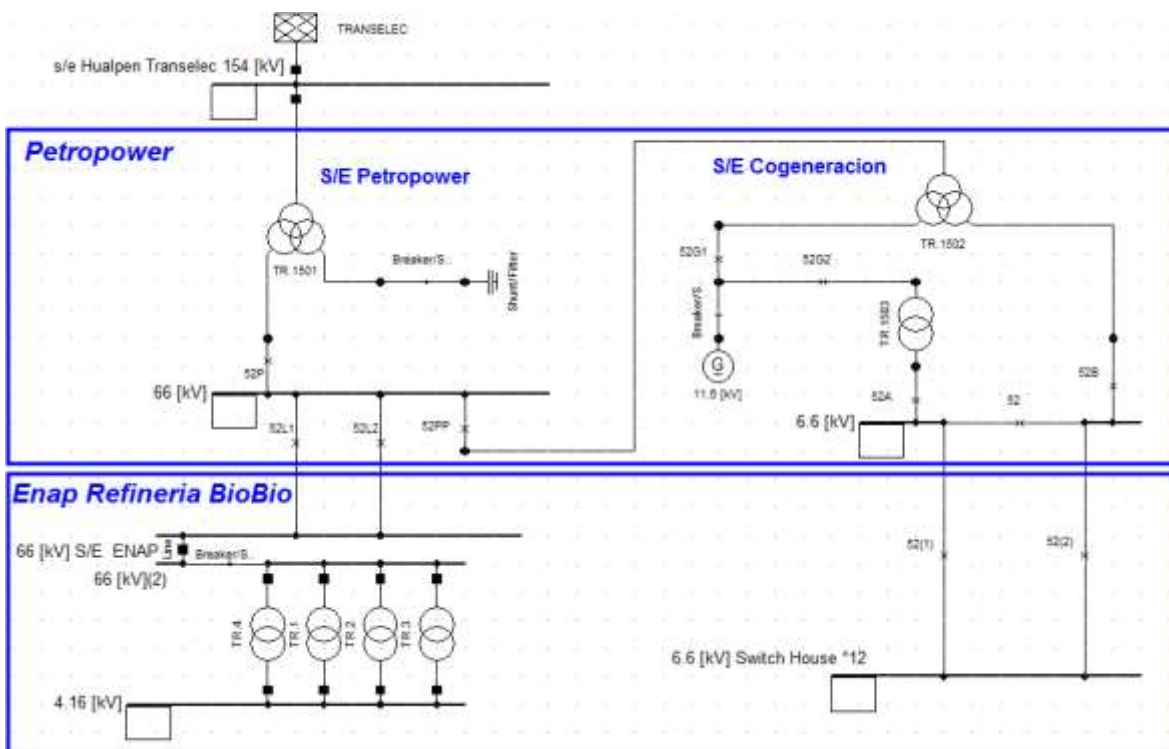
En las áreas de exploración y producción lo hace a través de su filial ENAP Sipetrol S.A., mientras que en las áreas de refinación, transporte, almacenamiento y comercialización de aquellos productos que derivan del petróleo, lo realiza a través de ENAP Refinerías S.A.

ENAP Refinerías S.A. tiene 3 plantas ubicadas en 3 ciudades del país. La refinería para el presente estudio es la que se encuentra en la comuna de Hualpén y tiene una capacidad para destilar de 116.000 barriles/día y puede abastecer más del 80% de la demanda requerida por Chile ( en conjunto con las otras dos refinerías), convirtiéndose de esta forma en una de las empresas más importantes de nuestro país.

## 2.2 Descripción del sistema eléctrico de ENAP Refinerías S.A.

El sistema eléctrico tiene que ser capaz de mantener una permanencia total y sin interrupción al interior de la planta, ya que de no ser así, significaría pérdidas significativas por el tiempo en reactivación de la planta. En tal sentido, en la *Figura 2.1* se presenta un diagrama unilineal simplificado de ENAP, la cual cuenta con 3 modos de operación que se describen a continuación.

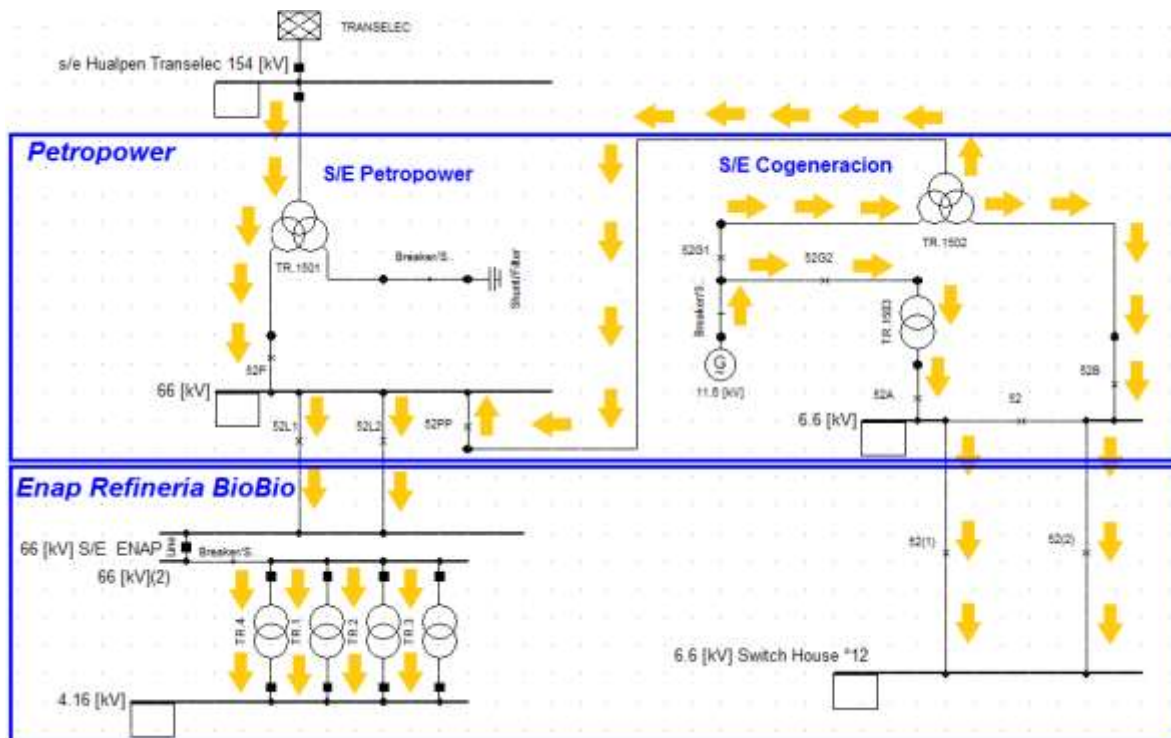
- ✓ Operación Modo Paralelo
- ✓ Operación Modo Isla
- ✓ Operación desde Transelec



*Figura 2.1: Diagrama unilineal simplificado del sistema eléctrico de ENAP*

### 2.3 Operación Modo Paralelo

Corresponde a la operación normal, en donde el generador de la subestación Cogeneración de Petropower, alimenta a ENAP Refinería Bío-Bío y Switch-House N°12 en forma sincronizada con el suministro de Transelec, según se presenta en el diagrama de la *Figura 2.2*. En este modo de operación, si existiese capacidad excedente, se vende energía al Sistema Interconectado Central (Transelec).



*Figura 2.2: Operación modo paralelo*

Con referencia a la *Figura2.2*, es posible identificar dos aspectos relevantes, esto es:

### **1.-Subestación Cogeneración en Modo Generación**

Generador en servicio e interruptores 52-G1, 52-G2, 52-A y 52-B *Cerrados*. Se energizan ambas barras de 6.6 kV de subestación Cogeneración en forma independiente (Acoplador normalmente *Abierto*).

- ✓ Interruptores 52, 52(1) y 52(2)*Cerrados* permiten energizar la barra de 6.6 kV del Switch-House N°12.

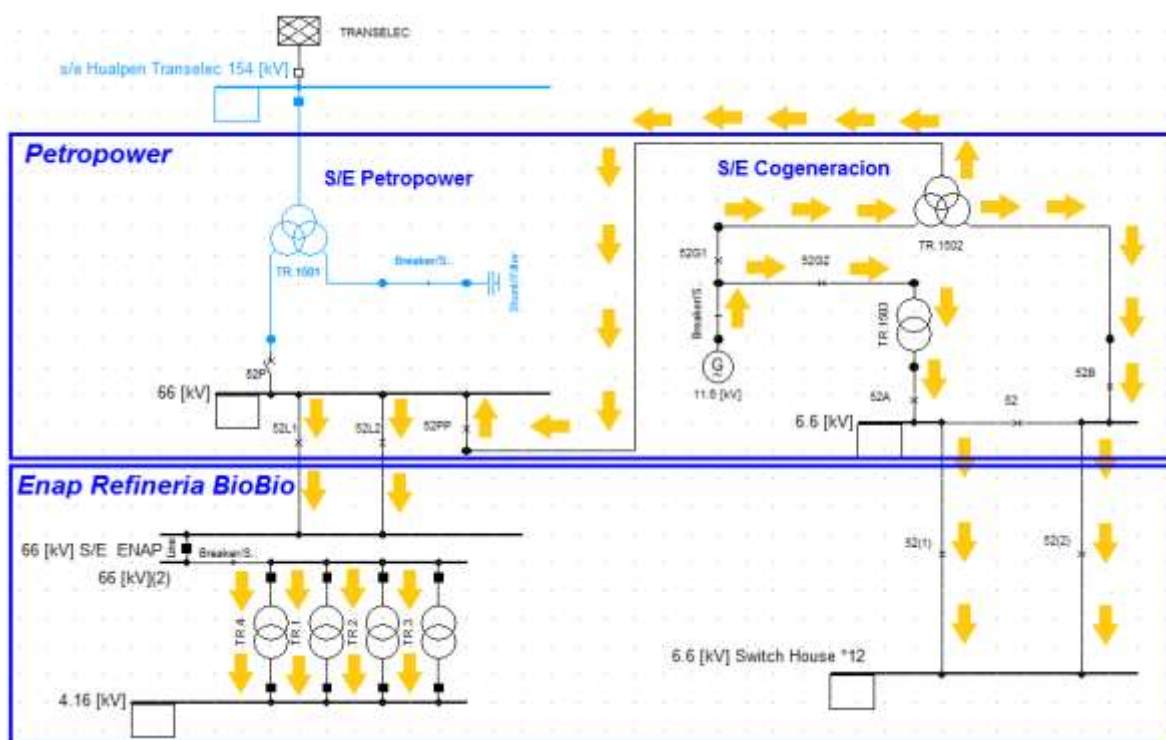
### **2.-Energización ENAP Refinería Bío-Bío**

- ✓ El generador energiza la barra de 66 kV de la subestación Petropower con el interruptor 52-PP *Cerrado*. El *Cierre* del interruptor 52-P permite el suministro paralelo de la barra desde Transelec.
- ✓ El *Cierre* de los interruptores 52-L1 y 52L-2, permite energizar los circuitos de la subestación ENAP Refinería Bío-Bío.

## 2.4 Operación Modo Isla

Corresponde al suministro exclusivo de energía eléctrica por parte del generador de la subestación Cogeneración, según se presenta en la *Figura 2.3*, debido a una interrupción de la alimentación entregada desde Transelec.

La energización de las Barras de ENAP Refinería Bío-Bío y del Switch-House N°12, desde el generador, se realiza de la misma manera que en Modo Paralelo.

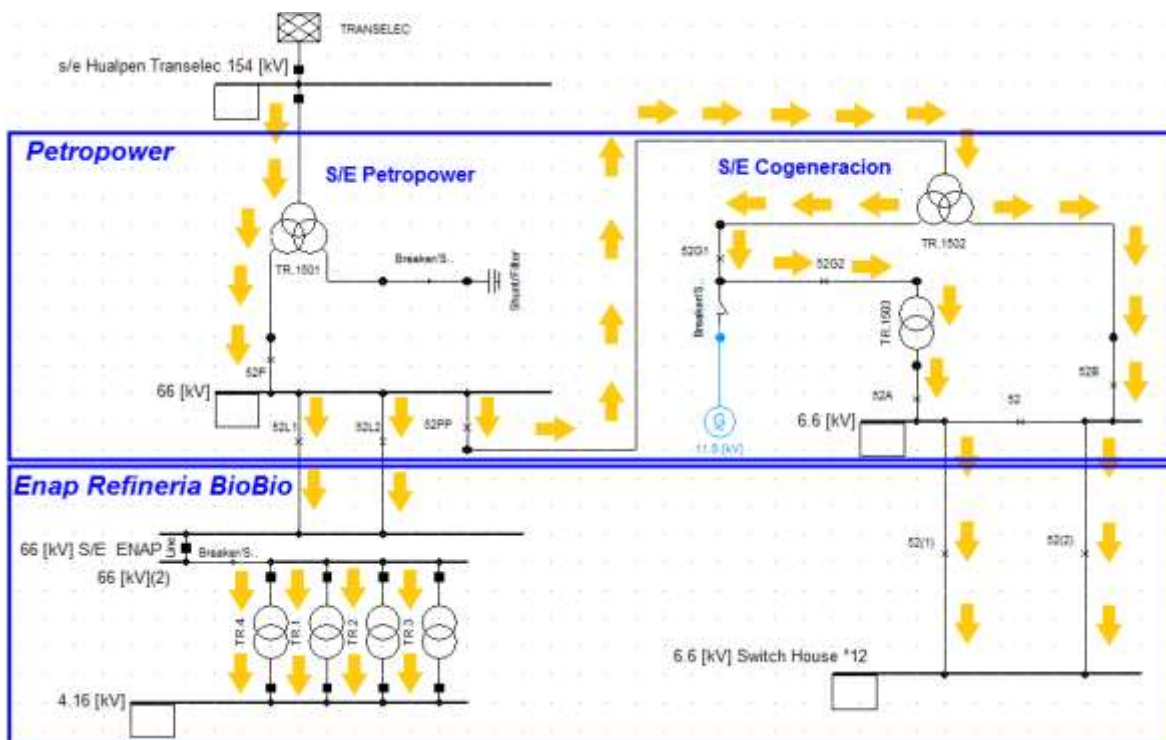


*Figura 2.3: Operación modo Isla*



## 2.5 Suministro desde Transelec

Esta operación se presenta cuando el generador de la subestación Cogeneración de Petropower se encuentra fuera de servicio. En este caso y según se muestra en la figura 2.4, la energía eléctrica, es suministrada en su totalidad por el Sistema Interconectado Central.



**Figura 2.4: Suministro desde Transelec**

Con referencia a la *Figura 2.4*, es posible establecer los siguientes aspectos:

- 1.-Energía desde Transelec: Con interruptor 52-P *Cerrado*, la barra de 66 kV de la subestación Cogeneración de Petropower se energiza desde Transelec.
- 2.-Energización ENAP Refinería Bío-Bío: Con interruptores 52 L-1 y 52L-2 *Cerrados* se energizan los circuitos de la subestación.

3.- Energización Switch-House N°12: El *Cierre* del interruptor 52-PP de la subestación Petropower, y de los interruptores 52-G1, 52-G2, 52-A y 52-B de la subestación Cogeneración permite energizar las barras de 6.6kV desde esta última subestación. Además, con los interruptores 52, 52(1) y 52(2)*Cerrados* se energiza barra de 6.6 kV del Switch-HouseN°12.

## **2.6 Subestación**

### **2.6.1 Descripción general**

La subestación N°1 existente en la planta, recibe energía eléctrica de alta tensión 66 kV, a través, de dos circuitos de 66kV provenientes de Petropower en forma aérea y la reduce a 4.16 kV, mediante cuatro transformadores, para su distribución en media tensión a diversas áreas de la planta. En el patio de la subestación se recibe la energía eléctrica, mientras que la distribución se realiza desde el Switchgear de la sala eléctrica subestación.

### **2.6.2 Distribución media tensión**

Recibe la energía de media tensión (4.16 kV) suministrada desde la subestación. Dependiendo del área, esta energía se utiliza para alimentar directamente algunas cargas, o bien, se reduce mediante transformadores a niveles de baja tensión (380 V) para su distribución a otras áreas. Tanto la recepción como la distribución se controlan desde los Switchgears de las salas eléctricas (Switch-House) de cada área.

### **2.6.3 Distribución baja tensión**

Recibe la energía eléctrica de baja tensión (380 V) suministrada desde los transformadores de media/ baja tensión. Esa energía se utiliza para alimentar cargas de las distintas áreas de la planta.

# **CAPÍTULO III**

## **Estudio de flujo de potencia en planta ENAP**

## **Capítulo 3- Estudio de flujo de potencia en planta ENAP**

### **3.1 Análisis de flujo de carga**

El análisis de flujo de carga se realiza con el fin de determinar el voltaje en cada barra, la corriente, la potencia activa, reactiva y factor de potencia en sistemas de potencia. A través de este análisis se pueden llevar a cabo además numerosos procedimientos para ser analizados, incluyendo planes de condiciones de contingencia tal como las pérdidas de un generador, de una línea de transmisión, de un transformador o de una carga. Estos estudios alertan al operador de condiciones que pueden causar sobrecargas en los equipos o pérdidas en los niveles de voltaje. Dicho análisis también puede ser usado para determinar el tamaño óptimo y localización de los condensadores para un mejoramiento del factor de potencia; también para las configuraciones del tap de los transformadores. Además, son muy útiles en sistemas de potencia determinando voltajes bajo condiciones inesperadas, con cargas o líneas desconectadas.

Estas soluciones de flujo de carga son realizadas usando programas computacionales designados específicamente para este propósito, además es una excelente herramienta para la planificación de sistemas.

### **3.2 Consideraciones para el análisis de flujo de carga**

Para el análisis de flujo de carga es necesario considerar puntos relevantes para así obtener resultados confiables.

- ✓ Para la protección de las líneas, no se aceptan sobrecargas del sistema mayores a la corriente máxima admisible, recomendada en las especificaciones técnicas.
- ✓ Según la Norma Chilena de Electricidad NSEG 5. En 71. Artículo 9.1, las variaciones del voltaje en la red de distribución no deberá ser superiores a 7.5 % de la tensión nominal.

- ✓ Se considera una red externa con una potencia de cortocircuito trifásica de 562MVA en la barra de 66kV (Bus n° 1).
- ✓ Los transformadores de la S/E N°1 no deberán estar expuestos a una sobrecarga mayor al 10%. Esta consideración es propia de dichos transformadores, ya que poseen más años de operación que el transformador de la S/E N°2.

### 3.3 Datos disponibles para los análisis de casos

Los análisis se realizan con la ayuda de la herramienta computacional Digsilent, la cual permite simular el funcionamiento de la red para distintos casos de estudio. Para esto es necesario disponer de datos para la configuración del diagrama unilineal que representa la planta.

En la *Tabla 3.1* se presentan los valores de potencia aparente, niveles de tensión, impedancias y el tipo de conexión de los transformadores de la S/E N°1.

*Tabla 3.1: Datos transformadores de dos devanado en Subestación N°1*

Identificación	Transformador N°4	Transformador N°1	Transformador N°2	Transformador N°3
S (MVA)	7,5	5	5	5
Alta kV	66	66	66	66
Baja kV	4.16	4.16	4.16	4.16
Z %	7.35	6.9	6.9	6.73
Conexión	Dy1	Dy1	Dy1	Dy1

En la *Tabla 3.2* se presentan los valores de potencia aparente, niveles de tensión, impedancias y el tipo de conexión del transformador de la S/E N°2 y del transformador 1502 de la S/E Petropower.

*Tabla 3.2: Datos transformadores tres devanado en Subestación N°2 y Petropower*

Identificación	Transformador TR-2	Transformador TR-1502
	S/E N°2	S/E Petropower
MVA lado alta	30	85
MVA lado Media	20	86.26
MVA lado Baja	10	30
Dev. Alta/Media	66 kV	154 kV
Dev. Media/Baja	6.6 Kv	66 kV
Dev. Baja/Alta	4.16 kV	20 kV
Dev. Alta/Media Z %	11.14	16,58
Dev. Media/Baja Z %	9.62	17,22
Dev. Baja/Alta Z %	17.97	22,58
Conexión lado de alta	D	D
Conexión lado de Media	yn1	yn1
Conexión lado de Baja	yn1	yn1

En la *Tabla 3.3* se dan a conocer los valores de las líneas que alimentan las subestaciones de ENAP desde la barra de 66 kV proveniente de PETROWER.

*Tabla 3.3: Datos de líneas*

Identificación	L1	L2	L3
Sección	3*465 MCM	3*2/0 AWG	3*465 MCM
R ( $\Omega$ /km)	0,0818	0,2738	0,0818
X ( $\Omega$ /km)	0,3083	0,3499	0,3083
Longitud (km)	1,85	0,1	1,0
Corriente admisible(A)	780	360	780
Material del Conductor	Cobre	Cobre	Cobre

En la *Tabla 3.4* se muestran los datos del generador de PETROPOWER que son usados para el estudio de cortocircuito.

*Tabla 3.4: Datos del generador Petropower*

Identificación	Generador
Potencia (MVA)	86.6
Voltaje nominal(kV)	11.5
Factor de Potencia	0.9
Reactancia Sincrónica p.u (xd)	2.079
Reactancia sincrónica p.u( xq)	1.918
Reactancia sec. Negativa p.u ( x2)	0.199
Resistencia sec. Negativa (r2)	0.017
Reactancia sec. Cero	0.098
Reactancia subtransiente saturada (x''sat)	0.156
Resistencia sec. Cero	0.009
Conexión	WYE

### 3.4 Análisis de demanda

Para el estudio de flujo de carga es necesario realizar un análisis de demanda que consiste en obtener los históricos de los consumos de las subestaciones en un periodo de 1 año y medio, tiempo suficiente para identificar claramente la demanda máxima, los meses en que existe menor consumo, entre otros.

Esta información es esencial para así obtener resultados satisfactorios a la hora de realizar los cálculos implicados en el flujo de carga, respaldado por el programa computacional.

Para determinar la demanda de la S/E N°1 se calculan las potencias demandadas de las nueve áreas de procesos alimentadas por la S/E N°1 considerando un factor de potencia de 0,87, obtenido por medio del cálculo con las potencias activa y reactiva registradas en los relés de los transformadores; esto es:

$$P_{area\ proceso} = \sqrt{3}I_L V_L \cos\varphi \quad (3.1)$$

Posteriormente se suman las potencias de las distintas áreas de operación obteniendo la potencia activa total demandada por la S/E N°1, por lo que la potencia activa total será:

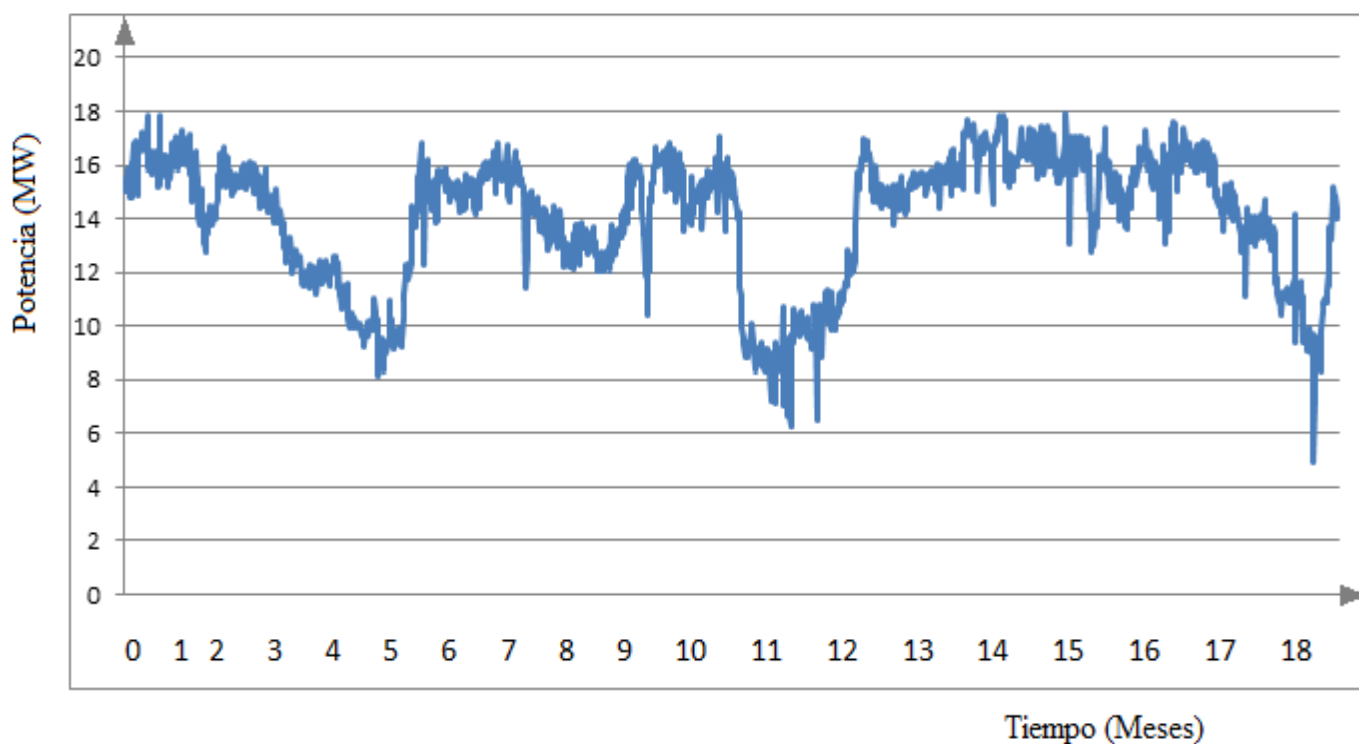
$$P_{total} = P_{CHT} + P_{HCK} + P_{SH-15A} + P_{SH-15B} + P_{ALIM\ 1} + P_{ALIM\ 2} + P_{TR-5} + P_{BOCATOMA} + P_{ALIM\ 3} \quad (3.2)$$

Se considera factor de diversidad 1, debido a que los valores de potencia activa individuales corresponden a registros tomados simultáneamente.



### 3.5 Análisis y simulación de flujo de carga mediante programa Digsilent

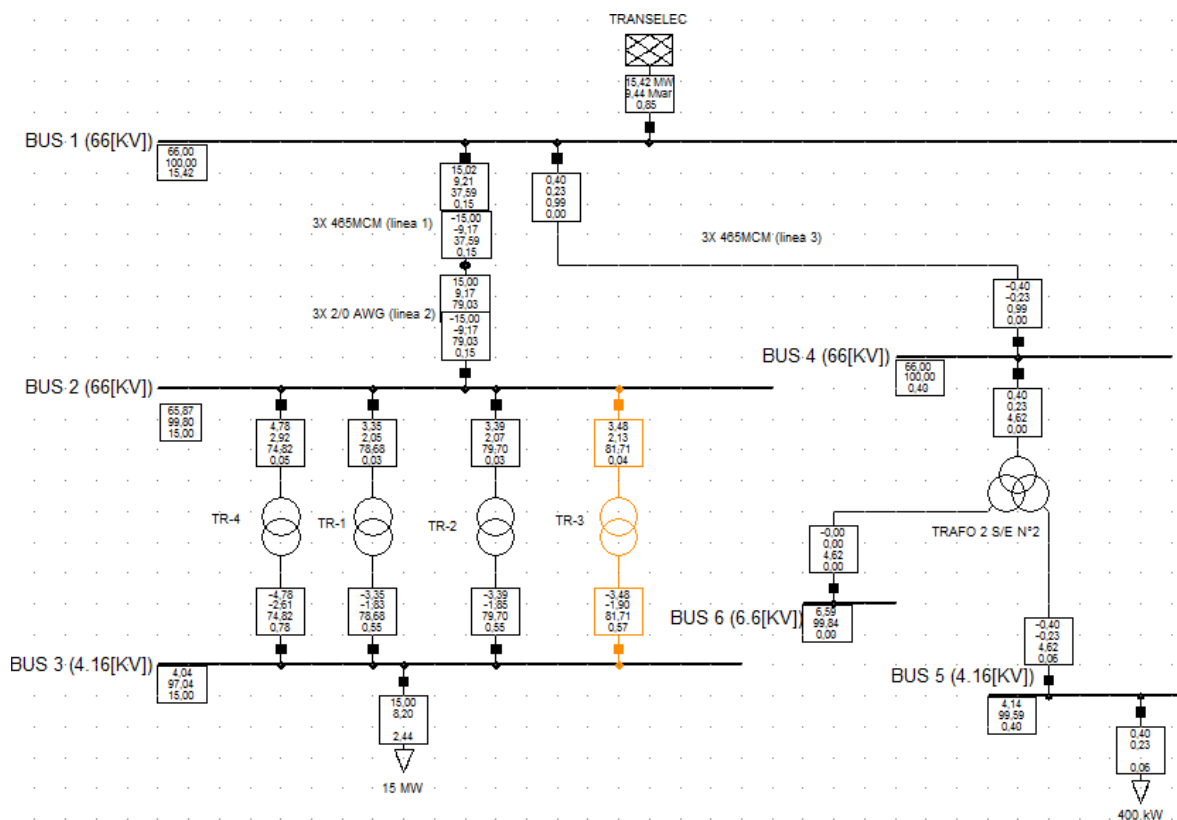
A través de la ecuación (3.2) se calcula la  $P_{total}$  con la que opera día a día la refinería, de esta manera se determina el perfil “Potencia activa v/s Tiempo” el cual se presenta en la *Figura 3.1*. Para el estudio de flujo de cargas se analizan tres escenarios distintos de consumos simulados en Digsilent: la primera es con una carga de 15 MW que corresponde al consumo promedio en los periodos en que la planta trabajo de forma regular durante un año y medio; el segundo escenario es considerado con una demanda de 17,9MW que es el valor máximo de carga registrado en el periodo analizado, y el tercer escenario es considerado con una carga de 9.5MW ya que esa es la carga requerida para hacer una desconexión total de la S/E N°1.



*Figura 3.1: Perfil potencia activa v/s tiempo*

### 3.5.1 Análisis de flujo con carga de 15 MW S/E N°1 y 0,4 MW S/E N°2

Se realiza un estudio de flujo de carga con un consumo en la S/E N°1 de 15MW considerando la operación de los cuatro transformadores. Es así, que en la *Figura 3.2* se visualiza el comportamiento de los transformadores, dando a conocer valores de potencia activa, potencia reactiva, porcentaje de carga y la intensidad de corriente eléctrica de los transformadores. Para las barras se dan a conocer la tensión de línea y la regulación de voltaje. También se identifican las corrientes y potencias de las líneas, desde la barra de 66kV (BUS N°1) hasta las S/E N°1 y S/E N°2.



*Figura 3.2: Flujo de carga con los cuatro transformadores operando*

Con referencia a los resultados descritos en la *Figura 3.2*, en la *Tabla 3.5* se resume la condición de operación de cada transformador.

*Tabla 3.5: Operación de transformadores*

Identificación	P (MW)	Q(MVAR)	Carga
TR-4	4,78	2,92	74,8%
TR-1	3,35	2,05	78,6%
TR-2	3,39	2,07	79,7%
TR-3	3,48	2,13	81,7%
TR-2 S/E N°2	0,4	0,23	4,62%

Por otro lado, en la *Tabla 3.6* se resume los niveles de regulación de tensión en las barras más relevantes de la instalación.

*Tabla 3.6: Regulación de voltaje en las barras*

Identificación	Tensión línea kV	Reg. de Voltaje
Bus n°1	66	100%
Bus n°2	65,8	99,8%
Bus n°3	4,0	97,0%
Bus n°4	66	100%
Bus n°5	4,14	99,5%
Bus n°6	6.59	99,84%

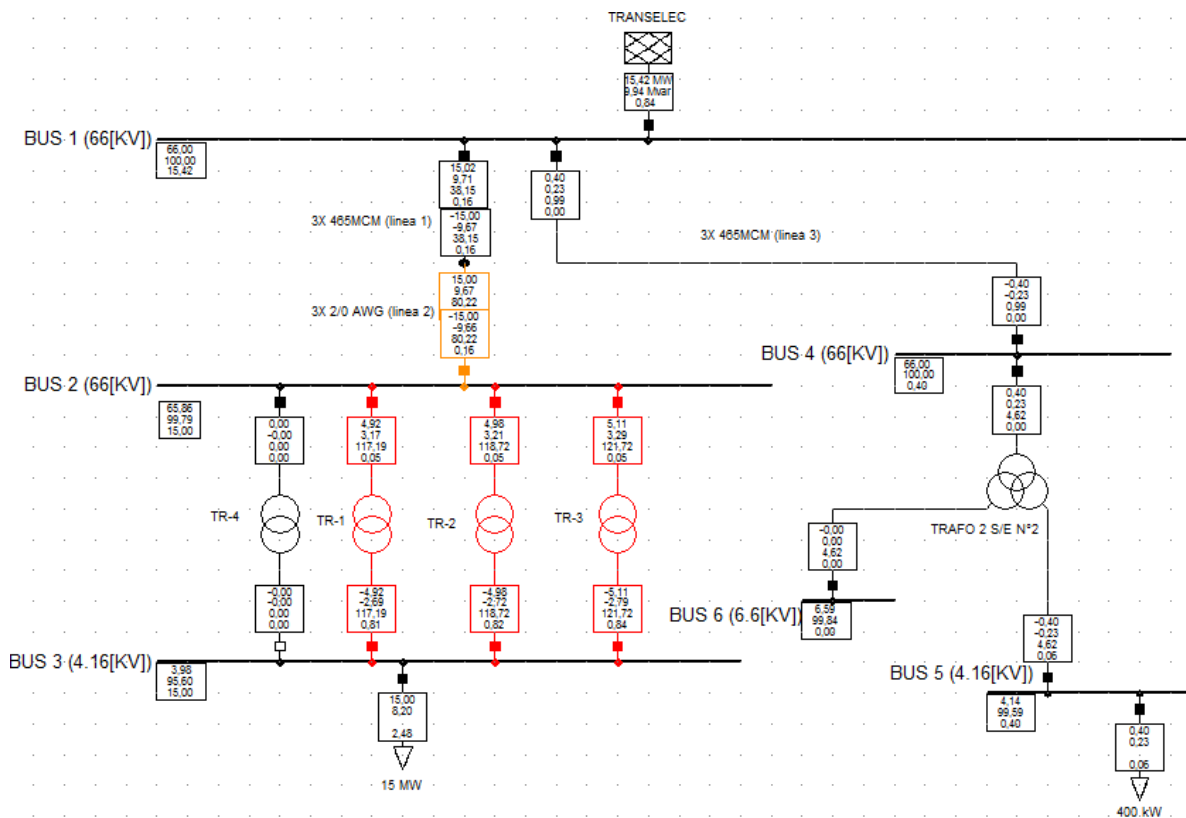
En relación con la operación de las líneas, en la *Tabla 3.7* se dan a conocer los datos más relevantes.

*Tabla 3.7: Operación de las líneas*

Identificación	P (MW)	Q(MVAR)	Carga	Corriente kA
Línea 1	15,43	9,44	38,59%	0,16
Línea 2	15,02	9,19	79,06%	0,15
Línea 3	0,4	0,23	0,99%	0

Un análisis de los resultados, permite establecer que la planta funciona dentro de parámetros satisfactorios. La carga de los transformadores de la S/E N°1 se encuentran entre un 74,93% y un 81,83% y en las barras la regulación no supera el 7,5% de la tensión nominal.

Por otro lado, al considerar la operación de la planta con el transformador N°4 desconectado, en la *Figura 3.3* se presentan los resultados del flujo de carga.



**Figura 3.3: Flujo de carga con el Transformador N°4 desconectado**

Con referencia a los resultados descritos en la *Fig 3.3*, en la *Tabla 3.8* se resume la condición de operación de cada transformador.

*Tabla 3.8: Operación de transformadores*

Identificación	P (MW)	Q(MVAR)	Carga
TR-4	0	0	0,00%
TR-1	4,92	3,17	117,19%
TR-2	4,98	3,21	118,7%
TR-3	5,11	3,29	121,7%

Por otro lado, en la *Tabla 3.9* se resume los niveles de regulación de tensión en las barras más relevantes de la instalación.

*Tabla 3.9: Regulación de voltaje en las barras*

Identificación	Tensión línea (Kv)	Reg. de voltage (%)
Bus n°1	66.0	100
Bus n°2	65,86	99.7
Bus n°3	3,98	95,6
Bus n°4	66,00	100
Bus n°5	4,14	99.5
Bus n°6	6,59	99,84

En relación con la operación de las líneas, en la *Tabla 3.10* se dan a conocer los datos más relevantes.

*Tabla 3.10: Operación de las líneas*

Identificación	P (MW)	Q(MVAR)	Carga	Corriente kA
Línea 1	15,02	9,5	37,93%	0,16
Línea 2	15,00	9,4	79,7%	0,16
Línea 3	0,4	0,23	0,99	0,00

Como se observa en la *Tabla 3.8* al desconectar el transformador N° 4 de la S/E N°1, existe un incremento considerable de sobrecarga en el resto de los transformadores, llegando incluso hasta un 121,7% de carga. Esto sucede porque la potencia requerida por el sistema se distribuye en los transformadores que están conectados. Esta situación imposibilita completamente realizar el mantenimiento de la S/E N°1.

### 3.5.2 Análisis de flujo con carga de 17,9MW S/E N°1 y 0,4 MW S/E N°2

En este escenario se analiza la condición de máxima demanda en la S/E N°1, definida en 17,9MW. En la S/E N°2 el consumo no varía considerablemente, por lo que se fija en 0,4MW; respecto del factor de potencia y como resultado del análisis de los consumos se establece un factor de potencia 0,87 inductivo. En tal sentido, en la figura 3.4 se presentan los resultados del estudio de flujo de carga al estar los cuatro transformadores de la S/E N°1 en servicio.

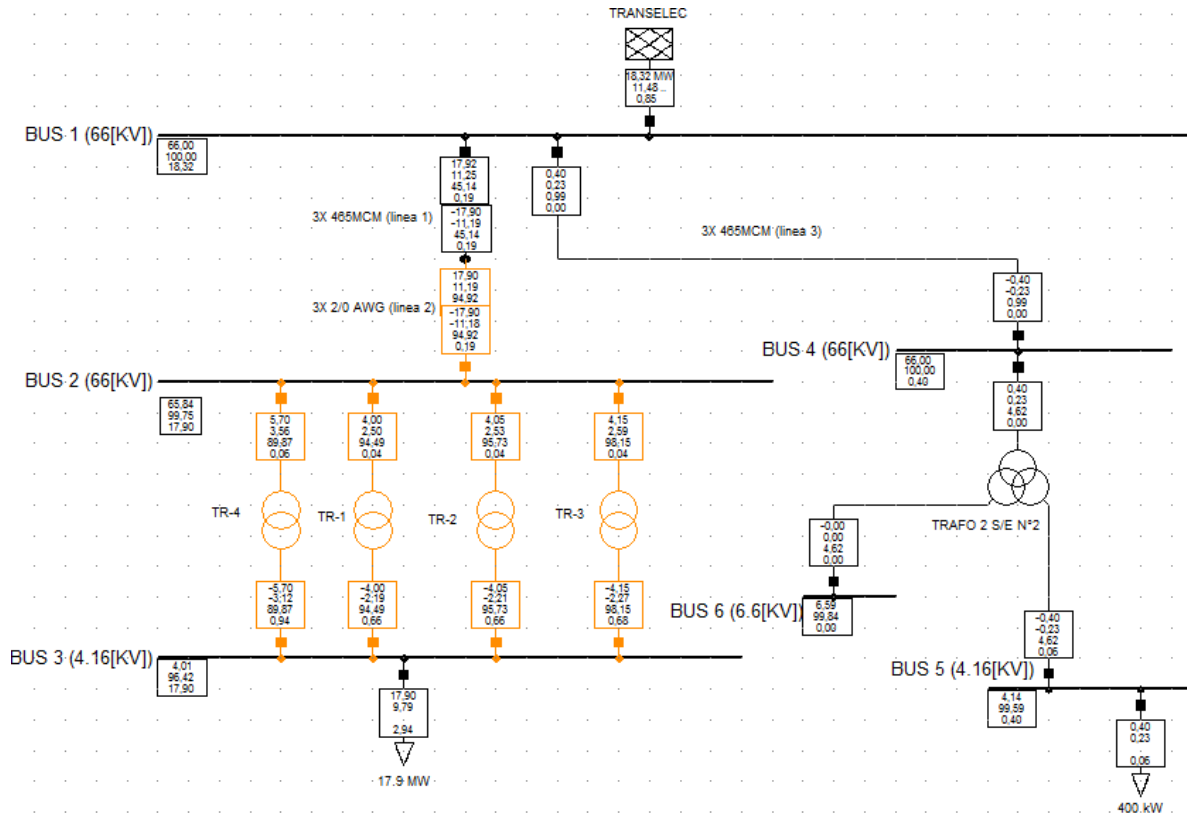


Figura 3.4: Flujo de carga con los cuatro transformadores operando

Con referencia a los resultados descritos en la Figura 3.4, en la Tabla 3.11 se resume la condición de operación de cada transformador.

*Tabla 3.11: Operación de transformadores*

Identificación	P (MW)	Q(MVAR)	Carga
TR-4	5,7	3,56	89.87%
TR-1	4	2,5	94,49%
TR-2	4,05	2,53	95,73%
TR-3	4,15	2,59	98,15%
TR-2 S/E N°2	0,4	0,13	4.62%

Por otro lado, en la *Tabla3.12* se resume los niveles de regulación de tensión en las barras más relevantes de la instalación.

*Tabla 3.12: Regulación de voltaje en las barras*

Identificación	Tensión línea kV	Reg.de Voltaje
Bus n°1	66.0	100%
Bus n°2	65,84	99.75%
Bus n°3	4.01	96.42%
Bus n°4	66	100%
Bus n°5	4.14	99.59%
Bus n°6	6.59	99.84%

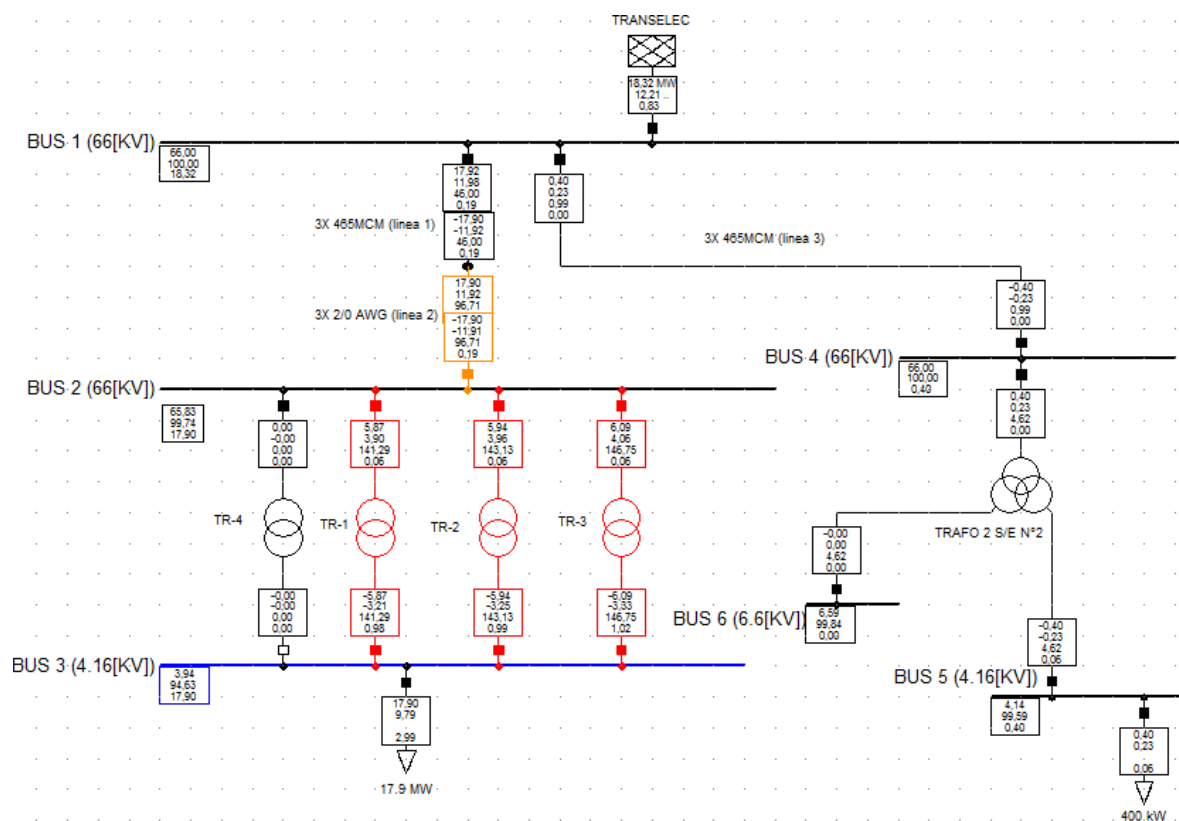
En relación con la operación de las líneas, en la *Tabla3.13* se dan a conocer los datos más relevantes.

*Tabla 3.13: Potencias en las líneas*

Identificación	P (MW)	Q(MVAR)	Carga	Corriente kA
Línea 1	17.92	11,25	45,14	0,19
Línea 2	17,9	11,19	94,92	0,19
Línea 3	0,4	0,23	0,99	0.00

Con referencia a los resultados descritos en la *Tabla3.11*, se puede apreciar que los transformadores están operando entre un 89.87% y un 98,15% de su carga, muy cercano a su potencia máxima, lo que hace prácticamente imposible desconectar alguno de los transformadores. En las barras, la regulación de voltaje no supera el 7,5% cumpliendo así con la Norma Chilena de Electricidad NSEG 5.

Por otro lado, al considerar la operación de la planta con el transformador N°4 desconectado, en la *Figura 3.5* se presentan los resultados del flujo de carga.



**Figura 3.5: Flujo de carga con el Transformador N°4 desconectado**

Con referencia a los resultados descritos en la *Fig 3.5*, en la *Tabla 3.14* se resume la condición de operación de cada transformador.

*Tabla 3.14: Operación de transformadores*

Identificación	P (MW)	Q(MVAR)	Carga
TR-4	0	0	0,00%
TR-1	5,87	3,9	141,29%
TR-2	5,94	3,96	143,13%
TR-3	6,09	4,06	146,75%
TR-2 S/E N°2	0,4	0,23	4,62%



Por otro lado, en la *Tabla 3.15* se resume los niveles de regulación de tensión en las barras más relevantes de la instalación.

*Tabla 3.15: Regulación de voltaje en las barras*

Identificación	Tensión línea kV	Reg.de Voltaje
Bus n°1	66.0	100%
Bus n°2	65,83	99.74%
Bus n°3	3,94	94.63%
Bus n°4	66	100%
Bus n°5	4.14	99.59%
Bus n°6	6.59	99.84%

En relación con la operación de las líneas, en la *Tabla3.16* se dan a conocer los datos más relevantes.

*Tabla 3.16: Operación de las líneas*

Identificación	P (MW)	Q(MVAR)	Carga	Corriente kA
Línea 1	17.92	11,98	46%	0,19
Línea 2	17,9	11,92	96.71%	0,19
Línea 3	0,4	0,23	0,99	0.00

Como se observa en la *Tabla3.14*, al desconectar el transformador N° 4 de la S/E N°1, existe un incremento considerable de sobrecarga en el resto de los transformadores, llegando hasta un 146,75% de carga. Esta situación imposibilita completamente realizar el mantenimiento de dicho transformador.

# **CAPÍTULO IV**

## **Interconexión de subestaciones**

## Capítulo 4 – Interconexión de subestaciones

### 4.1 Dimensionamiento de línea

Como se desprende del análisis del capítulo anterior, es necesario conectar ambas subestaciones a través de una línea, para que la S/E N°2 pueda complementar la alimentación de las distintas áreas de la refinería, mientras a la S/E N°1 se le realiza mantenimiento. Para esto es necesario dimensionar los conductores, efectuándose de acuerdo a la tensión nominal y a los siguientes criterios:

- ✓ Capacidad de transporte del conductor.
- ✓ Máxima caída de tensión permitida.
- ✓ Máxima corriente de cortocircuito

#### 4.1.1 Capacidad de transporte del conductor

Las tablas del capítulo N° 8 de la Norma NchElec 4/2003 y tablas de características de conductores que existen en el comercio, permiten determinar los valores de corriente aceptadas para diferentes tipos de conductores eléctricos, según los principios fundamentales de utilización y protección de las personas. De igual manera las tablas de capacidades de transporte admisibles permiten determinar directamente la sección de los conductores.

La corriente admisible teórica ( $I_{tabla}$ ) de un alimentador formado por “n” conductores por fase viene dada por la aplicación del factor de corrección por número de conductores ( $f_n$ ) y el factor de corrección por temperatura ( $f_t$ ), esto es:

$$I_{tabla} = \frac{1,25 * I_{nominal}}{n * f_n * f_t} \quad (4.1)$$

La potencia aparente máxima que puede circular por el alimentador, es la potencia aparente máxima del transformador de la S/E N°2 en el lado de 4,16kV que corresponde a 10MVA, así la corriente nominal resulta ser:

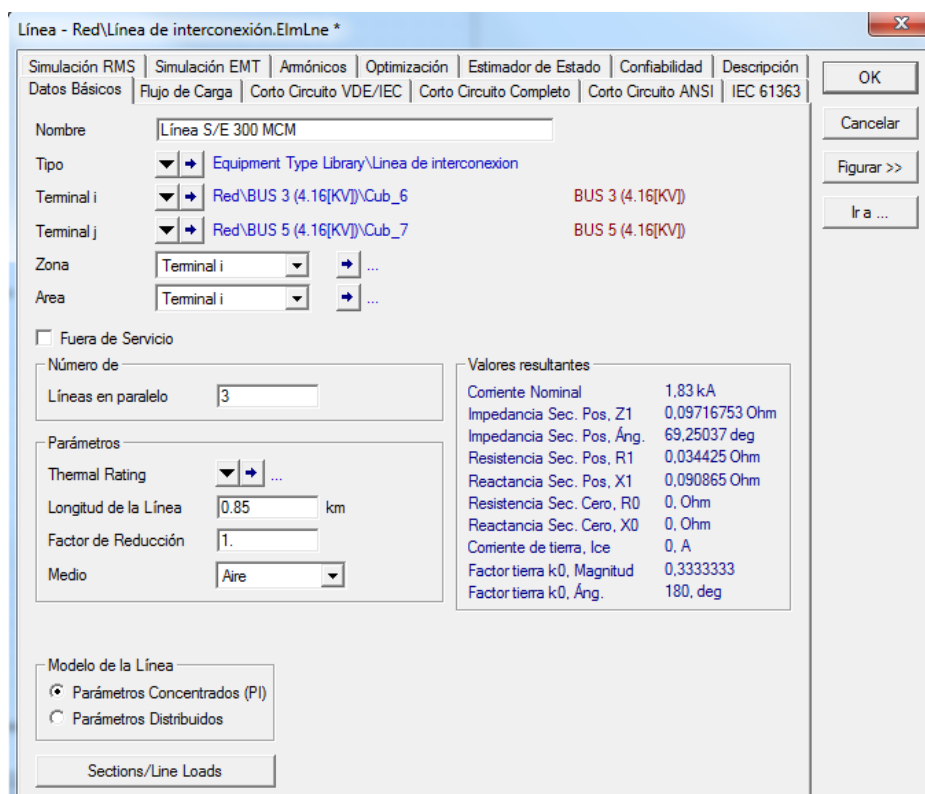
$$I_{nominal} = \frac{10 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 4.16 \cdot 10^3} = 1387,86(A) \quad (4.2)$$

Por lo tanto, al considerar 3 conductores por fase, la corriente admisible teórica resulto ser:

$$I_{tabla} = \frac{1,25 \cdot 1387,86}{3 \cdot 1 \cdot 1,04} = 556,03(A)$$

Por lo tanto, a partir de datos de conductores de cobre comercial, para una corriente admisible teórica de 556,03(A) se escoge 3 conductores por fase de 300(MCM).

Conocidos los datos básicos del nuevo alimentador, se ingresa la información al programa Digsilent, determinándose los parámetros eléctricos, según se presenta en la *Figura 4.1*



**Figura 4.1: Parámetros del nuevo alimentador.**

### 4.1.2 Regulación de tensión

- ✓ Según la Norma Chilena de Electricidad NSEG 5. En 71. Artículo 9.1, las variaciones del voltaje en la red de distribución no deberá ser superiores a 7.5 % de la tensión nominal. Así, para determinar la regulación de tensión se emplea la siguiente ecuación:

$$\text{Reg \%} = \frac{(V_1 - V_2) * 100}{V_1} \quad (4.3)$$

Sometiendo el alimentador a la peor situación, esto es la S/E N°1 desconectada, S/E N°2 alimentando al sistema con una carga de 9.5MVA factor de potencia 0,87 ind. (BUS 3), mientras que la carga en la S/E N°2 se mantiene en 0,4 MVA factor de potencia 0,87 ind (BUS 5) (véase *Figura 4.6: Flujo de carga operando con los cuatro transformadores de la S/E N°1 en vacío, pág 50*) se tiene:

$$\text{Reg \%} = \frac{(4,26 - 4,04) * 100}{4,26} = 5.16\%$$

Los resultados arrojan que la variación de tensión alcanza un 5,16%, cumpliendo de esta manera con la normativa.

### 4.1.3 Máxima corriente de cortocircuito

El estudio de la máxima corriente de corto circuito, se realiza para determinar la máxima sollicitación térmica a que se ve expuesto un conductor durante la evolución de un corto circuito. Entonces existirá una corriente mínima  $I_{CC}$  del conductor que será en función de la sección del conductor instalado para la alimentación.

Para determinar si la capacidad de corto circuito del conductor instalado es adecuada para el sistema, se deberá verificar que ésta sea mayor que la capacidad de corto circuito en el punto donde se instala, entonces:

$$I_{CC \text{ CONDUCTOR}} > I_{CC \text{ SISTEMA}} \quad (4.4)$$

El  $I_{CC \text{ SISTEMA}}$  corresponde a 35,37 kA que es la corriente de cortocircuito en la barra 3 (BUS 3).

El  $I_{CC \text{ CONDUCTOR}}$  correspondiente a la máxima corriente a la que se expone el conductor en el cortocircuito, calculándose de esta manera con la siguiente ecuación:

$$I_{CC \text{ CONDUCTOR}} = \frac{K \cdot S}{\sqrt{t}} \quad (4.5)$$

Dónde:

K: 142 para conductores de 90 °C; 104 para conductores de 75 °C

S: Sección del conductor (mm<sup>2</sup>).

t: Tiempo de operación (0.352 seg).

Para conductores de media tensión la temperatura es de 90°C, mientras que la sección del conductor es 300MCM lo que corresponde a 201,06 mm<sup>2</sup> entonces según ecuación (4.5):

$$I_{CC \text{ CONDUCTOR}} = \frac{142 \cdot 201,06}{\sqrt{0.352}} = 48,12 \text{ kA}$$

Por lo tanto cumple el requerimiento de corto circuito. Cabe destacar que el cálculo de cortocircuito se describe en detalle en el Capítulo 6.

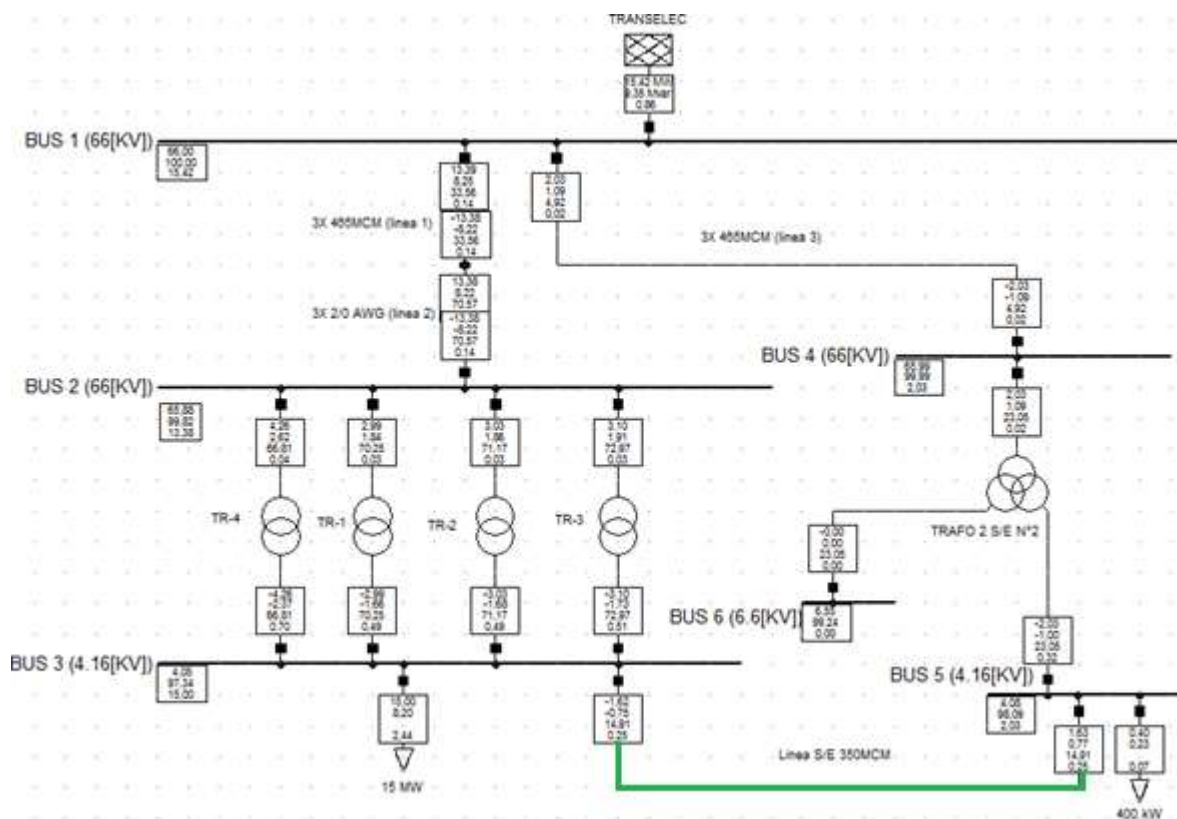
## 4.2 Análisis de flujo de carga con línea interconectada

A continuación se realiza los mismos flujos de carga analizado en el capítulo anterior, pero incorporando el nuevo alimentador.

Cabe destacar, que el estudio de flujo de cargas tiene como propósito verificar, si con el nuevo alimentador es posible desconectar la S/E N°1; sin que ello origine una operación deficiente en la red eléctrica.

### 4.2.1 Análisis de flujo de carga con los cuatro transformadores operando con 15MW S/E N°1 y 0,4 MW S/E N°2.

En la *Figura 4.1* se da a conocer el estudio de flujo de carga con el nuevo alimentador y con una demanda de 15 MW en la S/E N°1 y una demanda de 0,4 MW en la S/E N°2.



*Figura 4.1: Flujo de carga con los cuatro transformadores operando*

Con referencia a los resultados descritos en la *Figura 4.1*, en la *Tabla 4.1* se resume la condición de operación de cada transformador.

*Tabla 4.1: Operación de transformadores*

Identificación	P (MW)	Q (MVAR)	Carga
TR-4	4,26	2,62	66,81%
TR-1	2,99	1,84	70,25%
TR-2	3,03	1,86	71,17%
TR-3	3,10	1,91	72,97%
TR-2 S/E N°2	2,03	1,09	23.05%

Por otro lado, en la *Tabla 4.2* se resume los niveles de regulación de tensión en las barras más relevantes de la instalación.

*Tabla 4.2: Regulación de voltaje en las barras*

Identificación	Tensión línea kV	Reg.de Voltaje
Bus n°1	66	100%
Bus n°2	65,88	99,82%
Bus n°3	4,05	97.34%
Bus n°4	65,99	99,99%
Bus n°5	4,08	98,09%
Bus n°6	6.55	99.24%



En relación con la operación de las líneas, en la *Tabla 4.3* se dan a conocer los datos más relevantes.

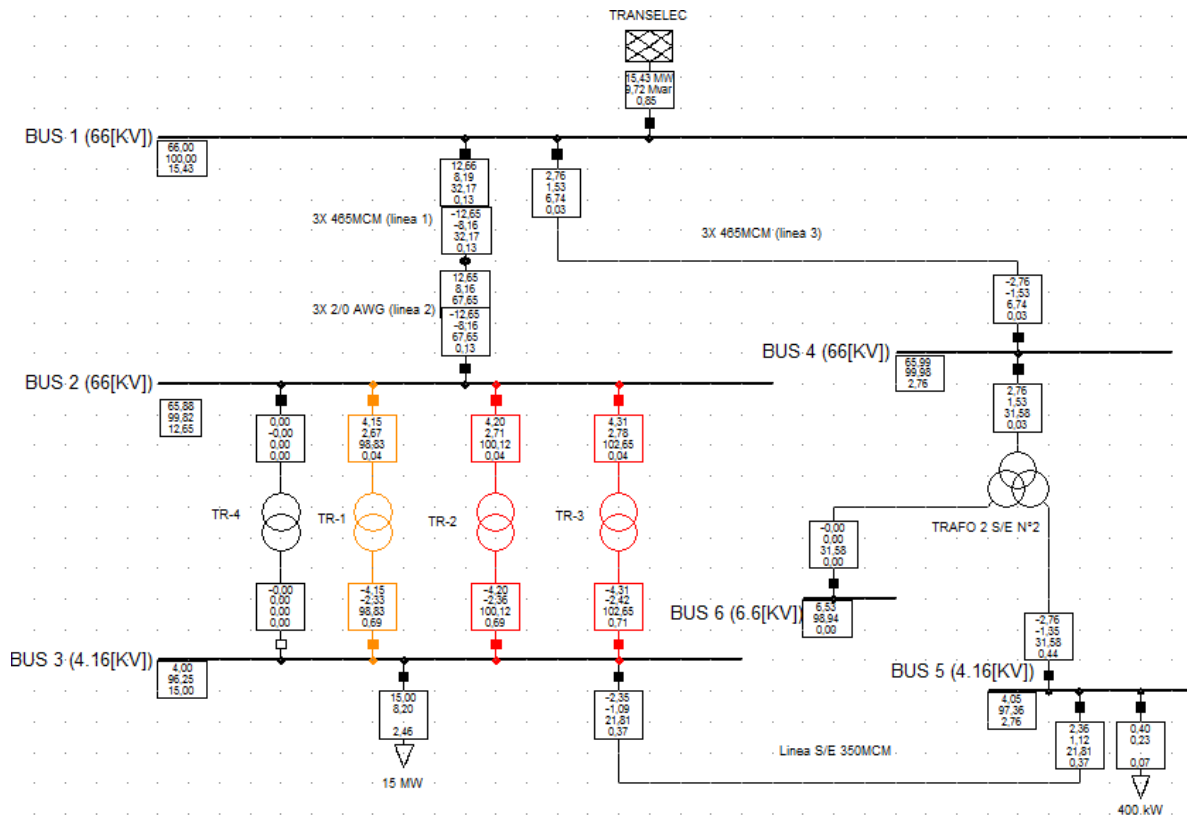
*Tabla 4.3: Operación de las líneas*

Identificación	P (MW)	Q(MVAR)	Carga	Corriente kA
Línea 1	13,39	8,28	33.58%	0,14
Línea 2	13,38	8,25	70.61%	0,14
Línea 3	2.03	1,07	4,90%	0,02
Línea S/E	1,63	0,75	13,88%	0,25

Como se aprecia en la *Figura 4.1*, la carga en los transformadores de la S/E N°1 disminuye y se mantiene entre un 66,81% y un 72,97%, mientras que el transformador de la S/E N°2 aumenta levemente, alcanzando un 23,05%, esto sucede por la interconexión de las subestaciones a través del nuevo alimentador calculado. La regulación de voltaje en las barras no superan el 7,5% de la tensión nominal, manteniéndose dentro de los límites que indica la norma, las condiciones de las líneas se mantiene en niveles estables.

#### 4.2.2 Análisis de flujo de carga con el Transformador N°4 desconectado operando con 15MW S/E N°1 y 0,4 MW S/E N°2.

En la *Figura 4.2* se da a conocer el estudio de flujo de carga con el nuevo alimentador y considerando el Transformador N°4 desconectado.



**Figura 4.2:** Flujo de carga con el Transformador N°4 desconectado

Con referencia a los resultados descritos en la *Figura 4.2*, en la *Tabla 4.4* se resume la condición de operación de cada transformador.

*Tabla 4.4:* Operación de transformadores

Identificación	P (MW)	Q (MVAR)	Carga IN
TR-4	0	0	0,00%
TR-1	4,15	2,67	99,83%
TR-2	4,20	2,71	100,12%
TR-3	4,31	2,78	102,65%
TR-2 S/E N°2	2,76	1,53	6,74%

Por otro lado, en la *Tabla 4.5*, se resume los niveles de regulación de tensión en las barras más relevantes de la instalación.

*Tabla 4.5: Regulación de voltaje en las barras*

Identificación	Tensión línea kV	Reg.de Voltaje
Bus n°1	66	100%
Bus n°2	65,88	99,82%
Bus n°3	4,00	96.25%
Bus n°4	65,99	99,98%
Bus n°5	4,05	97,36%
Bus n°6	6,53	98,94%

En relación con la operación de las líneas, en la *Tabla 4.6* se dan a conocer los datos más relevantes.

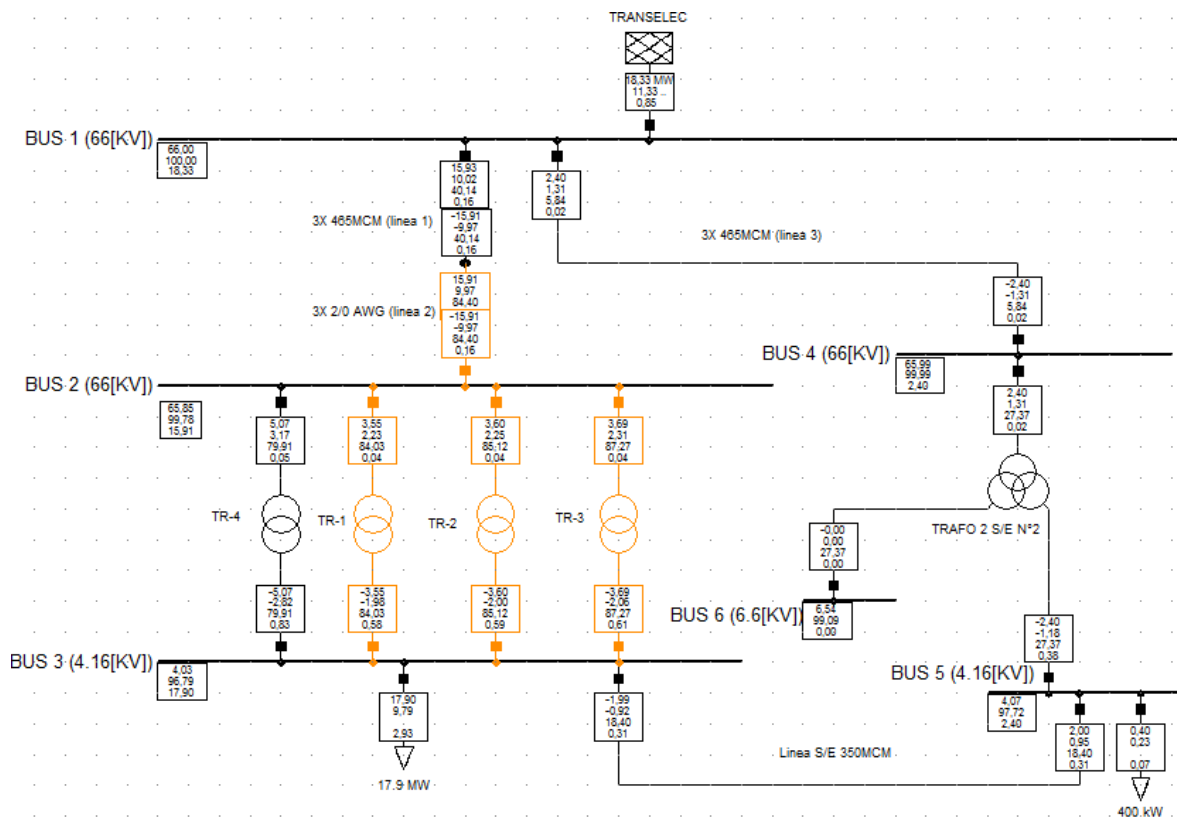
*Tabla 4.6: Operación de las líneas*

Identificación	P (MW)	Q (MVAR)	Carga	Corriente kA
Línea 1	12.66	8,22	32.21%	0,13
Línea 2	12,65	8,19	67,71%	0,13
Línea 3	2,77	1,50	6.72%	0,03
Línea S/E	2,37	1,09	20,31%	0,37

Como se aprecia en la *Figura 4.2*, al desconectar el transformador N°4 de la S/E N°1, el resto de los transformadores alcanza hasta un 102,65% de carga, bajo esta situación se puede realizar un mantenimiento, pero no es totalmente confiable debido a la leve sobrecarga. La regulación de voltaje en las barras y condiciones de las líneas se mantiene en niveles estables.

### 4.2.3 Análisis de flujo de carga con los cuatro transformadores operando con 17,9 MW S/E N°1 y 0,4 MW S/E N°2.

En la *Figura 4.3* se da a conocer el estudio de flujo de carga con el nuevo alimentador y con una demanda de 17,9 MW en la S/E N°1 y una demanda de 0,4 MW en la S/E N°2.



*Figura 4.3: Flujo de carga con los cuatro transformadores operando*

Con referencia a los resultados descritos en la *Figura 4.3*, en la *Tabla 4.7* se resume la condición de operación de cada transformador.

*Tabla 4.7: Operación de transformadores*

Identificación	P (MW)	Q (MVAR)	Carga IN
TR-4	5,07	3,18	79,91%
TR-1	3,55	2,23	84,03%
TR-2	3,6	2,25	85,12%
TR-3	3,69	2,31	87,27%
TR-2 S/E N°2	2,4	1,31	27,37%

Por otro lado, en la *Tabla 4.8*, se resume los niveles de regulación de tensión en las barras más relevantes de la instalación.

*Tabla 4.8: Regulación de voltaje en las barras*

Identificación	Tensión línea kV	Reg.de Voltaje
Bus n°1	66.0	100%
Bus n°2	65,85	99,78%
Bus n°3	4,03	96,79%
Bus n°4	65,99	99,99%
Bus n°5	4,07	97,72%
Bus n°6	6,54	99,09%

En relación con la operación de las líneas, en la *Tabla 4.9* se dan a conocer los datos más relevantes.

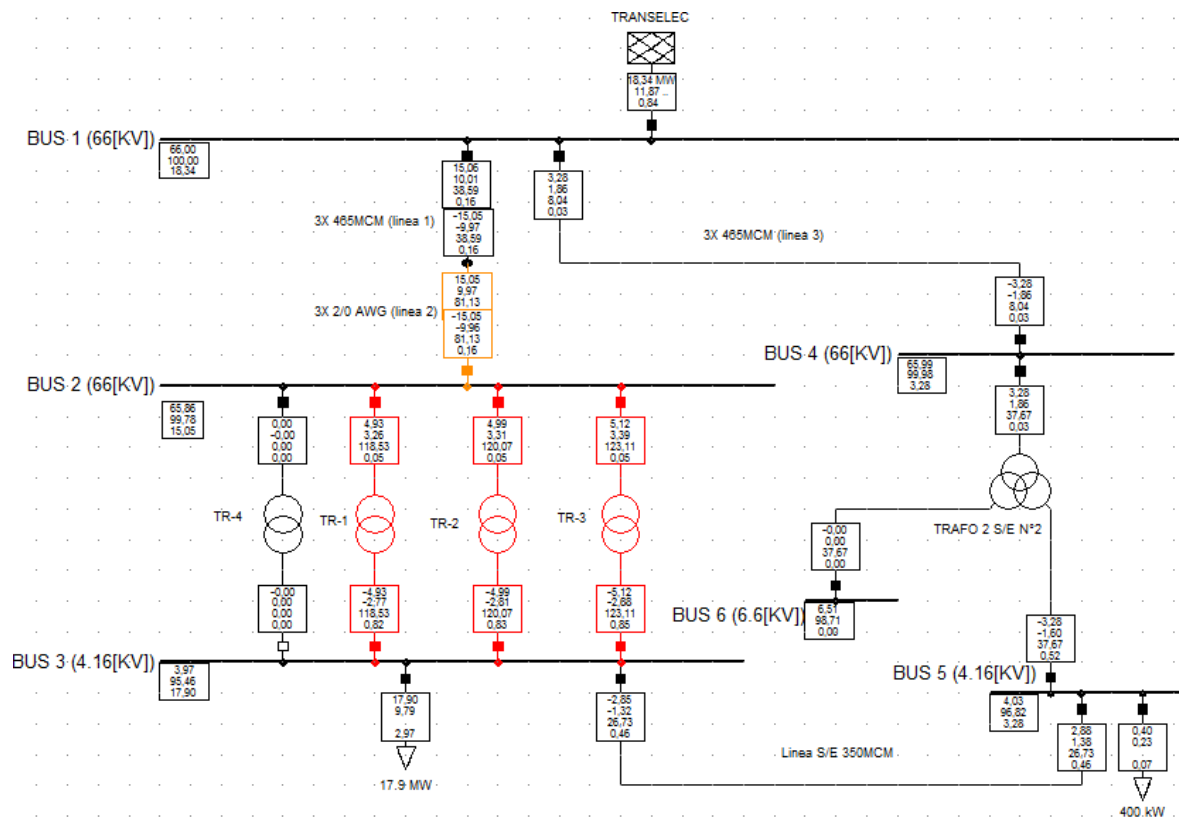
*Tabla 4.9: Operación de las líneas*

Identificación	P (MW)	Q (MVAR)	Carga	Corriente kA
Línea 1	15,92	10,05	40,17	0,16
Línea 2	15,91	10,00	84,46	0,16
Línea 3	2,41	1,28	5,84	0,02
Línea S/E	2,01	0,92	17,13%	0,31

Al aumentar la carga a 17,9 MVA, los transformadores alcanzan hasta una carga de 87,27%. La regulación de voltaje en las barras y condiciones de las líneas se mantiene en niveles estables.

#### 4.2.4 Análisis de flujo de carga con el Transformador N°4 desconectado operando con 17,9 MW S/E N°1 y 0,4 MW S/E N°2.

En la *Figura 4.4* se da a conocer el estudio de flujo de carga con el nuevo alimentador y considerando el Transformador N°4 desconectado.



**Figura 4.4:** Flujo de carga con el Transformador N°4 desconectado

Con referencia a los resultados descritos en la *Figura 4.4*, en la *Tabla 4.10* se resume la condición de operación de cada transformador.

*Tabla 4.10: Operación de transformadores*

Identificación	P (MW)	Q (MVAR)	Carga IN
TR-4	0,00	0,00	0,00%
TR-1	4,93	3,26	118,53%
TR-2	4,99	3,31	120,07%
TR-3	5,12	3,39	123,11%
TR-2 S/E N°2	3,28	1,86	37,67%

Por otro lado, en la *Tabla 4.11*, se resume los niveles de regulación de tensión en las barras más relevantes de la instalación.

*Tabla 4.11: Regulación de voltaje en las barras*

Identificación	Tensión línea kV	Reg.de Voltaje
Bus n°1	66.0	100%
Bus n°2	65,86	99,78%
Bus n°3	3,97	95,46%
Bus n°4	65,99	99,98%
Bus n°5	4,03	96,82%
Bus n°6	6,51	98,71%

En relación con la operación de las líneas, en la *Tabla 4.12* se dan a conocer los datos más relevantes.

*Tabla 4.12: Operación de las líneas*

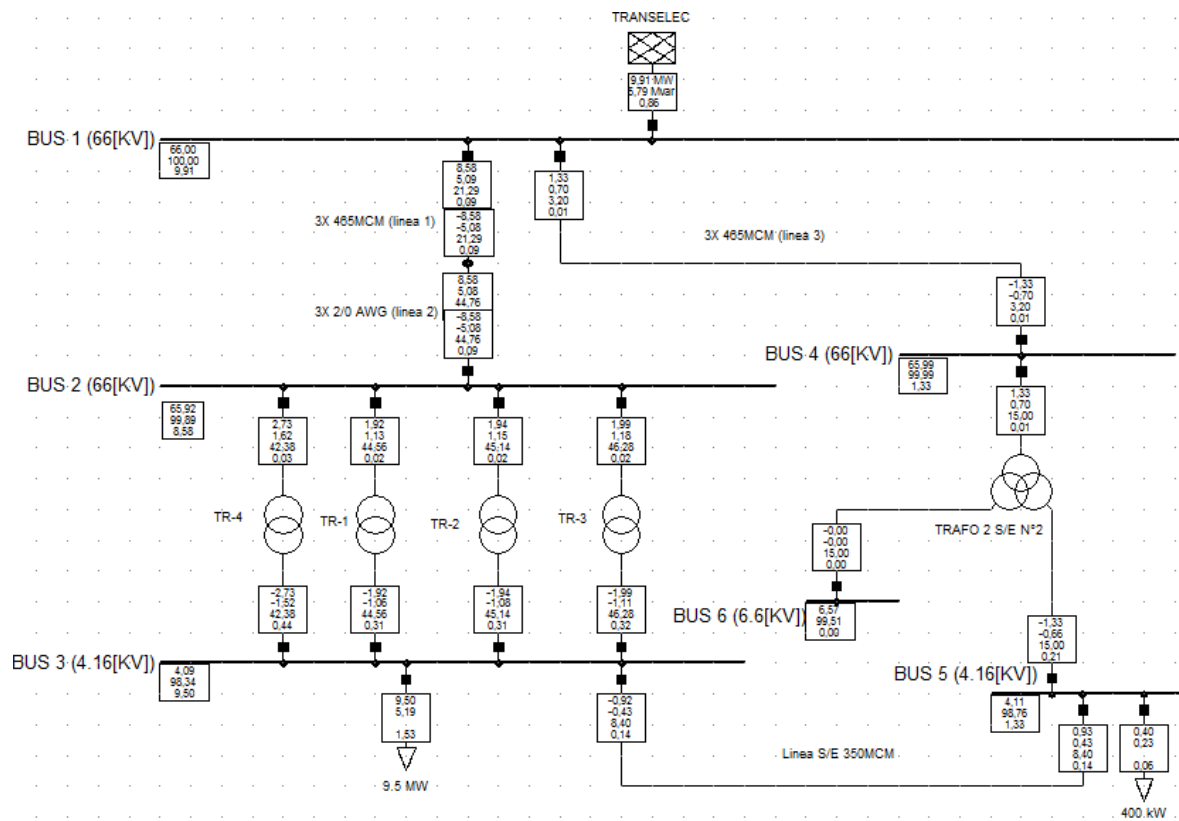
Identificación	P (MW)	Q (MVAR)	Carga	Corriente kA
Línea 1	15,06	10,05	38,63%	0,16
Línea 2	15,04	10,01	81,21%	0,16
Línea 3	3,29	1,82	8,01%	0,03
Línea S/E	2,89	1,34	24,90%	0,46

Como se aprecia en la *Figura 4.4*, los transformadores operan hasta con un 123,11% de carga, bajo este escenario no se debe realizar ningún tipo de mantenimiento ya que los transformadores se podrían ver afectados debido a la cantidad de años que llevan en operación. La regulación de voltaje en las barras y condiciones de las líneas se mantiene en niveles estables.

Como resultado del estudio de flujo de carga con el nuevo alimentador, es posible verificar el correcto funcionamiento de la refinera al operar con su consumo normal (15MW) , ya que es posible realizar un mantenimiento a los transformadores de la S/E N°1, pero al realizar el flujo de carga con un consumo de 17,9 MW la carga aumenta considerablemente, por lo que es necesario disminuir la carga en la S/E N°1 para así realizar una mantención segura.

### 4.2.5 Análisis de flujo de carga con los cuatro transformadores operando con 9,5 MW S/E N°1 y 0,4 MW S/E N°2.

En la *Figura 4.5* se da a conocer el estudio de flujo de carga con el nuevo alimentador y con una demanda de 9,5 MW en la S/E N°1 y una demanda de 0,4 MW en la S/E N°2.



**Figura 4.5:** Flujo de carga con los cuatro transformadores operando

Con referencia a los resultados descritos en la *Figura 4.5*, en la *Tabla 4.13* se resume la condición de operación de cada transformador.

*Tabla 4.13: Operación de transformadores*

Identificación	P (MW)	Q (MVAR)	Carga
TR-4	2,73	1,62	42,38%
TR-1	1,92	1,13	44,56%
TR-2	1,94	1,15	45,14%
TR-3	1,99	1,18	46,28%
TR-2 S/E N°2	1,33	0,70	15,00%



Por otro lado, en la *Tabla 4.14* se resume los niveles de regulación de tensión en las barras más relevantes de la instalación.

*Tabla 4.14: Regulación de voltaje en las barras*

Identificación	Tensión línea kV	Reg.de Voltaje
Bus n°1	66,00	100,00%
Bus n°2	65,92	99,89%
Bus n°3	4,09	98,34%
Bus n°4	65,99	99,99%
Bus n°5	4,11	98,76%
Bus n°6	6,57	99,51%

En relación con la operación de las líneas, en la *Tabla 4.15* se dan a conocer los datos más relevantes.

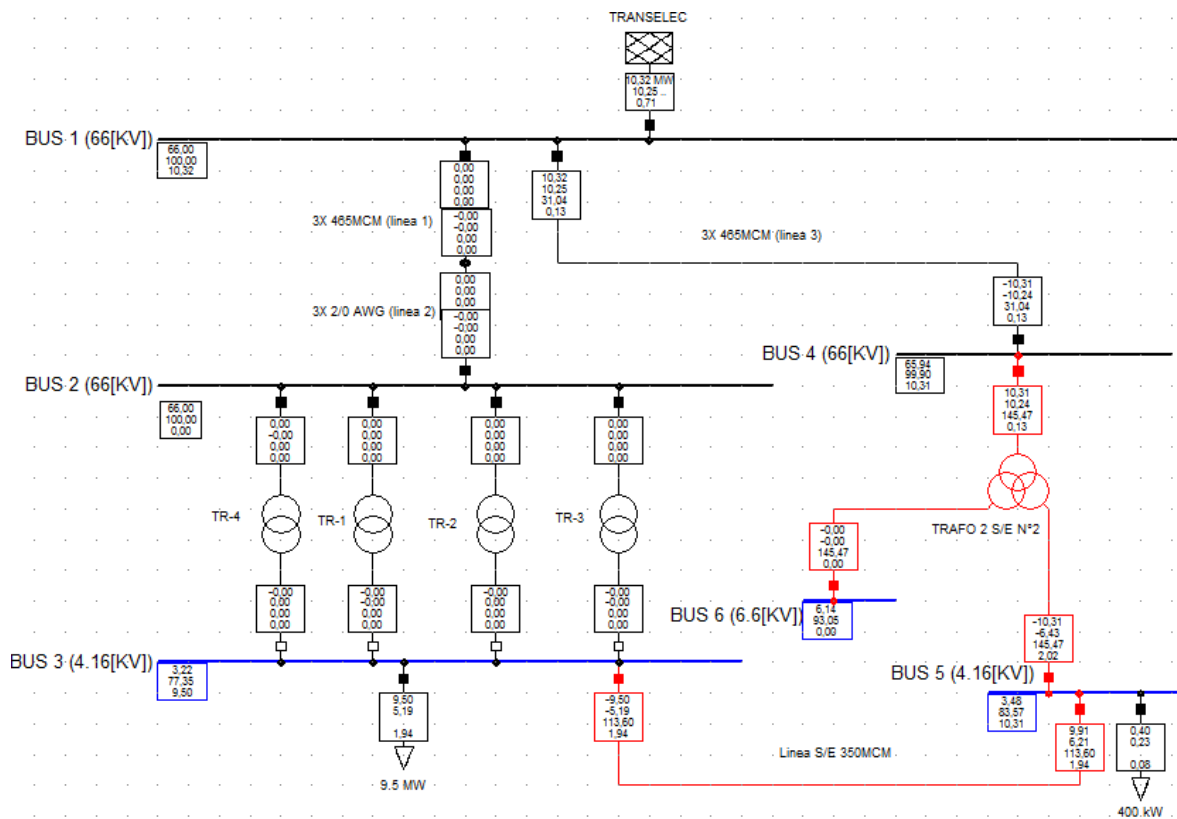
*Tabla 4.15: Operación de las líneas*

Identificación	P (MW)	Q(MVAR)	Carga	Corriente kA
Línea 1	8,58	5,10	21,30%	0,09
Línea 2	8,58	5,09	44,78%	0,09
Línea 3	1,33	0,70	3,20%	0,01
Línea S/E	0,93	0,42	7,82%	0,14

Los resultados arrojan que la planta funciona dentro de parámetros satisfactorios. La carga de los transformadores de la S/E N°1 se encuentra entre un 42,38% y 46,28%, la S/E N°2 se encuentra con un 15% de su carga y las barras no superan el 7,5% de regulación.

#### 4.2.6 Análisis de flujo de carga con los cuatro transformadores fuera de servicio con 9,5 MW en S/E N°1 y 0,4 MW en S/E N°2.

En la *Figura 4.6* se da a conocer el estudio de flujo de carga con el nuevo alimentador y considerando la S/E N°1 fuera de servicio.



**Figura 4.6:** Flujo de carga con los cuatro transformadores de la S/E N°1 fuera de servicio

Con referencia a los resultados descritos en la *Figura 4.6*, en la *Tabla 4.16* se resume la condición de operación de cada transformador.

*Tabla 4.16.: Operación de transformadores*

Identificación	P (MW)	Q (MVAR)	Carga
TR-4	0,00	0,00	0,00
TR-1	0,00	0,00	0,00
TR-2	0,00	0,00	0,00
TR-3	0,00	0,00	0,00
TR-2 S/E N°2	10,31	10,24	145,47%

Por otro lado, en la *Tabla 4.17* se resume los niveles de regulación de tensión en las barras más relevantes de la instalación.

*Tabla 4.17: Regulación de voltaje en las barras*

Identificación	Tensión línea kV	Reg.de Voltaje
Bus n°1	66,00	100,00%
Bus n°2	66,00	100,00%
Bus n°3	3,22	77,35%
Bus n°4	65,94	99,90%
Bus n°5	3,48	83,57%
Bus n°6	6,14	93,05%

En relación con la operación de las líneas, en la *Tabla 4.18* se dan a conocer los datos más relevantes.

*Tabla 4.18: Operación de las líneas*

Identificación	P (MW)	Q(MVAR)	Carga	Corriente kA
Línea 1	0,00	0,00	0,00%	0,00
Línea 2	0,00	0,00	0,00%	0,00
Línea 3	10,39	10,35	31,29%	0,13
Línea S/E	9,99	6,24	107,06%	1,96

Como se aprecia en la *Figura 4.6*, al desconectar todos los transformadores de la S/E N°1 el transformador de la S/E N°2 queda con una carga de 145,47%, lo que se considera una sobrecarga inadmisibles para dicho transformador, por lo cual no sería posible desconectar la S/E N°1 para realizarle algún tipo de mantención; además la regulación de voltaje en las barras 3 y 5 disminuye en más de un 7,5% de su tensión nominal, lo cual no está dentro de los límites que indica la norma; por otro lado, la línea de interconexión llega a un 113,60% de su capacidad de carga.

# **CAPÍTULO V**

## **Incorporación de Banco de Condensadores a S/E N°2**

## 5.1 Dimensionamiento Banco de Condensador

Como se comprobó en el punto anterior, en algunos casos en donde el consumo es alto la interconexión de las subestaciones no bastó para disminuir la carga de los transformadores a valores seguros para realizar una mantención. Mientras que la carga en el transformador de la S/E N°2 se mantiene baja. Para lograr disminuir la carga en la S/E N°1 es necesario dimensionar un banco de condensador y ubicarlo en el BUS 5, barra donde se encuentra conectado el transformador de la S/E N°2. La finalidad es inyectar potencia reactiva capacitiva al sistema para compensar la potencia reactiva inductiva de los transformadores obteniendo como resultado una disminución de la potencia aparente y a la vez una disminución de la carga de los transformadores de la subestación N°1 y un aumento en la carga del transformador de la subestación N°2.

### 5.1.1 Dimensionamiento de banco de condensadores en escenario I

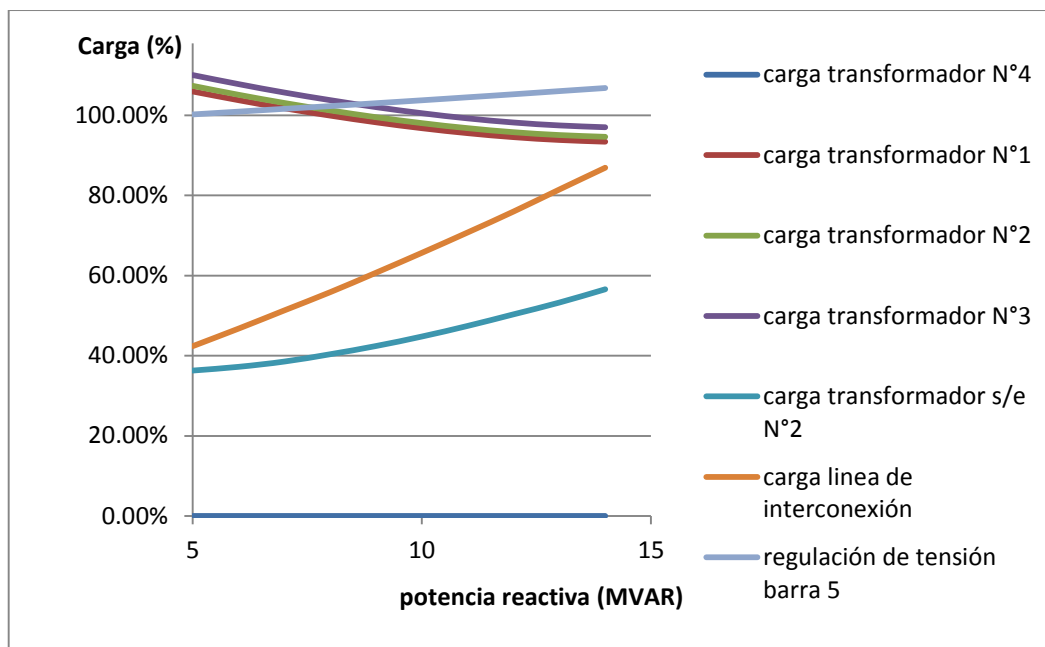
El sistema en estudio fue expuesto a los escenarios más desfavorables para dimensionar correctamente el banco de condensadores.

Al considerar un flujo de  $15\text{ MW}$  en S/E N°1 y  $0,4\text{ MW}$  en S/E N°2, se analiza la operación de la red para distintos valores de potencia reactiva del banco de condensadores en un rango desde 5 MVAR hasta 14 MVAR, y cuyos resultados se presentan en la *Tabla 5.1*.

*Tabla 5.1: Flujo de carga con 15MW en S/E N°1 y 0,4MW en S/E N°2*

BANCO MVAR	% CARGA							TENSION BARRA 5
	TR-4	TR-1	TR-2	TR-3	S/E N°2	LINEA S/E	BARRA 5	
5	0,00%	86,92%	88,06%	90,28%	31,22%	38,66%	100,78%	4,19 kV
6	0,00%	85,00%	86,11%	88,28%	32,55%	43,22%	101,47%	4,22 kV
7	0,00%	83,27%	84,36%	86,49%	34,30%	47,94%	102,17%	4,25 kV
8	0,00%	81,78%	82,85%	84,94%	36,58%	52,62%	102,86%	4,28 kV
9	0,00%	80,52%	81,57%	83,63%	39,06%	57,61%	103,58%	4,31 kV
10	0,00%	79,97%	81,01%	83,06%	40,72%	67,31%	104,2%	4,33kV
11	0,00%	78,84%	79,87%	81,89%	44,85%	70,29%	105,06%	4,37 kV
12	0,00%	78,47%	79,49%	81,50%	48,09%	73,24%	105,81%	4,40 kV
13	0,00%	78,47%	79,50%	81,51%	51,32%	78,85%	106,60%	4,43 kV
14	0,00%	78,79%	79,82%	81,84%	54,93%	84,37%	107,37%	4,47 kV

En la *Figura 5.1* se representan los datos de la *Tabla 5.1*, donde se pueden observar las tendencias de las curvas a medida que aumenta la potencia reactiva.



**Figura 5.1: Perfil carga vs potencia reactiva del banco de condensador**

En referencia a la *Figura 5.1*, el transformador N°4, se encuentra desconectado por el hecho de poseer la mayor potencia de los cuatro transformadores de la S/E N°1 y por ende generar la peor condición. Para la selección del banco de condensadores los valores de los transformadores líneas, barras y tensión, deben encontrarse cercano a su valor nominal evitando en lo posible la sobrecarga en dichos elementos y caídas de tensión fuera a lo permitido por la norma. Bajo estas condiciones y para este escenario se selecciona un banco de condensador de 10MVAR.

### 5.1.2 Dimensionamiento de banco de condensadores en escenario II

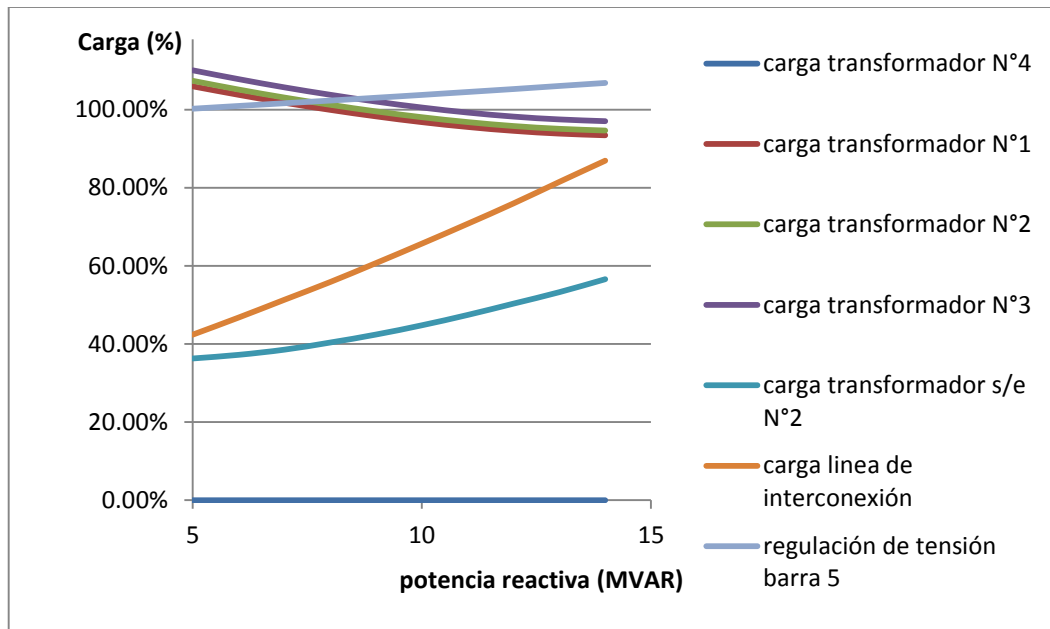
Considerando una carga de 17,9MW en S/E N°1 y 0,4MW en S/E N°2 y el transformador número cuatro fuera de servicio (la condición más desfavorable), en la *Tabla 5.2* se resumen los resultados más relevantes de la red estudio, considerando distintos valores de potencia reactiva del banco de condensadores.

*Tabla 5.2: Flujo de carga con 17,9MW en S/E N°1 y 0,4MW en S/E N°2*

BANCO	% CARGA							TENSION
	MVAR	TR-4	TR-1	TR-2	TR-3	S/E N°2	LINEA S/E	
5	0,00%	105,96%	107,37%	110,06%	36,30%	42,40%	100,24%	4,17 kV
6	0,00%	103,79%	105,14%	107,80%	37,23%	46,78%	100,94%	4,20 Kv
7	0,00%	101,77%	103,09%	105,70%	38,55%	51,33%	101,64%	4,23 kV
8	0,00%	99,94%	101,24%	103,80%	40,38%	55,88%	102,32%	4,26 kV
9	0,00%	98,27%	99,55%	102,06%	42,43%	62,61%	103,04%	4,29 kV
10	0,00%	97,18%	98,45%	100,94%	43,65%	70,52%	103,64%	4,31kV
11	0,00%	95,56%	96,81%	99,25%	47,45%	73,31%	104,52%	4,35 kV
12	0,00%	94,57%	95,80%	98,22%	50,34%	76,00%	105,27%	4,38 kV
13	0,00%	93,86%	95,09%	97,49%	53,28%	81,51%	106,06%	4,41 kV
14	0,00%	93,43%	94,65%	97,04%	56,59%	86,93%	106,83%	4,44 kV
15	0,00%	93,30%	94,52%	96,90%	60,10%	92,46%	107,61%	4,48 kV

En base a los resultados descritos en la *Tabla 5.2*, y sobre la base de evitar sobrecarga en componentes de fuerza y caídas de tensión fuera a lo permitido por la norma, se selecciona un banco de condensador de 10MVAR.

En la *Figura 5.2* resume los datos de la *Tabla 5.2*, y en ella se aprecia el comportamiento de las cargas de los elementos en estudio, con respecto a las distintas magnitudes de potencia reactiva.



**Figura 5.2: Perfil carga vs potencia reactiva del banco de condensador escenario II**

### 5.1.2 Dimensionamiento de banco de condensadores en escenario III

Este escenario resulta ser el más extremo, dado que se concluye que es imposible realizar una desconexión total de la S/E N°1 debido a las sobrecargas de la S/E N°2 y de la línea de interconexión, como también caídas de tensión considerables en las barras 3 y 5; para lograr una estabilidad del sistema se realizan flujos de carga con distintos valores de banco de condensador. Para determinar el efecto que produce el banco de condensador en el sistema se simula con valores de potencia reactiva en un rango entre 5 MVAR hasta 12 MVAR. Los resultados se resumen en la *Tabla 5.3*.



Tabla 5.3: Flujo de carga con 9,5MW en S/E N°1 y 0,4MW en S/E N°2

BANCO MVAR	% CARGA					TENSIÓN	
	TR- 1,2,3,4	S/E N°2	LINEA	BARRA 5	BARRA 3	BARRA 5(kV)	BARRA 3(kV)
5	0,00%	109,58%	92,11%	94,91%	89,14%	3,95	3,71
6	0,00%	105,41%	89,57%	97,27%	91,67%	4,05	3,81
7	0,00%	102,79%	87,01%	99,81%	94,37%	4,15	3,93
8	0,00%	102,17%	84,51%	102,44%	97,16%	4,26	4,04
9	0,00%	103,80%	82,08%	105,16%	100,03%	4,37	4,16
10	0,00%	107,80%	79,71%	107,98%	103,00%	4,49	4,28
11	0,00%	114,22%	77,32%	111,01%	106,19%	4,62	4,42
12	0,00%	122,89%	75,07%	114,06%	109,38%	4,74	4,55

Como se aprecia en la *Tabla 5.3*, adicionando un banco de condensador de 8 MVAR en la barra 5 es posible desconectar la S/E N°1 manteniendo los elementos del sistema dentro de parámetros de un normal funcionamiento.

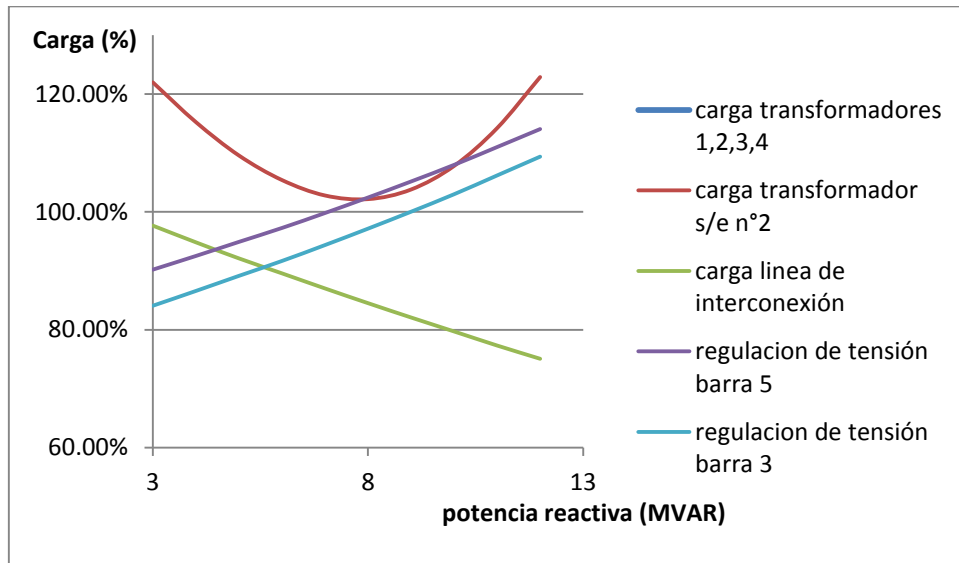


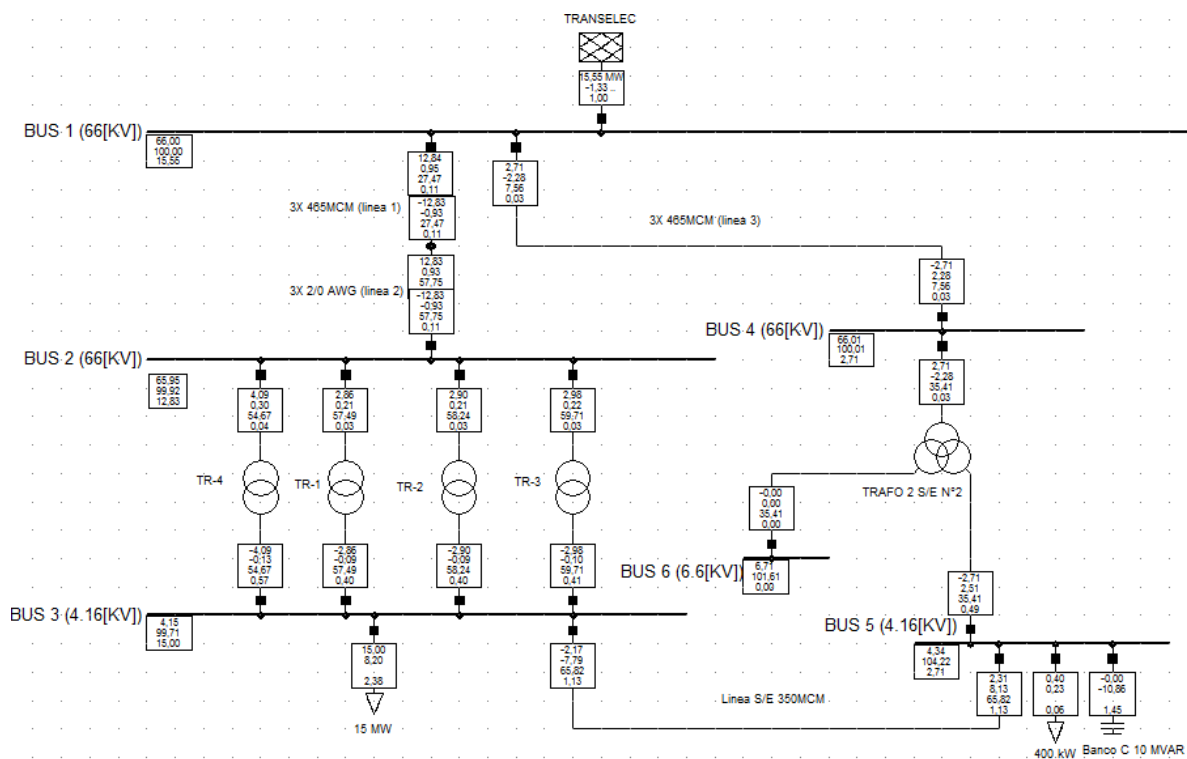
Figura 5.3: Perfil carga vs potencia reactiva del banco de condensador escenario III

Complementando la información de la *Tabla 5.3*, en la *Figura 5.3* se descubren las tendencias de carga en los transformadores y regulación de tensión en función de la potencia reactiva del banco de condensadores.

## 5.2 Análisis de flujo de carga con banco de condensador y alimentador entre S/E

### 5.2.1 Análisis de flujo de carga con los cuatro transformadores operando con 15MW S/E N°1 y 0,4 MW S/E N°2.

En la *Figura 5.4* se da a conocer el estudio de flujo de carga con el nuevo alimentador y el banco de condensadores, con una demanda de 15 MW en la S/E N°1 y una demanda de 0,4 MW en la S/E N°2.



*Figura 5.4: Flujo de carga con los cuatro transformadores operando*

Con referencia a los resultados descritos en la *Figura 5.4*, en la *Tabla 5.1* se resume la condición de operación de cada transformador.

*Tabla 5.1: Operación de transformadores*

Identificación	P (MW)	Q (MVAR)	Carga
TR-4	4,09	0,3	54,67%
TR-1	2,86	0,21	57,49%
TR-2	2,9	0,21	58,24%
TR-3	2,98	0,22	59,71%
TR-2 S/E N°2	2,71	-2,28	35,41%

Por otro lado, en la *Tabla 5.2* se resume los niveles de regulación de tensión en las barras más relevantes de la instalación.

*Tabla 5.2: Regulación de voltaje en las barras*

Identificación	Tensión línea kV	Reg.de Voltaje
Bus n°1	66	100%
Bus n°2	65,95	99,92%
Bus n°3	4,15	99,71%
Bus n°4	66,01	100,01%
Bus n°5	4,34	104,22%
Bus n°6	6,71	101,61%

En relación con la operación de las líneas, en la *Tabla 5.3* se dan a conocer los datos más relevantes.

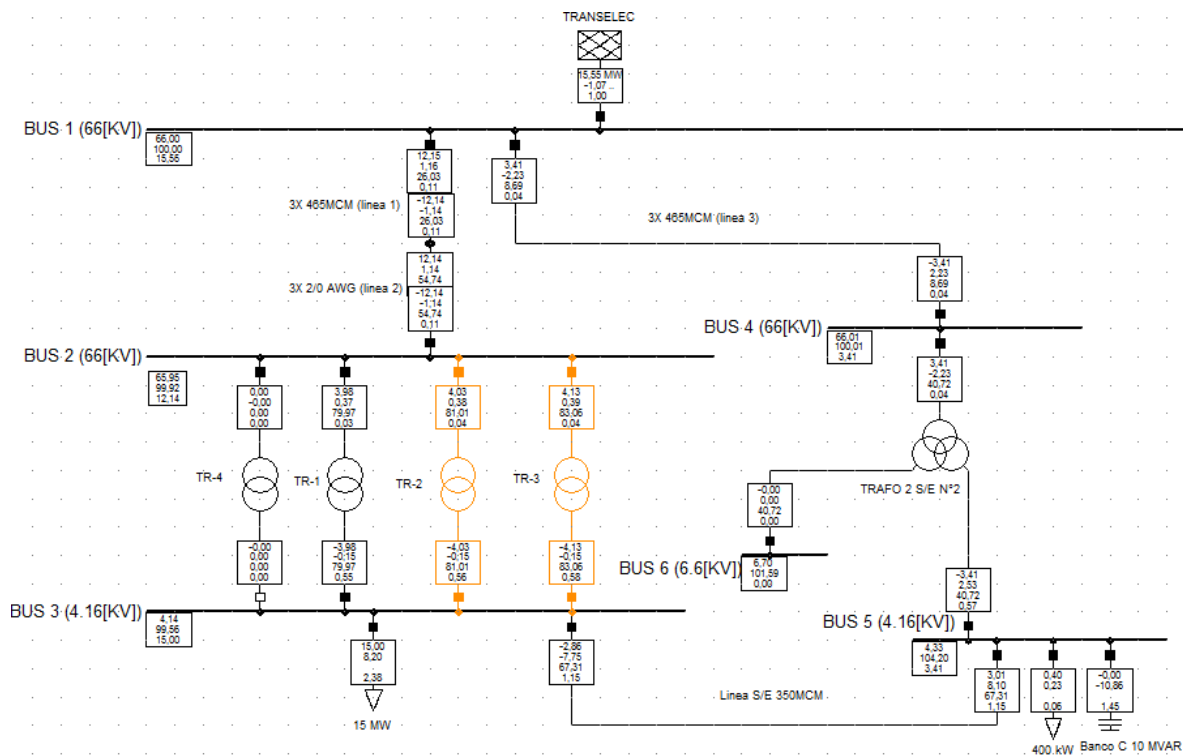
*Tabla 5.3: Operación de las líneas*

Identificación	P (MW)	Q (MVAR)	Carga	Corriente kA
Línea 1	12,76	1,00	27,31%	0,11
Línea 2	12,75	0,97	57,42%	0,11
Línea 3	2,81	-2,34	7,79%	0,03
Línea S/E	2,41	8,08	61,30%	1,12

Cuando se conecta el banco de condensador de 10 MVAR en la barra 5, la potencia reactiva del sistema se compensa con la potencia reactiva del banco del condensador, lo que se refleja en una disminución de la carga en los transformadores de la S/E N°1. En la S/E N°2 aumenta la carga en el transformador debido al flujo de potencia reactiva inyectada por el banco de condensadores. En las barras, la regulación de voltaje no supera el 7,5% cumpliendo así con la Norma Chilena de Electricidad NSEG 5. Las líneas están en niveles estables.

### 5.2.2 Análisis de flujo de carga con el Transformador N°4 desconectado operando con 15MW S/E N°1 y 0,4 MW S/E N°2.

En la *Figura 5.5* se da a conocer el estudio de flujo de carga con el nuevo alimentador y considerando el Transformador N°4 desconectado.



**Figura 5.5: Flujo de carga con el Transformador N°4 desconectado**

Con referencia a los resultados descritos en la *Figura 5.5*, en la *Tabla 5.4* se resume la condición de operación de cada transformador.

*Tabla 5.4: Operación de transformadores*

Identificación	P (MW)	Q (MVAR)	Carga
TR-4	0,00	0,00	0,00%
TR-1	3,98	0,37	79,97%
TR-2	4,03	0,38	81,01%
TR-3	4,13	0,39	83,06%
TR-2 S/E N°2	3,41	-2,23	40,72%

Por otro lado, en la *Tabla 5.5* se resume los niveles de regulación de tensión en las barras más relevantes de la instalación.

*Tabla 5.5: Regulación de voltaje en las barras*

Identificación	Tensión línea kV	Reg.de Voltaje
Bus n°1	66	100%
Bus n°2	65,95	99,9%
Bus n°3	4,14	99,56%
Bus n°4	66,01	100,0%
Bus n°5	4,33	104,2%
Bus n°6	6,7	101,59%

En relación con la operación de las líneas, en la *Tabla 5.6* se dan a conocer los datos más relevantes.

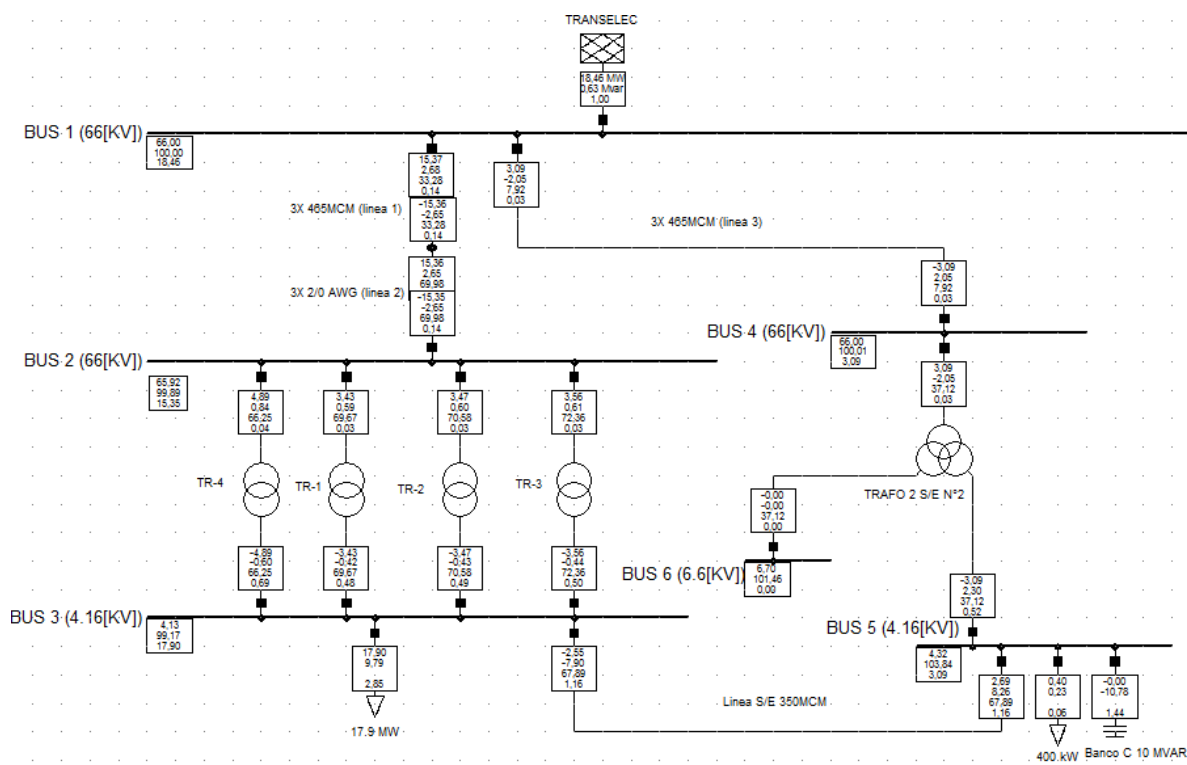
*Tabla 5.6: Operación de las líneas*

Identificación	P (MW)	Q (MVAR)	Carga	Corriente kA
Línea 1	12,08	1,20	25,89%	0,11
Línea 2	12,07	1,19	54,44%	0,11
Línea 3	3,50	-2,29	8,92%	0,04
Línea S/E	3,01	8,05	62,71%	1,15

Con respecto a la *Figura 5.5*, al desconectar el transformador N°4 de la S/E N°1, el resto de los transformadores no superan el 83,06% de carga. La S/E N°2 aporta a la carga del sistema alcanzando un 40,72% de su capacidad nominal de potencia, lo que hace posible realizar una mantención bajo estas circunstancias. La regulación de voltaje en las barras y condiciones de las líneas, se mantiene en niveles estables.

### 5.2.3 Análisis de flujo de carga con los cuatro transformadores operando con 17,9 MW S/E N°1 y 0,4 MW S/E N°2.

En la *Figura 5.6* se da a conocer el estudio de flujo de carga con el nuevo alimentador y el banco de condensadores, con una demanda de 17,9 MW en la S/E N°1 y una demanda de 0,4 MW en la S/E N°2.



**Figura 5.6: Flujo de carga con los cuatro transformadores operando**

Con referencia a los resultados descritos en la *Figura 5.6*, en la *Tabla 5.7* se resume la condición de operación de cada transformador.

*Tabla 5.7: Operación de transformadores*

Identificación	P (MW)	Q (MVAR)	Carga
TR-4	4,89	0,84	65,25%
TR-1	3,43	0,59	69,67%
TR-2	3,47	0,6	70,58%
TR-3	3,56	0,61	72,36%
TR-2 S/E N°2	3,09	-2,05	37,12%

Por otro lado, en la *Tabla 5.8* se resume los niveles de regulación de tensión en las barras más relevantes de la instalación.

*Tabla 5.8: Regulación de voltaje en las barras*

Identificación	Tensión línea kV	Reg.de Voltaje
Bus n°1	66	100%
Bus n°2	65,9	99,89%
Bus n°3	4,13	99,17%
Bus n°4	66,0	100,0%
Bus n°5	4,3	103,84%
Bus n°6	6,71	101,46%

En relación con la operación de las líneas, en la *Tabla 5.9* se dan a conocer los datos más relevantes.

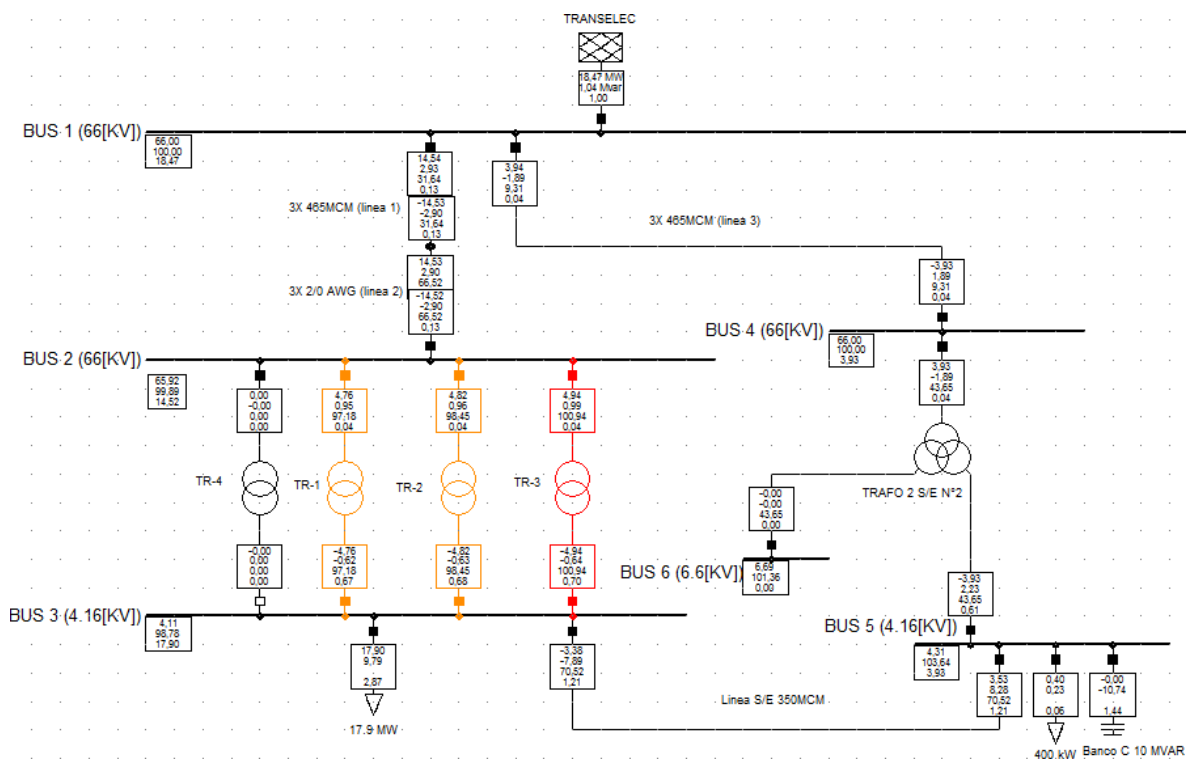
*Tabla 5.9: Operación de las líneas*

Identificación	P (MW)	Q (MVAR)	Carga	Corriente kA
Línea 1	15,29	2,73	33,14%	0,14
Línea 2	15,28	2,70	69,67%	0,14
Línea 3	3,19	-2,11	8,17%	0,03
Línea S/E	2,79	8,21	63,24%	1,16

Al conectar el banco de condensadores de 10 MVAR en la barra 5, la potencia reactiva del sistema se compensa con la potencia reactiva del banco del condensador, lo que se refleja en una disminución de carga en los transformadores de la S/E N°1 y un aumento de carga en el transformador de la S/E N°2 debido al flujo de potencia reactiva inyectada por el banco de condensadores. En las barras, la regulación de voltaje no supera el 7,5% cumpliendo así con la Norma Chilena de Electricidad NSEG 5.

### 5.2.4 Análisis de flujo de carga con el Transformador N°4 desconectado operando con 17,9 MW S/E N°1 y 0,4 MW S/E N°2.

En la *Figura 5.7* se da a conocer el estudio de flujo de carga con el nuevo alimentador y el banco de condensadores, considerando el Transformador N°4 desconectado.



**Figura 5.7: Flujo de carga con el Transformador N°4 desconectado**

Con referencia a los resultados descritos en la *Figura 5.7*, en la *Tabla 5.10* se resume la condición de operación de cada transformador.

*Tabla 5.10: Operación de transformadores*

Identificación	P (MW)	Q (MVAR)	Carga
TR-4	0,00	0,00	0,00%
TR-1	4,76	0,95	97,18%
TR-2	4,82	0,96	98,45%
TR-3	4,94	0,99	100,94%
TR-2 S/E N°2	3,41	-2,23	40,72%



Por otro lado, en la *Tabla 5.11* se resume los niveles de regulación de tensión en las barras más relevantes de la instalación.

*Tabla 5.11: Regulación de voltaje en las barras*

Identificación	Tensión línea kV	Reg.de Voltaje
Bus n°1	66	100%
Bus n°2	65,9	99,89%
Bus n°3	4,11	98,78%
Bus n°4	66,00	100,0%
Bus n°5	4,31	103,64%
Bus n°6	6,69	101,36%

En relación con la operación de las líneas, en la *Tabla 5.12* se dan a conocer los datos más relevantes.

*Tabla 5.12: Operación de las líneas*

Identificación	P (MW)	Q (MVAR)	Carga	Corriente kA
Línea 1	14,47	2,98	31,51%	0,13
Línea 2	14,46	2,96	66,26%	0,13
Línea 3	4,03	-1,96	9,56%	0,04
Línea S/E	3,63	8,22	65,70%	1,20

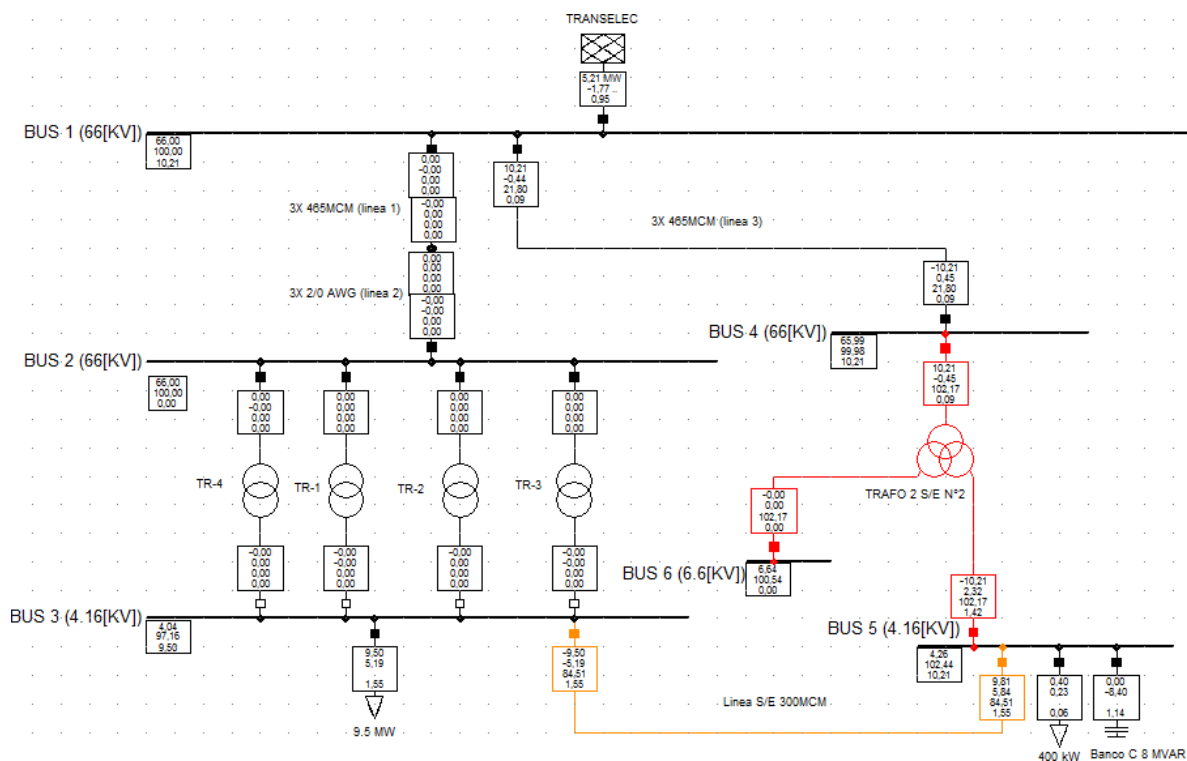
En la *Figura 5.4* al desconectar el transformador N°4 de la S/E N°1 el resto de los transformadores alcanzan sus capacidades nominales de carga, siendo el TR-3 el de mayor con un 100,94%. La S/E N°2 aporta a la carga del sistema alcanzando un 40,72% de su capacidad nominal de potencia.

A pesar de la carga que se presentan en los transformadores de la S/E N°1, se considera aceptable realizar una mantención en estas condiciones debido que un flujo de carga de 17.9 MVA se considera el peor escenario ya que la refinería ha alcanzado ese nivel de demanda en ocasiones muy puntuales.

La regulación de voltaje en las barras y condiciones de las líneas se mantiene en niveles estables.

### 5.2.5 Análisis de flujo de carga con los cuatro transformadores fuera de servicio con una demanda de 9,5 MW S/E N°1 y 0,4 MW S/E N°2.

En la *Figura 5.8* se da a conocer el estudio de flujo de carga con el nuevo alimentador y el banco de condensadores, con la S/E N°1 fuera de servicio y una demanda de 0,4 MW en la S/E N°2.



*Figura 5.8: Flujo de carga operando con los cuatro transformadores fuera de servicio*

Con referencia a los resultados descritos en la *Figura 5.8*, en la *Tabla 5.13* se resume la condición de operación de cada transformador.

*Tabla 5.13: Operación de transformadores*

Identificación	P (MW)	Q(MVAR)	Carga
TR-4	0,00	0,00	0,00
TR-1	0,00	0,00	0,00
TR-2	0,00	0,00	0,00
TR-3	0,00	0,00	0,00
TR-2 S/E N°2	10,21	-0,45	102,17%

Por otro lado, en la *Tabla 5.14* se resume los niveles de regulación de tensión en las barras más relevantes de la instalación.

*Tabla 5.14: Regulación de voltaje en las barras*

Identificación	Tensión línea kV	Reg.de Voltaje
Bus n°1	66,00	100,00%
Bus n°2	66,00	100,00%
Bus n°3	4,04	97,16%
Bus n°4	65,99	99,98%
Bus n°5	4,26	102,44%
Bus n°6	6,64	100,54%

En relación con la operación de las líneas, en la *Tabla 5.15* se dan a conocer los datos más relevantes.

*Tabla 5.15: Operación de las líneas*

Identificación	P (MW)	Q (MVAR)	Carga	Corriente kA
Línea 1	0,00	0,00	0,00%	0,00
Línea 2	0,00	0,00	0,00%	0,00
Línea 3	10,21	-0,44	21,80%	0,09
Línea S/E	9,81	5,84	84,51%	1,55

Al observar la *Figura 5.8*, el transformador de la S/E N°2 opera con un 102,17% de carga correspondientes a 10,21 MW, en estas condiciones es posible realizar un mantenimiento completo a la S/E N°1 ya que el transformador de la S/E N°2 al ser un transformador prácticamente nuevo no tendría problemas permanecer el tiempo necesario a un 102,17% de su carga nominal para realizar el mantenimiento. La regulación de voltaje en las barras y condiciones de las líneas se mantiene en niveles estables. El nuevo alimentador llega a un 84,51% de su capacidad de carga lo que nos dice que está bien dimensionado. Para alcanzar estos valores de operación en este escenario, se selecciona un banco de condensadores de 8 MVAR, debido a que sin un banco de condensadores de esta magnitud los valores de flujo, tensión y carga de los distintos elementos del SEP no serían los apropiados y correctos para poder hacer una mantención segura de la S/E N°1.

# **CAPÍTULO VI**

## **Estudio de cortocircuito**

## Capítulo 6- Estudio de Cortocircuito

### 6.1 Metodología y bases de estudio de cortocircuitos en ENAP

Los estudios de cortocircuitos permiten calcular las magnitudes de las corrientes de fallas presentes en las distintas barras y en distintos escenarios. En esta simulación se calculan solamente las corrientes de cortocircuito trifásico en las barras de 66 kV, 4,16 kV y 6,6 kV del sistema eléctrico de ERBB.

En este estudio se consideran tres escenarios posibles de alimentación del sistema eléctrico ENAP; ellos son:

- ✓ En la condición base se alimenta simultáneamente, el sistema eléctrico de ENAP, desde el SIC y desde la planta Cogeneración de PETROPOWER.
- ✓ En la segunda condición, ENAP opera en forma aislada del sistema interconectado del SIC, es decir, su alimentación se realiza desde la central PETROPOWER.
- ✓ En la tercera condición, ENAP se alimenta exclusivamente desde el SIC, y la central PETROPOWER está fuera de servicio.

Para la representación del SIC y Petropower, el estudio supone que la barra de 154 kV (Transelec), es una barra infinita. Esta suposición no incrementa demasiado los valores de las corrientes de cortocircuito calculadas, respecto a las reales ya que la impedancia del transformador 154/66 kV existente en Petropower, es bastante mayor que la impedancia equivalente del sistema. Por otro lado, esta suposición asegura que las futuras ampliaciones del SIC no alteren el correcto funcionamiento del sistema en estudio.

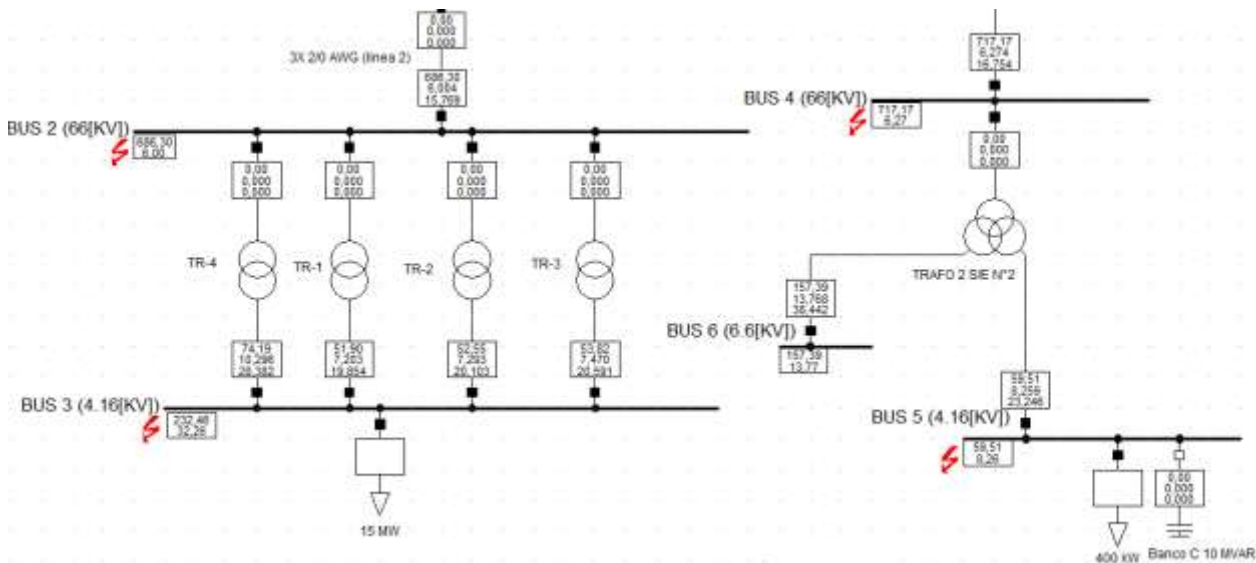
Como verificación de lo anteriormente mencionado, se encuentra como respaldo un estudio realizado por Ingendesa en el año 2000, en el cual se representa al SIC en dos condiciones, uno como barra infinita y el otro como sistema equivalente. En el primer caso la corriente de falla entre fase es de 6.785 A, y en el segundo es de 5.572 A, donde se aprecia que la diferencia es aproximadamente 1,2 kA, valor que se encuentra dentro de un margen de error aceptable del 20%.

## 6.2 Simulación de corto circuito mediante Digsilent

En esta simulación se consideran fallas del tipo trifásica, obteniendo de esta manera las corrientes máximas de cortocircuito en cada barra acordes a la norma IEC60909. En este estudio se consideran los 3 distintos modos de operación antes mencionados, mostrándose en cada situación, los niveles de cortocircuito existentes simulándolo con el sistema eléctrico original y con la línea de interconexión entre ambas subestaciones.

### 6.2.1 Simulación de corto circuito mediante Digsilent modo paralelo

La primera condición de operación a considerar en esta simulación es mediante la alimentación a ENAP desde el SIC y desde Subestación Cogeneración Petropower, como se aprecia en la *Figura 6.1*.



*Figura 6.1: Corrientes de falla modo Paralelo*

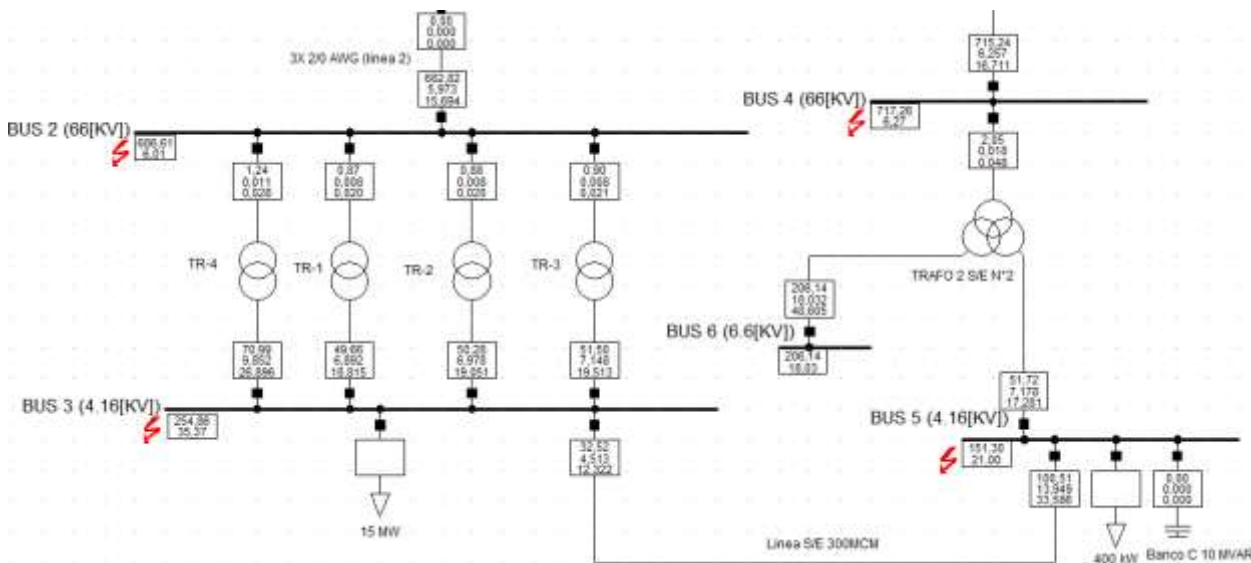
Con referencia a los resultados descritos en la *Figura 6.1*, en la *Tabla 6.1* se resumen las corrientes y potencias de cortocircuito de cada barra.

*Tabla 6.1: Corrientes y potencias de falla modo paralelo*

Barra	Bus 2	Bus 3	Bus 4	Bus 5
Corriente de cortocircuito(kA)	6,00	32,26	6,27	8,26
Potencia de cortocircuito (MVA)	686,30	232,46	717,17	59,51

La corriente de cortocircuito trifásica alcanza un valor de 32,26 kA en la barra 3 considerándose ésta como la barra más crítica.

Por otro lado, en la *Figura 6.2* se muestra la simulación de cortocircuito en las barras con el nuevo alimentador.



*Figura 6.2: Corrientes de falla modo Paralelo con línea de interconexión*

Con referencia a los resultados descritos en la *Figura 6.2*, en la *Tabla 6.2* se resumen las corrientes y potencias de cortocircuito de cada barra.

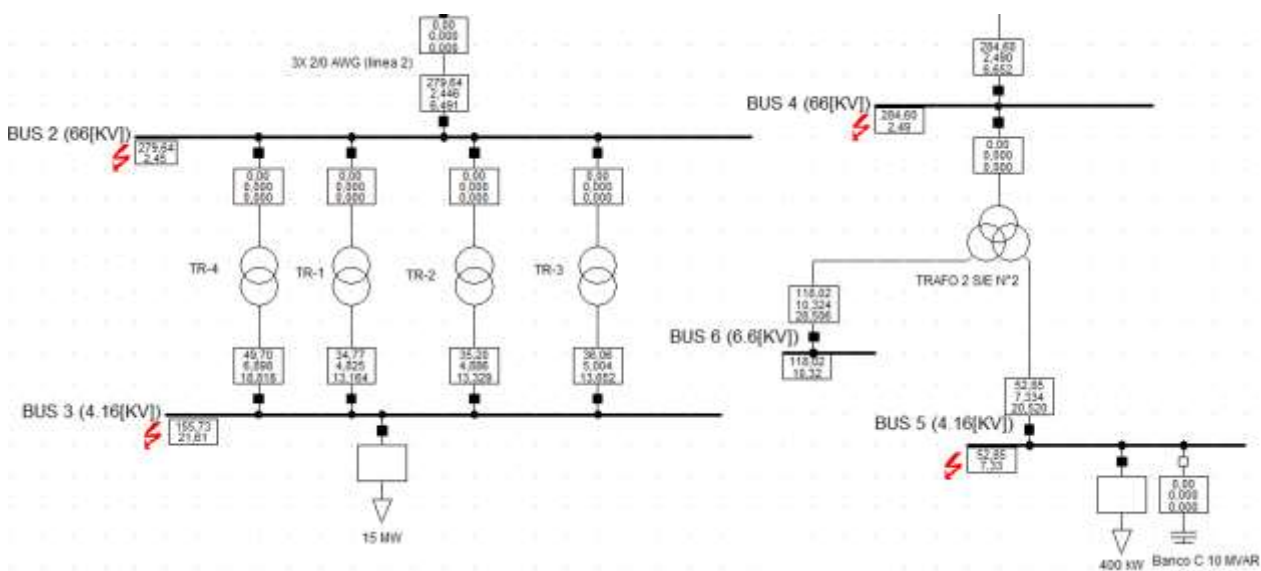
*Tabla 6.2: Corrientes y potencias de falla modo Paralelo con línea*

Barra	Bus 2	Bus 3	Bus 4	Bus 5
Corriente de cortocircuito(kA)	6,01	35,37	6,27	21,00
Potencia de cortocircuito (MVA)	686,61	254,86	717,26	151,30

Se puede concluir que al interconectar las subestaciones a través del nuevo alimentador en el modo paralelo, existe un incremento de 3,11 kA en la barra 3 lo que corresponde a un 8,79%, lo que implica que no existen grandes cambios de niveles de cortocircuito en la barra en cuestión. Por otro lado, en la barra 5 existe un aumento de 12,74 kA lo que corresponde a un 154,24% en los niveles de cortocircuito en la barra en cuestión, lo que implica que se debe hacer una nueva configuración en los relés instalados en el transformador de la S/E N°2.

### 6.2.2 Simulación de corto circuito mediante Digsilent modo Isla

La segunda condición de operación a considerar en esta simulación es mediante la alimentación desde Subestación Cogeneración Petropower, como se aprecia en la *Figura 6.3*.



*Figura 6.3: Corrientes de falla modo Isla*



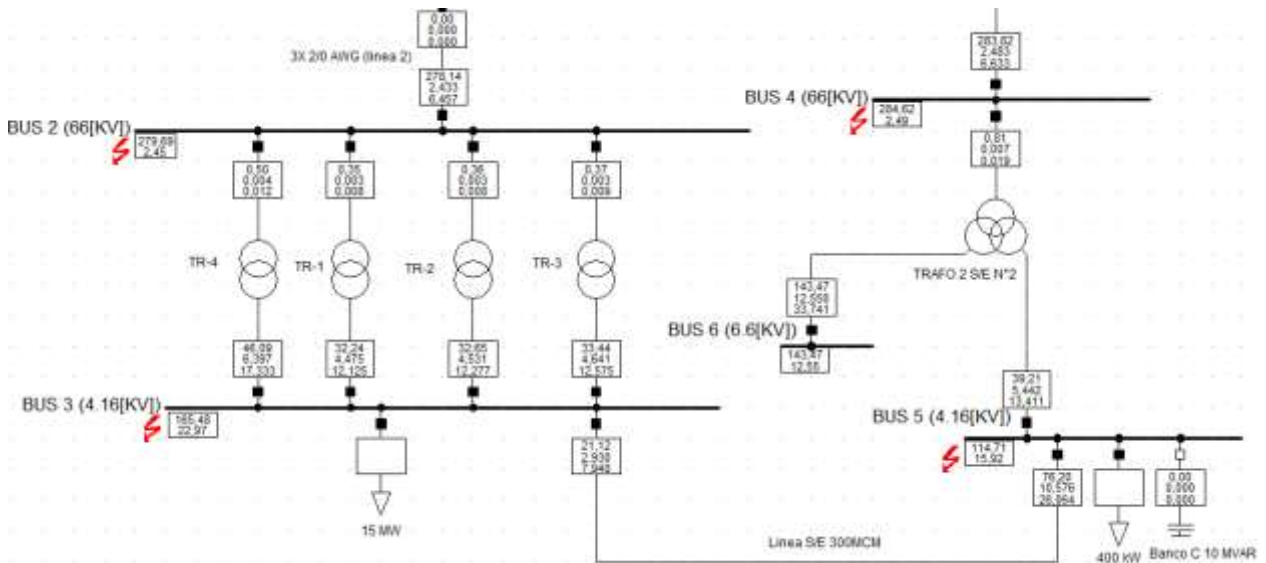
Con referencia a los resultados descritos en la *Figura 6.3*, en la *Tabla 6.3* se resumen las corrientes y potencias de cortocircuito de cada barra.

*Tabla 6.3: Corrientes y potencias de falla modo isla*

Barra	Bus 2	Bus 3	Bus 4	Bus 5
Corriente de cortocircuito(kA)	2,45	21,61	2,49	7,33
Potencia de cortocircuito (MVA)	279,64	155,73	284,60	52,85

La corriente de cortocircuito trifásica alcanza un valor de 21,61 kA en la barra 3 considerándose ésta como la barra más crítica

Por otro lado, en la *Figura 6.4* se muestra la simulación de cortocircuito en las barras con el nuevo alimentador.



*Figura 6.4: Corrientes de falla modo Isla con línea de interconexión*

Con referencia a los resultados descritos en la *Figura 6.4*, en la *Tabla 6.4* se resumen las corrientes y potencias de cortocircuito de cada barra.

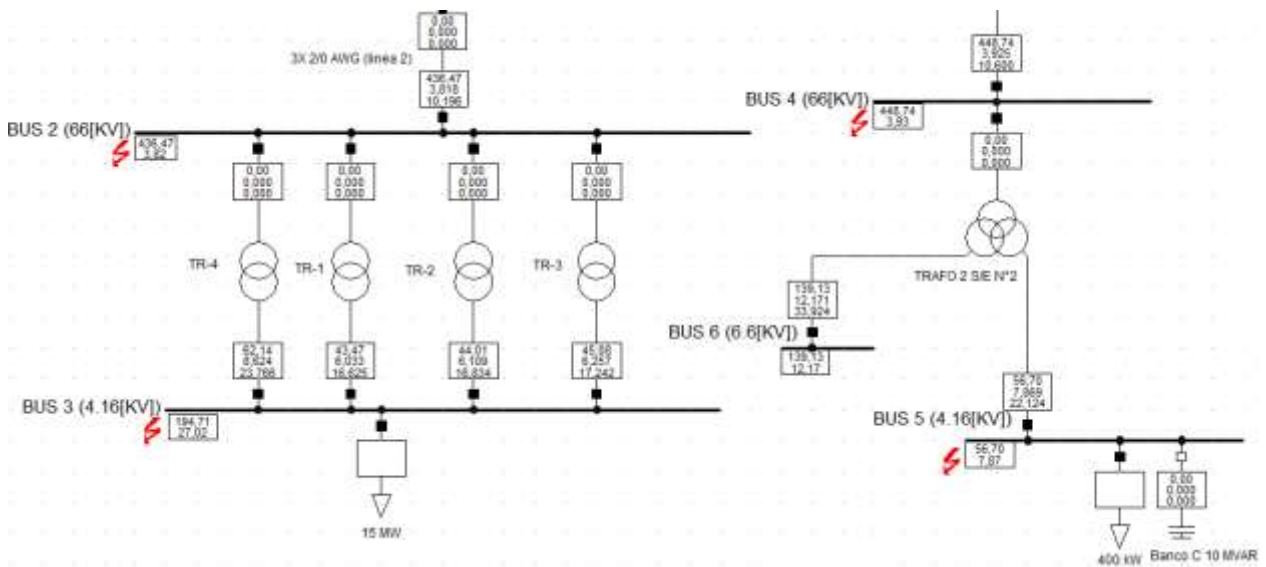
*Tabla 6.4: Corrientes y potencias de falla modo isla con línea*

Barra	Bus 2	Bus 3	Bus 4	Bus 5
Corriente de cortocircuito(kA)	2,45	22,97	2,49	15,92
Potencia de cortocircuito (MVA)	279,69	165,48	284,62	114,71

Se puede concluir que al interconectar las subestaciones a través del nuevo alimentador en el modo isla, existe un incremento de 1.36 kA en la barra 3 lo que corresponde a un 6,3%, lo que implica que no existen grandes cambios de niveles de cortocircuito en la barra en cuestión. Por otro lado, en la barra 5 existe un aumento de 8,6 kA lo que corresponde a un 117%, lo que implica que se debe hacer una nueva configuración en los relés instalados en el transformador de la S/E N°2.

### 6.2.3 Simulación de corto circuito mediante Digsilent modo Transelec

La tercera condición de operación a considerar en esta simulación es mediante la alimentación desde Transelec, como se aprecia en la *Figura 6.5*.



*Figura 6.5: Corrientes de falla modo alimentación desde Transelec*

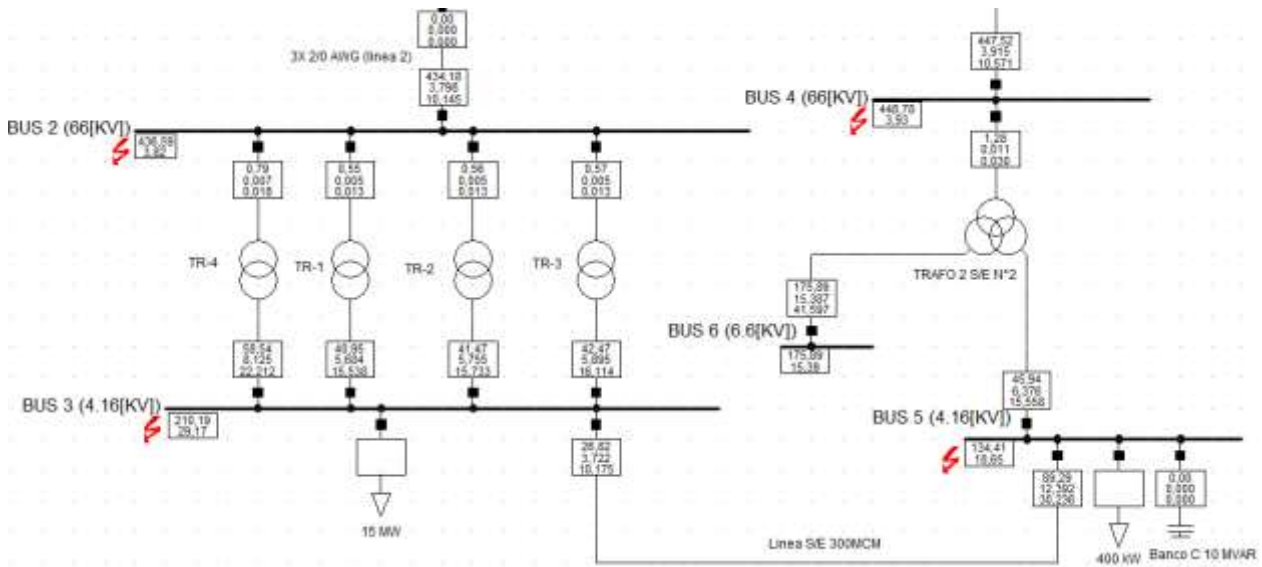
Con referencia a los resultados descritos en la *Figura 6.5*, en la *Tabla 6.5* se resumen las corrientes y potencias de cortocircuito de cada barra.

*Tabla 6.5: Corrientes y potencias de falla modo alimentación desde Transelec*

Barra	Bus 2	Bus 3	Bus 4	Bus 5
Corriente de cortocircuito(kA)	3,82	27,02	3,93	7,87
Potencia de cortocircuito (MVA)	436,47	194,71	448,74	56,70

La corriente de cortocircuito trifásica alcanza un valor de 27,02 kA en la barra 3 considerándose ésta como la barra más crítica.

Por otro lado, en la *Figura 6.6* se muestra la simulación de cortocircuito en las barras con el nuevo alimentador.



*Figura 6.6: Corrientes de falla modo alimentación desde Transelec con línea de interconexión*

Con referencia a los resultados descritos en la *Figura 6.6*, en la *Tabla 6.6* se resumen las corrientes y potencias de cortocircuito de cada barra.

*Tabla 6.6: Corrientes y potencias de falla modo alimentación desde Transelec con línea*

Barra	Bus 2	Bus 3	Bus 4	Bus 5
Corriente de cortocircuito(kA)	3,82	29,17	3,93	18,65
Potencia de cortocircuito (MVA)	436,59	210,19	448,78	134,41

Se puede concluir que al interconectar las subestaciones a través del nuevo alimentador en el modo Transelec, existe un incremento de 2,15 kA en la barra 3 lo que corresponde a un 7,66%, lo que implica que no existen grandes cambios de niveles de cortocircuito en la barra en cuestión. Por otro lado, en la barra 5 existe un aumento de 10.78 kA, lo que corresponde a un 136,97%, lo que implica que se debe hacer una nueva configuración en los relés instalados en el transformador de la S/E N°2.

Al ejecutar el estudio de cortocircuito en los tres modos distintos de operación que tiene el sistema eléctrico de ENAP, podemos determinar que la barra que se ve afectada considerablemente, debido a los niveles de corriente de cortocircuito que alcanza, es la barra 5; por lo que las protecciones del sistema deben ser capaces de soportar las nuevas corriente de cortocircuito máxima durante el tiempo de despeje y cierre contra la falla, ya sea por cierre de operación o por reconexión automática; además de tener la facultad de interrumpir la máxima corriente de cortocircuito que se configure en estas, con respecto a su posición en la red y localización de la falla.

# **CAPÍTULO VII**

## **Revisión de protecciones del sistema**

## Capítulo 7- Revisión de protecciones del sistema

### 7.1 Consideraciones para las protecciones de las Subestaciones

En este estudio al considerarse la incorporación de una línea que interconecta las subestaciones de ERBB, los niveles de cortocircuito sufren alteraciones. Por este motivo es necesario simular la operación de las protecciones de sobrecorriente para visualizar el comportamiento de los relés cuando ocurre una falla.

Debido a la falta de archivos específicos para la configuración de los relés en el programa Digsilent y debido a que es un estudio preliminar, se consideran los relés **SEL 751A** para las protecciones del devanado de alta y baja tensión de los transformadores 4 y 3. Para los transformadores 1 y 2 de la S/E N°1 se consideran relés **GEIAC 51** para el lado de 66 kV y relés **SEL 751A** para el de 4,16 kV. Para las protecciones de los devanados de la S/E N°2 de los lados de 66 kV y 4,16 kV también se consideran relés **SEL 751A** ya que posee los parámetros y características semejantes que sus relés originales existentes en la subestación.

### 7.2 Protecciones relés de sobrecorriente S/E N°1 y S/E N°2

En la *Tabla 7.1* se encuentran tabulados los datos nominales de los transformadores y las protecciones utilizadas para cada uno de estos.

*Tabla 7.1: Datos nominales de los transformadores y relé barra 4,16 kV*

Elemento de Protección		Potencia (kVA)	Corriente (A)	TT/CC
Alimentador	Protección			
Transformador N°4 66/4,16kV	<b>SEL 751A</b>	7500	1.041	1.200/5
Transformador N°1 66/4,16kV	<b>SEL 751A</b>	5000	694	1.200/5
Transformador N°2 66/4,16kV	<b>SEL 751A</b>	5000	694	1.200/5
Transformador N°366/4,16kV	<b>SEL 751A</b>	5000	694	1.200/5

Complementando la información anterior, en la *Tabla 7.2* se dan a conocer los ajustes de los relés de las protecciones de sobrecorriente de fase de la S/E N°1 en el lado de 4,16 kV.

Tabla 7.2: Configuración de los relés barra 4,16 kV

Alimentador	I Oper. (A-prim)	I Oper. (A-sec)	Settings			
			Pickup	Curva	Lever	Insta.
Transformador N°4 66/4,16kV	1.200	5	104% x CT	EXT. INV	15	---
Transformador N°1 66/4,16kV	840	3,5	67% x CT	MOD. INV	9	---
Transformador N°2 66/4,16kV	840	3,5	67% x CT	MOD. INV	9	---
Transformador N°366/4,16kV	840	3,5	67% x CT	MOD. INV	9	---

Los datos de las Tablas 7.1 y 7.2, son ingresados a Digsilent para crear las curvas de tiempo-corriente.

Por otro lado, en la Tabla 7.3 se encuentran tabulados los datos nominales de los transformadores y las protecciones utilizadas para cada uno de estos.

Tabla 7.3: Datos nominales de transformadores y relé en barra 66 kV

Elemento de Protección		Potencia (kVA)	Corriente (A)	TT/CC
Alimentador	Protección			
Transformador N°4 66/4,16 kV	<b>SEL 751A</b>	7500	66	75/5
Transformador N°1 66/4,16 kV	<b>IAC 51</b>	5000	44	50/5
Transformador N°2 66/4,16 kV	<b>IAC 51</b>	5000	44	50/5
Transformador N°3 66/4,16 kV	<b>SEL 751A</b>	5000	44	100/5

Complementando la información anterior, en la Tabla 7.4 se dan a conocer los ajustes de los relés de las protecciones de sobrecorriente de fase de la S/E N°1 en el lado de 66 kV.

Tabla 7.4: Configuración de los relés en barra 66 kV

Alimentador	I_Oper. (A-Prim)	I_Oper. (A-Sec)	Settings			
			Pickup	Curva	Lever	Insta.
Transformador N°4 66/4,16kV	79	5,25	5,25	EXT. INV	10	89
Transformador N°1 66/4,16kV	60	6,00	6,00	INVERSA	4,5	80
Transformador N°2 66/4,16kV	60	6,00	6,00	INVERSA	4,5	80
Transformador N°366/4,16kV	60	3,00	3,00	STD. INV	0,3	48

Los datos de las Tablas 7.3 y 7.4, son ingresados a Digsilent para crear las curvas de tiempo-corriente.

Por otro lado, en la Tabla 7.5 se encuentran tabulados los datos nominales del transformador de la S/E N°2 y la protección utilizada para dicho transformador.

Tabla 7.5: Datos nominales de transformadores y relé en barra 66 kV y 4,16 kV

Elemento de Protección		Potencia	Corriente	TT/CC
Alimentador	Protección	(kVA)	(A)	
TR -S/E N°2 66 kV	SEL 751A	30000	262	300/5
TR -S/E N°2 4,16 kV	SEL 751A	10000	88	1400/5

Complementando la información anterior, en la Tabla 7.6 se dan a conocer los ajustes de los relés de las protecciones de sobrecorriente de fase del transformador de la S/E N°2 en los lados de 66 kV y 4,16 kV.

Tabla 7.6: Configuración de los relés en barra 66 kV y 4,16 kV

Alimentador	I_Oper. (A-Prim)	I_Oper. (A-Sec)	Settings			
			Pickup	Curva	Lever	Insta.
TR -S/E N°2 66 kV	120	2,00	2,00	MOD. INV	1	-- --
TR -S/E N°2 4,16 kV	1400	5,00	5,00	MOD. INV	1	-- --

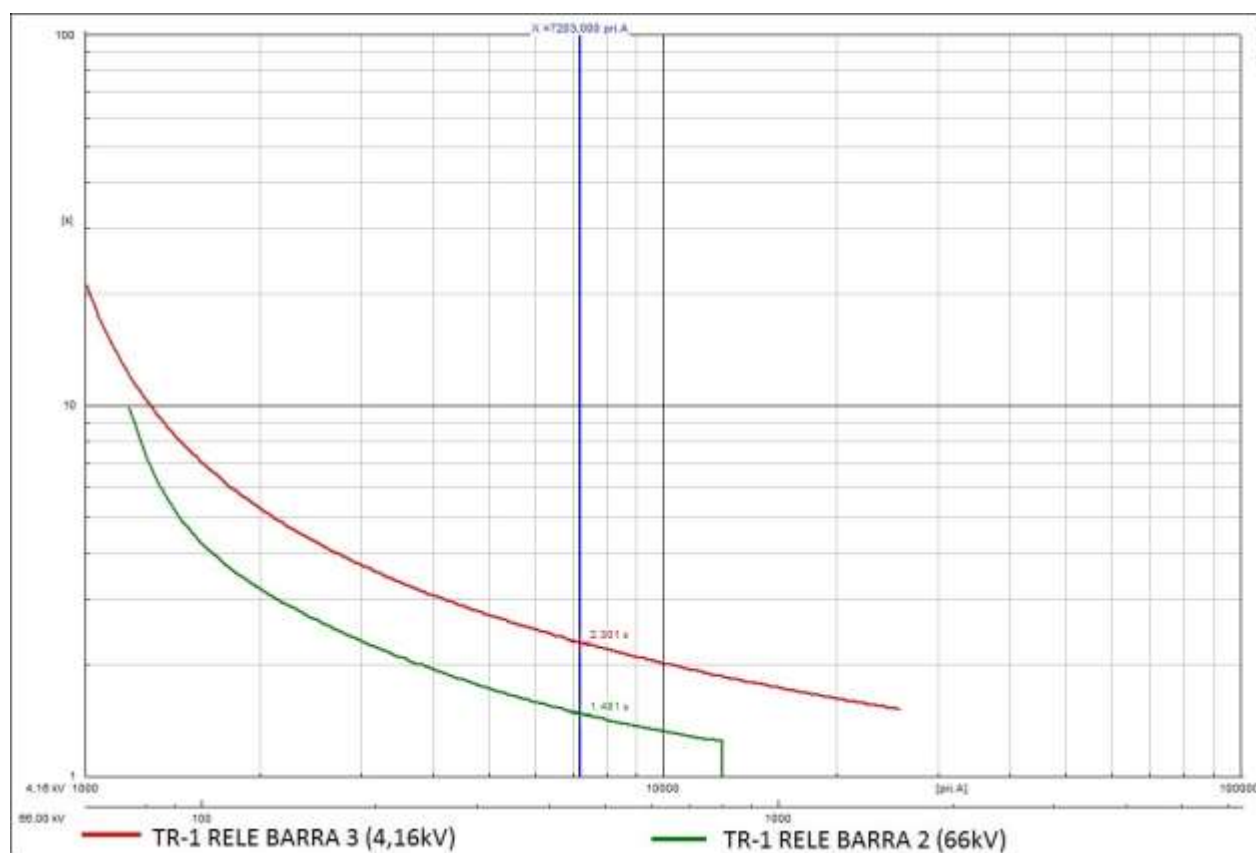
Los datos de las Tabla 7.5 y 7.6, son ingresados a Digsilent para crear las curvas de tiempo-corriente.



### 7.3 Operación de los relés de las subestaciones

Una vez ingresadas las configuraciones de los relés a Digsilent, se procede a crear las curvas de tiempo-corriente con el fin de observar las curvas de los relés de los transformadores frente a las corrientes de falla calculadas en el capítulo anterior.

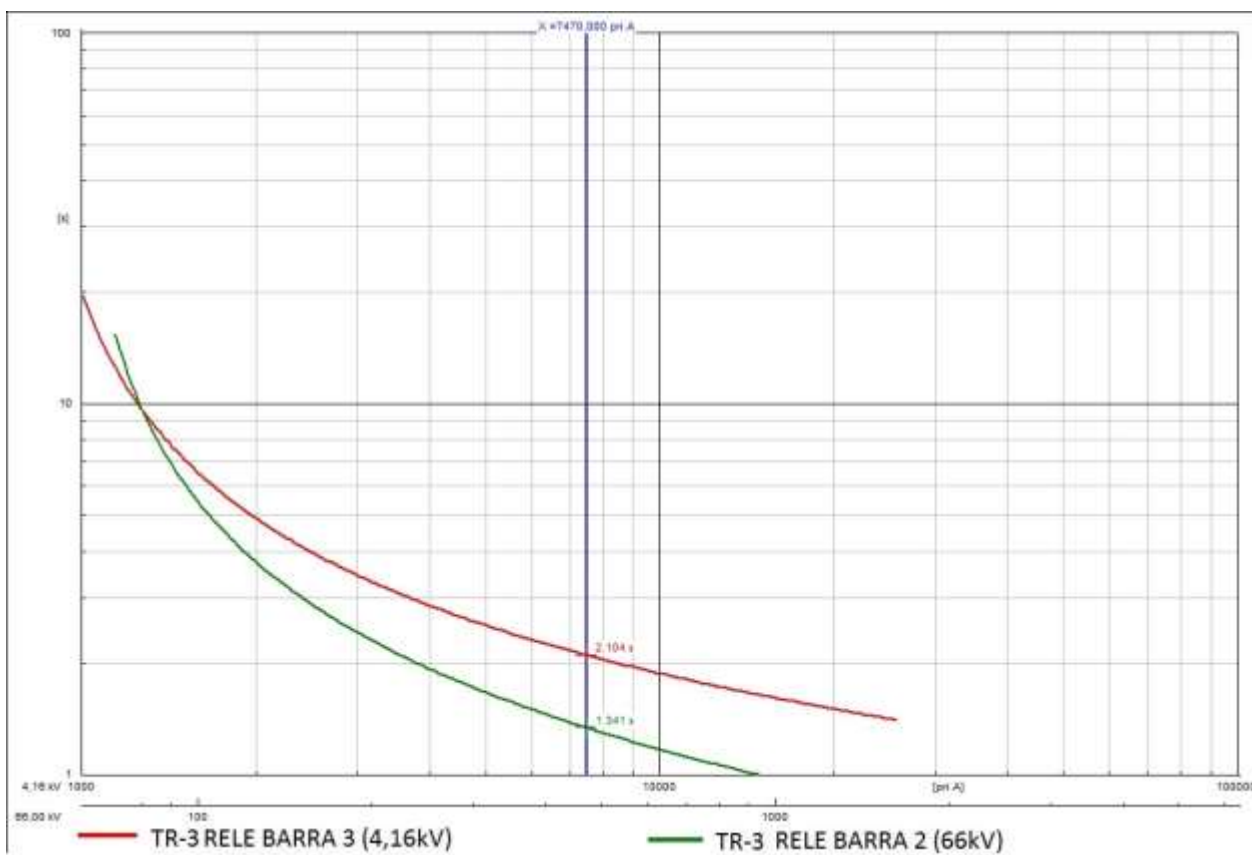
Los resultados del transformador N°2 equivalen a los resultados del transformador N°1 de la S/E N°1 por el hecho de poseer las mismas configuraciones, dada esta situación se omite los resultados del transformador N°2. En tal sentido, la figura 7.1 se presentan los resultados de las curvas de los relés de sobrecorriente del transformador N°1 frente a una falla en la barra 3.



**Figura 7.1: Curvas de relés de Sobrecorriente en el transformador N°1 en barra 3**

En la *Figura 7.1* se aprecia las curvas de los relés del transformador N°1 de la subestación N°1 del devanado primario y secundario. El aporte frente a una falla en la barra 3 corresponde a 7,2 kA. Como se puede apreciar, las curvas se encuentran coordinadas.

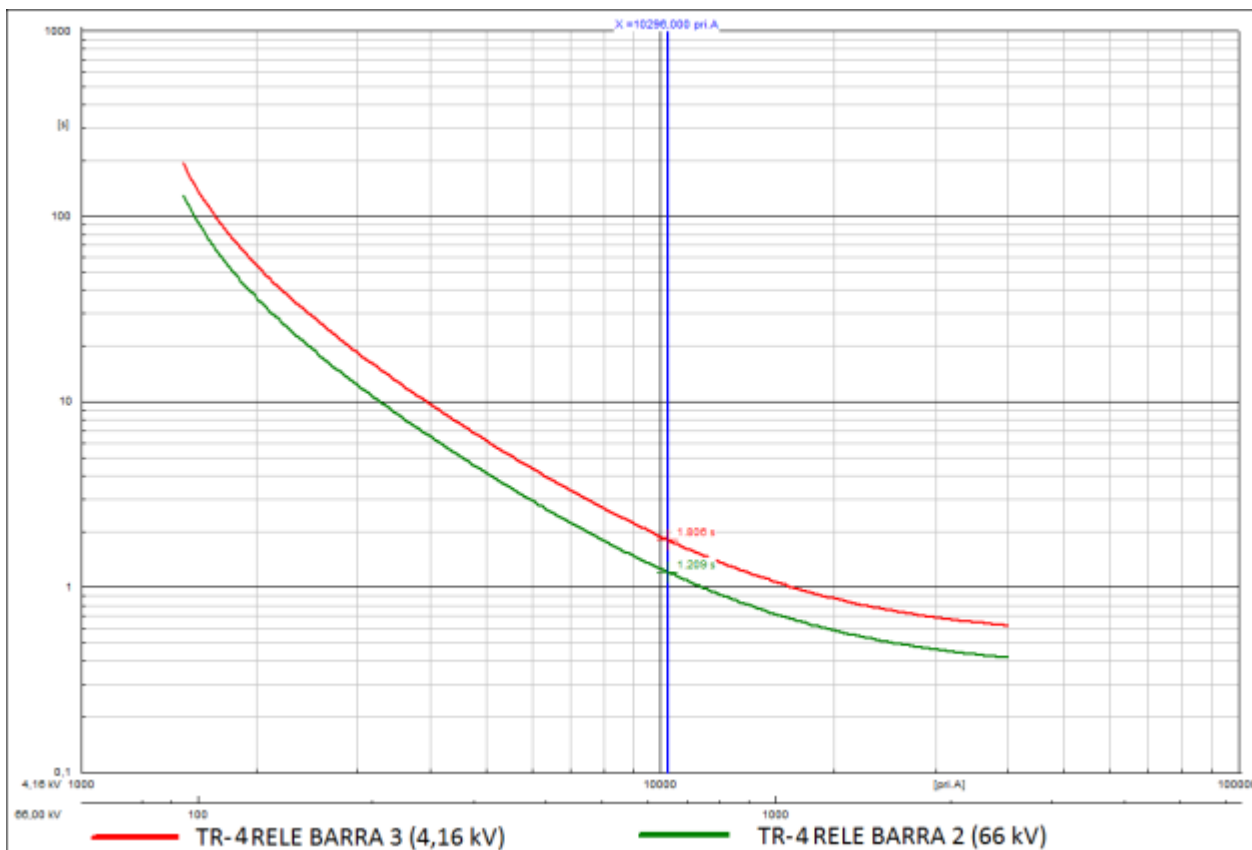
De igual manera, en la *Figura 7.2* se presentan los resultados de las curvas de los relés de sobrecorriente del transformador N°3 frente a una falla en la barra 3.



**Figura 7.2: Curvas de relés de Sobrecorriente en el transformador N°3 en barra 3**

En la *Figura 7.2* se aprecia las curvas de los relés del transformador N°3 de la subestación N°1 del devanado primario y secundario. El aporte frente a una falla en la barra 3 corresponde a 7,47 kA. Como se puede apreciar, las curvas se encuentran coordinadas.

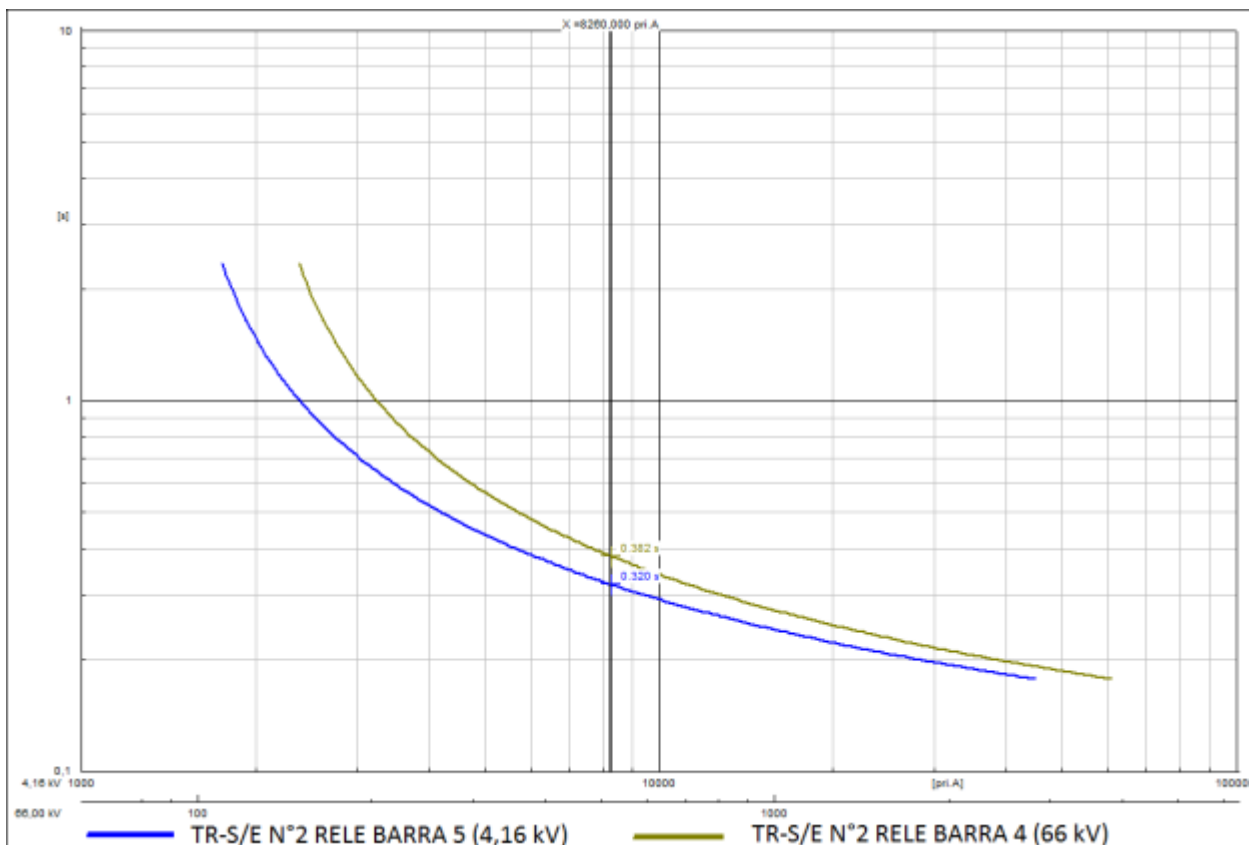
De igual manera, en la *Figura 7.3* se presentan los resultados de las curvas de los relés de sobrecorriente del transformador N°4 frente a una falla en la barra 3.



**Figura 7.3: Curvas de relés de Sobrecorriente en el transformador N°4 en barra 3**

En la *Figura 7.3* se aprecia las curvas de los relés del transformador N°4 de la subestación N°1 del devanado primario y secundario. El aporte frente a una falla en la barra 3 corresponde a 10,29 kA. Como se puede apreciar, las curvas se encuentran coordinadas.

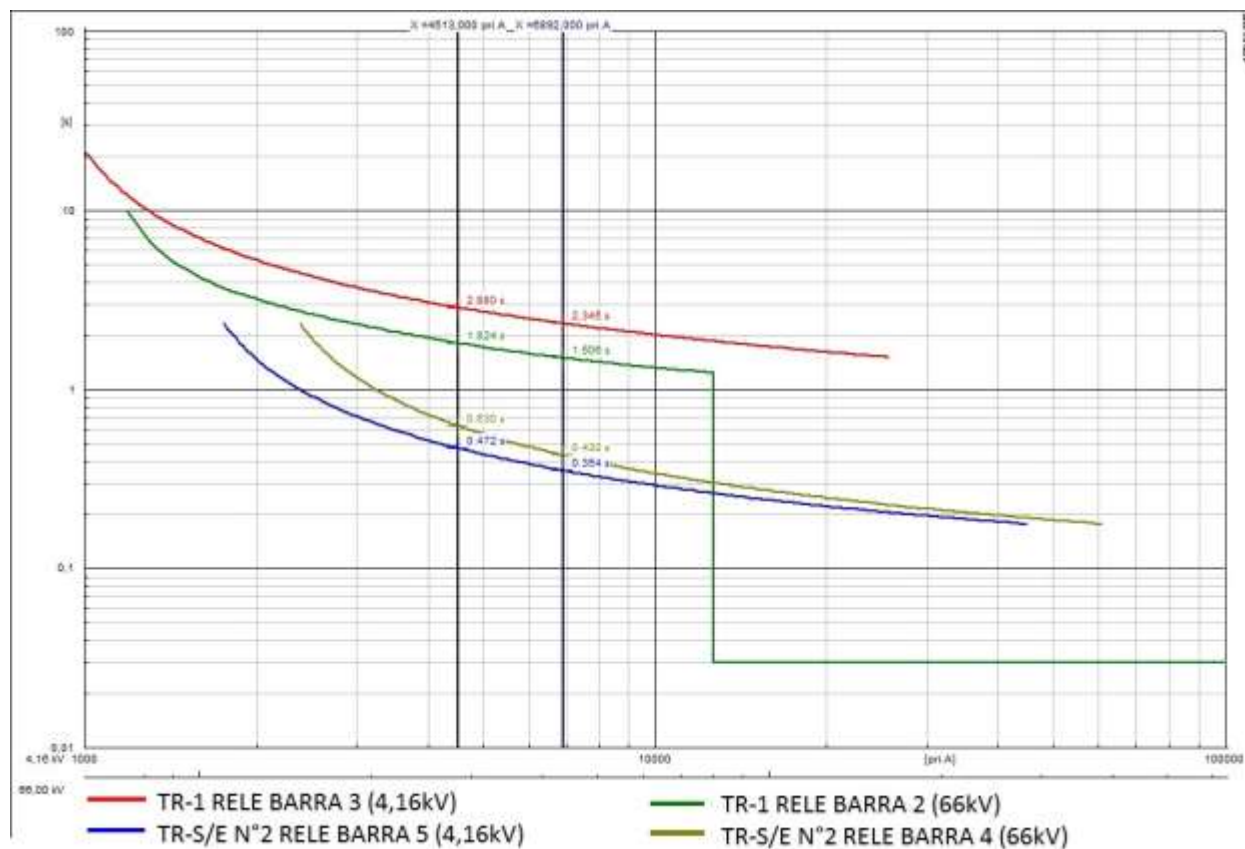
De igual manera, en la *Figura 7.4* se presentan los resultados de las curvas de los relés de sobrecorriente del transformador de la S/E N°2 frente a una falla en la barra 5.



**Figura 7.4:** Curvas de relés de Sobrecorriente en el transformador S/E N°2 en barra 5

Con referencia a la *Fig 7.4*, se aprecia las curvas de los relés del transformador de la subestación N°2 de los devanados primarios y secundarios. El aporte frente a una falla en la barra 5 corresponde a 8,26 kA. Como se puede apreciar, las curvas se encuentran coordinadas.

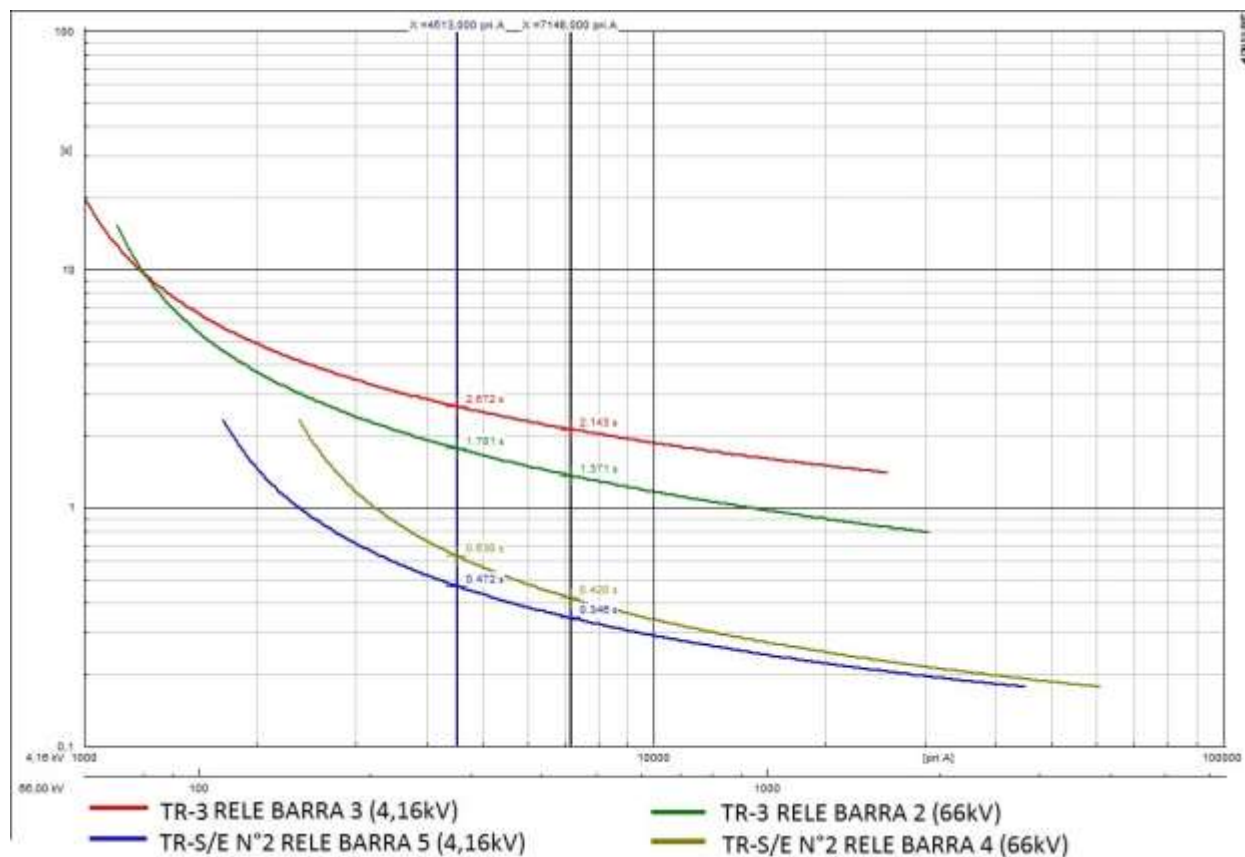
Por otro lado, en la *Figura 7.5* se presentan los resultados de las curvas de los relés de sobrecorriente del transformador N°1 y el transformador de la S/E N°2 frente a una falla en la barra 3 con la línea interconectada.



**Figura 7.5: Curvas de relés de Sobrecorriente en el transformador N°1 y transformador de S/E N°2 en barra 3**

Con referencia a la *Figura 7.5*, se aprecia que el aporte del transformador N°1 corresponde a 4,51 kA, mientras que el aporte del transformador de la S/E N°2 es de 6,89kA frente a una falla en la barra 3. Las curvas se encuentran coordinadas.

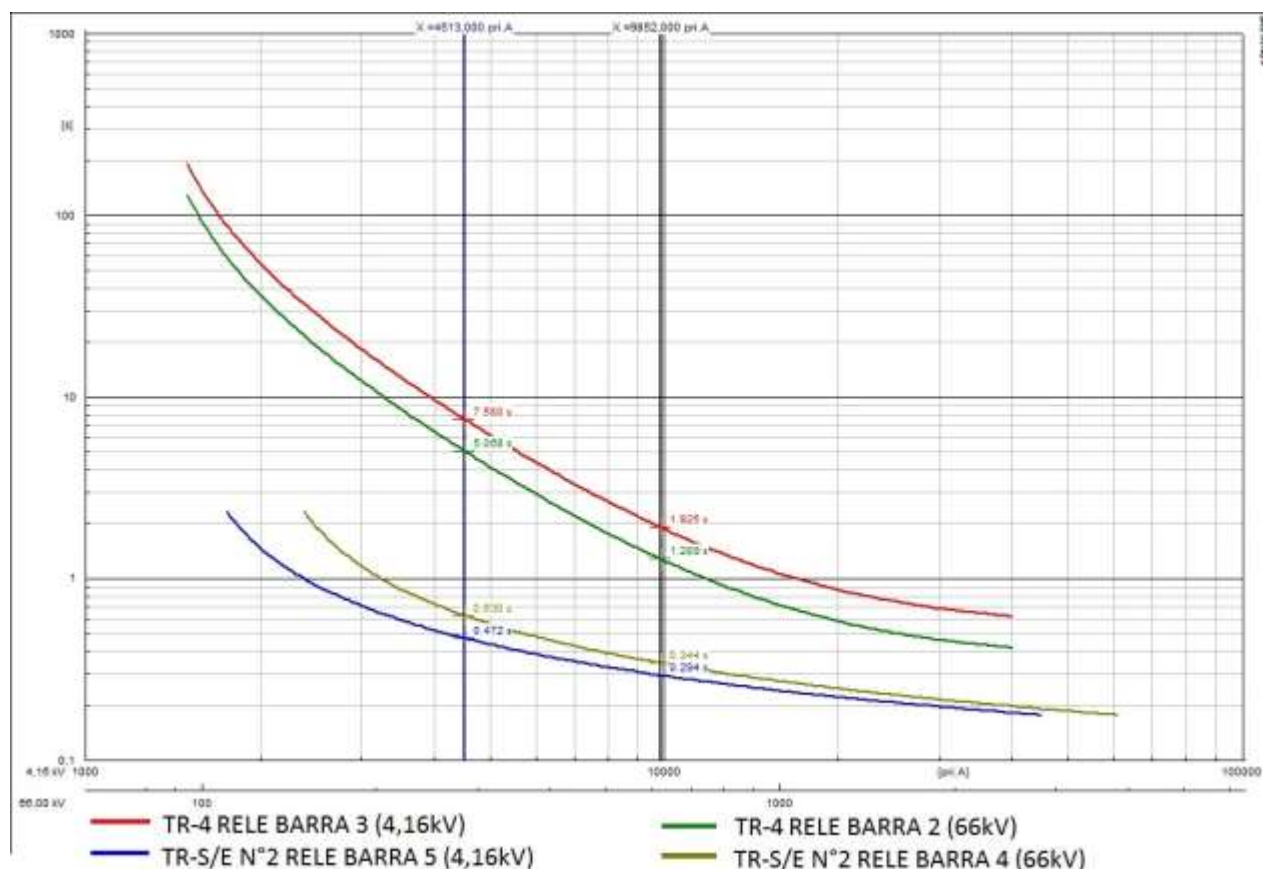
De igual manera, la *Figura 7.6* se presentan los resultados de las curvas de los relés de sobrecorriente del transformador N°3 y el transformador de la S/E N°2 frente a una falla en la barra 3 con la línea interconectada.



**Figura 7.6: Curvas de relés de Sobrecorriente en el transformador N°3 y transformador de S/E N°2 en barra 3**

En referencia a la *Figura 7.6*, se aprecia que el aporte del transformador N°3 corresponde a 4,51 kA, mientras que el aporte del transformador de la S/E N°2 es de 7,14 kA frente a una falla en la barra 3. Las curvas se encuentran coordinadas.

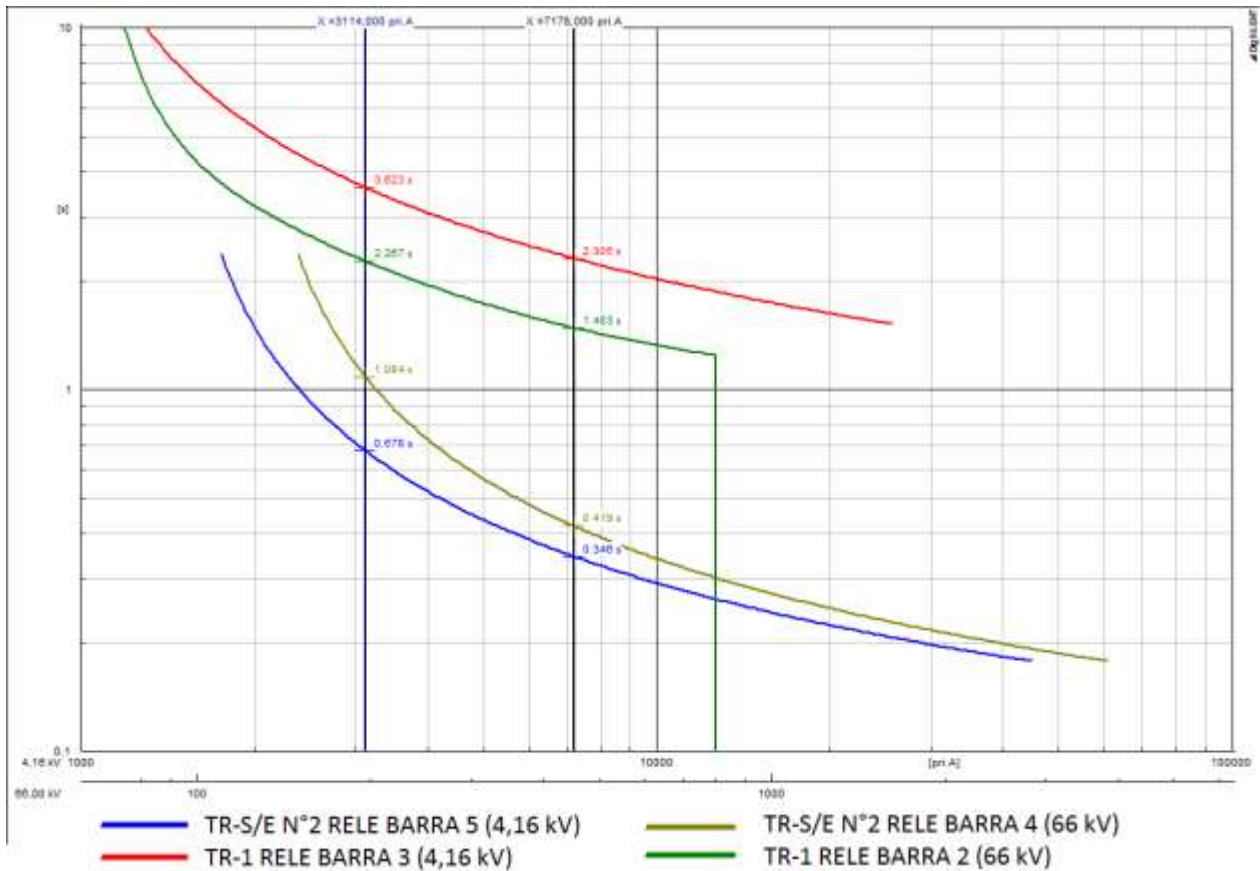
De igual manera, la *Figura 7.7* se presentan los resultados de las curvas de los relés de sobrecorriente del transformador N°4 y el transformador de la S/E N°2 frente a una falla en la barra 3 con la línea interconectada.



**Figura 7.7: Curvas de relés de Sobrecorriente en el transformador N°4 y transformador de S/E N°2 en barra 3**

En referencia a la *Figura 7.7*, se aprecia las curvas de los relés del transformador N°4 y el transformador de la subestación N°2 con la línea interconectada. El aporte del transformador N°4 corresponde a 4,51kA, mientras que el aporte del transformador de la S/E N°2 es de 9,85kA frente a una falla en la barra 3. Como se aprecia, las curvas se encuentran coordinadas.

En la *Figura 7.8* se presentan los resultados de las curvas de los relés de sobrecorriente del transformador N°1 y el transformador de la S/E N°2 frente a una falla en la barra 5 con la línea interconectada.

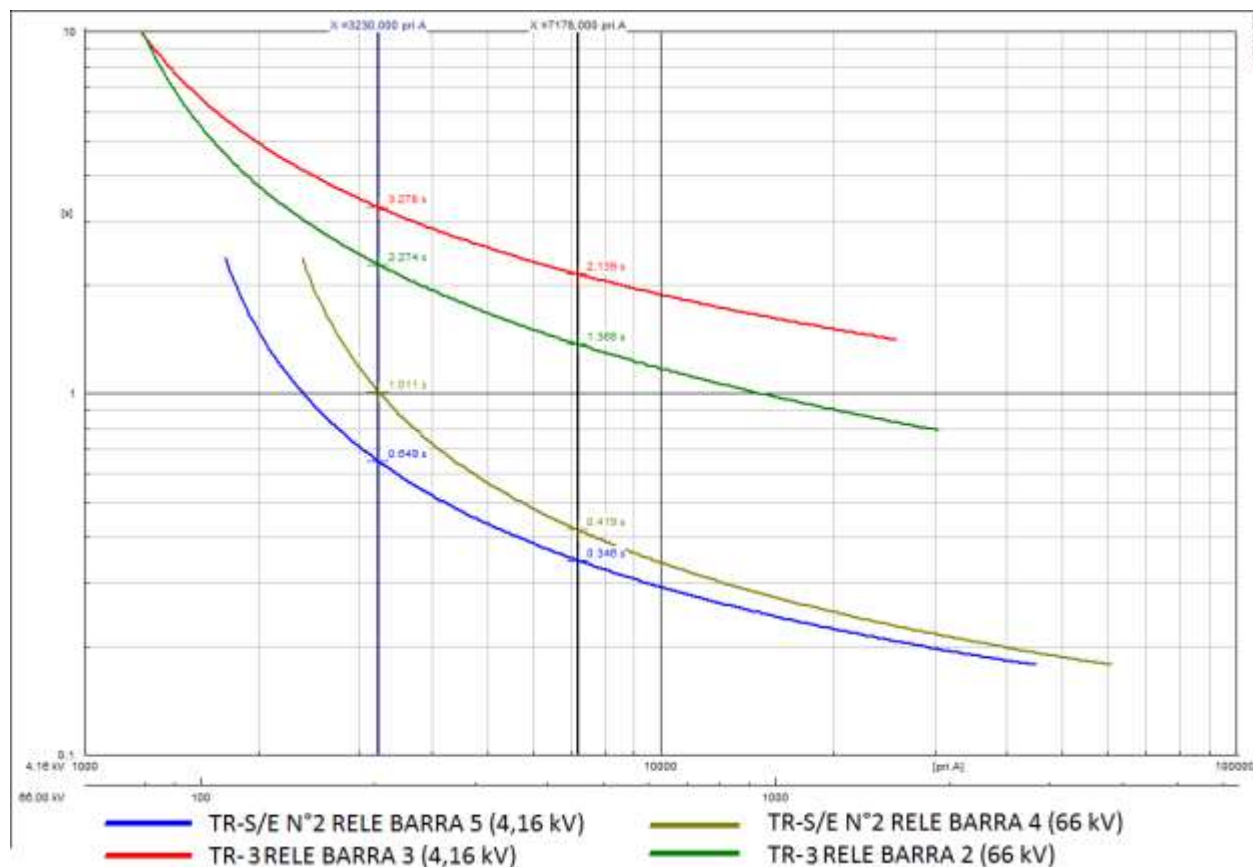


**Figura 7.8: Curvas de relés de Sobrecorriente en el transformador N°1 y transformador de S/E N°2 en barra 5**

En la *Figura 7.8* se aprecia las curvas de los relés del transformador N°1 y el transformador de la subestación N°2 con la línea interconectada. El aporte del transformador N°1 corresponde a 3,11kA, mientras que el aporte del transformador de la S/E N°2 es de 7,17kA frente a una falla en la barra 5. Las curvas se encuentran coordinadas.



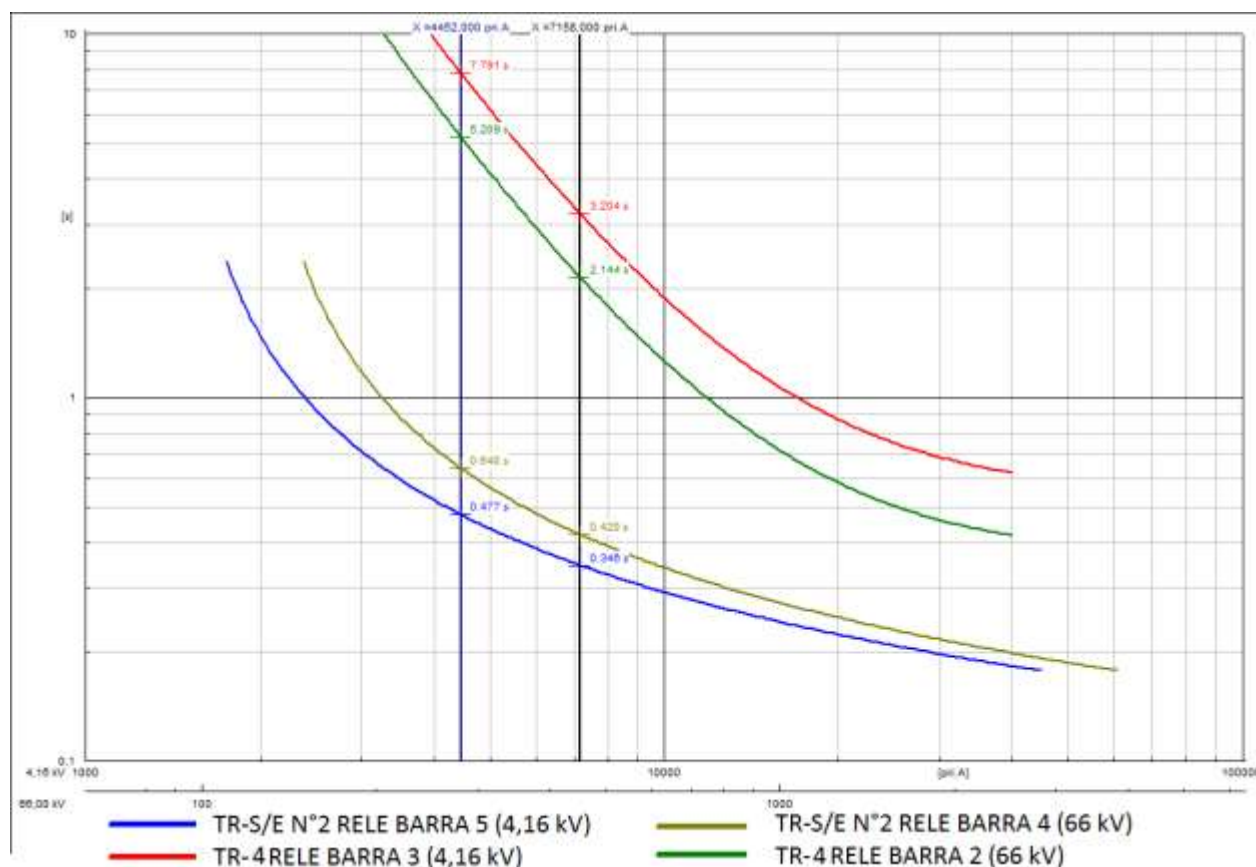
De igual manera, la *Figura 7.9* se presentan los resultados de las curvas de los relés de sobrecorriente del transformador N°3 y el transformador de la S/E N°2 frente a una falla en la barra 5 con la línea interconectada.



**Figura 7.9: Curvas de relés de Sobrecorriente en el transformador N°3 y transformador de S/E N°2 en barra 5**

En la *Figura 7.9* se aprecia las curvas de los relés del transformador N°3 y el transformador de la subestación N°2 con la línea interconectada. El aporte del transformador N°3 corresponde a 3,23kA, mientras que el aporte del transformador de la S/E N°2 es de 7,17kA frente a una falla en la barra 5. Las curvas se encuentran coordinadas.

De igual manera, la *Figura 7.10* se presentan los resultados de las curvas de los relés de sobrecorriente del transformador N°4 y el transformador de la S/E N°2 frente a una falla en la barra 5 con la línea interconectada.



**Figura 7.10: Curvas de relés de Sobrecorriente en el transformador N°4 y transformador de S/E N°2 en barra5**

En la *Figura 7.10* se aprecia las curvas de los relés del transformador N°4 y el transformador de la subestación N°2 con la línea interconectada. El aporte del transformador N°4 corresponde a 4,45kA, mientras que el aporte del transformador de la S/E N°2 es de 7,15kA frente a una falla en la barra 5. Las curvas se encuentran coordinadas.

# **CAPÍTULO VIII**

## **Comentarios y Conclusiones**

## Capítulo 8: Comentarios y Conclusiones

Al finalizar el estudio y analizar rigurosamente los resultados obtenidos, se verifica que es posible realizar una interconexión de las subestaciones localizadas en ENAP Refinerías Bío -Bío.

Al contar con la flexibilidad que proporciona Digsilent a la hora de simular casos de estudio, se logra identificar con facilidad los escenarios óptimos para la desconexión de los transformadores para su mantenimiento como se ha mencionado en el transcurso del seminario; bajo este contexto la situación más segura y favorable es realizar la mantención cuando existe una demanda de 15 MW o menor con un factor de potencia de 0,87 ind., debido a que los niveles de carga de los transformadores no son elevados.

La incorporación del nuevo alimentador y el banco de condensadores son igualmente imprescindibles, puesto que el estudio se centra en la optimización de los niveles de carga de los transformadores de la subestación N°1 utilizando la compensación de energía reactiva del banco de condensadores.

Los niveles de cortocircuito no sufren grandes alteraciones al interconectar las subestaciones, sin embargo los cambios no son netamente despreciables para las protecciones de la planta, por lo que es necesario estudiar más a fondo este último punto.

## Bibliografía

- [1] Ingendesa, (2001). Descripción sistema eléctrico ENAP Refinerías Bío - Bío.
- [2] Ingendesa, (2000). Estudio de coordinación de ajustes de protecciones del sistema: “Petrox – Petropower-planta de Petroquim – Transelec”.
- [3] Wittgenstein, Ludwig (1976). Brown Book.
- [4] Superintendencia de Electricidad y Combustibles S.E.C, (2001). Instalaciones de Corrientes Fuertes, NChElec 5/2001 ELECTRICIDAD.
- [5] Montenegro Soto, C. (1994). Análisis de flujo de potencia trifásico.
- [6] Salvo Cifuentes, Constanza (2011). Aplicación didáctica del software DIGSILENT, para la solución de sistemas eléctricos de potencia [disco compacto].
- [7] Delgado Navarro, Juan Carlos. Sistemas eléctricos de potencia,
- [8] Parra Ahumada, Luis (2006). Proyectos eléctricos de baja tensión.

# **ANEXOS**

Tabla A.1: Características de conductores de cobre comercial

N° AVG	Rección de Cobre	# hebras	Diámetro total mm	Peso kg/km	Resist. a la rotura ton.	* Capac. térmica a- prox. Amp.	Resistencia, ohm/km			Componentes de conductor (50Hz)	
							a 25° C		a 50° C	Xa react. serie ohm/km	Xa' react. paralelo Mohm km
							c.c.	50 Hz	50 Hz		
-	1000	61	29,3	4595	20,41	1300	0,0365	0,0385	0,0418	0,2816	0,2418
-	950	61	28,5	4365	19,41	1260	0,0384	0,0405	0,0440	0,2835	0,2433
-	900	61	27,8	4136	18,37	1220	0,0405	0,0424	0,0460	0,2853	0,2447
-	850	61	27,0	3905	17,37	1170	0,0429	0,0448	0,0486	0,2868	0,2464
-	800	61	26,2	3676	16,33	1130	0,0456	0,0472	0,0513	0,2884	0,2481
-	750	61	25,4	3447	15,47	1090	0,0486	0,0501	0,0546	0,2909	0,2499
-	700	61	24,5	3216	14,42	1040	0,0521	0,0535	0,0582	0,2934	0,2520
-	650	37	23,6	2987	13,52	990	0,0561	0,0576	0,0626	0,2959	0,2542
-	600	37	22,6	2758	12,25	940	0,0608	0,0620	0,0675	0,2984	0,2564
-	550	37	21,7	2527	11,25	890	0,0663	0,0673	0,0735	0,3012	0,2590
-	500	37	20,7	2298	10,21	840	0,0729	0,0738	0,0805	0,3040	0,2616
-	450	37	19,6	2067	9,28	790	0,0810	0,0818	0,0893	0,3083	0,2631
-	450	19	19,6	2067	9,00	780	0,0810	0,0818	0,0893	0,3083	0,2647
-	400	19	18,5	1838	7,96	730	0,0912	0,0918	0,1002	0,3120	0,2682
-	350	19	17,3	1609	7,08	670	0,1042	0,1046	0,1143	0,3164	0,2720
-	300	19	16,0	1378	6,12	610	0,1215	0,1219	0,1330	0,3207	0,2763
-	300	12	16,7	1378	5,96	610	0,1215	0,1219	0,1330	0,3182	0,2740
-	250	19	14,6	1147	5,10	540	0,1458	0,1460	0,1597	0,3269	0,2817
-	250	12	15,2	1147	5,06	540	0,1458	0,1460	0,1597	0,3238	0,2790
4/0	211,6	12	14,0	972	4,30	490	0,1723	0,1725	0,1883	0,3288	0,2828
4/0	211,6	7	13,7	972	4,15	480	0,1723	0,1725	0,1883	0,3356	0,2871
3/0	147,8	7	11,8	771	3,34	420	0,2173	0,2173	0,2374	0,3425	0,2938
2/0	133,1	7	10,5	616	2,69	360	0,2738	0,2738	0,2989	0,3499	0,3004
1/0	105,5	7	9,1	485	2,16	310	0,3455	0,3455	0,3765	0,3574	0,3071
1	83,69	7	8,34	384	1,73	270	0,4356	0,4356	0,4753	0,3648	0,3137
1	83,69	3	9,14	384	1,64	270	0,4340	0,4340	0,4701	0,3630	0,3083
2	66,37	7	7,41	305	1,38	230	0,5494	0,5494	0,5990	0,3717	0,3203
2	66,37	3	8,12	302	1,32	240	0,5450	0,5450	0,5934	0,3704	0,3151
2	66,37	1	6,54	299	1,36	220	0,5386	0,5386	0,5872	0,3754	0,3274
3	52,63	7	6,60	242	1,10	200	0,6928	0,6928	0,7556	0,3791	0,3270
3	52,63	3	7,24	240	1,07	200	0,6858	0,6858	0,7481	0,3779	0,3216
3	52,63	1	5,83	237	1,11	190	0,6792	0,6792	0,7407	0,3829	0,3341
4	41,74	3	6,45	190	0,85	180	0,8650	0,8650	0,9432	0,3847	0,3282
4	41,74	1	5,19	188	0,89	170	0,8562	0,8562	0,9339	0,3897	0,3409
5	33,10	3	5,74	151	0,68	150	1,0674	1,0674	1,1893	0,3922	0,3349
5	33,10	1	4,62	149	0,72	140	1,0790	1,0790	1,1775	0,3972	0,3475
6	26,25	3	5,10	120	0,55	130	1,3732	1,3732	1,4975	0,3996	0,3417
6	26,25	1	4,11	118	0,58	120	1,3620	1,3620	1,4951	0,4046	0,3540
7	20,82	1	3,66	94	0,47	110	1,7170	1,7170	1,8703	0,4114	0,3606
7	16,51	1	3,26	74	0,37	90	2,1650	2,1650	2,3612	0,4189	0,3673

(\*): Para conductores a 75°C; ambiente de 25° C; suave brisa de 2,2 km/h (2 ft/sec).