



UNIVERSIDAD DE CHILE  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

# OPTIMIZACIÓN DE LA OPERACIÓN DE LA CUENCA DEL LAJA MEDIANTE AUTOMATIZACIÓN DE LOS SERVICIOS AUXILIARES

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL  
ELECTRICISTA

GONZALO ANDRÉS SOLÍS ALARCÓN

PROFESOR GUÍA:  
CRISTIAN HERMANSEN REBOLLEDO

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
LUIS VARGAS DÍAZ  
NELSON MORALES OSORIO

SANTIAGO, CHILE  
OCTUBRE 2008

RESUMEN DE MEMORIA  
PARA OPTAR AL TÍTULO DE  
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA  
POR: GONZALO SOLÍS ALARCÓN  
FECHA: 23/10/08  
PROF. GUÍA: Sr. CRISTIAN HERMANSEN R.

## OPTIMIZACIÓN DE LA OPERACIÓN DE LA CUENCA DEL LAJA MEDIANTE AUTOMATIZACIÓN DE LOS SERVICIOS AUXILIARES

Los Servicios Auxiliares en Centrales Hidroeléctricas están destinados a establecer y mantener las condiciones normales de operatividad y servicio que aseguren el correcto funcionamiento de las instalaciones o sistemas primarios. La Automatización de los mismos permitiría simplificar y aumentar la rapidez en la toma de decisiones de los procesos de conmutación de interruptores, movimiento de válvulas, apertura de compuertas, etc. lo que conllevaría a un mejor aprovechamiento de las aguas por parte de las centrales.

Este trabajo de título persigue el estudio de la Automatización y posterior Optimización de la Operación de los Servicios Auxiliares Eléctricos de las Centrales Hidroeléctricas del Laja que pertenecen a ENDESA S.A., situadas en la Región del Bio-Bio y que abarca a las Centrales Antuco, El Toro y Abanico. Para ello, se desarrolla una revisión del estado del arte en torno a conceptos de servicios auxiliares, automatización y norma técnica. A partir de esto, se plantea una metodología para el modelamiento del sistema existente, el cual se realizó en formato DigSilent para así poder estudiar y analizar diferentes condiciones de operación; considerando parámetros de generación y demanda en el escenario demanda alta.

Con los resultados obtenidos de este punto se realiza una propuesta que incluye una actualización e incorporación de equipos y dispositivos, además de dos automatismos en diferentes sectores. Al ser instalado lo expuesto en éste trabajo se lograría una mayor robustez y confiabilidad en el sistema en estudio, lo que tiene gran valor dada la importancia de este complejo eléctrico a nivel nacional y por su participación en la recuperación del sistema ante un eventual apagón total o parcial.

Debido a los cambios sugeridos en éste estudio se tocan algunos aspectos considerados en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio cumpliendo de mejor manera lo exigido por ésta, lo que trae consigo una disminución de posibles sanciones y/o multas que pudiesen existir.

*Dedicado a mis queridos padres, Lucy y Roberto.  
... y a mi hermano Francisco.*

# AGRADECIMIENTOS

En primer lugar a mis padres quienes han sido siempre un permanente apoyo y un ejemplo ha seguir. Muchas gracias por todo el cariño y enseñanzas que me han dado, las cuales han servido para poder desarrollarme como persona y lograr las metas que me he propuesto. Sin duda son los mejores papás del mundo, los quiero mucho!!!!

A mi hermano, el Pancho, por todos los buenos momentos que hemos compartido y el apoyo que me ha demostrado. A quien no considero solo mi hermano sino que también mi amigo y de los mejores.

Además, tengo que agradecer a la sandruca por todas sus preocupaciones y atenciones, sin duda que la considero parte de mi familia y espero que le salga todo bien en lo que se viene. También tengo que darle gracias a mi abuela, no voy a olvidar todos sus regalones y el apoyo que siempre me ha dado.

A mis amigos, que han sido fundamentales en el desarrollo de mi carrera tanto a nivel académico como de leseos, pichangas y demases. Gracias a mis compadres Yankee y Pablo, no los voy a olvidar nunca y no creo que vaya a haber otro trío similar en la universidad en un futuro (quien más juega futbol americano en el patio de la escuela o naipes en clases), ojala que tengan mucho éxito en sus vidas y les deseo lo mejor. No puedo olvidar a mi otro gran amigo, Tocayo, quien ha sido mi eterno compañero de carrera, mi consejero, mi maestro en muchas cosas, sinceramente eres quien más me ha ayudado y te lo agradeceré toda la vida, espero que te vaya muy bien en todo compadre y sé que así será (vas a terminar haciendo un robot al final). A ustedes tres quiero decirles muchas gracias por todo lo que hemos pasado juntos, por todo lo que hemos leseedo y por todo lo que hemos vivido, saben que pueden contar conmigo para lo que sea y espero que mantengamos nuestra amistad por siempre.

Debo agradecer además a mi profesor guía, Sr. Cristian Hermansen por su tiempo y por su orientación para llevar a cabo este trabajo. También a la gente de ENDESA, en especial al Sr. Jaime Galleguillos, por la oportunidad que me dio con el tema de memoria, al Sr. Rafael González por su ayuda en la recopilación de información y en general a todos aquellos que de una u otra forma participaron de este trabajo. Tengo que agradecer también a Alvaro Bustos, por toda la ayuda prestada a lo largo de esta memoria y por los consejos que me diste.

Finalmente, tengo que darte las gracias a ti, mi amorcito lindo, mi princesita Pauly, por toda tu ayuda, por tu compañía, por tu amor, por hacerme feliz, por todo lo que me has dado, eres super importante para mi y te necesito demasiado. Te amo mucho.

... Muchas gracias a todos

---



---

# INDICE

## CAPITULO I

1.1	INTRODUCCION.....	1
1.2	OBJETIVOS.....	2

## CAPITULO II

2.1	DESCRIPCION GENERAL DE LA EMPRESA .....	3
2.1.1	CENTRAL ABANICO .....	4
2.1.2	CENTRAL EL TORO:.....	5
2.1.3	CENTRAL ANTUCO:.....	6
2.2	CONCEPTOS TECNICOS.....	7
2.2.1	SERVICIOS AUXILIARES.....	7
2.2.1.1	IMPORTANCIA DE LOS SERVICIOS AUXILIARES EN LA OPERACIÓN DE CENTRALES .....	8
2.2.2	AUTOMATIZACION.....	11
2.2.2.1	CONCEPTOS.....	11
2.2.2.2	OBJETIVOS.....	11
2.2.2.3	VENTAJAS.....	11
2.2.2.4	IDENTIFICACIÓN DE UN SISTEMA AUTOMÁTICO .....	12
2.2.3	NORMA TECNICA.....	12

## CAPITULO III

3.1	DESCRIPCION DEL SISTEMA DE SERVICIOS AUXILIARES .....	17
3.1.1	CENTRAL EL TORO.....	17
3.1.2	CENTRAL ABANICO .....	19
3.1.3	CENTRAL ANTUCO.....	21
3.1.4	LINEA EL TORO-ABANICO .....	22
3.1.5	LINEA ABANICO-ANTUCO .....	22
3.1.6	LINEA ANTUCO-EL TORO.....	22
3.2	MODELACION DEL SISTEMA DE SERVICIOS AUXILIARES EN MEDIA TENSION.....	23
3.2.1	CONSIDERACIONES DE ESTUDIO .....	23
3.2.1.1	BARRAS.....	23
3.2.1.2	TRANSFORMADORES.....	24
3.2.1.3	CARGAS .....	24
3.2.1.4	LÍNEAS .....	26
3.2.2	ESTUDIO DE FLUJOS DE CARGA.....	26
3.2.3	CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO SIMETRICAS Y ASIMETRICAS.....	27

3.3	ANALISIS DE RESULTADOS.....	30
3.3.1	ESCENARIO N° 1: OPERACION NORMAL.....	30
3.3.2	ESCENARIO N° 2: DESDE CENTRAL ANTUCO .....	30
3.3.3	ESCENARIO N° 3: DESDE UNIDAD N° 1 DE CENTRAL ABANICO .....	31
3.3.4	ESCENARIO N° 4: DESDE UNIDADES N° 1 Y N° 2 DE CENTRAL ABANICO .....	31
3.3.5	ESCENARIO N° 5: DESDE UNIDAD N° 5 DE CENTRAL ABANICO .....	31
3.3.6	ESCENARIO N° 6: DESDE UNIDADES N° 5 Y N° 6 DE CENTRAL ABANICO .....	32
3.3.7	ESCENARIO N° 7: DESDE UNIDAD N° 1 DE CENTRAL EL TORO .....	32
3.3.8	ESCENARIO N° 8: DESDE UNIDADES 5 Y 6 DE CENTRAL ABANICO (ALTERNATIVA 2) .....	33
3.3.9	ESCENARIO N° 9: DESDE BARRA AT DE CENTRAL ABANICO.....	33

## CAPITULO IV

4.1	AUTOMATIZACION .....	34
4.1.1	SISTEMAS DE CONTROL.....	35
4.1.2	ACTUALIZACION DEL ESQUEMA DE PROTECCIONES .....	36
4.1.2.1	INCORPORACIÓN DE RELÉS DIGITALES .....	36
4.1.3	TELESUPERVISION .....	38
4.1.3.1	INFORMACIÓN A CAPTAR.....	38
4.1.3.2	ALARMAS .....	39
4.1.4	TELEPROTECCION .....	40
4.1.5	TELECONTROL.....	40
4.1.5.1	INFORMACIÓN A TRANSMITIR.....	40
4.2	PROPUESTA .....	41
4.2.1	ACTUALIZACION E INCORPORACION DE EQUIPOS Y DISPOSITIVOS ...	42
4.2.1.1	CENTROS DE MEDIDA.....	42
4.2.1.2	EQUIPOS DE MANIOBRA.....	43
4.2.1.3	REQUERIMIENTOS DE PROTECCIÓN E INCORPORACIÓN DE PROTECCIONES DIGITALES .....	44
4.2.2	LOGICA DE CONTROL.....	48
4.2.3	AUTOMATISMO CENTRAL ANTUCO .....	48
4.2.3.1	AUTOMATISMO CENTRAL ANTUCO ANTE CAÍDA DE CENTRALES ABANICO Y EL TORO .....	49
4.2.3.2	AUTOMATISMO CENTRAL ANTUCO ANTE FALLA EN LÍNEAS CUANDO HAY SOLO UNA CENTRAL CAÍDA .....	49
4.2.4	AUTOMATISMO BOCATOMAS.....	51
4.2.4.1	AUTOMATISMO BOCATOMA POLCURA.....	51
4.2.4.2	AUTOMATISMO BOCATOMA LAJA .....	52
4.2.5	PAUTA PARA LA COORDINACION DE PROTECCIONES .....	52

---

## CAPITULO V

5.1	OPTIMIZACION DE LA OPERACION DE LA CUENCA DEL LAJA .....	55
5.1.1	TENSION Y CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN BARRAS.....	55
5.1.2	TIEMPOS DE OPERACION .....	59
5.1.2.1	CASO CENTRAL EL TORO.....	59
5.1.2.2	CASO CENTRAL ABANICO .....	60
5.1.2.3	CASO CENTRAL ANTUCO.....	62

## CAPITULO VI

6.1	ANALISIS DE LA NORMA TECNICA EN RELACION AL ESTUDIO REALIZADO .....	63
6.1.1	PROTECCIONES.....	63
6.1.2	PARTICIPACION EN PRS .....	63

	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	66
--	--------------------------------------	----

	BIBLIOGRAFIA .....	71
--	--------------------	----

	ANEXOS .....	74
--	--------------	----

---

## INDICE DE FIGURAS

Figura N° 1: Mapa Cuenca del Laja .....	3
Figura N° 2: Central Abanico .....	4
Figura N° 3: Central El Toro.....	5
Figura N° 4: Central Antuco .....	6
Figura N° 5: Red de Servicios Auxiliares Cuenca del Laja.....	7
Figura N° 6: Diagrama de SS/AA Caverna de Máquinas El Toro .....	18
Figura N° 7: Diagrama de SS/AA Edificio de Mando Central Antuco .....	19
Figura N° 8: Diagrama de SS/AA Central Abanico .....	20
Figura N° 9: Diagrama de SS/AA Central Antuco.....	21
Figura N° 10: Esquema de protecciones Central Antuco.....	45
Figura N° 11: Esquema de protecciones Barras de 13,8 [KV] Central El Toro.....	46
Figura N° 12: Esquema de protecciones Barras de 13,8 [KV] Abanico.....	47
Figura N° 13: Tensión en barras de 13,8 [KV] Escenario N° 1.....	55
Figura N° 14: Corrientes máximas de cortocircuito en barras de 13,8 [KV] Escenario N° 1.....	56
Figura N° 15: Tensión en barras de 13,8 [KV] Escenario N° 7.....	57
Figura N° 16: Corrientes máximas de cortocircuito en barras de 13,8 [KV] Escenario N° 7.....	57
Figura N° 17: Tensiones en barras de 13,8 [KV] Escenario N° 8.....	58
Figura N° 18: Corrientes máximas de cortocircuito en barras de 13,8 [KV] Escenario N° 8.....	58

# CAPITULO I

## INTRODUCCION

En la cuenca del río Laja, ubicada en la región del Bio-Bio al este de la ciudad de Los Ángeles, ENDESA S.A. opera tres centrales hidráulicas; Abanico, El Toro y Antuco. Todo este complejo se denomina “Centrales Hidráulicas del Laja” las que en conjunto con las “Centrales Hidráulicas del Bio-Bio” conforman las “Centrales Hidráulicas del Sur”.

Las Centrales de la cuenca del Laja se interconectan mediante una red de 13,8 [KV] en forma de anillo. Estas redes pueden alimentar todas las centrales, subestaciones, obras hidráulicas de la cuenca y otras instalaciones de ENDESA (Campamentos, etc.). Cada red puede ser alimentada desde distintos puntos.

Las redes fueron desarrolladas por tramos, junto con la construcción de cada central y no es posible una supervisión y control automático de manera centralizada, por lo que son operadas por zonas en forma manual. Tampoco se cuenta con estudios de protecciones ni de operación en diferentes escenarios.

Esta memoria analiza el flujo de potencia, así como los niveles de tensión para las condiciones de operación normal y de emergencia; se realiza el estudio de los niveles de corrientes de cortocircuito de la red de media tensión para todas las condiciones de operación posibles con el fin de analizar la incorporación de un nuevo esquema de protecciones con la tecnología de relés digitales al sistema de protecciones existentes, estableciendo las pautas para su adecuada coordinación y su integración al sistema de supervisión y mando centralizado.

Con esto se pretende analizar si los cambios producidos en el sistema conllevarán un mejor cumplimiento de la norma técnica y lograr una optimización de la operación del complejo hidroeléctrico.

## OBJETIVOS

Modelar el Sistema de Servicios Auxiliares en Media Tensión de las Centrales Hidroeléctricas de la Cuenca del Laja en formato DigSilent Power Factory 13.2.333 (Anexo N° 1. “Justificación Uso de DigSilent para efectuar simulaciones”).

Estudiar y Analizar condiciones de operación de los Servicios Auxiliares Eléctricos.

Diseñar lógica de control del Sistemas de Servicios Auxiliares en media tensión con el fin de poderlo telecontrolar y telesupervisar desde Edificio de Mando de la Central Antuco.

Lograr un mejoramiento de la operación comercial y regulatoria.

## CAPITULO II

### DESCRIPCION GENERAL DE LA EMPRESA

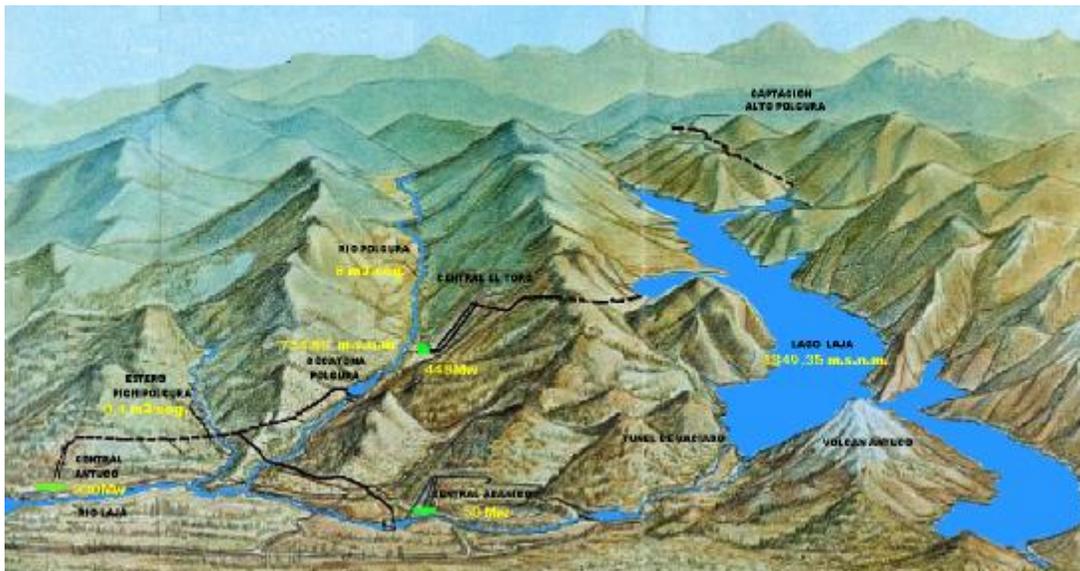
ENDESA (Empresa Nacional de Electricidad S.A.) junto a sus filiales es una empresa internacional que desarrolla las actividades de generación, comercialización de energía eléctrica, ventas de servicios de consultoría e ingeniería en todas las especialidades.

Endesa es la principal generadora de energía eléctrica en Chile y una de las empresas más grandes del país ya que dispone de una potencia instalada de 3935 [MW] que representa el 39% de la capacidad instalada en el país. Un 73% de ésta es hidráulica y el resto térmica.

Endesa y sus filiales, distribuidas a lo largo del país, participan en el Sistema Interconectado Central (SIC) con 19 centrales y en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) con 1 central.

Las Centrales de Endesa en la Cuenca del Laja representan el 20,1 % del total de la participación de Endesa en el SIC en cuanto a potencia instalada y de ahí su importancia.

Figura N° 1: Mapa Cuenca del Laja



A continuación se presenta un detalle de cada una de las centrales y sus principales características:

### 2.1.1 CENTRAL ABANICO

**Ubicación:** A 85 kilómetros de la ciudad de Los Ángeles. Utiliza las aguas del lago Laja mediante el túnel de vaciado del río Laja, las filtraciones del lago y de los esteros Cipreses y Trubunleo.

**Tipo:** Hidroeléctrica de pasada. Se dispone de regulación interanual si se utilizan recursos del lago Laja.

#### Características

Potencia Instalada	:	136.000 [KW]
Energía media anual generable	:	333[GWh]
Caudal de la central	:	106,8[m <sup>3</sup> /s]
Altura neta de caída	:	141,0 [m] y 145,7 [m]
Tipo turbina	:	Francis, de eje vertical
Nº Unidades	:	seis
Velocidad Nominal	:	375 y 428 [rpm]
Año de puesta en servicio	:	1948 y 1959

Figura N° 2: Central Abanico



### 2.1.2 CENTRAL EL TORO:

**Ubicación:** A 80 kilómetros al oriente de la ciudad de Los ángeles. Utiliza las aguas del lago Laja y los recursos del río Polcura en que parte de ellos son desviados hacia dicho lago mediante la Captación Alto Polcura.

**Tipo:** Hidroeléctrica de regulación interanual, con aducción en túnel.

#### Características

Potencia Instalada	:	400.000 [KW]
Energía media anual generable	:	1.686[GWh]
Caudal de la central	:	97,3[m <sup>3</sup> /s]
Altura neta de caída	:	545,0 [m]
Tipo turbina	:	Pelton, de eje vertical
Nº Unidades	:	Cuatro
Velocidad Nominal	:	333,3 [rpm]
Año de puesta en servicio	:	1973 y 1974

Figura N° 3: Central El Toro



### 2.1.3 CENTRAL ANTUCO:

**Ubicación:** A 80 kilómetros al oriente de la ciudad de Los ángeles. Utiliza los recursos de los ríos Polcura, Laja y Pichipolcura, además de los esteros Malalcura, Cipreses, El Toro y las aguas provenientes de las descargas de las centrales Abanico y El Toro.

**Tipo:** Hidroeléctrica de pasada, con regulación horaria.

#### Características

Potencia Instalada	:	300.000 [KW]
Energía media anual generable	:	1.799[GWh]
Caudal de la central	:	177,8[m <sup>3</sup> /s]
Altura neta de caída	:	188,0 [m]
Tipo turbina	:	Francis, de eje vertical
Nº Unidades	:	Dos
Velocidad Nominal	:	250 [rpm]
Año de puesta en servicio	:	1981

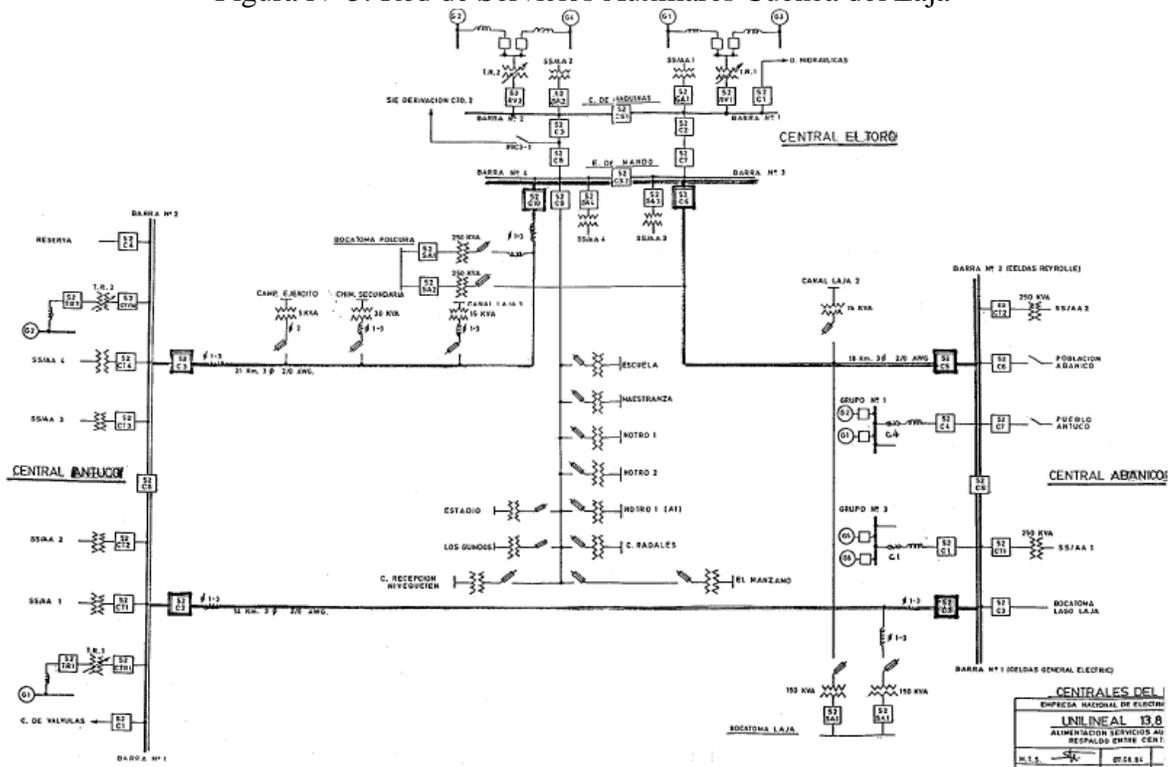
Figura N° 4: Central Antuco



## CONCEPTOS TECNICOS

Estas centrales están interconectadas mediante una red de 13,8 [KV], la cual permite alimentar todas las centrales, S/E, OOHH de la cuenca y otras instalaciones de ENDESA (Campamentos, etc). Cada red puede ser alimentada desde distintos puntos.

Figura N° 5: Red de Servicios Auxiliares Cuenca del Laja



### 2.2.1 SERVICIOS AUXILIARES

Es el conjunto de sistemas secundarios destinados a establecer y mantener condiciones normales de operatividad y servicio que asegure el correcto funcionamiento de las instalaciones o sistemas primarios.

Los Servicios Auxiliares son los equipos e instalaciones que participan y son necesarios para el funcionamiento de los generadores y subestaciones, actuando en la alimentación de los equipos de mando y control de los mismos.

Al consumo de energía y potencia requerido por los sistemas auxiliares se le denomina “Consumo Propio”.

De esta manera, es claro que el concepto de sistemas auxiliares incluye solamente aquellos consumos que son estrictamente necesarios para la correcta operación de la planta y/o unidad de generación y subestaciones tales como, la energía consumida por los equipos de mando y control de los mismos. Los consumos por otros conceptos tales como casinos, talleres, vivienda de operarios, oficinas administrativas en tanto, no forman parte del consumo propio de la planta y/o unidad de generación o subestación y son considerados como otros consumos aunque funcionalmente pertenezcan o se alimenten de las barras de Servicios Auxiliares.

### ***2.2.1.1 Importancia de los Servicios Auxiliares en la Operación de Centrales***

Desde el punto de vista funcional, una central eléctrica es la unión de varios elementos o instalaciones heterogéneas que se pueden agrupar en tres áreas:

- ✦ Obras Civiles: presas, bocatomas, canales, túneles, tuberías, edificios.
  
- ✦ Instalaciones eléctricas y mecánicas primarias: compuertas, válvulas, turbinas, generadores, transformadores, etc.
  
- ✦ Instalaciones eléctricas y mecánicas secundarias: corresponde a los denominados “sistemas de aplicación múltiple”, por ejemplo, sistemas de refrigeración, sistemas de iluminación, sistemas de compresión de aire, etc.

Para que todos estos elementos e instalaciones funcionen se requiere de un Sistema de Servicios auxiliares.

Los SS/AA pueden ser clasificados en varios tipos:

1. **SS/AA “Esenciales”**: Estos son los que mantienen las instalaciones en estado de funcionamiento y deben estar disponibles permanentemente y no deben ser perturbados por fallas que afectan a un circuito de alta tensión o por la caída accidental de las instalaciones de alta tensión, estos servicios son:

- ✦ Los equipos de protección y los automatismos que aseguran el mantenimiento o la reposición del servicio.
- ✦ Los circuitos de mando, control y señalización de los aparatos de alta tensión.
- ✦ Los circuitos de comando y control de los equipos generales.
- ✦ Los equipos de telecomunicaciones.

2. **SS/AA “Principales”**: Estos SS/AA pueden tolerar interrupciones de corta duración, pero su desconexión prolongada puede producir perturbaciones graves a la explotación de la central y subestación. Ellos deberán alimentar en corriente alterna los dispositivos de carga de las fuentes de corriente continua y suministrar la energía necesaria para reconstituir la reserva de maniobra de los interruptores y para maniobrar los desconectores.

- ✦ Los aparatos relacionados con los servicios auxiliares principales son:
- ✦ Los motores de comando de los interruptores de aceite.
- ✦ Los motores de los desconectores.
- ✦ Los cargadores de baterías.
- ✦ El alumbrado de emergencia.

Estos servicios auxiliares deben alimentar normalmente la red de distribución a través de un transformador de SS/AA conectado a las barra de tensión media.

3. **SS/AA “Normales”**: Los servicios auxiliares normales pueden admitir detenciones de mayor duración (del orden de una hora o varias horas).

Su pérdida aunque molesta no debe comprometer la explotación de la instalación, comprenden los servicios auxiliares normales:

- ✦ Los compresores de aire.
- ✦ Los circuitos de calefacción.
- ✦ Los circuitos y equipos de telemedida.
- ✦ Los circuitos auxiliares de refrigeración de los transformadores de poder.

4. **Alimentación de Emergencia**: La alimentación de emergencia es una fuente adicional a las fuentes normales, que tiene como objeto suministrar energía en ciertas condiciones anormales.

La alimentación de emergencia (grupos electrógenos) debe cumplir con dos características básicas para el diseño de los SS/AA.

- ✦ Alimentar una parte vital y preestablecida de los SS/AA.
- ✦ Funcionar (automáticamente) sólo cuando fallan todas las vías o fuentes de alimentación normal a los SS/AA.

## 2.2.2 AUTOMATIZACION

### 2.2.2.1 *Conceptos*

Autómata: Instrumento o aparato que encierra dentro de sí el mecanismo que le imprime determinados movimientos. Máquina que imita la figura y los movimientos de un ser animado.

Automático/ca: Dícese de los mecanismos que funcionan en todo o parte por sí solos. Ciencia que trata de sustituir en un proceso al operador humano por dispositivos mecánicos o electrónicos.

Automatización: Acción y efecto de automatizar.

Automatizar: Aplicar la automática a un proceso o a un dispositivo.

### 2.2.2.2 *Objetivos*

- ✦ Aumentar la seguridad de servicio por la disminución de la participación humana, siempre sujeta a una mayor probabilidad de errores.
- ✦ Simplificación de los procesos.
- ✦ Supervisión de los procesos.

### 2.2.2.3 *Ventajas*

- ✦ Asegura estabilidad en el sistema de potencia.
- ✦ Recuperación rápida de carga.
- ✦ Avanzada notificación de fallas.
- ✦ Permite hacer análisis de fallas.
- ✦ Mejora la fiabilidad.
- ✦ Reduce los costos de mantenimiento.

#### 2.2.2.4 *Identificación de un Sistema Automático*

Siempre que estemos en presencia de un sistema automático se encontrarán las siguientes características:

- ✦ Existencia de un programa por el cual se desarrollan automáticamente los procesos relativos al sistema.
- ✦ Captación ininterrumpida o de acuerdo a un ciclo de exploración de todos los datos necesarios para el desarrollo de los procesos.
- ✦ Procesamiento continuado de las informaciones, las cuales son transformadas en condiciones de avance para cumplir una nueva fase de mando del programa.
- ✦ Emisión de señales y en caso de cumplirse las condiciones de avance dé órdenes de espera o de desconexión.

#### 2.2.3 **NORMA TECNICA**

La Norma Técnica es parte de las exigencias de la ley eléctrica DFL N° 1, Ministerio de Minería de 1982. Su objetivo es normar aspectos operacionales, técnicos y de diseño para poder cumplir con los parámetros de calidad y seguridad de servicio; a su vez, permite al Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) poder exigir estas cualidades.

Entre sus características destaca:

- Ø Rige para todas las empresas de generación, transmisión y clientes.
- Ø Garantiza el acceso abierto a los sistemas de transmisión troncal.
- Ø Define a los CDEC como centros coordinadores.
- Ø Cada CDEC define, administra y opera los servicios complementarios (SSCC).

La norma técnica es de carácter obligatorio para todas las instalaciones eléctricas que operen interconectadas.

Según el capítulo tres de ésta norma se debe cumplir con ciertas exigencias mínimas de diseño, por parte de: Unidades de Generación, Transmisión e Instalaciones de Clientes.

A continuación se destacan algunos de estos requerimientos:

**Art. 3-4: Instalaciones y Equipos**

- Ø El interruptor de la unidad debe despejar cualquier falla en menos de 6 ciclos (120 [ms]).
- Ø El tiempo de operación de las protecciones debe permitir el despeje de cualquier falla en menos de 6 ciclos (120 [ms]).
- Ø El interruptor de la unidad debe contar con protección de falla de interruptor con detección de discrepancia de polos basada en la medición de corrientes.

**Art. 3-8: Operación y frecuencia CCHH**

[Hz]

47	$< f < 47,5$	Mínimo 5 [s] en servicio
47,5	$< f < 48$	Mínimo 15 [s] en servicio
48	$< f < 49$	Mínimo 90 [s] en servicio
49	$< f < 51$	<b>Operación Indefinida</b>
51	$< f < 52$	Mínimo 90 [s] en servicio
52	$< f < 52,5$	Mínimo 15 [s] en servicio
52,5	$< f < 53$	Mínimo 5 [s] en servicio

**Art. 3-10: Operación a baja  $f$**

Toda unidad podrá reducir su generación entregada al SIC cuando la frecuencia descienda por debajo de 49, 5 [Hz], hasta un 80 % de su valor nominal en el nivel 47,5 [Hz].

**Art. 3-10: Rangos de Operación**

Operación Indefinida:  $49 < f < 51$  Hz  
 $0,95 < V < 1,05$  p.u.

**Art. 3-11: Sistema de Excitación**

- a) Repuesta a escalón de 5% en vacío:
  - o Amortiguada
  - o Sobre oscilación  $< 15\%$
  - o Tiempo de Crecimiento (10-90 %)  $< 400$  [ms]
  - o Tiempo de Establecimiento ( $\pm 5\%$ )  $< 1,5$  [s]
- b) Error Estacionario  $< 0,25\%$
- c) Tensión de Techo  $> 2 * V_{fn}$
- d) Respuesta ante fallas:
  - o Tiempo de respuesta  $< 15$  [ms]
  - o Se alcance su máximo aun con tensión en bornes igual a  $0,5 * V_n$ , estando la unidad a plena carga y factor de potencia nominal.

**Art. 3-17: Información en Línea Solicitada por el CDEC (Por Unidad)**

Con actualización máxima de 10 [s] (Art. 4-16):

- Ø Potencia Activa.
- Ø Potencia Reactiva.
- Ø Posición de Taps de Transformadores.
- Ø Posición de Interruptores y Seccionadores.
- Ø Tensión lado Alta Transformador elevador o barra.
- Ø Tensión y frecuencia en bornes.
- Ø Nivel de Embalses.
- Ø Selección de Alarmas (Art. 4-15).

**Comunicaciones de voz operativas**

- Ø **Art. 4-17:** Comunicaciones oficiales deben grabarse.
- Ø **Art. 4-18:** Las grabaciones deben tener estampe de tiempo y sincronización horaria.

- Ø **Art. 4-19:** Las grabaciones normales deben conservarse al menos 6 meses. En caso de investigación, hasta que concluya el proceso.
- Ø **Art. 4-22:** Debe disponerse de canales alternativos.
- Ø **Art. 4-23:** Debe informarse dentro de 3 días de ocurridas las faltas a los artículos anteriores.

#### **Sistema de Monitoreo**

- Ø **Art. 4-24:** El CDEC deberá disponer de un Sistema de Monitoreo y Control para:
  - ü **Art. 4-26:** Controlar la participación de cada unidad generadora en el Control Primario de Frecuencia (CPF) y en el Control Secundario de Frecuencia (CSF).
  - ü **Art. 4-28:** Cumplimiento de los estándares de Control de Tensión (Art. 5.21 a 5.26).
  - ü **Art. 4-29:** La adquisición de datos debe permitir la comparación entre las consignas y tensiones de barras.
- Ø **Art. 4-30:** Los registros del Sistema de Monitoreo deberán permitir:
  - a) Comprobar el nivel de amortiguamiento de las oscilaciones de Potencia.
  - b) Comprobar el correcto funcionamiento y coordinación de protecciones.
  - c) Análisis de fallas de baja probabilidad de ocurrencia o de causas desconocidas.
  - d) Comprobar el desempeño de controles de frecuencia y tensión.
  - e) Comprobar desempeño del Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC) y el Esquema de Desconexión Automática de generación (EDAG).

#### **Protecciones Eléctricas**

- Ø **Art. 5-46:** Deben tener tiempos de actuación que permitan el despeje de fallas en menos de 6 ciclos (120 [ms]).
- Ø **Art. 6-34 d):** Inhibición por oscilaciones de potencia.

- Ø Estampe de tiempo y sincronización horaria.
- Ø Dados los plazos para entrega de informes se recomienda la instalación de registradores de falla y un sistema de interrogación remota.

**Registros Obligatorios**

- Ø **Art. 6-15:** Duración y Profundidad de interrupciones.
- Ø **Art. 6-16:** Informe Mensual con:
  - ü Cantidad y duración de interrupciones.
  - ü MVA totales interrumpidos.
  - ü Indices de Continuidad de Frecuencia Media de Interrupción por KVA (FMIK) y Tiempo Total de Interrupción por KVA (TTIK) (Art. 5-72) mensual y anual acumulado.

**Art. 10-10:** Participación en Planes de Recuperación de Servicio (PRS).

Las Centrales deben cumplir:

- Ø Capacidad de Partida en Negro.
- Ø Partida en menos de 15 minutos.
- Ø Plena carga en menos de 15 minutos.
- Ø Capacidad de Operación superior a 2 horas.

**Art. 10-11:** Participación en Aislamiento Rápido en Planes de Recuperación de Servicio (PRS).

Las Centrales deben cumplir:

- Ø Mantener la alimentación de sus SS/AA ante un apagón total o parcial del SI.
- Ø Capacidad de Operación alimentando sólo sus SS/AA durante al menos 2 horas.
- Ø Que para las condiciones anteriores no haya desconexión.

## CAPITULO III

### DESCRIPCION DEL SISTEMA DE SERVICIOS AUXILIARES

Los Servicios Auxiliares (SS/AA) del complejo, ya sea para los consumos propios de cada central como la alimentación de oficina, casino y otros, se encuentran tomados de un anillo de 13,8 [KV] que interconecta las Centrales El Toro, Abanico y Antuco. La idea de este anillo es poder tener un respaldo de las conexiones y así, en caso de alguna falla local, poder alimentar sin problemas el resto del complejo enviando la energía por la otra rama del anillo, siendo aislada a su vez la zona de la falla.

Para la descripción de los SS/AA se detallará la forma en que cada central se conecta al anillo y la forma en que se alimentan los diferentes sectores de consumo, para esto, se detallarán las conexiones por cada línea que une las centrales.

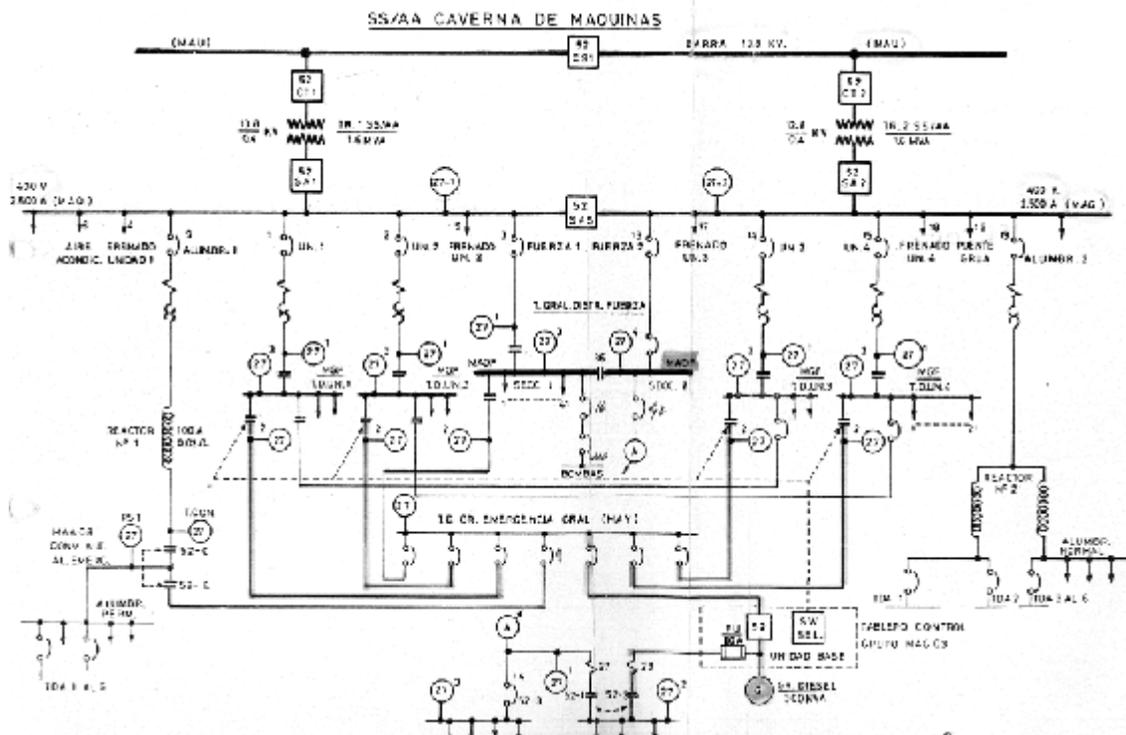
#### 3.1.1 CENTRAL EL TORO

**Caverna de Máquinas:** Esta central consta de 4 unidades generadoras que producen un voltaje de 13,8 [KV]. Se tienen 2 barras principales. La alimentación a la barra N° 1 proviene de las Unidades Generadoras N° 1 y N° 3, mientras que la barra N° 2 se alimenta de las Unidades N° 2 y N° 4. Estas barras se encuentran unidas mediante un seccionador, el cual, en caso de alguna falla, permite aislar la barra con problemas.

La barra N° 1 dispone de tres alimentadores; uno abastece lo relacionado a Obras Hidráulicas (S/E Derivación, Caverna de Válvulas y Bocatoma lo Machos). Otro alimentador alimenta los SS/AA propios de la Central a través de un transformador de 1600 [KVA] y razón 13,8/0,4 [KV]. El tercer alimentador conecta esta barra con la barra N° 3 ubicada en el edificio de mando.

La barra N° 2 consta de dos alimentadores; uno de ellos para abastecer los SS/AA propios de la central (respaldo) a través de un transformador de 1600 [KVA] y razón 13,8/0,4 [KV]. El otro alimentador conecta esta barra con la barra N° 4 ubicada en el edificio de mando y además alimenta a Caverna de Válvulas.

Figura N° 6: Diagrama de SS/AA Caverna de Máquinas El Toro



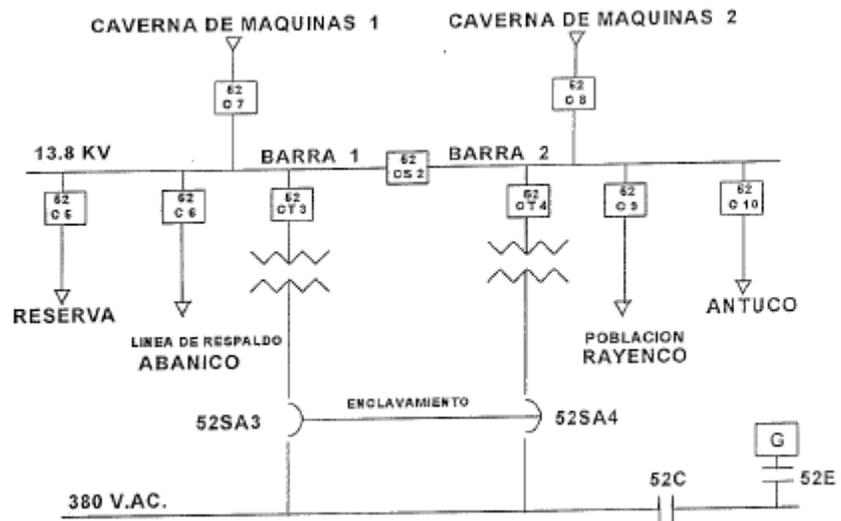
La configuración del sistema consiste en alimentar la barra (N° 1 o N° 2) según se desee, cerrando el seccionador y abriendo la alimentación de la otra barra.

**Edificio de Mando:** Se tienen las barras N° 3 y N° 4 conectadas entre sí a través de un seccionador, análogamente a lo visto en Caverna de Máquinas.

La barra N° 3 tiene dos alimentadores; uno de ellos para abastecer los SS/AA propios del edificio a través de un transformador de 150 [KVA] y razón 13,8/0,4 [KV]. El otro alimentador se conecta a la línea del anillo que va a Central Abanico.

La barra N° 4 tiene tres alimentadores; uno de ellos para abastecer los SS/AA propios del edificio (respaldo) a través de un transformador de 150 [KVA] y razón 13,8/0,4 [KV]. Otro alimentador se encarga del abastecimiento de energía a almacenes, maestranza, casino, estadio y oficinas, todo esto mediante transformadores de diferentes potencias para cada consumo y una razón de 13,8/0,4 [KV]. El tercer alimentador se conecta a la línea del anillo que va a Central Antuco.

Figura N° 7: Diagrama de SS/AA Edificio de Mando Central Antuco



Este sistema está normalmente con el seccionador en estado cerrado y con sólo una de las barras comunicadas con sus pares de la caverna de máquinas, dejando una segunda línea solo de respaldo.

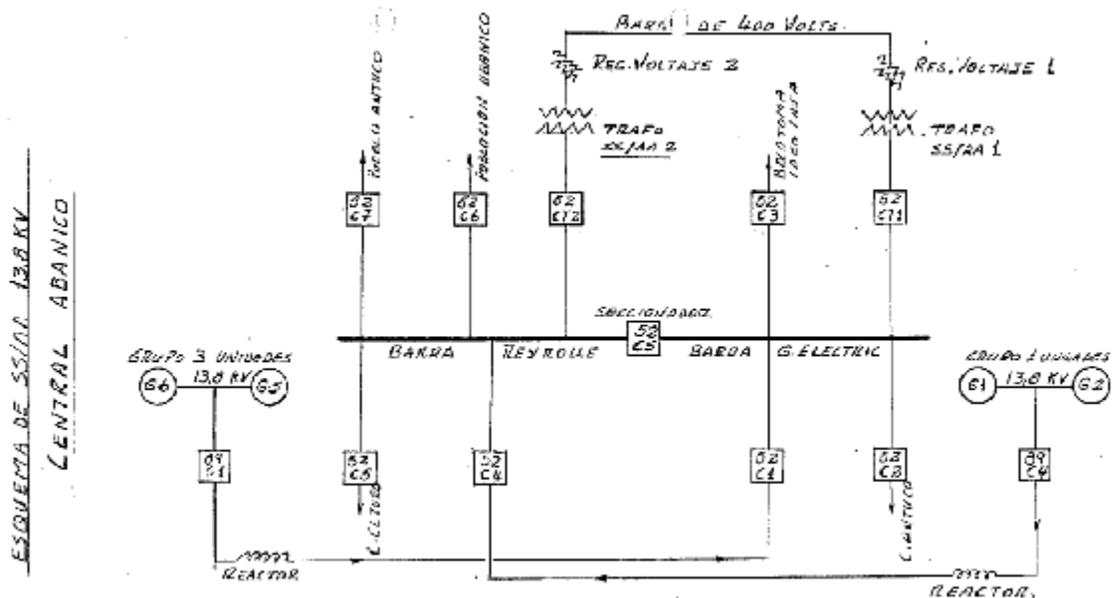
### 3.1.2 CENTRAL ABANICO

Esta central consta de 6 unidades generadoras que producen un voltaje de 13,8 [KV]. La alimentación a la barra N° 1 proviene de las Unidades Generadoras N° 5 y N° 6, mientras que la barra N° 2 se alimenta de las Unidades N° 1 y N° 2. Estas barras se encuentran unidas mediante un seccionador. (Las Unidades N° 3 y N° 4, no tienen influencia en los SS/AA)

La barra N° 1 consta de tres alimentadores; uno de ellos para el abastecimiento de los consumos propios de la central a través de un transformador de 250 [KVA] y razón de 13,8/0,4 [KV]. Otro alimentador se encarga de la alimentación de los consumos de Bocatoma Lago Laja. El tercer alimentador se conecta a la línea del anillo que va a Central Antuco.

La barra N° 2 dispone de cuatro alimentadores; uno de ellos para la alimentación del pueblo de Antuco, otro alimentador para Cámara de Carga, otro alimentador (respaldo) para los consumos propios de la central a través de un transformador de 250 [KVA] y razón de 13,8/0,4 [KV]. El cuarto alimentador se conecta a la línea del anillo que va a Central El Toro.

Figura N° 8: Diagrama de SS/AA Central Abanico



La configuración del sistema consiste normalmente en alimentar la barra (N° 1 o N° 2) según se desee, abriendo la alimentación de la otra barra y manteniendo el seccionador cerrado.

### 3.1.3 CENTRAL ANTUCO

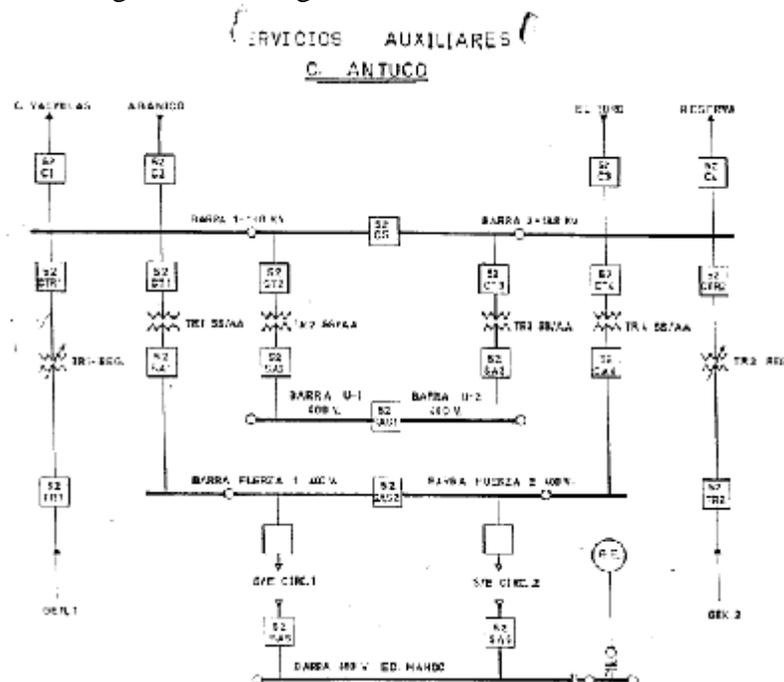
Esta central consta de 2 unidades generadoras que producen un voltaje de 13,8 [KV]. La alimentación a la barra N° 1 y barra N° 2 proviene de las Unidades N° 1 y 2, respectivamente y se realiza a través de un transformador regulador. Estas barras se encuentran unidas mediante un seccionador.

La barra N° 1 cuenta con cuatro alimentadores; uno de ellos para los consumos de Caverna de Válvulas, dos alimentadores se encargan de los consumos propios de la central y manejan distintos dispositivos (barras de unidades y barras de fuerza). El cuarto alimentador se conecta a la línea del anillo que va para Central Abanico.

La barra N° 2 cuenta con cuatro alimentadores; uno de ellos para Reserva, dos alimentadores se encargan de los consumos propios de la central y manejan distintos dispositivos. El cuarto alimentador se conecta a la línea del anillo que va para Central El Toro.

La configuración del sistema consiste en alimentar la barra (N° 1 o N° 2) según se desee, cerrando el seccionador y abriendo la alimentación de la otra barra.

Figura N° 9: Diagrama de SS/AA Central Antuco



### **3.1.4 LINEA EL TORO-ABANICO**

Tiene tres alimentadores; uno para Bocatoma Laja (0,42 Km), otro para el Canal Laja 2 (0,16 Km) y el tercer alimentador es para Bocatoma Polcura (0,32 Km). Todos conectados mediante transformadores de 150 [KVA], 15 [KVA] y 250 [KVA] respectivamente y una razón de 13,8/0,4 [KV].

### **3.1.5 LINEA ABANICO-ANTUCO**

Un alimentador para abastecer a Bocatoma Laja (0,42 Km) con un transformador de 250 [KVA] y razón 13,8/0,4 [KV].

### **3.1.6 LINEA ANTUCO-EL TORO**

Dispone de tres alimentadores; uno para abastecer un campamento (0,27 Km), otro alimentador para Canal Laja 3 (1,24 Km) y el tercer alimentador es para Bocatoma Polcura (0,19 Km). Todos conectados mediante transformadores de 5 [KVA], 15 [KVA] y 250 [KVA], respectivamente y una razón de 13,8/0,4 [KV].

## MODELACION DEL SISTEMA DE SERVICIOS AUXILIARES EN MEDIA TENSION

### 3.2.1 CONSIDERACIONES DE ESTUDIO

Cada escenario de explotación indicado fue sometido a estudios de flujos de carga, de corrientes de cortocircuito máximas para determinar las corrientes de corte de los interruptores y de corrientes de cortocircuito mínimas necesarias para el ajuste y coordinación de los relés de protección.

La exactitud y amplitud de los resultados obtenidos de los flujos de potencia se encuentran limitados a la ubicación de los equipos de medida y al registro de los valores obtenidos de ellos. En cuanto a esto último la conexión de los instrumentos de medida en una sola fase no permite registrar con suficiente exactitud la potencia trifásica total; lo mismo sucede con el registro de potencia reactiva ya que el Sistema de Servicios Auxiliares es de naturaleza intrínsecamente desequilibrada.

#### 3.2.1.1 *Barras*

De acuerdo a las recomendaciones de la norma IEC-60909 en barras de 13,8 [KV] y tensiones inferiores se despreció la reactancia y resistencia en serie.

El Sistema de Servicios Auxiliares en 380 [V] consta de barras de cobre aisladas de las cuales salen cables que alimentan a los distintos consumos en donde se utiliza un arreglo de 4 hilos con neutro sólidamente puesto a tierra lo que permite un control efectivo de las sobretensiones y la separación inmediata del circuito fallado por medio de dispositivos de sobre corriente en caso de ocurrencia de una falla fase a tierra. Aun más, este sistema provee

una base efectiva para la protección contra fallas de arco de bajo voltaje donde se aplican relés de secuencia cero para detectar este tipo de fallas.

### 3.2.1.2 Transformadores

Se consideró un ángulo de  $84,26^\circ$  para la relación resistiva-inductiva de la impedancia de los transformadores cuando esta información no estuvo disponible en placa característica. Este dato lo asumió Chilectra de una norma francesa, la cual se basa en un estudio estadístico de transformadores fabricados en ese país y fuera de él.

De acuerdo a esto la relación  $x_t/r_t$  queda determinada por la expresión:

$$\frac{x_t}{r_t} = \frac{\text{sen}q}{\text{cos}q} = \tan q = \tan 84,26^\circ = 3,9618 \quad (1)$$

Para la impedancia de secuencia cero se consideró un valor del 80% del valor de la impedancia de secuencia positiva del transformador, este dato lo asumió Chilectra basado en un estudio que realizó a todos los transformadores de bajada instalados en su sistema y que son del tipo “núcleo de tres columnas”.

### 3.2.1.3 Cargas

Las cargas típicas encontradas en los Servicios Auxiliares Eléctricos de una Central Hidroeléctrica, subestaciones, obras hidráulicas y otras instalaciones son luz incandescente, luz fluorescente, aire acondicionado, calefacción y cargas con P y Q constante de acuerdo al enfoque tradicional. Sin embargo el enfoque moderno va más allá y considera además que cada uno de estos tipos de cargas es sensible a cambios de tensión y frecuencia.

El modelo de carga como fuente de potencia representa tradicionalmente los grandes consumos existentes en las subestaciones, por tanto es claramente un modelo de agregación

de consumidores. Los valores de potencia activa y reactiva se obtienen mediante medidas y, típicamente, se representan por la denominada curva diaria, donde se muestran los consumos en KW y KVAR con intervalos de una hora. No obstante existen dispositivos concretos que admiten la modelación como fuente de potencia, tal como ocurre con los motores de inducción o síncronos controlados.

El modelo que define la carga como una impedancia se ha visto de utilidad para consumos agregados en las redes de distribución de media y baja tensión siendo de escasa utilidad en el análisis de redes de transporte salvo en casos concretos donde se busca la linealización de las ecuaciones nodales como ocurre en el análisis de cortocircuitos y de estabilidad. El modelo de impedancias se presenta en algunos consumos concretos tales como lámparas de incandescencia, calefactores eléctricos, etc.

Los modelos por fuentes de intensidad son menos frecuentes en las cargas agregadas y su mayor utilización se presenta en el análisis armónico de redes eléctricas con la finalidad de realizar un proceso iterativo de cálculo por tanto en general suele ser un modelo poco útil en la práctica. Sin embargo existen dispositivos concretos que responden a este modelo como ocurre con los rectificadores electrónicos controlados.

En la mayoría de las redes los consumos no pueden simularse únicamente por un tipo de modelo siendo conveniente utilizar un modelo que contemple distintos tipos, en general este tipo de consumos se denominan modelos estacionarios genéricos. Estos modelos están definidos consecuentemente para resaltar el carácter agregado de una carga.

Una de las muchas formas de expresar un consumo genérico es mediante la expresión:

$$P = K_p U^a \quad ; \quad Q = K_q U^b \quad (2)$$

Donde P y Q son la potencia activa y reactiva del consumo,  $K_p$  y  $K_q$  son los coeficientes respectivamente de las potencias activas y reactivas y se definen a partir de las potencias en un punto de funcionamiento, U es el valor eficaz de la tensión nodal en el consumo y  $\alpha$  y  $\beta$  son, respectivamente, los exponentes de las potencias activa y reactiva.

Se tiene entonces que:

Para  $\alpha=0$  y  $\beta=0$  el modelo genérico es una fuente de potencia.

Para  $\alpha=2$  y  $\beta=2$  el modelo responde a una admitancia.

Para  $\alpha=1$  y  $\beta=1$  el modelo genérico es una fuente de intensidad (parámetros utilizados en radioestaciones).

La experiencia demuestra que este tipo de modelo se comporta adecuadamente para valores en p.u. de  $0,9 < U < 1,1$  y  $48,5 \text{ [Hz]} < f < 51,5 \text{ [Hz]}$ . Los valores típicos de los exponentes, obtenidos en la práctica, se mueven dentro de los márgenes  $1,5 \leq \alpha \leq 2$  y  $3 \leq \beta \leq 4$ .

DigSilent expresa el modelo genérico de una forma equivalente a la expresión (2) mediante la expresión (3).

$$P = sP_0 \left( \frac{U}{U_0} \right)^{kpw} \quad ; \quad Q = sQ_0 \left( \frac{U}{U_0} \right)^{kpu} \quad (3)$$

En este estudio se consideró  $s = 1$ ,  $kpw = 1.75$  y  $kpu = 3.5$  para las cargas en barras de Centrales y obras hidráulicas.

#### 3.2.1.4 Líneas

Las líneas se modelan a través del equivalente en componentes ABC. El método utilizado fue desarrollado por Carson y considera la presencia de tierra y el acoplamiento entre conductores.

### 3.2.2 ESTUDIO DE FLUJOS DE CARGA

El Sistema de Servicios Auxiliares en Media Tensión presentan características muy similares a un sistema de distribución; por ejemplo la topología, a pesar de presentar un

esquema en forma de anillo, es en la mayoría de los casos de topología radial dada su forma de operación, las cargas se encuentran en conexiones trifásicas, bifásicas y monofásicas además son de distinta naturaleza, las líneas tienen resistencia comparable a la reactancia y no tienen transposición. Esto hace que el flujo de carga del Sistema de Servicios Auxiliares en Media tensión sea preciso realizarlo por cada fase, a diferencia del equivalente monofásico usado para los sistemas de transmisión.

El método utilizado en la solución del flujo de carga es el de Newton-Raphson.

### **3.2.3 CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO SIMETRICAS Y ASIMETRICAS**

En este estudio se utilizó el método según IEC-60909. Este estándar es aplicable para el cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de bajo y alto voltaje de hasta 230 [KV] con frecuencia de operación normal de 50 a 60 [Hz].

Como el sistema de Servicios Auxiliares en media tensión se opera a una tensión de 13,8 [KV] se justifica el uso de este estándar.

Una vez elegido el método a utilizar fue necesario definir los tipos de fallas a simular; por poseer una mayor probabilidad de ocurrencia fueron obtenidas las corrientes de cortocircuitos trifásicos, bifásicos y monofásicos a tierra con y sin impedancia de falla ( $Z_{FALLA}$ ). Si bien es difícil precisar el valor del  $Z_{FALLA}$  a utilizar, ya que no hay estudios estadísticos en el país que lo puedan respaldar, se adoptó el valor obtenido por Cooper Power System (USA) en un estudio estadístico realizado en Estados Unidos y que recomienda un valor de 13,33 [ $\Omega$ ] .

IEC-60909 clasifica las corrientes de cortocircuito de acuerdo a la magnitud de éstas en máxima corriente de cortocircuito y mínima corriente de cortocircuito.

La máxima corriente de cortocircuito tiene directa relación con la capacidad de corriente de los equipos eléctricos de maniobra (interruptores, desconectores, etc.). Términos como

corriente momentánea y corriente de ruptura son de interés cuando se planea hacer una modificación al sistema en estudio que tenga como consecuencia el aumento de las corrientes de cortocircuito. Con esta magnitud se verifica si los interruptores existentes soportan la nueva corriente y las características técnicas de los nuevos interruptores.

La mínima corriente de cortocircuito es la base para fijar los ajustes de los dispositivos de protección y por lo tanto es de interés en este estudio.

Las fallas de acuerdo a esta norma pueden ser cortocircuitos lejos del generador y cerca del generador los que se diferencian porque el primero no tiene decaimiento de la componente A.C. mientras que el segundo si la tiene. En vista de la cercanía de los generadores en este estudio, se consideran que las fallas, ya sean simétricas o asimétricas, ocurren cercanas al generador.

En el caso de la determinación de las corrientes de cortocircuito mínimo; el aporte de los motores no se toma en cuenta, el factor de voltaje  $c$  se ajusta de acuerdo a la tabla 1 y la resistencia de líneas y cables es recalculada de acuerdo a la temperatura máxima ingresada.

En el caso de la determinación de las corrientes de cortocircuito máximo; el factor de voltaje  $c$  se ajusta de acuerdo a la tabla 1, el aporte a la corriente de cortocircuito por parte de los motores es automáticamente despreciado cuando la suma de las corrientes nominales de los motores es menor al 1 % de la corriente de cortocircuito, sin la influencia del aporte de los motores o cuando el usuario lo indica.

No obstante lo anterior en este trabajo para tensiones superiores a 1 [KV] no se consideró la contribución de los motores durante el periodo de apertura del circuito, debido a que los interruptores en media tensión cuando empiezan a abrir sus contactos lo hacen después de tres ciclos.

Para tensiones inferiores o iguales a 1 [KV] donde las protecciones son muy rápidas el aporte de los motores a la corriente de cortocircuito si debe ser tomado en cuenta.

Voltaje nominal Un	Corriente de cortocircuito máximo cmax	Corriente de cortocircuito mínimo cmin
Bajo Voltaje (100 [V] / 400 [V])		
a) 1000 [V] a) 230 [V]	1,00	0,95
b) Otros voltajes.	1,05	1,00
Media Tensión (1 [kV] a 35 [kV])	1,10	1,00
Alto Voltaje (35 [kV] y mas)	1,10	1,00

Tabla N° 1: Factores de Voltaje

## ANALISIS DE RESULTADOS

### 3.3.1 ESCENARIO N° 1: OPERACION NORMAL

Se alimentó la red de 13,8 [KV] de la forma en que lo hace normalmente, esto es, cada central abastece sus propios consumos, abriendo los interruptores 52C2 y 52C3 de la Central Antuco y el 52C6 de la Central El Toro. Se consideró prácticamente la totalidad de los consumos existentes, solo descartando un consumo menor de carácter monofásico, que corresponde al campamento del ejército. (ver Anexo N° 3: Escenarios de Operación)

La tensión más baja encontrada se localiza en la barra de SS/AA de Central El Toro de 400 [V.C.A] y equivale a 395,58 [V] (0,98895 [p.u.], tensión base 400 [V]).

La exigencia máxima de cortocircuito mínimo y máximo se produce en la barra de consumos de SS/AA de Central El Toro con una magnitud de 72,97 [KA] y 73,01 [KA] respectivamente.

### 3.3.2 ESCENARIO N° 2: DESDE CENTRAL ANTUCO

Se alimentó la red de 13.8 [KV] a través del Transformador Regulador N° 1 de 13,8/13,8 [KV] de 4 [MVA] ubicado en la Central Antuco. Los consumos fueron los mismos que se utilizaron en el escenario anterior. Esta configuración actualmente no es posible de realizar debido a que existe direccionalidad de las protecciones en las líneas que unen esta central desde El Toro y desde Abanico. Para este caso se abrió el interruptor 52C6 de la Central El Toro. (ver Anexo N° 3: Escenarios de Operación)

Todas las tensiones se encuentran por sobre 0.93 [p.u] siendo la más baja la correspondiente a la barra de SS/AA de Central El Toro de 400 [V] y equivale a 372,64 [V] (0,9316 [p.u.], tensión base 400 [V]).

La exigencia máxima de cortocircuito mínimo y máximo se produce en la barra de consumos de SS/AA N° 1 y N° 2 de Central Antuco con una magnitud de 53,23 [KA] y 53,28 [KA] respectivamente.

### **3.3.3 ESCENARIO N° 3: DESDE UNIDAD N° 1 DE CENTRAL ABANICO**

Se alimentó la red de 13,8 [KV] con la Unidad N° 1 de la Central Abanico. En este esquema se debe abrir el interruptor 52C2 de Central Antuco. Se consideraron los mismos consumos que en los escenarios pasados. (ver Anexo N° 3: Escenarios de Operación)

La tensión más baja encontrada se localiza en la barra de SS/AA de Central Antuco de 400 [V] y equivale a 365,15 [V] (0,91287 [p.u.], tensión base 400 [V]).

La exigencia máxima de cortocircuito mínimo y máximo se produce en la barra de consumos de SS/AA de Central Abanico con una magnitud de 33,49 [KA] y 33,56 [KA] respectivamente.

### **3.3.4 ESCENARIO N° 4: DESDE UNIDADES N° 1 Y N° 2 DE CENTRAL ABANICO**

Se alimentó la red de 13,8 [KV] con la Unidad N° 1 y N° 2 de la Central Abanico. En este esquema se debe abrir el interruptor 52C2 de Central Antuco. Se consideraron los mismos consumos que en los escenarios pasados. (ver Anexo N° 3: Escenarios de Operación)

La tensión más baja encontrada se localiza en la barra de SS/AA de Central Antuco de 400 [V] y equivale a 365,15 [V] (0,91287 [p.u.], tensión base 400 [V]).

La exigencia máxima de cortocircuito mínimo y máximo se produce en la barra de consumos de SS/AA de Central Abanico con una magnitud de 34,34 [KA] y 34,8 [KA] respectivamente.

### **3.3.5 ESCENARIO N° 5: DESDE UNIDAD N° 5 DE CENTRAL ABANICO**

Se alimentó la red de 13,8 [KV] con la Unidad N° 5 de la Central Abanico. En este esquema se debe abrir el interruptor 52C2 de Central Antuco. Se consideraron los mismos consumos que en los escenarios pasados. (ver Anexo N° 3: Escenarios de Operación)

La tensión más baja encontrada se localiza en la barra de SS/AA de Central Antuco de 400 [V] y equivale a 365,15 [V] (0,91287 [p.u.], tensión base 400 [V]).

La exigencia máxima de cortocircuito mínimo y máximo se produce en la barra de consumos de SS/AA de Central Abanico con una magnitud de 33,31 [KA] y 33,38 [KA] respectivamente.

### **3.3.6 ESCENARIO N° 6: DESDE UNIDADES N° 5 Y N° 6 DE CENTRAL ABANICO**

Se alimentó la red de 13,8 [KV] con la Unidad N° 5 y N° 6 de la Central Abanico. En este esquema se debe abrir el interruptor 52C2 de Central Antuco. Se consideraron los mismos consumos que en los escenarios pasados. (ver Anexo N° 3: Escenarios de Operación)

La tensión más baja encontrada se localiza en la barra de SS/AA de Central Antuco de 400 [V] y equivale a 365,15 [V] (0,91287 [p.u.], tensión base 400 [V]).

La exigencia máxima de cortocircuito mínimo y máximo se produce en la barra de consumos de SS/AA de Central Abanico con una magnitud de 33,74 [KA] y 33,78 [KA] respectivamente.

### **3.3.7 ESCENARIO N° 7: DESDE UNIDAD N° 1 DE CENTRAL EL TORO**

Se alimentó la red de 13,8 [KV] a través del Transformador Regulador N° 1 de 13,8/13,8 [KV] de 4 [MVA] de la Central El Toro. Se abastecieron los mismos consumos que los escenarios previos. Para esta configuración se debe abrir el interruptor 52C2 de la Central Antuco. (ver Anexo N° 3: Escenarios de Operación)

La tensión más baja encontrada se localiza en la barra de SS/AA de Central Antuco de 400 [V] y equivale a 385,23 [V] (0,96308 [p.u.], tensión base 400 [V]).

La exigencia máxima de cortocircuito mínimo y máximo se produce en la barra de consumos de SS/AA de Central El Toro con una magnitud de 72,26 [KA] y 72,35 [KA] respectivamente.

### **3.3.8 ESCENARIO N° 8: DESDE UNIDADES 5 Y 6 DE CENTRAL ABANICO (ALTERNATIVA 2)**

Se alimentó la red de 13,8 [KV] con la Unidad N° 5 y N° 6 de la Central Abanico. En este esquema se debe abrir el interruptor 52C3 y dejar cerrado el 52C2 de Central Antuco. Se consideraron los mismos consumos que en los escenarios pasados. (ver Anexo N° 3: Escenarios de Operación)

La tensión más baja encontrada se localiza en la barra de SS/AA de Central El Toro de 400 [V] y equivale a 379,64 [V] (0,94911 [p.u.], tensión base 400 [V]).

La exigencia máxima de cortocircuito mínimo y máximo se produce en la barra de consumos de SS/AA de Central Abanico con una magnitud de 33,74 [KA] y 33,78 [KA] respectivamente.

### **3.3.9 ESCENARIO N° 9: DESDE BARRA AT DE CENTRAL ABANICO**

Se alimentó la red de 13,8 [KV] mediante el banco de transformadores del Grupo N° 1 de la Central Abanico, que está conectado a la línea de 154 [KV] Abanico-Charrúa. Se abastecieron los mismos consumos que los escenarios previos. Para esta configuración se debe abrir el interruptor 52C2 de la Central Antuco. (ver Anexo N° 3: Escenarios de Operación)

La tensión más baja encontrada se localiza en la barra de SS/AA de Central Antuco de 400 [V] y equivale a 365,18 [V] (0,9129 [p.u.], tensión base 400 [V]).

La exigencia máxima de cortocircuito mínimo y máximo se produce en la barra de consumos de SS/AA de Central Abanico con una magnitud de 32,89 [KA] y 33,04 [KA] respectivamente.

## CAPITULO IV

### AUTOMATIZACION

El desarrollo de este capítulo tiene como objetivo establecer los lineamientos a seguir que permitan el monitoreo de la operación y el estado de las protecciones así como la posibilidad de efectuar acciones de control a distancia del Sistema de Servicios Auxiliares en Media Tensión teniendo en cuenta las indicaciones del capítulo anterior. Esto se materializa en los requerimientos de actualización e incorporación de equipos y dispositivos, diseño de una lógica de control y pautas para la coordinación de protecciones. La necesidad de automatizar surge de los beneficios que brinda; seguridad del Sistema, diagnóstico de lo que ocurre en la red en tiempo real, disminución de los costos operacionales y disponibilidad de información e identificación rápida de las condiciones de fallas.

Un sistema automático o automatizado por definición debe funcionar en todo o parte por sí sólo, sustituyendo en procesos sensibles y sobretodo muy rápidos al operador aumentando la seguridad de servicio por la disminución de la participación humana siempre sujeta a una mayor probabilidad de errores.

La automatización de los Servicios Auxiliares en Media Tensión simplificará y aumentará la rapidez en la toma de decisiones de los procesos de conmutación de interruptores y permitirá el monitoreo y telecontrol desde el edificio de mando de Central Antuco aprovechando las instalaciones disponibles pertenecientes al Sistema SCADA.

#### 4.1.1 SISTEMAS DE CONTROL

Los distintos tipos de control de procesos existentes pueden ser clasificados de acuerdo a cinco familias; sistemas de control manual, sistemas de control clásico, sistemas de control avanzado, sistemas de control jerárquico o gerencial y sistemas de automatización total.

**Sistemas de control manual:** Formados por órganos de accionamiento manual, su uso fue bastante exhaustivo durante la revolución industrial. Se caracterizaban por tener interfaces inadecuadas o simplemente porque carecían de ellas, ausencia de mediciones en línea y por la utilización de dispositivos analógicos.

**Sistemas de control clásico:** Ampliamente utilizados en la actualidad, están presentes en un porcentaje del 95 % de los procesos donde se aplican técnicas de control. El desarrollo de la teoría de control automático y sus herramientas de análisis de la mano con el notable avance de la electrónica de estado sólido que ha permitido mejoras sustanciales en los sistemas de comunicación y la fabricación de dispositivos digitales tales como PLC e interfaces del mismo tipo a un costo muy bajo han hecho posibles el uso familiar y cotidiano de conceptos como control automático a lazo cerrado, controladores PID, displays y medición en línea entre otros.

**Sistemas de control avanzado:** El desarrollo de los procesadores, tanto en capacidad de memoria como velocidad, con las enormes ventajas que esto producía y su integración a los sistemas de control fue la solución a este paradigma. De aquí surgieron los sistemas de control distribuido o DCS, interfaces gráficas, interfaces hombre/máquina, el control por computadores, los algoritmos de control en sus distintas formas y el famoso y ampliamente utilizado SCADA (control supervisor y adquisición de datos).

**Sistema de control jerárquico o gerencial:** La siguiente pregunta, una vez desarrollados los conceptos de control avanzado, surgió de manera natural, ¿como unir los sistemas de control a las áreas de producción, administración y gerencial? La respuesta a esta interrogante ha estado siendo dada por desarrollos como las bases de datos, control estadístico de procesos o SPC, los sistemas de cómputo potente más conocidos como

“mainframe”, sistemas expertos, sistemas de inteligencia artificial y producción integralmente computarizada o CIM.

**Sistemas de automatización total:** Es el cielo al cual se quiere llegar donde la intervención humana sea mínima y el control y decisión estén a cargo de sistemas informáticos integrados. Por el momento no muy confiable, elevadísimo nivel de inversión y carencia de personas capacitadas para emprender semejante y magna tarea juegan en contra de su desarrollo.

Los avances de los sistemas digitales, específicamente el desarrollo de tecnologías de procesamiento de señales y microprocesadores, hicieron posible la aparición de protecciones digitales permitiendo integrar fácil y eficazmente las funciones de protección, comunicación y control haciendo más confiable la operación de los sistemas eléctricos.

#### **4.1.2 ACTUALIZACION DEL ESQUEMA DE PROTECCIONES**

Se define como esquema de protección al arreglo completo de dispositivos de protección y equipos asociados para lograr una función específica de protección en base a un principio de operación y diseñado para un objetivo dado. De acuerdo a esta definición cada generador, grupo de emergencia, alimentador, subalimentador, barra y transformador tiene un esquema de protección.

##### ***4.1.2.1 Incorporación de Relés Digitales***

Los relés digitales son capaces de realizar el control de los interruptores, registrar datos, localizar fallas, autoprobarse o autochequearse lo que en inglés se denomina autoself, llevar a cabo análisis de fallas, posibilidad de interrogación a distancia, supervisión y registro de eventos. Además estos relés tienen la capacidad de obtener las corrientes y tensiones presentes durante una falla lo que permite verificar los parámetros del modelo.

Se deberán utilizar relés del tipo numérico multifunción que incluyan entre otras cosas: capacidades de oscilografía en condiciones normales y durante los períodos de fallas del

sistema las que sumadas al sistema de estampa de eventos con resolución de 1 [ms] y al registro de eventos sincronizados a través de una base de tiempo común proporcionada por un reloj patrón (GPS) integrado al sistema digital permitan tener toda la información necesaria para un análisis post-falla.

En particular estos relés deben responder a los siguientes requerimientos:

- Ø Flexibles: Deberán poseer la cualidad de adaptarse a cambios funcionales.
  
- Ø Su mantenimiento debe ser reducido evitando el mantenimiento periódico, esto implica un mínimo de piezas sujetas a desgaste.
  
- Ø Modularidad: El montaje se deberá realizar en módulos enchufables posibilitando la localización y reparación de desperfectos.

Los relés de protección además de realizar las funciones de protección del Sistema deberán funcionar como unidades electrónicas inteligentes (IED's), las cuales realizarán la adquisición de datos para el Sistema de Control lo que incluye mediciones, alarmas, señalización y control de los interruptores. Los relés deberán disponer de entradas lógicas programables, las cuales serán utilizadas para el control, enclavamiento eléctrico, inicio de secuencia de cierre e inicio de la función de Falla Interruptor.

Los beneficios de los relés digitales son precisión, sensibilidad mejorada para fallas, mejor selectividad, flexibilidad y facilidad de operación. La protección mediante relés digitales también tiene la ventaja de que se podrán hacer modificaciones a las características de disparo, ya sea cambios en los ajustes ordinarios o conformación de regiones nuevas de bloqueo y disparo, mediante actualización del software desde un PC. Por ejemplo, el personal a cargo podrá reprogramar las características de disparo de los relés en servicio sin salir de su oficina y por otra parte el software podrá ser actualizado en tiempo real en base a las condiciones de operación.

Los relés deberán poder ser ajustados local y remotamente desde el edificio de mando de Central Antuco.

### **4.1.3 TELESUPERVISION**

Se entenderá como Telesupervisión del Sistema de Servicios Auxiliares en Media Tensión a la vigilancia a distancia de este sistema en tiempo real, esto significa que la información del sistema debe estar en un tiempo concreto en el 100 % de los casos en las pantallas de operación de Central Antuco con la finalidad de efectuar una adecuada supervisión de su operación.

La operación de este subsistema deberá responder a los siguientes requerimientos:

- Ø La información suministrada debe ser correcta y estar disponible para el operador con el mínimo retraso de tiempo posible.
- Ø Los sistemas de comunicación deben ser redundantes, fiables y seguros.
- Ø La transmisión de información debe corresponder a los protocolos de comunicación y frecuencia de envío que soporte el SCADA. Cada protocolo tiene un rango de aplicación, fuera del mismo disminuye el rendimiento y aumenta la relación costo/prestación.

#### ***4.1.3.1 Información a captar***

Los datos necesarios para el monitoreo y desarrollo de los procesos automáticos en las partes donde se definió adecuado y ventajoso este tipo de proceso, deberán ser captados ininterrumpidamente de acuerdo a un ciclo de exploración.

El procesamiento continuo de estos datos deberá realizarse preferentemente cercanos a la instalación o incluso en el mismo equipo.

El Sistema de telesupervisión deberá captar la siguiente información:

- Ø Señal de estado “abierto” y “cerrado” de interruptores, desconectores y seccionadores.
- Ø Señal analógica de tensión en barras y grupos de emergencia.
- Ø Medidas digitales para magnitudes numéricas directas de la instalación.
- Ø Señal de estado habilitado/deshabilitado de cada relé.
- Ø Señales que indiquen la condición operativa (automático o manual) de todo transformador y autotransformador con regulación bajo carga.
- Ø Para las líneas que se determine se deberán captar medidas analógicas de potencia activa y reactiva en cada extremo, más una indicación de la dirección del flujo, con signo positivo para indicar flujo saliendo de las barras.
- Ø El Sistema de Telesupervisión deberá reconocer las pérdidas de enlace y comunicar esta pérdida para que el automatismo propuesto actúe de acuerdo a la Lógica de Control que se propuso. En relación a esto la pérdida de enlaces no deberá ser impedimento para la operación segura y confiable, en este caso el equipo involucrado deberá conmutar a modo de operación manual.
- Ø Deberá estar disponible el estado local/remoto en todas las instalaciones del Sistema de Servicios Auxiliares en Media Tensión que se determine.

#### **4.1.3.2 Alarmas**

Se deberá poder discernir, con la menor cantidad de señales posibles, la incidencia en que una falla afecta la disponibilidad de los equipos.

En el caso de detección de una anomalía por ejemplo sobrecarga, sobretensión o sobretemperatura otorga la oportunidad al operador de localizar la anomalía, comunicarla a los entes acordados y tomar decisiones que impidan su evolución.

El conjunto de alarmas deberá cumplir los siguientes objetivos:

- Ø Contar con información clara y precisa del origen, responsabilidad e importancia del problema.
- Ø Reducir al mínimo imprescindible la cantidad total de alarmas a transmitir.
- Ø Permitir el cómputo estadístico de fallas.

#### **4.1.4 TELEPROTECCION**

Mediante este sistema se consigue desconectar la parte afectada mediante la transmisión de señales en el menor tiempo posible. La teleprotección deberá ser usada en caso de que se requiera para efectos de coordinación de protecciones.

#### **4.1.5 TELECONTROL**

##### ***4.1.5.1 Información a Transmitir***

El sistema de telecontrol deberá transmitir las órdenes de teleprotección.

## PROPUESTA

La red de Servicios Auxiliares de 13,8 [KV] podrá ser operada y monitoreada desde el edificio de mando de Central Antuco.

El proceso de partida de una Central Hidráulica es demandante en el consumo de potencia reactiva debido a las características propias de las máquinas de inducción absorbiendo una gran corriente en poco tiempo, lo que produce grandes caídas de tensión afectando la partida de otros motores y el funcionamiento de equipos electrónicos.

Debido a lo anterior se cuenta para cada central, dependiendo de sus características, con un proceso de partida en que la entrada de los equipos y otros elementos se hace en forma gradual. En donde cada paso implica un aumento de carga, así como variaciones en los requerimientos de potencia reactiva que no afecta la operación de los equipos en el paso siguiente.

En cuanto al establecimiento de un Plan General de Recuperación de Servicio (PGRS) de los Servicios Auxiliares ante pérdida total de energía en las centrales. Para respuestas precisas acerca del nivel de tensión mínimo requerido en barras que permita el proceso de partida de una central se hace imprescindible conocer las medidas precisas de los consumos y los parámetros eléctricos de los motores de potencia mayor a 50 [Hp] los que consumen gran cantidad de potencia reactiva en este corto, pero exhaustivo proceso. De acuerdo a esto la capacidad de registro de los instrumentos y aparatos propuestos es clave.

Con la realización del modelo base de los Servicios Auxiliares de las Centrales Hidráulicas del Laja solo bastará introducir las medidas registradas y los parámetros eléctricos de los motores e iniciar las simulaciones, las que incluso pueden ser programadas en DPL para obtener los resultados en forma directa. Así se obtendrá la magnitud de tensión en barras en el tiempo que va desde su partida hasta la velocidad de funcionamiento estacionario.

Aclarado el punto anterior la propuesta de automatización tomó como base el concepto de que “las distintas vías de alimentación de la red de Servicios Auxiliares en Media Tensión debe ser respaldada por un sistema de protecciones selectivo”.

Para cumplir con este concepto base a continuación se detallan los requerimientos de actualización e incorporación de equipos y dispositivos, lógica de control y pautas para la coordinación de protecciones.

#### **4.2.1 ACTUALIZACION E INCORPORACION DE EQUIPOS Y DISPOSITIVOS**

##### **4.2.1.1 Centros de Medida**

En el lado de baja de tensión de las siguientes instalaciones:

- Ø Caverna Central El Toro.
- Ø Edificio de Mando Central El Toro.
- Ø Bocatoma Polcura.
- Ø Central Antuco.
- Ø Central Abanico.
- Ø Bocatoma Laja.
- Ø Obras Hidráulicas Central El Toro
- Ø Línea Pueblo Antuco

Los instrumentos de medición deberán ser reemplazados por centros de medida que tengan capacidad de registro y permitan la reconfiguración de estos, manteniendo el mismo esquema.

Además del registro, despliegue de la corriente en las tres fases y el neutro, y de la potencia activa y reactiva por fase, se podrán obtener medidas de tensión en las tres fases (fase-neutro y fase-fase), factor de potencia, distorsión armónica total (THD) y espectro de armónicas de tensión e intensidad.

Para facilitar la lectura en sitio de los centros de medida, estos deberán tener un panel frontal con display retroiluminado de LCD donde se pueda visualizar simultáneamente la magnitud de las tres fases y el neutro.

Los Centros de Medida deberán tener salidas digitales para alarmas las que se podrán personalizar. El protocolo de comunicación será Modbus y deberá poseer puerto de comunicación RS 485 y RS 232.

#### **4.2.1.2 Equipos de Maniobra**

Con el objeto de poder supervisar y a su vez controlar de mejor manera el sistema se recomienda la modificación de los siguientes interruptores de la Central Abanico:

- Ø Interruptores de líneas (52C2 y 52C5)
- Ø Interruptores de SS/AA (52SA1 y 52SA2)
- Ø Interruptores de alimentación (52C1 y 52C4)

A cada uno de los elementos recién mencionados se recomienda la incorporación de relés auxiliares con el objeto de poder agregar las funciones de telecontrol y a su vez poder disponer de la información de estado del interruptor (abierto/cerrado).

Otra alternativa a estas incorporaciones, es realizar un cambio en la tecnología de interruptores, los cuales deberán cumplir con las siguientes especificaciones técnicas:

- Ø TP/TC o sensores de voltaje y corriente directamente en los bushings.
- Ø RTU para integración al sistema SCADA.
- Ø Panel de control con botoneras de operación local/Remoto-abrir/Remoto-cerrar.
- Ø No requerir ningún tipo de mantenimiento durante su vida útil.
- Ø Su control se deberá realizar a través de la protección digital respectiva.
- Ø Accionamiento con actuador magnético.

### **4.2.1.3 *Requerimientos de protección e incorporación de protecciones digitales***

Las protecciones deberán tener las siguientes especificaciones:

- Ø Visualización de medidas en sitio.
- Ø Captura oscilográfica.
- Ø Capacidad de control del interruptor; abrir/cerrar, función de arranque en carga fría y falla de apertura del interruptor.
- Ø Registro de eventos que debe incluir los valores de corriente en el momento del evento.
- Ø Entradas y salidas configurables modificables.
- Ø Puertos de comunicación RS-232 y RS-485.
- Ø Disponibilidad tanto en sitio como desde el edificio de mando de Central Antuco de variables como; magnitud de corriente, magnitud de potencia activa y reactiva y magnitud de energía activa y reactiva por fases.

Toda esta información además de estar disponible en sitio deberá ser transmitida, desplegada en pantalla en tiempo real y disponible para ser registrada en el edificio de mando de Central Antuco mediante software.

Los registros digitales de información tanto de los centros de medida como de las protecciones deberán poder ser convertidos fácilmente del formato utilizado por el software a formato excel (extensión xls).

#### **Central Antuco**

Los relés de protección correspondiente a los interruptores 52CTR1, 52CTR2, 52CT1, 52CT2, 52CT3 y 52CT4 deben ser reemplazados por protecciones digitales que incluyan las funciones de protección 50, 50N, 51, 51N y 27.

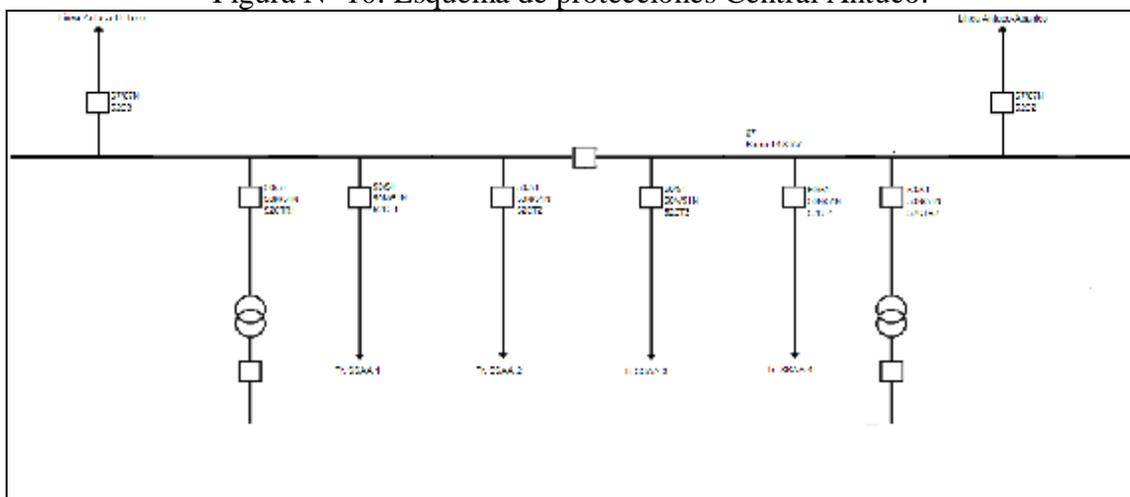
En la barra de Central Antuco se deberá reemplazar la actual protección diferencial (87) por una protección diferencial digital de alta impedancia. El reporte de su operación debe ser visado en pantalla de edificio de mando de Central Antuco.

En barra se deberá tener indicación digital de magnitud de tensión en las tres fases, esta medida debe estar disponible tanto local como remotamente desde el edificio de mando.

Los relés de protección correspondiente a los interruptores 52C2 y 52C3 deberán ser reemplazados por protecciones digitales que incluyan las funciones 67, 67N y 27.

Las especificaciones de registro, medidas, despliegue y telemando de las protecciones son las mismas que las indicadas al comienzo.

Figura N° 10: Esquema de protecciones Central Antuco.



### **Central El Toro**

Los relés de protección correspondiente a los interruptores 52RV1, 52RV2, 52CT1, 52CT2, 52CT3 y 52CT4 deben ser reemplazados por protecciones digitales que incluyan las funciones de protección 50, 50N, 51, 51N y 27.

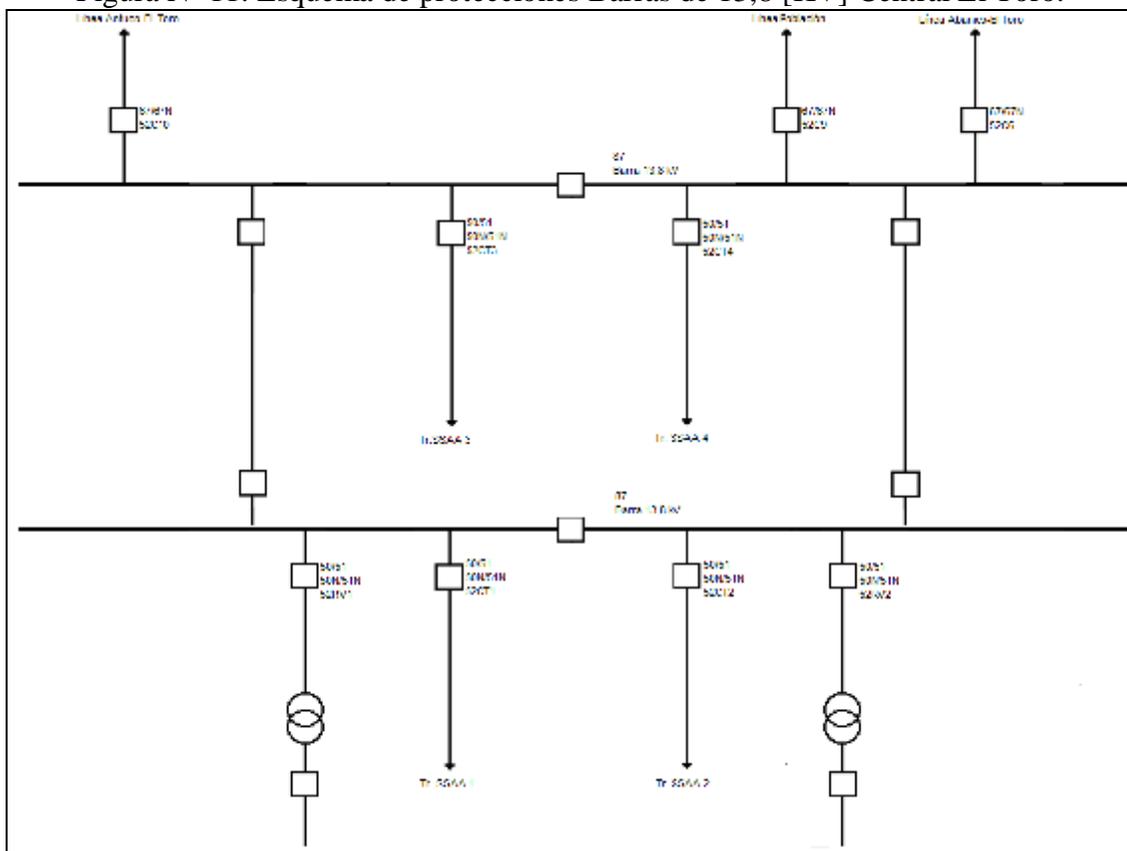
En la barra de Central El Toro y la de Edificio de mando se deberá reemplazar la actual protección diferencial (87) por una protección diferencial digital de alta impedancia. El reporte de su operación debe ser visado en pantalla de edificio de mando de Central Antuco.

En barra se deberá tener indicación digital de magnitud de tensión en las tres fases, esta medida debe estar disponible tanto local como remotamente desde el edificio de mando.

Los relés de protección correspondiente a los interruptores 52C6, 52C9 y 52C10 deberán ser reemplazados por protecciones digitales que incluyan las funciones 67, 67N y 27.

En barra de 13,8 [KV] se deberá tener indicación digital de magnitud de tensión en las tres fases, esta medida debe estar disponible tanto local como remotamente desde el edificio de mando de Central Antuco. Las especificaciones de registro, medidas, despliegue y telemando de las protecciones son idénticas a las indicadas al comienzo.

Figura N° 11: Esquema de protecciones Barras de 13,8 [KV] Central El Toro.



### Central Abanico

Los relés de protección correspondiente a los interruptores 52C1, 52C4, 52CT1 y 52CT2 deben ser reemplazados por protecciones digitales que incluyan las funciones de protección 50, 50N, 51, 51N y 27.

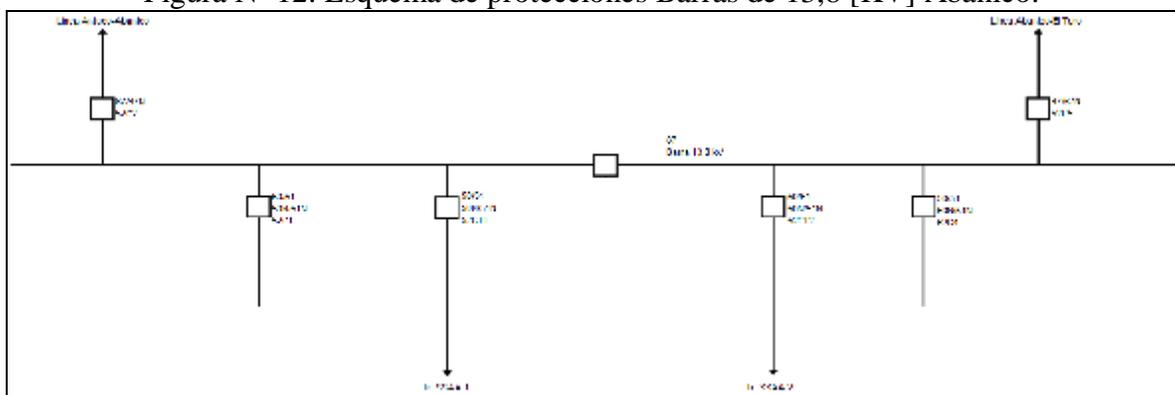
En la barra de Central Abanico se deberá reemplazar la actual protección diferencial (87) por una protección diferencial digital de alta impedancia. El reporte de su operación debe ser visado en pantalla de edificio de mando de Central Antuco.

En barra se deberá tener indicación digital de magnitud de tensión en las tres fases, esta medida debe estar disponible tanto local como remotamente desde el edificio de mando.

Los relés de protección correspondiente a los interruptores 52C2 y 52C5 deberán ser reemplazados por protecciones digitales que incluyan las funciones 67, 67N y 27.

Las especificaciones de registro, medidas, despliegue y telemando de las protecciones son las mismas que las indicadas al comienzo.

Figura N° 12: Esquema de protecciones Barras de 13,8 [KV] Abanico.



#### 4.2.2 LOGICA DE CONTROL

Es necesario introducir dos automatismos; uno que actuará en el área que une Central Antuco con Central Abanico y otro localizado en el área que une Central Antuco con Central El Toro; siendo este un nuevo respaldo para la alimentación de los SS/AA de la cuenca, que hoy no existe.

Los automatismos podrán ser activados por el operador, cuando el automatismo esté activado se denominará a este modo de operación “modo automático” y cuando este desactivado “modo controlado”.

Las lógicas que se detallan, consideraron los siguientes aspectos:

Confiabilidad: La disposición de los equipos es tal que operarán cuando efectivamente deban hacerlo (tema ligado a la posible pérdida de ordenes) y evitarán todas las operaciones no deseadas (ordenes falsas).

Velocidad de actuación: La operación del sistema es en tiempo real.

Selectividad: Dispone de desconexiones mínimas de líneas.

#### 4.2.3 AUTOMATISMO CENTRAL ANTUCO

Este automatismo podrá ser activado cuando se produzca una de las siguientes situaciones:

- Ø Caída de las centrales Abanico y El Toro
- Ø Falla en líneas cuando hay solo una central caída (El Toro o Abanico)

#### ***4.2.3.1 Automatismo Central Antuco ante caída de Centrales Abanico y El Toro***

En este escenario, el automatismo debe verificar que no existe alimentación en las barras de 13,8 [KV] de las centrales caídas por parte de sus propios generadores, esto es, en Central Abanico deben estar los interruptores 52G1, 52G2, 52G5 y 52G6 abiertos, mientras que en Central El Toro los interruptores 52G1, 52G2, 52G3 y 52G4 del mismo modo quedarán abiertos. A su vez debe comprobar que en el resto de las centrales no existe tensión en barras.

Dado esto, el sistema realizará las siguientes operaciones:

- Ø Interruptor 52C6 abierto (El Toro)
- Ø Interruptor 52C10 cerrado (El Toro) y 52C3 cerrado (Antuco)
- Ø Interruptor 52C2 cerrado (Antuco)

Con esto Central Antuco quedará alimentando la totalidad de la red de SS/AA con sus respectivos consumos. En caso de que se esté utilizando esta configuración y se produjera una falla que provoque la caída de ésta central, entrará en forma automática el grupo de emergencia dispuesto (nuevo equipamiento), el cual energizará lo suficiente para hacer funcionar una de las máquinas y reestablecer la alimentación a la barra de 13,8 [KV].

#### ***4.2.3.2 Automatismo Central Antuco ante falla en líneas cuando hay solo una central caída***

Cuando hay solo una central caída, el sistema actual contempla respaldo mutuo entre Central Abanico y Central El Toro, esto es, en caso de que se caiga una de ellas es la otra quien toma la responsabilidad de alimentar sus consumos, previa apertura de los alimentadores del generador.

Este nuevo automatismo entraría en la condición recién mencionada si es que se produjese una falla o interrupción de la línea Abanico-El Toro, actuando como un respaldo.

En este caso, se pueden dar dos condiciones; falla en la línea con Central El Toro caída o falla en la línea con Central Abanico caída.

Considerando la primera condición el automatismo detectará la apertura de uno de los interruptores de la línea Abanico-El Toro y su consiguiente falta de alimentación en la Barra de 13,8 [KV] de la central caída.

Ante esto el sistema realizará las siguientes operaciones:

- Ø Verificar que interruptores 52G1, 52G2, 52G3 y 52G4 están abiertos. (El Toro)
- Ø Cerrar interruptor 52C3. (Antuco)
- Ø En caso de falla en línea Antuco-El Toro automáticamente entrará el Grupo de Emergencia de Central El Toro.

Para la segunda condición, esto es, estando Central Abanico caída se operará en forma similar a la antes mencionada:

- Ø Verificar que interruptores 52G1, 52G2, 52G5 y 52G6 están abiertos. (Abanico)
- Ø Cerrar interruptor 52C2. (Antuco)

Este automatismo tendrá la alternativa de operación tanto en modo automático como manual, esto para el caso en que se produzcan situaciones especiales y se desee manejar el sistema según se decida en el momento.

Cualquier falla en alguna de las secciones correspondientes a la línea Abanico-Antuco o Antuco-El Toro, según corresponda, dará orden de apertura al interruptor que corresponda de acuerdo a la dirección del flujo de corriente.

La apertura de este interruptor será detectada por el automatismo. El interruptor ubicado en el otro extremo de la sección abrirá, luego cerrará el interruptor abierto del extremo correspondiente entonces la red pasará a “modo controlado” y el automatismo se bloqueará.

Una vez realizada la investigación se deberá cerrar uno de los dos interruptores. El automatismo se desbloqueará y entonces se podrá activar el automatismo. La red pasará a “modo automático”.

#### **4.2.4 AUTOMATISMO BOCATOMAS**

##### ***4.2.4.1 Automatismo Bocatoma Polcura***

Este automatismo sólo podrá ser activado cuando esté disponible energía desde la línea Antuco-El Toro y desde la línea Abanico-El Toro. Además, que reconozca sólo uno de los siguientes estados:

- Ø Interruptor 52SA1 abierto e interruptor 52SA2 cerrado (estado 1).
- Ø Interruptor 52SA1 cerrado e interruptor 52SA2 abierto (estado 2).

Cualquier otra combinación no será reconocida y por tanto el automatismo se bloqueará y no podrá ser activado por el operador para pasar desde “modo controlado” a “modo automático”.

En “modo automático” operando el Sistema en estado 1 se podrá pasar al estado 2 activando esta opción.

En “modo automático” operando el Sistema en estado 2 se podrá pasar al estado 1 activando esta opción.

Cualquier falla en esta línea dará orden de apertura al interruptor que corresponda de acuerdo a la dirección del flujo de corriente según el “estado” 1 o 2.

La apertura de este interruptor será detectada por el automatismo. El interruptor ubicado en el otro extremo de la sección abrirá, luego cerrará el interruptor abierto del extremo correspondiente entonces la red pasará al otro estado. Para realizar la investigación se deberá pasar a “modo controlado”.

#### **4.2.4.2 Automatismo Bocatoma Laja**

Este automatismo sólo podrá ser activado cuando esté disponible energía desde la línea Abanico-Antuco y desde la línea Abanico-El Toro. Además, que reconozca sólo uno de los siguientes estados:

- Ø Interruptor 52SA1 abierto e interruptor 52SA2 cerrado (estado 1).
- Ø Interruptor 52SA1 cerrado e interruptor 52SA2 abierto (estado 2).

Cualquier otra combinación no será reconocida y por tanto el automatismo se bloqueará y no podrá ser activado por el operador para pasar desde “modo controlado” a “modo automático”.

En “modo automático” operando el Sistema en estado 1 se podrá pasar al estado 2 activando esta opción.

En “modo automático” operando el Sistema en estado 2 se podrá pasar al estado 1 activando esta opción.

Cualquier falla en esta línea dará orden de apertura al interruptor que corresponda de acuerdo a la dirección del flujo de corriente según el “estado” 1 ó 2.

La apertura de este interruptor será detectada por el automatismo. El interruptor ubicado en el otro extremo de la sección abrirá, luego cerrará el interruptor abierto del extremo correspondiente entonces la red pasará al otro estado. Para realizar la investigación se deberá pasar a “modo controlado”.

#### **4.2.5 PAUTA PARA LA COORDINACION DE PROTECCIONES**

Esta pauta fija los criterios para que el sistema de protección opere en forma selectiva los diferentes dispositivos de manera que actúen en secuencia, permitan la localización de las condiciones de falla y saque de servicio solamente la parte afectada.

Debido a las características propias de las instalaciones de Servicios Auxiliares ubicadas tanto en locaciones interiores (por ejemplo; caverna de máquinas) como en locaciones exteriores (por ejemplo; subestaciones) el origen de las fallas se pueden deber a condiciones climáticas adversas, razones medioambientales y debido a fallas de aislación.

Las condiciones climáticas tales como descargas atmosféricas, lluvias, nieve, granizos, hielo en exceso, neblina, viento, calor, así como las razones medioambientales, contaminación, corrosión y posibles choques de materiales arrastrados por el viento, son causas típicas de fallas en locaciones exteriores, por lo tanto se justificaría en caso de que las circunstancias futuras lo exigiesen, la utilización de reconectores; actualmente no se justifica.

Los defectos de aislación aunque pueden ser causas de fallas en locaciones exteriores no son las más comunes, en cambio en locaciones interiores prácticamente es la única causa posible de fallas. Por lo tanto no es recomendable ni justificable la utilización de reconectores.

De acuerdo al NEC (National Electric Code) coordinación es la limitación apropiada a un área local de las condiciones de falla con el objetivo de proteger los equipos y restringir los cortes de energía. Esto se realiza mediante la selección adecuada de los dispositivos de protección contra fallas.

Si los dispositivos de protección están coordinados, sólo el dispositivo más cercano a la falla abre y el resto del sistema no es afectado. La capacidad de coordinación de los dispositivos de protección depende del tipo, sus características de operación en cortocircuito y de la magnitud de la corriente de falla.

La coordinación de protecciones presentes en los sistemas de servicios auxiliares, en general tanto en media como baja tensión, incluye los siguientes tipos:

- Ø Coordinación entre disyuntores.
- Ø Coordinación interruptor-disyuntor con transformador intermedio.

- Ø Coordinación disyuntor-interruptor con transformador intermedio.
- Ø Coordinación entre interruptores sucesivos.
- Ø Coordinación fusible-disyuntor con transformador intermedio.
- Ø Coordinación fusible-fusible.
- Ø Coordinación fusible-interruptor de respaldo.

Para la coordinación adecuada del Sistema de Servicios Auxiliares en Media Tensión se deberán seguir las siguientes pautas:

- Ø Para lograr selectividad entre relés sucesivos se deja un intervalo de tiempo prudencial entre ellos, el tiempo de coordinación usado es 0,4 segundo. Como la propuesta implica el cambio de protecciones estáticas y electromecánicas por digitales, mucho mas precisas y sin problemas de overshoot o sobrecarrera, el tiempo de coordinación sugerido es 0,3 segundos.
- Ø Cada vez que se ajuste una protección, se deberá comprobar que su curva de operación esté por debajo de la curva de daño térmico del conductor y de los equipos a proteger.
- Ø Las simulaciones necesarias para efectuar un ajuste completo de protecciones y obtener los equivalentes en cada barra del Sistema de Servicios Auxiliares tanto en media como baja tensión son:
  - § Operación Normal del Sistema.
  - § Alimentación de la red desde Central Antuco.
  - § Alimentación desde Central El Toro.
  - § Alimentación desde Central Antuco.

## CAPITULO V

### OPTIMIZACION DE LA OPERACION DE LA CUENCA DEL LAJA

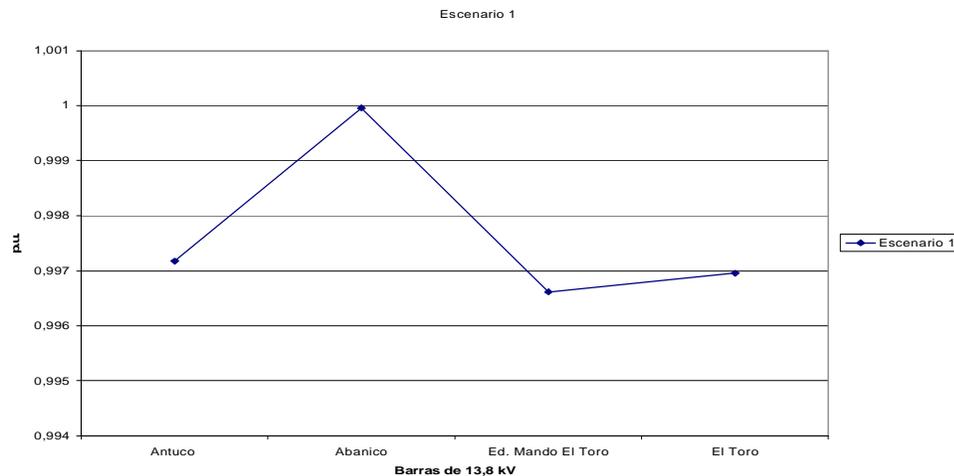
#### 5.1.1 TENSION Y CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN BARRAS

Actualmente la operación normal de la cuenca del Laja contempla tres esquemas de alimentación para los SS/AA del anillo de 13,8 [KV]. Estos esquemas corresponden a los escenarios N° 1, N° 7 y N° 8 antes descritos; agregando además la utilización del escenario N° 3 para ciertos momentos durante el invierno.

En vista de las simulaciones realizadas, se analizaron los casos recién mencionados para poder observar su comportamiento, esto es, obteniendo el nivel de tensiones en las barras principales de cada central y, a su vez, medir las corrientes de cortocircuito en dichas barras.

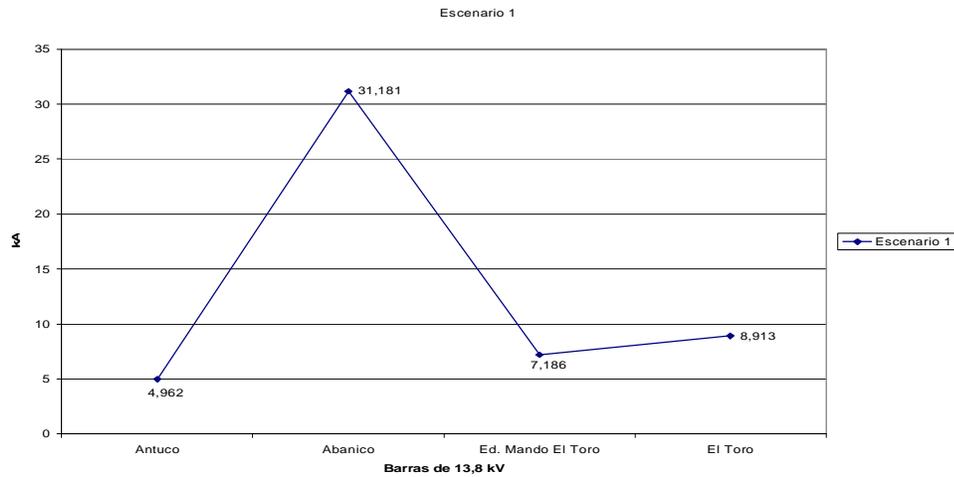
Para el Escenario N° 1, en el cual cada central alimenta sus propios SS/AA, se encontraron los mejores niveles de tensión en general, el más bajo corresponde a 13,74 [KV] (0,996 p.u.) en el Edificio de Mando de la Central El Toro.

Figura N° 13: Tensión en barras de 13,8 [KV] Escenario N° 1



Las corrientes de cortocircuito máximas en caso de una falla en las barras de 13,8 [KV] son relativamente bajas, con excepción de la Central Abanico, la que por no disponer de un transformador regulador y al poder tener dos unidades en servicio simultáneas alimentando sus SS/AA, ve elevada en gran cantidad su corriente máxima de cortocircuito en comparación con el resto de las barras.

Figura N° 14: Corrientes máximas de cortocircuito en barras de 13,8 [KV] Escenario N° 1.



En el caso del escenario N° 7, la alimentación se produce en la Central El Toro que alimenta hacia las otras dos centrales. Para esta situación que la tensión más baja se encuentra en la Central Antuco y corresponde a 13,37 [KV] (0,969 p.u.). La disminución de las tensiones en las Centrales Abanico y Antuco se debe principalmente a los grandes consumos en los SS/AA de la Central El Toro y a la gran distancia de las líneas que unen las distintas barras (Línea Antuco- El Toro= 18 Km; Línea Abanico-El Toro=21 Km).

El análisis de corrientes máximas de cortocircuito para esta configuración nos demuestra que las mayores se producen en la central que se encuentra alimentando el sistema, es decir, la Central El Toro, produciéndose niveles cercanos a los 9 [KA] en esta barra, valor no muy elevado en comparación al máximo del Escenario N° 1.

Figura N° 15: Tensión en barras de 13,8 [KV] Escenario N° 7.

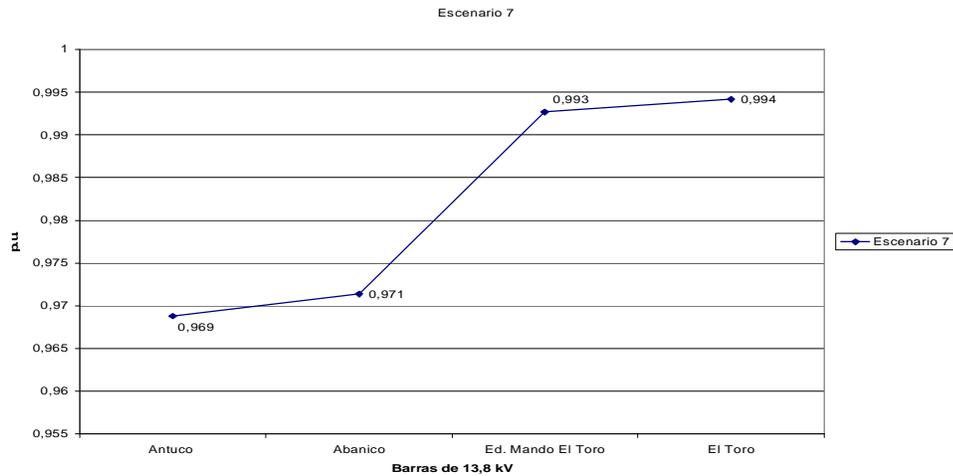
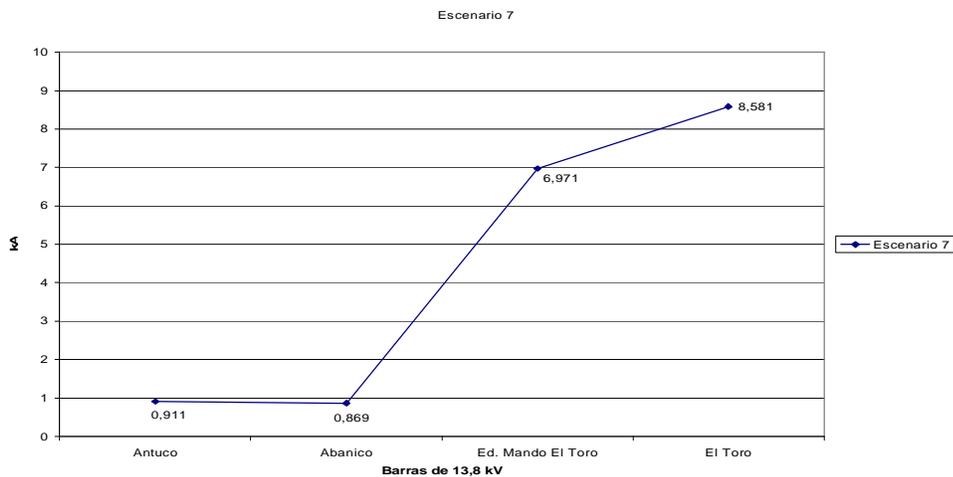
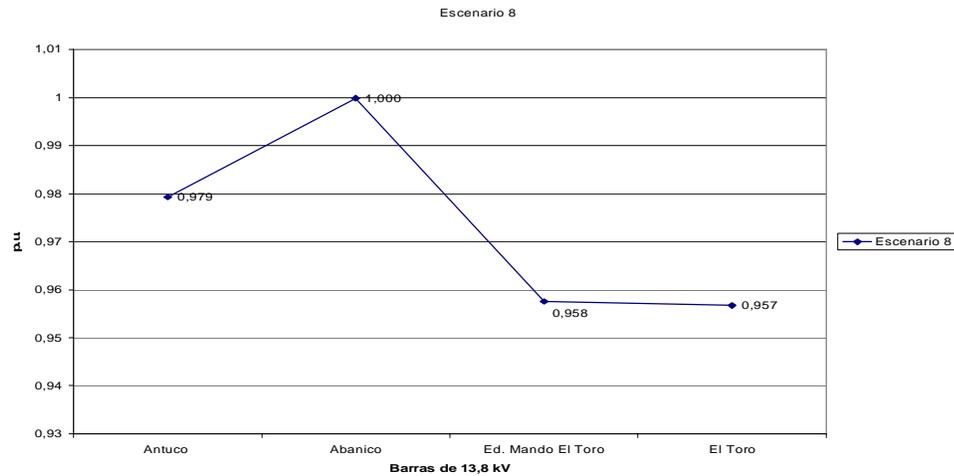


Figura N° 16: Corrientes máximas de cortocircuito en barras de 13,8 [KV] Escenario N° 7.



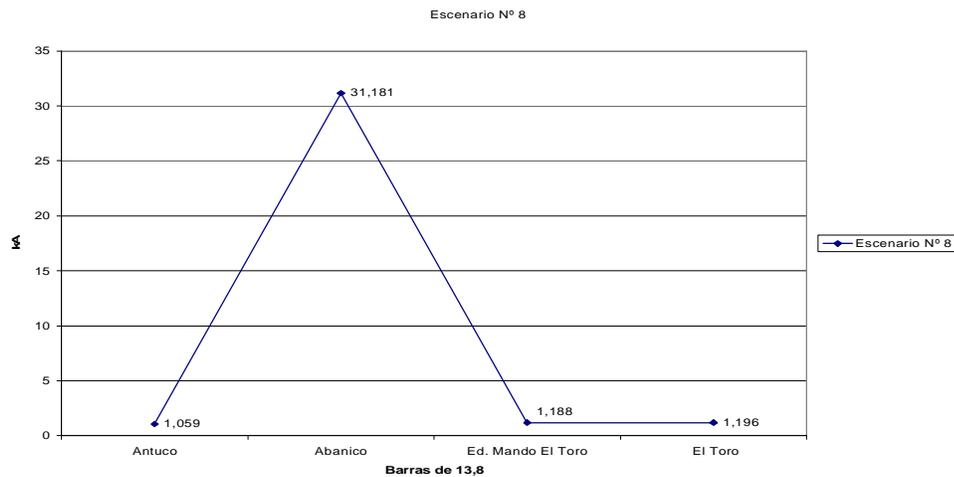
Para la operación del Escenario N° 8, se considera a la Central Abanico alimentando al resto del sistema. En esta situación la tensión en barras también se ve disminuida como en el caso anterior, siendo la más baja la que se encuentra en la barra de la Central El Toro con 13,206 [KV] (0,957 p.u.). Este descenso de la tensión se explica por la longitud de la línea con que unen las barras en cuestión.

Figura N° 17: Tensiones en barras de 13,8 [KV] Escenario N° 8.



Las corrientes de cortocircuito en este escenario nuevamente son muy elevadas para la Central Abanico alcanzando valores cercanos a los 31 [KA].

Figura N° 18: Corrientes máximas de cortocircuito en barras de 13,8 [KV] Escenario N° 8.



Viendo las alternativas recién mencionadas se hace evidente que la mejor opción de operación es la que corresponde al Escenario N° 1, donde cada una de las centrales se encuentra alimentando sus propios SS/AA, esto debido básicamente a que alcanza niveles de tensión prácticamente nominales, lo que entrega una mayor estabilidad y confiabilidad al sistema. Del punto de vista de los cortocircuitos esta configuración no sería la más recomendada dado que la Central Abanico presenta altas corrientes ante falla en sus barras,

sin embargo, la adecuada coordinación de protecciones e interruptores apropiados la señalan como la mejor opción disponible.

Ante una situación de falla SIEMPRE la mejor opción es considerar a la central que alimente como el centro del sistema, el cual energizará hacia los dos extremos restantes; ésta configuración permite no disminuir demasiado el nivel de tensión, si en comparación con el Escenario N° 1, pero lo suficiente como para cumplir con los requisitos mínimos de tensión en las barras. Los niveles de corriente de cortocircuito en estos casos son bastante menores que en el caso de operación normal, por lo que se da una mayor seguridad ante ocurrencia de fallas.

Cabe destacar que dentro de las alternativas para operación ante fallas se ha considerado la configuración del Escenario N° 2, la cual en la realidad no existe, sin embargo, considerando las propuestas expresadas en este trabajo sí podría ser utilizada como otro respaldo al sistema, lo que le daría una confiabilidad y estabilidad muchísimo mayor, cosa tremendamente importante dada la influencia de este complejo dentro del sistema eléctrico nacional.

## **5.1.2 TIEMPOS DE OPERACION**

La configuración actual permite conmutación automática entre los alimentadores de las unidades si es que existe esta posibilidad, ya que podrían no haber suficientes unidades en servicio, y si esto no fuere posible o falla ésta, debe entrar en forma automática la línea seleccionada como respaldo en 6 segundos (6”).

### **5.1.2.1 Caso Central El Toro**

Para el caso de la Central El Toro la línea de respaldo viene de la Central Abanico. Si ésta posibilidad no existiere por no tener tensión la central Abanico, o por falla en sus interruptores o línea, debe entrar en forma automática el Grupo de Emergencia, 6” más tarde.

Es esperable que todo funcione de acuerdo a lo indicado, pero se debe destacar que gran parte del año las unidades de la Central El Toro no son despachadas, por lo cual no existe la posibilidad de que éstas sirvan los SS/AA. Los respaldos se han debilitado, dependiendo por lo tanto de la línea Abanico-El Toro, la cual, en período de invierno es altamente vulnerable por caída y acumulación de nieve en sus conductores. Aquí cobra vital importancia la posibilidad de respaldar esta central desde la Central Antuco, siendo una de las propuestas importantes de este trabajo.

Otro aspecto que atenta contra la confiabilidad del esquema, es que las secuencias de entrada de los respaldos depende de relés auxiliares de tiempo del tipo electromagnéticos de relojería, los cuales dada su antigüedad suelen quedarse pegados y bloquear el proceso. Se sugiere su cambio a la mayor brevedad.

Si bien para el caso comentado pudiesen no ser relevantes las pérdidas de generación que se puedan producir en la Central El Toro, si tiene una alta relevancia en cuanto a disponibilidad de potencia y recuperación de servicio en caso de black-out. Hoy en día, el Plan de Recuperación de Servicio (PRS) de la zona sur depende del aporte de las unidades de la Central El Toro, dada la rapidez y versatilidad de sus máquinas, como del respaldo hidráulico que significa contar con una fuente inagotable para estos efectos como lo es el Lago Laja. Actualmente, levantar el Sistema desde Central El Toro, muchas veces significa levantar todo el SIC.

#### **5.1.2.2 Caso Central Abanico**

Si esta central no cuenta con unidades en servicio, por falla en el SIC u otra, ésta pierde sus SS/AA y solamente se puede alimentar desde la Central El Toro, después de hacer algunas maniobras manuales tanto en la Central El Toro como en ésta, para lo cual se requiere de la presencia de un Operador en cada punta. Hoy esto se cubre razonablemente rápido, ya que se cuenta con personal permanente en la Central Abanico y parcialmente y a requerimiento en la Central El Toro, pudiendo ocuparse un tiempo superior a 30 minutos en normalizar esta alimentación. Si esto ocurriese cuando la central El Toro no está siendo despachada y

no cuenta con unidades en servicio, cobra especial relevancia contar con alimentación de respaldo desde la Central Antuco. Hoy ésta no existe y es parte de mi propuesta.

A futuro es esperable no contar con personal permanente en Central Abanico, tornando más difícil y lenta la posibilidad de recuperación del servicio.

Otra debilidad de la instalación es la configuración de 2 unidades saliendo por un sólo banco de transformadores con el agravante de que los interruptores de las unidades 5 y 6 no poseen una adecuada capacidad de ruptura como para interrumpir corrientes de falla, existiendo por lo tanto una lógica en base a relés que da orden de abrir primero el interruptor del banco de transformadores respectivo 52AT4, dejando fuera ambas unidades innecesariamente, para condiciones de falla de una de ellas. Así no sirven de respaldo la una de la otra. Se sugiere cambiar los interruptores de las unidades, 52G5 y 52G6 por unos de capacidad adecuada, de tal forma que despejen sus fallas sin afectar la otra unidad. Mayor consideración todavía dado que habitualmente la central Abanico genera con sólo 2 unidades y son precisamente la 5 y 6 por tener una mayor eficiencia y capacidad.

De acuerdo a la tasa de fallas y obsolescencia de los equipos, se sugiere cambiar también todos los interruptores que participan en la alimentación de los SS/AA tanto en 13,8 [KV] como 400 [V]; interruptores 52C1, 52C4, 52CS, 52CT1, 52CT2, 52SA1 y 52SA2, mas los de las líneas de interconexión 52C5 y 52C2.

Otro aspecto que se puede destacar es que si bien lo habitual es regular la tensión de los SS/AA en la barra de 13,8 [KV], en la central Abanico es una excepción, ya que la barra regulada es la de 400 [V] por medio de un regulador de inducción. Sin duda esta es una tecnología obsoleta, lenta e irregular que merece ser analizada. Se sugiere su reemplazo por transformadores reguladores con cambiador de taps automático.

### 5.1.2.3 *Caso Central Antuco*

Esta central puede alimentar sus SS/AA desde cualquiera de sus unidades, conmutando en forma automática entre ellas por falla en la que está sirviendo los consumos, y si esta posibilidad no existiese por no contar con una segunda unidad en servicio, cosa que ocurre parte importante del año, debe entrar en forma automática la línea seleccionada como respaldo, habitualmente desde Central Abanico, después de 6". Si esta opción no fuere posible por no contar con unidades la Central Abanico o por falla en la línea o interruptores asociados, debe cerrar en forma automática el interruptor de la línea desde la Central El Toro, después de otros 6".

Para mejorar la confiabilidad de los SS/AA en esta central, se está instalando un Grupo de Emergencia, para que entre en servicio algunos segundos mas tarde, al no estar presentes o fallasen todas las alternativas anteriores.

En resumen, el respaldar aún más el sistema a partir de la incorporación del grupo de emergencia en la Central Antuco y las automatizaciones propuestas en este trabajo le da un valor tremendamente importante al sistema de servicios auxiliares. Si bien no se puede obtener un tiempo absoluto para poder comparar la operación hasta ahora manual de ciertos elementos con la operación automática señalada en este informe, dado que el tiempo en que demora un Operador en concurrir al punto de accionamiento de los dispositivos es relativo, si se puede asegurar que los disminuye.

El mayor beneficio obtenido con estas incorporaciones es la robustez y confiabilidad con que el sistema quedará operando, lo que asegura de mejor manera la continuidad de servicio dentro del anillo de 13,8 [KV].

## CAPITULO VI

### ANALISIS DE LA NORMA TECNICA EN RELACION AL ESTUDIO REALIZADO

Con los cambios propuestos en éste trabajo se tocan algunos aspectos considerados en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. Los puntos relacionados son relativos a las protecciones y a la participación en la recuperación de servicios de las centrales.

#### **6.1.1 PROTECCIONES**

Según el artículo 6-34 d) se debe cumplir que tengan inhibiciones por oscilaciones de potencia; estampe de tiempo y sincronización horaria; y dados los plazos para entrega de informes tener instalados registradores de falla y un sistema de interrogación remota.

Este punto se cumple cabalmente dado que las protecciones digitales que han sido propuestas en este informe tienen la tecnología suficiente y necesaria para poder satisfacer este requerimiento.

#### **6.1.2 PARTICIPACION EN PRS**

Según el artículo 10-10 de la norma técnica, las centrales deben cumplir con los siguientes puntos:

- Ø Capacidad de Partida en Negro.
- Ø Partida en menos de 15 minutos.
- Ø Plena carga en menos de 15 minutos.
- Ø Capacidad de Operación superior a 2 horas.

La capacidad de partida en negro por parte de las centrales de la cuenca del Laja se cumple, pero esto no tiene relación directa con los SS/AA. La Central El Toro logra este requerimiento mediante el grupo de emergencia que tiene instalado, el cual ante algún requerimiento, está conectado directamente a la barra de la máquina que se encuentre seleccionada, dándole la energía necesaria para poder empezar a funcionar. La Central Antuco actualmente no posee esta característica, pero está siendo instalado un grupo de emergencia que cumpla la misma función que el que se encuentra en la Central El Toro. La partida en negro de la Central Abanico es un caso aparte; ésta central tiene la capacidad de partir sólo con tener agua en las tuberías, manualmente se abren el bypass y la válvula mariposa de la unidad correspondiente y finalmente se abre manualmente el límite de carga con lo cual la máquina empieza a girar y se autoexcita.

La partida en menos de 15 minutos actualmente se cumple, los tiempos estimados de partida son:

**Central Abanico:** desde unidad detenida y válvula mariposa cerrada: 15 minutos (se supone compuerta abierta y tubería llena. Si la válvula mariposa queda abierta, se demora 10 minutos.

**Central El Toro:** desde unidad detenida y tubería llena por supuesto, demora un tiempo aproximado de 7 minutos.

**Central Antuco:** desde unidad detenida y tubería llena, demora 15 minutos.

En pérdidas totales, lo normal es que quedan las tuberías llenas en todas las centrales, se cierra la mariposa cuando hay fallas en la unidad y si no ésta queda abierta, e incluso a veces la unidad puede quedar en giro y excitada.

La propuesta planteada en este trabajo al dar mayor confiabilidad y robustez al anillo de 13,8 [KV] satisface la necesidad de alimentación de los servicios auxiliares de cada una de

las centrales a partir de una de las otras, por lo que ante una necesidad o falla existen más alternativas de suministro de energía, por lo que se cumpliría lo requerido por la norma.

Partiendo de condición unidad en giro, todas las centrales de este estudio cumplen plenamente con la exigencia de tomas de carga máxima en menos de 15 minutos; para la Central Abanico, ante una pérdida total, la cámara de carga queda llena vertiendo por sus rápidos de descarga, de tal forma que hidráulicamente las unidades pueden tomar plena carga sin limitación.

Para el caso de la Central Antuco, esto se cumple con mayor razón, ya que el recurso hidráulico queda almacenado en la Bocatoma Polcura, permitiendo una toma rápida de carga sin complicación ni limitación alguna.

Finalmente para el caso Central El Toro, éste se cumple con mayor seguridad, ya que quedan sus tuberías llenas y se cuenta con el más importante recurso hidráulico para generación del país, como lo es el Lago Laja, embalse de gran capacidad que permite incluso una generación interanual.

Por lo tanto, considerando los respaldos hidráulicos y la velocidad de apertura de sus reguladores de velocidad el tiempo entre cero y cien por ciento son alrededor de 30 segundos en todas las centrales.

De igual manera y de acuerdo a los antecedentes expuestos anteriormente las unidades cumplen plenamente con la exigencia de estar en servicio a lo menos 2 horas.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se pudo modelar la red de servicios auxiliares de la cuenca del Laja sin problemas, después de armar una extensa base de datos (ver Anexo N° 6) con información de transformadores, cargas, líneas de transmisión, y unidades generadoras. Con esta información se realizaron con éxito las simulaciones con el programa DigSilent Power Factory 13.2.337 analizando los flujos de potencia, corrientes de cortocircuito y tensiones de barra para los diferentes escenarios de operación de las centrales en cuestión.

De acuerdo a los resultados obtenidos, se puede concluir que:

- Ø Desde el punto de vista de sollicitación de corrientes ante fallas; alimentar la red de Servicios Auxiliares en Media Tensión desde la Central Abanico en forma radial, con las Unidades N° 1 y N° 2 (Escenario 4), es la más exigente y, por lo tanto, menos preferible.
- Ø La configuración base con que operan actualmente las centrales es cada central cubriendo sus propios SS/AA, pero con interruptores cerrados en las líneas de enlace en la punta Abanico (Escenario N° 1), de tal forma que esta alimentaría en forma automática a las otras dos centrales ante pérdida de los SS/AA de éstas últimas. Sin embargo, si ésta misma figura se realiza desde las otras centrales y de acuerdo con las corrientes de falla obtenidas del modelo, la opción más favorable es alimentar las otras centrales desde la Central Antuco (Escenario N° 2).
- Ø Es posible alimentar la totalidad de los consumos desde la Central Antuco, realizando los cambios propuestos en este trabajo. Esta forma de operación establece además las corrientes mínimas de fallas necesarias para el ajuste de protecciones.

- Ø En barras de 380 [V] correspondiente a Central El Toro se obtuvo los máximos de corriente de cortocircuito de 85,7 [KA] y 89,1 [KA] para la corriente mínima y máxima respectivamente.
- Ø La simulación permite concluir que cualquier cortocircuito en el Sistema de Servicios Auxiliares cuando sea alimentado por una de las centrales no tiene decaimiento de la componente A.C. lo que lo califica como cortocircuito lejos del generador de acuerdo a la norma IEC-60909.
- Ø El Sistema de Servicios Auxiliares es desequilibrado y por tanto la medición de las variables se debiera hacer en cada una de las fases. Los equipos deberán tener capacidades de registro de las distintas variables para realizar seguimientos, estudios de partida de motores y de armónicas.

La modelación del Sistema en el futuro permitirá investigar:

- Ø Influencia de las cargas en el Sistema cuando se modifiquen o se incorporen circuitos.
- Ø Mejoras a partir de la variación del tamaño de los conductores y de la tensión del sistema.
- Ø Margen de regulación de los transformadores.
- Ø Condiciones óptimas de funcionamiento del Sistema desde el punto de vista de las pérdidas y de distribución de cargas.

Una vez instalados los centros de medida de los Servicios Auxiliares se dispondrá de las medidas precisas y necesarias para obtener el modelo estacionario genérico de las cargas del Sistema que permita simular un flujo de potencia que refleje las condiciones reales.

Los estudios convenientes a desarrollar una vez instalado los centros de medida es la evaluación de la transición del Sistema de Servicios Auxiliares Eléctricos de la Cuenca del Laja sujeto a una secuencia de arranque de una Central (ver Anexo N° 4: “Datos Requeridos Para el Estudio de Transición del Sistema”) y el estudio de armónicas (Harmonic Analysis Studies) (ver Anexo N° 5: “Efectos de las Armónicas”). Su análisis permitirá tener una visión completa y acabada del Sistema de Servicios Auxiliares tanto en baja como en media tensión.

La instalación de instrumentos ya sea de protección o de medida o incluso de aquellos que cumplan ambas funciones y que tengan capacidad de registro de las distintas variables en cada una de las fases, permitirá obtener la máxima potencia aparente y el mínimo factor de potencia (es decir el peor de los casos) en barras de grandes consumos. Valores fundamentales que permitirán el estudio preciso del flujo de carga, del cual desprender la necesidad o no de instalar un banco de condensadores y en que lugar hacerlo.

Al contar con valores confiables de las variables medidas en cada una de las fases para cada una de las barras, se podrá localizar y diagnosticar cualquier anomalía en la operación de las vías de alimentación de los Servicios Auxiliares.

Respecto a las propuestas expuestas en este informe, al ser instaladas, se lograría una confiabilidad y robustez en el sistema mucho mayor a la ya existente, lo que tiene gran valor dada la importancia de este complejo eléctrico a nivel nacional y por su participación en la recuperación del sistema ante un eventual apagón total o parcial.

La automatización de la red de SS/AA permitiría aumentar la seguridad de servicio por la disminución de la participación humana, siempre sujeta a una mayor probabilidad de errores, además de lograr una supervisión completa y simplificación de los procesos.

Otros beneficios que se lograrían automatizando el sistema serían:

- Ø *Asegurar estabilidad en el sistema de potencia:* Al ocurrir cualquier perturbación en el sistema, se procedería según está configurado y se activarían los respaldos apropiados para conseguir una mayor estabilidad.
- Ø *Recuperación rápida de carga:* Al no depender de la acción humana, se reducen los tiempos de accionamiento y operación de diferentes componentes del sistema.
- Ø *Avanzada notificación de fallas:* Se obtendrán avisos de problemas en la red con mayor rapidez y precisión, dejando en claro cuál fue el motivo de la perturbación.
- Ø *Permite hacer análisis de fallas:* Al tener notificaciones más precisas se puede analizar de mejor manera el motivo de las fallas.
- Ø *Mejora la fiabilidad:* Al no haber interacción humana disminuye notablemente la posibilidad de errores en la toma de decisiones.
- Ø *Reduce los costos de mantenimiento.*

Por otra parte, la incorporación de protecciones digitales en los puntos propuestos permite satisfacer los requerimientos que la norma técnica exige, esto es, contar con un sistema de registro de fallas que pueda ser interrogado en forma remota para así facilitar la entrega de informes.

La capacidad de partida en negro en las centrales de la cuenca del Laja se cumpla a cabalidad, sin embargo, esto no tiene relación directa con los servicios auxiliares. La central El Toro posee un grupo de emergencia para estos fines, en la central Antuco esta siendo instalado otro de estos grupos y en la central Abanico no es necesario, dado que en esta central se pueden hacer partir sus máquinas sólo con abrir las válvulas para dar paso al agua que va a las diferentes unidades.

La partida de las unidades en menos de 15 minutos exigido por la norma técnica es cumplido totalmente, la duración exacta va a depender de las condiciones en que se encuentra la válvula mariposa respectiva, pero todas las centrales están dentro del rango.

La propuesta planteada en este trabajo al dar mayor confiabilidad y robustez al anillo de 13,8 [KV] satisface la necesidad de alimentación de los servicios auxiliares de cada una de las centrales a partir de una de las otras, por lo que ante una necesidad o falla existen más alternativas de suministro de energía, por lo que se cumpliría lo requerido por la norma.

La toma de carga máxima en menos de 15 minutos, considerando la unidad en giro, se cumple en todas las centrales de la cuenca, ya que cada una posee un sistema de almacenamiento del recurso hidráulico que le permite satisfacer esta condición. Considerando esto y dada la velocidad de apertura de los reguladores de velocidad existentes, el tiempo entre cero y cien por ciento de carga se logra en un tiempo no mayor a 30 segundos en todas las centrales.

En resumen, la incorporación de los distintos elementos que integran la propuesta planteada en este trabajo permite obtener una mayor seguridad para dar cumplimiento de la norma técnica, lo que trae consigo una disminución de posibles sanciones y/o multas que pudiesen existir.

## BIBLIOGRAFIA

- [1] M. Shaidehpour, H. Yamin, "Market Operations in Electric Power Systems" Jhon Wiley and Sons, New York, 2002, ISBN: 0-471-44337-9.
- [2] J. Hossack, G. Burt, J.R. McDonald, "Progressive Power System Data Interpretation and Information Dissemination", Transmission and Distribution Conference and Exposition, IEEE/PES, Vol. 2.
- [3] P. Álvarez, "Desarrollo de un Modelo Computacional de Estimación de Estado para Sistemas Eléctricos de Potencia", Memoria de Título, Universidad de Chile, Santiago 2005.
- [4] Superintendencia de Electricidad y Combustibles. [www.sec.cl](http://www.sec.cl)
- [5] Comisión Nacional de Energía, [www.cne.cl](http://www.cne.cl)
- [6] Comisión Nacional del Medio Ambiente, [www.conama.cl](http://www.conama.cl)
- [7] Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central, [www.cdec-sic.cl](http://www.cdec-sic.cl)
- [8] Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande, <http://suse-sing.cdec-sing.cl>
- [9] Panel de Expertos, [www.paneldeexpertos.cl](http://www.paneldeexpertos.cl)
- [10] Empresa de Generación Colbún S.A., [www.colbun.cl](http://www.colbun.cl)
- [11] Empresa de Consultoría Electroconsultores, [www.electroconsultores.cl](http://www.electroconsultores.cl)
- [12] Empresa de Transmisión Transelec, [www.transelec.cl](http://www.transelec.cl)
- [13] Power World Corporation, [www.powerworld.com](http://www.powerworld.com)
- [14] R. Palma, "Modelo Orientado al Objeto para la Planificación de Redes de Transmisión Eléctrica, bajo Condiciones Competitivas" Tesis de doctorado, Universidad de Dortmund, 1999.
- [15] T. Fahrenkrog, R. Palma, J.E. Pérez, "Tarificación de los Sistemas de Transmisión Eléctrica", Anales del Instituto de Ingenieros de Chile, Santiago, Agosto 2003.
- [16] G.W. Stagg, A.H. El- Abiad, "Computer Methods in Power Systems Analysis" McGraw- Hill Book Company, New York, 1968.

- [17] N.M. Peterson, M. Scott, "Automatic Adjustment of Transformer and Phase Shifter Taps in Newton Power Flow", IEEE Trans. Power Apparatus and Systems PAS-90, 1974.
- [18] W. F. Tinney, C.E. Hart, "Power Flow Solution by Newton's Method", IEEE Trans. Power Apparatus and Systems PAS-90-1987.
- [19] B. Stott, O. Alsac, "Fast Decoupled Power Flow", IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, Junio 1974.
- [20] H. Mitsui, R. Christie, "Visualizing Voltage Profiles for Large Scale Power Systems", IEEE Computer Applications in Power, Vol. 10, N°3, Enero 1997.
- [21] Kasikci, Ismail. "Short Circuits in Power Systems." A practical Guide to IEC 60 909. Wiley-VCH Verlag-GmbH, Weinheim, Germany, 2002.
- [22] Chapman, Stephen J. "Máquinas Eléctricas". Mc-Graw Hill, 4° edición, México, 2005.
- [23] Barbieri, María Beatriz "Protecciones de generadores en sistemas eléctricos de potencia, su coordinación con otras protecciones de casos reales", Publicaciones Académicos, UTFSM, 2005.
- [24] Anderson, P.M., "Power system protection", IEEE Press, 1999.
- [25] Elmore, W.A., "Protective Relaying Theory and Applications", Mace Dekker Inc., 1994.
- [26] Mc Graw-Edison Power System, "Distribution-System Protection Manual", Cooper Power System, 1995.
- [27] Bustos O., Julián "Protecciones de Sistemas Eléctricos", Apuntes de Clases, Universidad Técnica Federico Santa María, Chile, 1988.
- [28] Enríquez Harper, Gilberto "Protección de Instalaciones Eléctricas Industriales y Comerciales", Ed. Limusa, México, 1994.
- [29] "Electrical Transmisión and Distribution Referente Book" by Central Station Engineers of the Westinghouse Electric Corporation, 1964.
- [30] Ogata, Katsuhiko., "Ingeniería de Control Moderna", Ed. Prentice Hall, Tercera Edición.
- [31] Ferrari, Juan Pablo., "Monografía sobre Sistemas de Control Distribuido", Electiva Sistemas Distribuidos, Universidad nacional de Rosario, 2005.
- [32] Peña Lira, Luis., "Diseño del sistema de servicios auxiliares de centrales hidroeléctricas", Tesis Facultad de Electrotecnia, UTFSM, 1974

[33] Guevara Vicuña, Cristián Emilio., “Diseño de redes del sistema de servicios auxiliares de centrales hidráulicas y de subestaciones, asistido por computador”, Tesis Facultad de Electrotecnia, UTFSM, 1990.

[34] Díaz, Antonio., “Sistema de Supervisión para Control Distribuido”, Departamento de Electrónica y Automática. Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional de San Juan. Argentina.

## ANEXOS

SDSHG  
SDG  
SGDSDG  
SDHG  
DSG  
SDG