



UNIVERSIDAD DE CHILE

FACULTAD DE CIENCIAS FISICAS Y MATEMATICAS

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA

**AUTOMATISMO DE LIBERACION DE CARGA ANTE FALLA
EN PUNTOS DE APORTE DE UN SISTEMA DE SUBTRANSMISION
ENMALLADO**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TITULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA**

HANS GÜNTHER SCHULTZ

ENERO 2011

SANTIAGO, CHILE



UNIVERSIDAD DE CHILE

FACULTAD DE CIENCIAS FISICAS Y MATEMATICAS

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA

**AUTOMATISMO DE LIBERACION DE CARGA ANTE FALLA
EN PUNTOS DE APORTE DE UN SISTEMA DE SUBTRANSMISION
ENMALLADO**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TITULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA**

HANS GÜNTHER SCHULTZ

PROFESOR GUIA:

NELSON MORALES OSORIO

MIEMBROS DE LA COMISION:

EFRAIN ASENJO SILVA

SERGIO MARCHANT KLEIN

ENERO 2011

SANTIAGO, CHILE

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL TITULO
DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

POR: HANS GÜNTHER SCHULTZ

FECHA: 25/01/2011

PROF. GUIA: Sr. NELSON MORALES OSORIO

**“AUTOMATISMO DE LIBERACION DE CARGA ANTE FALLA EN PUNTOS DE
APORTE DE UN SISTEMA DE SUBTRANSMISION ENMALLADO”**

La norma técnica eléctrica chilena menciona que dentro del sistema eléctrico no se debe propagar falla, en particular del sistema de subtransmisión enmallado de una distribuidora hacia el sistema de transmisión troncal. Normalmente las protecciones eléctricas son las encargadas de despejar las zonas que poseen fallas, siendo exitosas en esto, existiendo excepciones donde la operación de estas lleva a una operación en cadena por motivos de sobrecarga.

El objetivo del presente trabajo de título es proponer y evaluar la problemática antes mencionada, al producirse una operación de protecciones en cadena por sobrecargas en el sistema de subtransmisión enmallado, ante una falla de un punto de aporte al sistema de subtransmisión. Esto con el fin de cumplir con la norma técnica chilena de no propagar falla al sistema de subtransmisión troncal.

Se plantea solucionar esta problemática en base a desprendimientos de carga que alivian las posibles sobrecargas; siendo éstas en líneas críticas y/o otras subestaciones que aportan al sistema de subtransmisión. Para realizar estos desprendimientos, previamente estudiados para ser óptimos, se consideró dividir por sectores de desprendimiento el sistema de subtransmisión enmallado y al momento de cumplirse las condiciones de operación del automatismo ir desprendiendo carga de forma ordenada y pausada. Las condiciones que se consideraron para la operación del automatismo son dos: la operación de al menos un punto de aporte; la generación de alguna sobrecarga en los puntos de aporte restantes o líneas críticas.

Se concluye que es factible controlar las problemáticas de sobrecargas en los puntos de aporte y líneas críticas ante fallas en uno de estos puntos. Adicionalmente un beneficio de este sistema es la gran flexibilidad que posee, logrando fácilmente adaptarlo a posibles cambios que se generasen en las redes. A modo de comparación con otras opciones para lograr el mismo objetivo, como es el sobredimensionamiento de las redes, esta posee un costo reducido. Considerando las mejoras planteadas se puede obtener un producto muy completo, de mayor exactitud y más independiente.

A mi familia.

Agradecimientos

A través de estas líneas quiero entregar mis más sinceros agradecimientos a todas las personas que me han ayudado de alguna u otra forma a lograr este objetivo.

En primer lugar agradezco a toda mi familia, especialmente a mi madre, que a través de su esfuerzo y sus consejos han hecho posible que logre mi objetivo.

En segundo lugar a mi polola Elizabeth que me ha comprendido y apoyado durante todo este proceso del desarrollo de la memoria.

En tercer lugar quisiera agradecer la oportunidad y comprensión al profesor Nelson Morales por aceptar ser mi profesor guía y por los valiosos aportes realizados.

Quisiera extender mis agradecimientos a los miembros de la comisión, Don Sergio Marchant y Don Efraín Asenjo por sus valiosos aportes.

Agradezco a mis amigos de la Universidad por todos estos años de amistad, que seguramente seguirán para toda la vida.

Finalmente, agradezco a mis compañeros de trabajo por las fuerzas que me han entregado para completar este proceso.

Indice General

Indice General	5
Indice de Figuras	9
Indice de Tablas	10
Capítulo 1: Introducción	11
1.1 Motivación	11
1.2 Objetivos y Alcances	11
1.3 Estructura	12
Capítulo 2: Características del Sistema Eléctrico Chileno.....	13
2.1 Mercado eléctrico	13
2.1.1 Generación.....	14
2.1.2 Transmisión.....	15
2.1.3 Distribución.....	16
2.1.4 Consumidores	16
2.2 Sistemas Eléctricos	17
2.2.1 Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)	17
2.2.2 Sistema Interconectado Central (SIC).....	19
2.2.3 Sistema de Aysén	19
2.2.4 Sistema de Magallanes	20
2.3 Definiciones de la Norma Técnica.....	21
2.3.1 Abreviaturas	21
2.3.2 Definiciones.....	21
Capítulo III: Desprendimientos Automáticos de Carga.....	26
3.1 Esquema de Desconexión Automático de Carga por Baja Frecuencia (EDAC BF).....	26
3.2 EDAC BF en Chile.....	28
3.2.1 Introducción.....	28
3.2.2 Composición y porcentaje de participación del EDAC BF	28
3.2.3 Estado y operatividad del EDAC BF actual	29
3.2.3.1 Tasa de caída de la frecuencia menor a 0.6 [Hz/s]	30
3.2.3.2 Tasa de caída de la frecuencia mayor o igual a 0.6 [Hz/s].....	31
3.2.4 Efectividad del EDAC BF.....	33
3.2.5 Conclusiones del análisis al EDAC BF	33
3.2.6 Plan de defensa contra contingencias extremas con EDAC BF.....	34
3.2.7 Conclusiones generales EDAC BF.....	34

3.2.8 EDAC por Baja Tensión (EDAC BT)	34
3.3 Esquema de Desprendimiento Automático de Generación (EDAG).	35
Capítulo IV: Filosofía y Diseño	36
4.1 Filosofía.....	36
4.1.1 Condiciones Iniciales.....	36
4.1.2 Principio de Actuación	37
4.1.3 Aspectos Generales	37
4.1.4 Detalle de la operación del Automatismo	39
4.1.5 Condiciones de Operación	41
4.1.5.1 Indisponibilidad o Falla	41
4.1.5.2 Sobrecarga Intolerable	42
4.1.5.2.1 Punto de Aporte	42
4.1.5.2.2 Líneas de transmisión:	42
4.1.5.2.3 Variables analógicas para ajuste dinámico de límites:	42
4.1.6 Desprendimiento de Carga.....	42
4.1.7 Configuración del Automatismo.....	43
4.1.7.1 Indisponibilidad o falla en punto de aporte	43
4.1.7.2 Sobrecarga.....	43
4.2 Diseño	44
4.2.1 Desprendimientos de Carga.....	44
4.2.1.1 Grupos.....	44
4.2.1.2 Sectores	45
4.2.1.3 Rotación y Falla.....	45
4.2.1.4 Sobrecargas	46
4.2.1.5 Tiempos de Espera para Ejecución de Desprendimientos	46
4.2.2 Despliegues de configuración y supervisión del automatismo	47
4.2.2.1 Despliegues de Configuración.....	47
4.2.2.1.1 Configuración de Fallas.....	49
4.2.2.1.2 Configuración de Rotaciones	50
4.2.2.1.3 Configuración de Sectores	51
4.2.2.1.4 Configuración de Grupos.....	53
4.2.2.1.5 Configuración de Sobrecargas	54
4.2.2.1.6 Configuración de Tiempos Deslastre.....	55
4.2.2.2 Despliegues de Supervisión	56
4.2.2.2.1 Despliegue eléctrico	56
4.2.2.2.2 Despliegue de comunicaciones.....	57

4.2.2.2.3 Despliegue de alarmas.....	58
4.2.2.2.4 Despliegue de condición de operación.....	58
4.2.3 Trabajos de Terreno	59
4.2.4 Equipamiento	60
4.2.5 Comunicaciones.....	61
4.2.6 Plataforma del automatismo.....	61
Capítulo V: Implementación, pruebas, resultados y presupuesto.....	62
5.1 Implementación	62
5.1.1 Implementación en las subestaciones.....	62
5.1.1.1 Implementación Eléctrica en subestaciones.....	62
5.1.1.2 Implementación de Comunicaciones en subestaciones.....	63
5.1.2 Vías de Comunicación.....	63
5.1.3 Cuerpo principal del automatismo	63
5.1.4 Consola de Usuario	64
5.1.5 Despliegues.....	64
5.1.6 Configuración	64
5.2 Pruebas	65
5.3 Resultados	65
5.3.1 Condiciones de Activación	65
5.3.2 Deslastre de Carga	67
5.3.3 Alarmas del Deslastre de Carga.....	67
5.3.3.1 Composición de las Alarmas	68
5.3.3.2 Interpretación de las Alarmas.....	68
5.3.3.2.1 Bloque Causa.....	68
5.3.3.2.2 Bloques de Deslastre o Desconexión de Carga	68
5.3.3.2.3 Término del Deslastre y Deshabilitación	69
5.4 Presupuesto	70
Capítulo VI: Conclusiones y desafíos futuros	71
Bibliografía.....	73

Indice de Figuras

Figura 1: Santiago de Noche.....	13
Figura 2: Embalse de central hidroeléctrica	14
Figura 3: Porcentaje de participación por tipo de generación	15
Figura 4: Líneas de transmisión	17
Figura 5: Central generadora	18
Figura 6: Generador Eólico	20
Figura 7: Componentes del EDAC BF.....	27
Figura 8: Empresas participantes del EDAC BF en el SIC.....	30
Figura 9: Sistema enmallado de subtransmisión.....	36
Figura 10: Designación de sectores de desprendimiento de carga.....	37
Figura 11: Algoritmo del automatismo de desprendimiento de carga.....	39
Figura 12: Esquema de un punto de aporte	41
Figura 13: Designación de sectores de desprendimiento de carga.....	45
Figura 14: Jerarquía del automatismo.....	46
Figura 15: Despliegue principal	47
Figura 16: Despliegue de configuración	48
Figura 17: Despliegue configuración de fallas.....	49
Figura 18: Despliegue de fallas	49
Figura 19: Despliegue configuración de rotaciones.....	50
Figura 20: Despliegue de rotación.....	50
Figura 21: Despliegue modificar rotaciones	51
Figura 22: Despliegue configuración de sectores.....	51
Figura 23: Despliegue de sector.....	52
Figura 24: Despliegue modificar sectores	52
Figura 25: Despliegue configuración de grupos	53
Figura 26: Despliegue de grupos	53
Figura 27: Despliegue modificar grupos.....	54
Figura 28: Despliegue configuración de sobrecargas	54
Figura 29: Despliegue de sobrecargas.....	55
Figura 30: Despliegue configuración de tiempos de deslastre	56
Figura 31: Despliegue eléctrico unilíneal.....	57
Figura 32: Despliegue comunicaciones unilíneal.....	57
Figura 33: Despliegue de alarmas.....	58

Figura 34: Despliegue condición de operación.....	58
Figura 35: Sistema de subtransmisión del ejemplo	66
Figura 36: Simulación de falla del ejemplo	66
Figura 37: Deslastre de carga del ejemplo.....	67
Figura 38: Alarmas del ejemplo.....	69

Indice de Tablas

Tabla 1: Generación por tipo.....	14
Tabla 2: Frecuencias de operación del EDAC.....	26
Tabla 3: Porcentaje de carga del EDAC BF por bloque	29
Tabla 4: Montos de carga para tasa de caída de frecuencia menor a 0.6 Hz/s.	31
Tabla 5: Montos de carga para tasa de caída de frecuencia mayor a 0.6 Hz/s.....	32
Tabla 6: Posibles descripciones de Fallas	41
Tabla 7: Señales de estado posibles de una falla en punto de aporte	43
Tabla 8: Definición de falla	45
Tabla 9: Presupuesto	70

Capítulo 1: Introducción

En este capítulo se presentan las bases que motivan este trabajo titulado “Automatismo de liberación de carga ante falla en puntos de aporte de un sistema de subtransmisión enmallado”, tema que nace de la necesidad de cumplir la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Suministro (NTSyCS), en especial la parte de no propagar falla al Sistema de Transmisión Troncal. Este automatismo logra un ahorro importante al no tener que realizar proyectos que sobredimensionen en gran medida el sistema de subtransmisión para cumplir con la NTSyCS.

1.1 Motivación

Las compañías eléctricas de distribución deben cumplir con la NTSyCS, donde una de sus partes menciona que no deben propagar una falla interna al sistema externo (en este caso al sistema de transmisión troncal). Para esto existe un sinnúmero de protecciones; la problemática con éstas en un sistema de subtransmisión enmallado es la operación de protecciones en avalancha (una tras otra), esto por ir sobrecargando un componente tras otro. Una de las soluciones al problema anterior es sobredimensionar las instalaciones para ser capaces de resistir la carga ante falla de un punto de aporte al sistema de subtransmisión enmallado. Esta solución tiene un valor económico elevado, que no necesariamente será retribuido a través de la tarifa eléctrica, es por esta razón que crear un automatismo que aplase bastante las inversiones de subtransmisión, hasta ser necesarios por demanda, y a su vez proteja el sistema de subtransmisión es una muy buena solución.

1.2 Objetivos y alcances

El objetivo de esta memoria de título es presentar un proyecto que sea capaz de evitar la propagación de falla desde un sistema de subtransmisión enmallado al sistema de transmisión troncal ante una falla de un punto de aporte. Con lo antes mencionado se cumple con lo exigido por la norma técnica chilena y a su vez se evita un sobredimensionamiento de las redes de subtransmisión desplazando estos proyectos para años futuros.

Los objetivos específicos son:

- Presentar un proyecto de desprendimiento de carga, en un sistema de tipo SCADA.
- Encontrar una solución a la problemática de propagación de falla en un punto de aporte de una red de subtransmisión enmallada.

- Desplazar proyectos de redes eléctricas de subtransmisión para cuando la demanda lo exija, no generando un sobredimensionamiento.
- Revisar las distintas etapas del proyecto de desprendimiento de carga y sus problemáticas.
- Revisar pruebas y resultados del proyecto.

1.3 Estructura

La memoria consta de seis capítulos, a través de los cuales se abarcan los objetivos planteados.

En el primer capítulo se presenta la introducción al tema, explicando los objetivos y alcances de la memoria y se define la estructura del trabajo.

En el segundo capítulo se explica, en líneas generales, el funcionamiento del sector eléctrico chileno y las normativas técnicas de éste.

En el tercer capítulo se introduce al tema de desprendimiento de carga, destacando sus componentes más importantes y ejemplos.

En el cuarto capítulo se inserta la filosofía y diseño del sistema de desprendimiento a realizar.

En el quinto capítulo se muestra la implementación, pruebas y resultados del sistema de desprendimiento realizado.

Finalmente, en el sexto capítulo se presentan las conclusiones y desafíos futuros.

Capítulo 2: Características del Sistema Eléctrico Chileno

El sistema eléctrico chileno distingue tres segmentos independientes que definen los eslabones de la cadena productiva de electricidad: generación, transmisión y distribución. Adicionalmente existen 4 sistemas eléctricos independientes entre sí que en conjunto abastecen de energía eléctrica al país, y son: sistema eléctrico del norte grande (SING), sistema interconectado central (SIC), sistema de Aysén y sistema de Magallanes.

2.1 Mercado eléctrico chileno

El mercado eléctrico en Chile está compuesto por las actividades de generación, transmisión y distribución de suministro eléctrico. Estas actividades son desarrolladas por empresas que son controladas en su totalidad por capitales privados, mientras que el Estado sólo ejerce funciones de regulación, fiscalización y de planificación indicativa de inversiones en generación y transmisión, aunque esta última función es sólo una recomendación no forzosa para las empresas.



Figura 1: Santiago de Noche

Participan de la industria eléctrica nacional un total aproximado de 40 empresas generadoras, 10 empresas transmisoras y 31 empresas distribuidoras, que en conjunto suministran una demanda agregada nacional que en el 2007 alcanzó los 52.961,8 gigawatts – hora (GWh). Esta demanda se localiza territorialmente en cuatro sistemas eléctricos (SING, SIC, Aysén y Magallanes).

El principal organismo del Estado que participa en la regulación del sector eléctrico en Chile es la Comisión Nacional de Energía (CNE), quien se encarga de elaborar y coordinar los planes, políticas y normas necesarias para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energético nacional, velar por su cumplimiento y asesorar a los organismos de Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.

2.1.1 Generación

Este segmento está constituido por el conjunto de empresas eléctricas propietarias de centrales generadoras de electricidad, la que es transmitida y distribuida a los consumidores finales. Este segmento se caracteriza por ser un mercado competitivo, con claras economías de escala en los costos variables de operación y en el cual los precios tienden a reflejar el costo marginal de producción.

La matriz de generación nacional esta principalmente compuesta por unidades generadoras térmicas e hidráulicas. Las unidades de generación térmica usan como combustibles principales el Gas Natural, Carbón, y los derivados del Petróleo.



Figura 2: Embalse de central hidroeléctrica

La generación total del año 2007 a nivel nacional es señalada en la siguiente tabla, expresada por tipo de generación:

Tipo de Generación	GWh	%
Hidráulica Embalse	13.533,1	24,2%
Hidráulica Pasada	8.690,4	15,5%
Térmica Gas	5.821,6	10,4%
Térmica Carbón-Petcoke	5.551,3	9,9%
Térmica Carbón	9.162,4	16,4%
Desechos	744,2	1,3%
Térmica Diesel	11.805,1	21,1%
Térmica Fuel	561,0	1,0%
Térmica Diesel-Fuel	42,6	0,1%
Eólica	2,8	0,0%
Total	55.914,6	100,0%

Tabla 1: Generación por tipo

A continuación se muestra gráficamente el porcentaje de participación por tipo de generación.

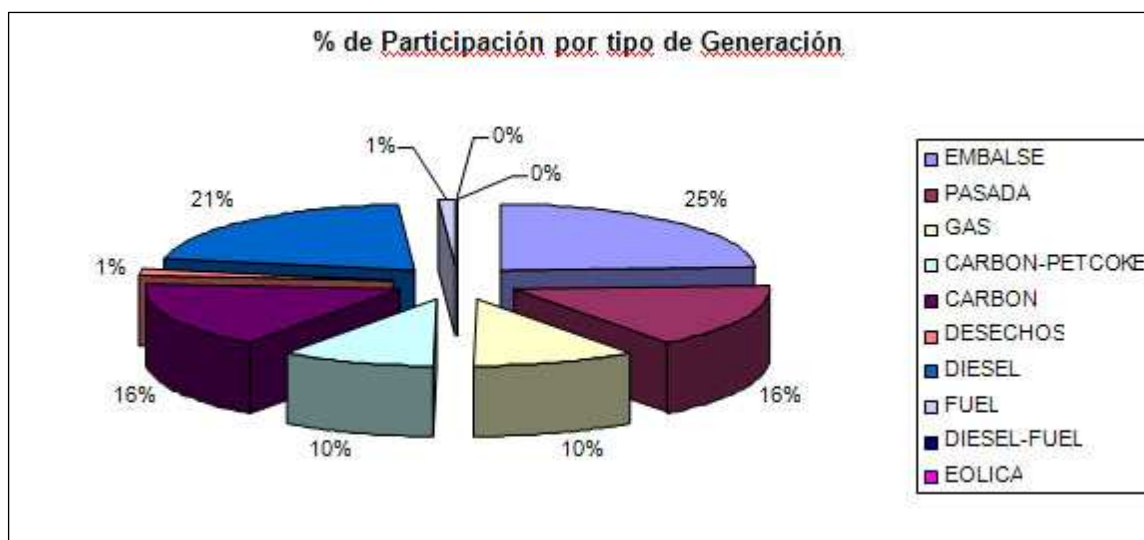


Figura 3: Porcentaje de participación por tipo de generación

2.1.2 Transmisión

El sistema de transmisión corresponde al conjunto de líneas, subestaciones y equipos destinados al transporte de electricidad desde los puntos de producción (generadores) hasta los centros de consumo o distribución. En Chile se considera como transmisión a toda línea o subestación con un voltaje o tensión superior a 23.000 Volts (V). Por Ley, las tensiones menores se consideran como distribución. La transmisión es de libre acceso para los generadores, es decir, estos pueden imponer servidumbre de paso sobre la capacidad disponible de transmisión mediante el pago de peajes.

Dada las modificaciones incorporadas por la ley 19.940 de Marzo de 2004 a la Ley General de Servicio Eléctricos, el transporte de electricidad por sistemas de transmisión troncal y sistemas de subtransmisión es servicio público eléctrico, por tanto el transmisor tiene obligación de servicio, siendo responsabilidad de éste el invertir en nuevas líneas o en ampliaciones de las mismas. En el sistema de transmisión se puede distinguir el sistema troncal (conjunto de líneas y subestaciones que configuran el mercado común) y los sistemas de subtransmisión (que son aquellos que permiten retirar la energía desde el sistema troncal hacia los distintos puntos de consumo locales).

La coordinación de la operación de las centrales generadoras y las líneas de transmisión, es efectuada en cada sistema eléctrico por los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC). Estos organismos no poseen personalidad jurídica y están constituidos por las principales empresas generadoras y transmisoras de cada sistema eléctrico.

2.1.3 Distribución

Los sistemas de distribución están constituidos por las líneas, subestaciones y equipos que permiten prestar el servicio de distribuir la electricidad hasta los consumidores finales, localizados en cierta zona geográfica explícitamente limitada. Las empresas de distribución operan bajo un régimen de concesión de servicio público de distribución, con obligación de servicio y con tarifas reguladas para el suministro a clientes regulados.

2.1.4 Consumidores

Los consumidores se clasifican según la magnitud de su demanda en:

1. Clientes regulados: Consumidores cuya potencia conectada es inferior o igual a 2.000 kilowatts kW.
2. Clientes libres o no regulados: Consumidores cuya potencia conectada es superior a 2.000 kW.
3. Clientes con derecho a optar por un régimen de tarifa regulada o de precio libre, por un período mínimo de cuatro años de permanencia en cada régimen: Consumidores cuya potencia conectada es superior a 500 kW e inferior o igual a 2.000 kW, conforme a las modificaciones incorporadas a la Ley General de Servicio Eléctricos por la ley 19.940, de Marzo de 2004.

No obstante, los suministros a que se refiere el numeral anterior podrán ser contratados a precios libres cuando ocurra alguna de las circunstancias siguientes:

- Cuando se trate de servicio por menos de doce meses.
- Cuando se trate de calidades especiales de servicio.
- Si el producto de la potencia conectada del usuario, medida en megawatts y de la distancia comprendida entre el punto de empalme con la concesionaria y la subestación primaria más cercana, medida en kilómetros a lo largo de las líneas eléctricas, es superior a 20 megawatts - kilómetro.

A nivel nacional, los clientes no regulados representaron cerca del 61% del consumo total de energía del año 2007.

2.2 Sistemas Eléctricos

Existen en Chile cuatro sistemas eléctricos interconectados. El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que cubre el territorio comprendido entre las ciudades de Arica y Antofagasta con un 28,06% de la capacidad instalada en el país; el Sistema Interconectado Central (SIC), que se extiende entre las localidades de Taltal y Chiloé con un 71,03% de la capacidad instalada en el país; el Sistema de Aysén que atiende el consumo de la Región XI con un 0,29% de la capacidad; y el Sistema de Magallanes, que abastece la Región XII con un 0,62% de la capacidad instalada en el país.



Figura 4: Líneas de transmisión

2.2.1 Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

El SING está constituido por el conjunto de centrales generadoras y líneas de transmisión interconectadas que abastecen los consumos eléctricos ubicados en las regiones I y II del país.

Aproximadamente, el 90% del consumo del SING está compuesto por grandes clientes, mineros e industriales, tipificados en la normativa legal como clientes no sometidos a regulación de precios. El resto del consumo, está concentrado en las empresas de distribución que abastecen los clientes sometidos a regulación de precios.

Segmento de Generación

Operan en el SING un total de 6 empresas de generación que junto a una empresa de transmisión conforman el Centro de Despacho Económico de Carga del SING (CDEC - SING).

El SING cuenta con una capacidad instalada de 3.601,9 MW a Diciembre de 2007. El parque generador es eminentemente termoeléctrico, constituido en un 99,64% por centrales térmicas a carbón, fuel, diesel y de ciclo combinado a gas natural. Sólo existen dos unidades hidroeléctricas correspondientes a las centrales Chapiquiña y Cavancho, que representan sólo un 0,36% de la capacidad instalada.

Durante el año 2007 la demanda máxima alcanzó los 1.665 MW, y la generación bruta de energía se ubicó en torno a los 12.674,3 GWh.



Figura 5: Central generadora

Segmento de Transmisión

El sistema de transmisión está constituido, principalmente, por las líneas eléctricas de propiedad de las empresas de generación, líneas eléctricas de los propios clientes y líneas eléctricas de las empresas cuyo giro es la transmisión de energía eléctrica.

Segmento de Distribución

Operan el SING tres empresas de distribución de energía: EMELARI S.A. que abastece a la ciudad de Arica, ELIQSA S.A. que abastece a la ciudad de Iquique, y ELECDA S.A., que suministra la energía a las ciudades de Antofagasta, Calama, y a una parte del SIC, correspondiente a la zona de Taltal. En conjunto, estas tres empresas atienden a un total cercano a los 270.000 clientes.

2.2.2 Sistema Interconectado Central (SIC)

El SIC es el principal sistema eléctrico del país, entregando suministro eléctrico a más del 90% de la población del país. El SIC se extiende desde la ciudad de Taltal por el norte, hasta la Isla Grande de Chiloé por el sur.

A diferencia del SING, el SIC abastece un consumo destinado mayoritariamente a clientes regulados (60% del total).

Segmento Generación

El SIC tiene una capacidad instalada de 9.118,2 MW a Diciembre de 2007, perteneciente a un total de 20 empresas de generación que junto a algunas empresas de transmisión, conforman el Centro de Despacho Económico de Carga del SIC (CDEC - SIC).

El parque generador está constituido en un 53,46% por centrales hidráulicas de embalse y pasada; un 46,34% por centrales térmicas a carbón, fuel, diesel y de ciclo combinado a gas natural; y un 0,2% por centrales eólicas.

Durante el año 2007 la demanda máxima alcanzó los 6.313 MW, mientras que la generación bruta de energía se ubicó en torno a los 39.963,7 GWh.

Segmento de Transmisión

El sistema de transmisión está constituido, principalmente, por las líneas eléctricas de propiedad de las empresas de generación más las líneas de las empresas cuyo giro es la transmisión de energía eléctrica.

Segmento de Distribución

Operan en el SIC 28 empresas de distribución de energía, que en conjunto atienden un total cercano a los 4.640.000 clientes.

2.2.3 Sistema de Aysén

El Sistema de Aysén atiende el consumo eléctrico de la XI Región. Su capacidad instalada a diciembre del 2007 alcanza los 37,65 MW, constituido en un 54,2% por centrales termoeléctricas, 41,7% hidroeléctrico y 4,1% eólico.

Durante el año 2007, la demanda máxima alcanzó los 20,9 MW y el consumo de energía se ubicó en torno a los 105,7 GWh.

Opera en él una sola empresa, EDELAYSEN S.A., quien desarrolla las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, atendiendo a un total cercano a los 26.000 clientes.



Figura 6: Generador Eólico

2.2.4 Sistema de Magallanes

El Sistema de Magallanes está constituido por cuatro subsistemas eléctricos: Los sistemas de Punta Arenas, Puerto Natales, Puerto Williams y Puerto Porvenir, en la XII Región. La capacidad instalada de estos sistemas, a Diciembre del año 2007, es 68,0 MW, 5,7 MW, 1,7 MW y 4,2 MW, respectivamente, siendo cada uno de ellos 100% térmicos.

Durante el año 2007, la demanda máxima integrada del sistema Magallanes alcanzó un valor cercano a los 45,2 MW, mientras que la generación de energía se ubicó en torno a los 218,1 GWh.

Opera en estos sistemas una sola empresa, EDELMAG S.A., quien desarrolla las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, atendiendo a un total cercano a los 50.000 clientes.

2.3 Definiciones de la Norma Técnica

Para tener una mejor comprensión de esta memoria es necesario tener claras ciertas definiciones y abreviaturas que serán utilizadas dentro de esta. Las definiciones y abreviaturas son tomadas de la NTSyCS 2010.

2.3.1 Abreviaturas

De las abreviaturas existentes en la NTSyCS se extrae las más importantes referentes al tema de memoria, que son:

CC: Centro de Control.

CDEC: Centro de Despacho Económico de Carga.

EDAG: Esquema de desconexión automática de generación.

EDAC: Esquema de desconexión automática de carga.

ERAG: Esquema de reducción automática de generación.

PRS: Plan de Recuperación de Servicio.

SIC: Sistema Interconectado Central.

SING: Sistema Interconectado del Norte Grande.

CPF: Control Primario de Frecuencia.

SI: Sistema Interconectado.

DO: Dirección de Operación del CDEC.

SITR: Sistema de Información de Tiempo Real.

2.3.2 Definiciones

Las definiciones relevantes que serán utilizadas en el desarrollo de la memoria son:

Apagón Total

Desmembramiento incontrolado del SI que conduce a una pérdida mayor o igual a un 70 % de la demanda del SI previa al desmembramiento.

Apagón Parcial

Falla que conduce a una pérdida menor a un 70 % y mayor a un 10% de la demanda previa del SI.

Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente

Máxima capacidad de transmisión de cada Elemento Serie del Sistema de Transmisión, y que está dada por el menor valor de corriente que surge de evaluar el Límite Térmico, el Límite por Regulación de Tensión y el Límite por Contingencias.

Capacidad de Transmisión en Régimen Transitorio

Máxima capacidad de transmisión de cada Elemento Serie del Sistema de Transmisión, y que está condicionada por la evolución transitoria y dinámica de las principales variables operativas que determinan el estado del SI, conforme a las exigencias establecidas en la presente NT.

Cargas Críticas

Demandas o consumos esenciales para el funcionamiento de la población, tales como, hospitales, cuarteles de bomberos, recintos policiales, plantas telefónicas, plantas de tratamiento de agua potable, sistemas de transporte, suministro a unidades generadoras que no disponen de Partida Autónoma, entre otras.

CDEC

Organismo encargado de determinar la operación del conjunto de instalaciones de un sistema eléctrico, incluyendo las centrales eléctricas generadoras; líneas de transmisión a nivel troncal, subtransmisión y adicionales; subestaciones eléctricas, incluidas las subestaciones primarias de distribución, y barras de consumo de usuarios no sometidos a regulación de precios abastecidos directamente desde instalaciones de un sistema de transmisión; interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir energía eléctrica de un sistema eléctrico, con el objeto de:

- a) preservar la seguridad de servicio.
- b) garantizar la operación más económica.
- c) garantizar el libre acceso a los sistemas de transmisión.

Cliente

A los efectos de la presente NT, se entenderá por Cliente a una Empresa de Distribución y a todo usuario no sometido a regulación de precios, que sean abastecidos directamente desde el Sistema de Transmisión.

Control de Frecuencia

Conjunto de acciones destinadas a mantener la frecuencia de operación dentro de una banda predefinida en torno a la frecuencia de referencia, corrigiendo los desequilibrios instantáneos entre la potencia generada y la potencia demandada en el SI.

Coordinado

Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien explote, a cualquier título, instalaciones que se encuentren interconectadas, sean éstas centrales eléctricas generadoras; líneas de transmisión a nivel troncal, subtransmisión y adicionales; subestaciones eléctricas, incluidas las subestaciones primarias de distribución o barras de consumo de un Cliente no sometido a regulación de precios.

CPF

Acción de control ejercida rápidamente sobre la frecuencia de un SI a través de equipos instalados en las unidades generadoras que permiten modificar en forma automática su producción y/o a través de Equipos de Compensación de Energía Activa.

Criterio N-1

Criterio de planificación para el desarrollo y operación del SI, con el fin de enfrentar la ocurrencia de una Contingencia Simple sin que ésta se propague a las restantes instalaciones del SI.

PRS

Conjunto de acciones coordinadas entre el CDC y los CC, definidas por la DO para que de manera segura, confiable y organizada, sea posible restablecer el suministro eléctrico en las zonas afectadas por un Apagón Total o Apagón Parcial, en el menor tiempo posible.

Punto de Conexión

Punto en el cual se produce un cambio del tipo de Coordinado o cambio de propiedad de las instalaciones dentro de un mismo tipo de sistema de transmisión. De acuerdo con lo anterior, son Punto de Conexión los siguientes lugares de unión o fronteras, pudiendo existir más de un punto de conexión cuando existan Redundancias de Vínculo:

- Entre un Cliente y las Instalaciones del Sistema de Transmisión correspondiente.
- Entre instalaciones del Sistema de Transmisión Troncal.

- Entre un Sistema de Transmisión Troncal y un Sistema de Subtransmisión.
- Entre un Sistema de Transmisión Troncal y un Sistema de Transmisión Adicional.
- Entre instalaciones del Sistema de Subtransmisión.
- Entre un Sistema de Subtransmisión y un Sistema de Transmisión Adicional.
- Entre instalaciones del Sistema de Transmisión Adicional.
- Entre el generador y el Sistema de Transmisión o de Distribución, en donde el transformador elevador, si existe, se considera como instalación del generador.

Recursos Generales de Control de Contingencias

Corresponden a la inercia propia de las máquinas, el control primario y secundario de frecuencia, la reserva de potencia reactiva y el control de tensión, los estabilizadores de sistemas de potencia, el EDAC, el EDAG, el ERAG y en general los sistemas que en función de la evolución de variables de control del sistema actúan sobre la generación o la carga.

Relé de protección

Dispositivo físico, o elemento funcional de éste, encargado de detectar un determinado tipo de falla o condición anormal en una instalación eléctrica mediante el análisis de variables medidas en ella según un criterio pre-establecido, y con la capacidad de decidir un cambio de estado en su salida.

Sistema de Protecciones Eléctricas

Conjunto de dispositivos y equipamiento necesarios para detectar y despejar una falla que ocurra en o los equipos que protege, aislándolos en el menor tiempo posible, con el objeto de minimizar las perturbaciones en el sistema y evitar daños a los equipos protegidos, las personas o el SI. El sistema de protecciones incluye los relés de protección, transformadores de corriente, de potencial, interruptores y demás equipamiento necesario para el funcionamiento de los sistemas de protecciones.

Sistema de Subtransmisión

Es el sistema constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico respectivo, están dispuestas para el abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores finales libres o regulados, territorialmente identificables, que se encuentren en zonas de concesión de empresas distribuidoras.

Sistema de Transmisión

Conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, en un nivel de tensión nominal superior a 23 [kV], entendiéndose como tensión nominal de la subestación, la tensión de transporte. En cada Sistema de Transmisión se distinguen instalaciones del Sistema de Transmisión Troncal, del Sistema de Subtransmisión y del Sistema de Transmisión Adicional.

Sistema de Transmisión Troncal

Sistema constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que sean económicamente eficientes y necesarias para posibilitar el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico respectivo, bajo los diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos, los reglamentos y las normas técnicas.

Capítulo 3: Desprendimientos Automáticos de Carga

El sistema eléctrico de Chile, en particular el SIC, trabaja a una frecuencia determinada e igual a 50 [Hz]. Es por esta razón que todas las centrales generadoras deben estar sincronizadas para inyectar energía al sistema eléctrico. La frecuencia va variando constantemente pero en pequeñas cantidades, por lo que no afectan a las componentes eléctricas del resto del sistema. Para mantener las variaciones dentro de los márgenes aceptables se designa a una o varias centrales generadoras como reguladoras de frecuencia, aumentando o disminuyendo su inyección (CPF).

Ante una falla de gran envergadura, como la salida intempestiva de una central generadora importante, la frecuencia se ve afectada enormemente no siendo capaces las centrales reguladoras de sostener la frecuencia (CPF), pudiendo provocar con esto un apagón total (Black Out), es aquí donde el sistema de desprendimiento de carga se activa compensando con la liberación de carga la falta de generación y así normalizando la frecuencia.

A continuación se detalla técnicamente los sistemas de liberación de carga, entregando adicionalmente el estado de este en el sistema eléctrico SIC.

3.1 Esquema de Desconexión Automático de Carga por Baja Frecuencia (EDAC BF)

Cubriendo la necesidad del cumplimiento de la NTSyCS, referente a la desconexión automática de carga para resguardar la seguridad y calidad de servicio de los sistemas interconectados chilenos, se generó el Esquema de Desprendimiento Automático de Carga por Baja Frecuencia (EDAC o EDAC BF), el cual consiste en 6 Bloques de Carga, donde cada uno se desconecta automáticamente al cumplir un umbral de frecuencia (bloques 2, 4, 5 y 6) o, un umbral y gradiente de frecuencia (bloque 1 y 3), como se indica a continuación:

BLOQUES	UMBRAL FRECUENCIA	GRADIENTE DE FRECUENCIA
1	49,0 Hz	-0,6 [Hz/seg]
2	48,9 Hz	---
3	48,8 Hz	-0,6 [Hz/seg]
4	48,7 Hz	---
5	48,5 Hz	---
6	48,3 Hz	---

Tabla 2: Frecuencias de operación del EDAC

En líneas generales el EDAC está compuesto o intervienen en él:

- Relés de Baja Frecuencia: Protección eléctrica capaz de detectar la frecuencia instantánea al sistema que está conectada. Esta información es procesada y si fuera necesario enviada a los interruptores para su ejecución.
- Registradores de Frecuencia: Registradores eléctricos de frecuencia que pueden poseer un buffer de datos en tiempo real, almacenamiento de históricos, etc.
- Telecomunicaciones: Enlaces de comunicación para enviar la información de operación, estados o registros.
- Sistema de Información en tiempo real: Sistema encargado de recibir la información de terreno y mostrarla, procesarla, etc. (ej. SCADA)
- Interruptores: Elemento eléctrico capaz de cortar corrientes de carga y/o de falla, y con esto ejecutar la apertura de la carga a desconectar.
- Alimentadores: Redes de distribución eléctrica (media tensión), cuya función es transportar la energía a los clientes (previa transformación a baja tensión o en media tensión), en el EDAC cumple la función de carga.

En el esquema siguiente podemos ver cómo interactúa cada elemento antes mencionado:

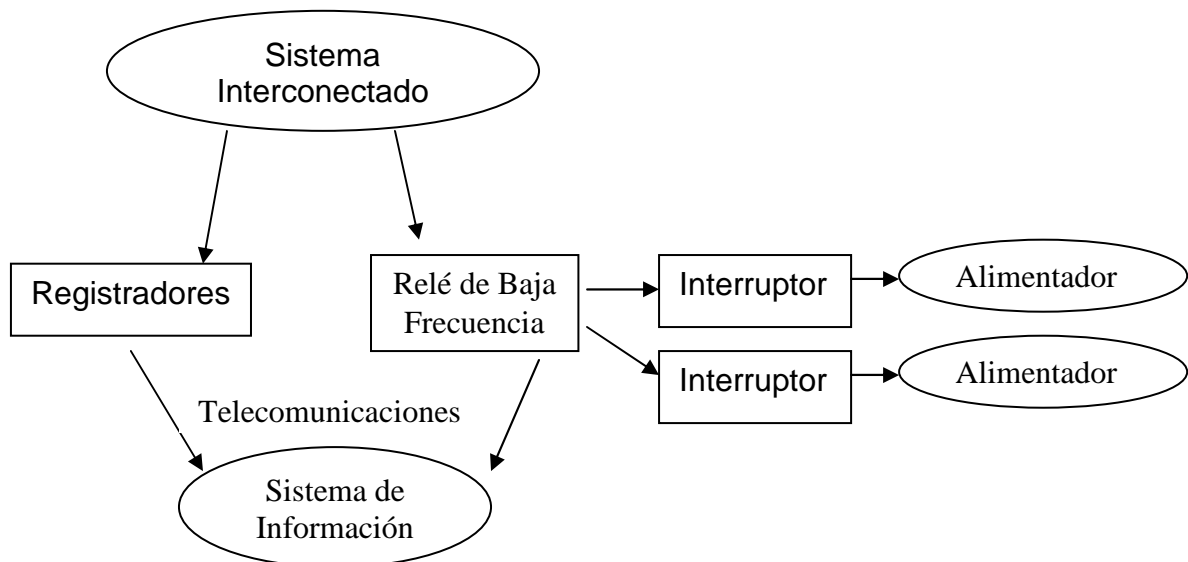


Figura 7: Componentes del EDAC BF

3.2 Cumplimiento y estado del EDAC BF en Chile.

El esquema de desconexión de carga por baja frecuencia (EDAC BF) está compuesto por 6 bloques, donde se debe cumplir con un porcentaje de carga del consumo total. En este esquema participan una cantidad importante de empresas que se detallan más adelante y las que deben cumplir con las exigencias de la NTSyCS

3.2.1 Introducción

La NTSyCS de los Sistemas Interconectados vigente a la fecha, establece los siguientes objetivos para el estudio EDAC por baja frecuencia:

- Será responsabilidad de la DO realizar los estudios periódicos para revisar y verificar la efectividad y actualización de cada EDAC. Dichos estudios deberán ser efectuados al menos con una periodicidad anual, conforme a los requerimientos establecidos en el Capítulo N° 6 de la NT, y sus resultados deberán ser publicados en el sitio WEB del CDEC. (Art.5-19)
- La DO realizará el Estudio de EDAC, al menos con periodicidad anual, para revisar y adecuar los EDAC vigentes. El estudio se realizará para un horizonte de 12 meses, y se revisará y ajustará a la finalización de ese período, o antes de su finalización, si se producen incorporaciones o modificaciones importantes en el SI que puedan afectar el correcto funcionamiento de cada EDAC. (Art. 6-53)

El EDAC por subfrecuencia exigido por la NTSyCS se puso en servicio el jueves 26 de Octubre de 2006 y para efectos del presente estudio, la etapa de revisión del esquema comprende un análisis del EDAC operativo al día 31 de Octubre de 2009 y un análisis de las operaciones reales del esquema en los últimos 12 meses.

3.2.2 Composición y porcentaje de participación del EDAC BF

De acuerdo con lo establecido en el primer Estudio EDAC, publicado en su versión final el 12 de enero de 2006, el CDEC determinó un esquema compuesto por seis escalones, de los cuales dos serían activados por gradiente de frecuencia (-0.6 Hz/s) y supervisados por frecuencia absoluta (49.0 Hz y 48.8 Hz), mientras que los cuatro escalones restantes operarían por frecuencia absoluta (48.9 Hz, 48.7 Hz, 48.5 Hz y 48.3 Hz).

El siguiente cuadro resume el EDAC por baja frecuencia propuesto, donde los porcentajes están referidos a la demanda de cada zona:

	Porcentajes de Participación en EDAC por Baja Frecuencia						% TOTAL
	49.0 Hz	48,9 Hz	48.8 Hz	48.7 Hz	48.5 Hz	48,3 Hz	
Ajuste umbral Frecuencia	49.0 Hz	48,9 Hz	48.8 Hz	48.7 Hz	48.5 Hz	48,3 Hz	
Ajuste Gradiente de Frecuencia	-0.6 [Hz/seg]	---	-0.6 [Hz/seg]	---	---	---	
ZONA	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	
Atacama	7.2%	1.8%	7.2%	1.8%	1.8%	1.8%	21.6%
Coquimbo	7.2%	1.8%	7.2%	1.8%	1.8%	1.8%	21.6%
Quinta Región	7.2%	1.8%	7.2%	1.8%	1.8%	1.8%	21.6%
Metropolitana (*)	7.2% (3.6%)	1.8% (3.6%)	7.2% (3.6%)	1.8% (3.6%)	1.8% (3.6%)	1.8% (3.6%)	21.6%
Troncal centro	7.2%	1.8%	7.2%	1.8%	1.8%	1.8%	21.6%
Sistema 154 - 66 kV	7.2%	1.8%	7.2%	1.8%	1.8%	1.8%	21.6%
Charrúa	7.2%	1.8%	7.2%	1.8%	1.8%	1.8%	21.6%
Concepción	7.2%	1.8%	7.2%	1.8%	1.8%	1.8%	21.6%
Araucanía	7.2%	1.8%	7.2%	1.8%	1.8%	1.8%	21.6%
% TOTAL DE CARGA DEL SIC QUE PARTICIPA DEL ESQUEMA							21.6%

(*) Porcentajes entre paréntesis corresponden a lo solicitado a Chilectra.

Tabla 3: Porcentaje de carga del EDAC BF por Bloque y Zona

3.2.3 Estado y operatividad del EDAC BF actual

A partir del día jueves 26 de Octubre de 2006 a las 00:00 horas, quedó operativo el EDAC BF de las empresas que, a esa fecha, tenían su Solicitud de Habilitación aprobada por la DO. Posteriormente, se han incorporado las empresas que han aprobado el proceso de habilitación para participar en el EDAC BF.

A continuación, se resume el estado actual de cada empresa, con respecto al avance en el proceso de habilitación e implementación del EDAC:

EDAC OPERATIVO		
CODELCO SALVADOR	PANELES ARAUCO S.A.	C.E. LITORAL
MIN. MANTOS DE ORO	CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCIÓN	ENAP REFINERÍAS ACONCAGUA
MIN. VALLE CENTRAL	CGE DISTRIBUCIÓN	ELECDA
CAP (1)	COPELEC	EMELAT
INSTAPANEL (1)	COOP. CURICO	EMELECTRIC
CEMENTOS BIO BIO	COPELAN	CIA MINERA LA CANDELARIA
CMPC CELULOSA	CODINER	ENAMI H.V. LIRA
CEMENTOS POLPAICO	CONAFE	MIN. OJOS DEL SALADO (MINERA AUREX CHILE)
CMPC MADERAS(COPIHUE-MININCO)	CMPC PAPELES CORDILLERA	CIA. MINERA CARMEN DE ANDACOLLO
E.E. PTE. ALTO	LUZ LINARES	ANGLOAMERICAN CHILE - DIV. MANTOVERDE
ASERRADEROS ARAUCO - ASERRADEROS VIÑALES	LUZ PARRAL	CEMENTO MELON
COELCHA (2)	LUZ CHARRÚA	CHILQUINTA
CMPC CARTULINAS - MAULE	COOP. OSORNO	OCCIDENTAL CHEMICAL (OXY)
MASISA	FRONTEL	EKA CHILE
NORSKE SKOG PAP. BIO BIO	SAESA	MOLY COP
CMPC CARTULINAS – CHUMPULLO/PLANTA VALDIVIA	METRO	PETROQUÍMICA DOW
ANGLOAMERICAN CHILE - DIV. EL SOLDADO y CHAGRES	CHILECTRA	INCHALAM
INDURA	ANGLOAMERICAN CHILE - DIV. LOS BRONCES	MIN. MARICUNGA
PETROQUIM	ENAP REFINERIAS BIO BIO	CRISTALERÍAS DE CHILE
CODELCO VENTANAS	CODELCO ANDINA	AGA (3)
MINERA LOS PELAMBRES	FOPACO (3)	CODELCO EL TENIENTE
CEMIN	MERVAL	CÍA. MINERA PACÍFICO
SOLICITUD DE HABILITACIÓN EN OBSERVADA		
COLÚN	IANSA (4)	
EN PROCESO DE EVALUACIÓN O IMPLEMENTACIÓN DEL EDAC		
CRELL	FUNDICIÓN TALLERES	SOCOEPA
COOP. RIO BUENO		

(1) Habilidadación parcialmente aprobada.

(2) EDAC implementado en instalaciones "aguas arriba" por SAESA.

(3) Cliente retira sus consumos, y por lo tanto su EDAC, del SIC.

(4) Cliente señala que pasa a ser cliente de empresa Distribuidora.

Figura 8: Empresas participantes del EDAC BF en el SIC

Los siguientes cuadros resumen los montos de carga del EDAC operativos a la fecha y se compara con respecto a los montos de carga solicitados para un escenario de demanda de 6036 MW en el SIC, correspondiente a la máxima demanda del año 2009. Lo anterior, se realizó para los casos en que la tasa de caída de frecuencia es menor a 0.6 [Hz/s] y mayor o igual a 0.6 [Hz/s].

3.2.3.1 Tasa de caída de la frecuencia menor a 0.6 [Hz/s]

Para el caso en que la tasa de caída de frecuencia sea menor a 0.6 [Hz/s], es decir, operen sólo los cuatro escalones por frecuencia absoluta (48.9 Hz, 48.7 Hz, 48.5 Hz y 48.3 Hz), se observa que los clientes habilitados a la fecha informaron la implementación de un monto de desconexión de carga referencial, para demanda alta, de 712 MW, con lo cual excederían un 15% (95 MW) el monto de carga de 618 MW exigido para el total de clientes del SIC.

ZONA	MONTOS DE CARGA [MW] PARA TASA DE CAÍDA DE LA FRECUENCIA MENOR A 0.6 HZ/SEG																				
	ESCALÓN 1			ESCALÓN 2			ESCALÓN 3			ESCALÓN 4			ESCALÓN 5			ESCALÓN 6			TOTAL		
	49 Hz			48.9 Hz			48.8 Hz			48.7 Hz			48.5 Hz			48.3 Hz			TOTAL		
	-0.6 Hz/seg						-0.6 Hz/seg														
	S*	I**	Δ	S*	I**	Δ	S*	I**	Δ	S*	I**	Δ	S*	I**	Δ	S*	I**	Δ	S*	I**	Δ
ATACAMA	N/A	N/A	N/A	7	9	2	N/A	N/A	N/A	7	16	9	7	6	-1	7	3	-4	27	34	7
COQUIMBO	N/A	N/A	N/A	5	7	1	N/A	N/A	N/A	5	16	11	5	0	-5	5	2	-3	20	24	4
QUINTA REGIÓN	N/A	N/A	N/A	12	12	1	N/A	N/A	N/A	12	20	9	12	13	2	12	12	0	47	58	11
METROPOLITANA	N/A	N/A	N/A	91	112	20	N/A	N/A	N/A	91	95	4	91	98	7	91	88	-3	366	394	28
TRONCAL CENTRO	N/A	N/A	N/A	3	4	2	N/A	N/A	N/A	3	6	3	3	7	4	3	7	4	10	23	13
SISTEMA 154-66 KV	N/A	N/A	N/A	13	18	5	N/A	N/A	N/A	13	18	6	13	11	-2	13	15	2	51	63	11
CHARRÚA	N/A	N/A	N/A	4	2	-3	N/A	N/A	N/A	4	6	2	4	3	-2	4	3	-2	18	13	-4
CONCEPCIÓN	N/A	N/A	N/A	11	30	19	N/A	N/A	N/A	11	14	3	11	10	-1	11	10	-1	43	64	21
ARAUCANÍA	N/A	N/A	N/A	9	10	1	N/A	N/A	N/A	9	11	2	9	10	1	9	9	0	35	40	4
TOTAL	N/A	N/A	N/A	154	204	49	N/A	N/A	N/A	154	202	48	154	158	4	154	148	-7	618	712	95

-S* : MW solicitados para la máxima demanda del año 2009 (6036 MW).
-I** : MW referenciales implementados por las empresas para demanda alta.
-Se destaca en rojo y azul aquellos escalones deficitarios y excedentarios por más de 10 MW, respectivamente.

Tabla 4: Montos de carga para tasa de caída de frecuencia menor a 0.6 [Hz/s] por Escalón y Zona.

El análisis del monto de desprendimiento de carga total por zona, muestra que la única deficitaria es Charrúa (-4 MW). Por otra parte, las zonas más excedentarias son la Metropolitana (28 MW), Concepción (21 MW), Troncal Centro (13 MW) y Sistema 154-66 kV (11 MW).

El análisis del monto de desprendimiento de carga total por escalón, muestra que el único deficitario es el N°6 (-7 MW). Por otra parte, los escalones más excedentarios son el N°2 (49 MW) y N°4 (48 MW).

Analizando en detalle los escalones del EDAC BF de cada zona, se observa que el más deficitario es el escalón N°5 de la zona Coquimbo (-5 MW). Por otra parte, los más excedentarios son el escalón N°2 de la zona Concepción y Metropolitana (19 MW y 20 MW, respectivamente).

3.2.3.2 Tasa de caída de la frecuencia mayor o igual a 0.6 [Hz/s]

Para el caso en que la tasa de caída de frecuencia sea mayor o igual a 0.6 [Hz/s], es decir, pudiesen operar los seis escalones del EDAC, se observa que los clientes habilitados a la fecha informaron la implementación de un monto de desconexión de carga referencial, para demanda alta, de 1464 MW, con lo cual excederían un 12% (160 MW) el monto de carga de 1304 MW exigido para el total de clientes del SIC.

ZONA	MONTOS DE CARGA [MW] PARA TASA DE CAÍDA DE LA FRECUENCIA MAYOR O IGUAL A 0.6 HZ/SEG																				
	ESCALÓN 1			ESCALÓN 2			ESCALÓN 3			ESCALÓN 4			ESCALÓN 5			ESCALÓN 6			TOTAL		
	49 Hz			48.9 Hz			48.8 Hz			48.7 Hz			48.5 Hz			48.3 Hz					
	-0.6 Hz/seg						-0.6 Hz/seg														
	S*	I**	Δ	S*	I**	Δ	S*	I**	Δ	S*	I**	Δ	S*	I**	Δ	S*	I**	Δ	S*	I**	Δ
ATACAMA	27	36	8	7	9	2	27	19	-8	7	11	4	7	5	-2	7	3	-4	82	82	0
COQUIMBO	20	20	0	5	7	1	20	19	-2	5	8	3	5	0	-5	5	2	-3	61	55	-6
QUINTA REGIÓN	47	52	5	12	12	1	47	31	-16	12	10	-2	12	13	2	12	12	0	141	131	-10
METROPOLITANA	91	153	62	91	112	20	91	115	23	91	95	4	91	96	4	91	88	-3	549	660	111
TRONCAL CENTRO	10	7	-3	3	4	2	10	9	-1	3	6	3	3	7	4	3	7	4	30	40	10
SISTEMA 154-66 KV	51	55	4	13	16	3	51	50	-1	13	15	2	13	11	-2	13	15	2	153	162	8
CHARRÚA	18	30	12	4	2	-3	18	10	-8	4	0	-4	4	3	-2	4	3	-2	53	47	-6
CONCEPCIÓN	43	49	7	11	30	19	43	62	19	11	9	-1	11	10	-1	11	10	-1	128	170	42
ARAUCANÍA	35	37	1	9	10	1	35	43	8	9	9	0	9	10	1	9	9	0	106	118	12
TOTAL	343	439	96	154	202	47	343	357	14	154	164	9	154	154	0	154	148	-7	1304	1464	160

-S* : MW solicitados para la máxima demanda del año 2009 (6036 MW).
-I** : MW referenciales implementados por las empresas para demanda alta.
-Se destaca en rojo y azul aquellos escalones deficitarios y excedentarios por más de 10 MW, respectivamente.

Tabla 5: Montos de carga para tasa de caída de frecuencia mayor a 0.6 [Hz/s] por Escalón y Zona.

El análisis del monto de desprendimiento de carga total, por zona, muestra que las más deficitarias son Quinta Región (-10 MW), Charrúa (-6 MW) y Coquimbo (-6 MW). Por otra parte, las zonas más excedentarias son la Metropolitana (111 MW), Concepción (42 MW) y Araucanía (12 MW).

El análisis del monto de desprendimiento de carga total, por escalón, muestra que el escalón del SIC más deficitario es el N°6 (-7 MW). Por otra parte, los escalones del SIC más excedentarios son el N°1 (96 MW), N°2 (47 MW), y el N°3 (14 MW).

Analizando en detalle los escalones del EDAC BF de cada zona, se observa que el más deficitario es el escalón N°3 de la zona Quinta Región (-16 MW). Por otra parte, los más excedentarios son los escalones N°1, 2 y 3 de la zona Metropolitana (62 MW, 20 y 23 MW, respectivamente), N°2 y 3 de Concepción (19 MW) y el escalón N°1 de la zona Charrúa (12 MW).

Cabe señalar que los excesos se justifican principalmente por las características propias de los consumos de cada cliente, lo cual les impide el desprendimiento de bloques de carga menores (procesos productivos, alimentadores, etc.). Por otra parte, los montos de carga informados por las empresas habilitadas son referenciales, no necesariamente son coincidentes a una misma hora y varían en el tiempo, por lo tanto, para determinar el monto de desprendimiento de carga real disponible en cada instante, se debe realizar a través del Sistema de Información en Tiempo Real (SITR) que debe contar con la información de los montos de carga disponibles por todos y cada uno de los coordinados en el EDAC. Este SITR se encuentra en etapa de implementación.

3.2.4 Efectividad del EDAC BF

Ante las contingencias de mayor probabilidad de ocurrencia, el EDAC BF diseñado minimiza los desprendimientos de carga. Por otra parte, la aplicación del esquema propuesto permite minimizar la probabilidad de un colapso del sistema por baja frecuencia frente contingencias de mayor severidad en el SIC. En lo que respecta al cumplimiento de los estándares de calidad (por ejemplo, decaimiento máximo de la frecuencia hasta los 48.3 Hz) establecidos en la NTSyCS, se obtendrá una mejor eficiencia ante las contingencias de mayor severidad.

Cabe señalar que el exceso de liberación de carga total que habría disponible en demanda alta, de acuerdo con los montos referenciales informados por las empresas que tienen su esquema operativo a la fecha, de un 12% (160 MW), implicaría principalmente sólo un mayor desprendimiento de carga ante contingencias simples de unidades de generación de mayor tamaño (ej. centrales de ciclo combinado). Sin embargo, es muy poco probable que en escenarios de demanda alta se active la operación del EDAC a consecuencia de dichas contingencias, y en tal caso, el exceso relevante, si ocurriera, sólo podría alcanzar hasta el primer escalón de frecuencia absoluta, esto es, un exceso de desprendimiento de sólo 49 MW. Además, el exceso de desprendimiento no compromete la seguridad ni la calidad de servicio (por sobrefrecuencias o sobretensiones) en el SIC.

3.2.5 Conclusiones del análisis al EDAC BF

Del análisis del estado del EDAC por baja frecuencia del SIC, se observa que aproximadamente el 93% de los clientes ya se encuentra habilitado para participar en el EDAC y del orden de un 1.5% se encuentra en el proceso de aprobación de la solicitud para participar en el EDAC por subfrecuencia.

Por otra parte, el EDAC operativo a la fecha dispone de un monto referencial de carga total a desprender, en demanda alta, del orden de un 112% con respecto al monto total solicitado para el SIC, no comprometiéndose este exceso del 12% (160 MW) la seguridad ni la calidad de servicio (por sobre frecuencias o sobre tensiones) del SIC. Particularmente, para los casos en que se produzca un decaimiento de la frecuencia con una tasa de caída menor a 0.6 [Hz/s] (caso con mayor probabilidad de ocurrencia), el exceso total sería de 95 MW.

Cabe señalar que habrían excedentes en el monto de desprendimiento de carga disponible en el escalón de mayor probabilidad de operación (escalón N²) de hasta 49 MW, por lo cual podría ser necesario analizar la conveniencia de una redistribución de los montos de carga operativos y/o por habilitar en los distintos escalones. Lo anterior, se podrá definir una vez que se cuente con la información precisa y en tiempo real, a través del SITR, de los montos de carga disponibles en cada instante en el EDAC BF del SIC.

3.2.6 Plan de defensa contra contingencias extremas con EDAC BF

De acuerdo con lo señalado por la NTSyCS vigente, se encuentra en desarrollo un estudio para efectos de implementar un Plan de Defensa contra Contingencias Extremas en el SIC. Resultados preliminares de dicho estudio, han demostrado que el EDAC BF vigente con aumento de desconexión de cargas podría ser suficiente para evitar el colapso del SIC ante un número significativo de contingencias extremas para escenarios de demandas máximas y mínimas. De esta forma, las soluciones constructivas podrían resultar mucho más simples y menos costosas que aquellas que se podrían proponer mediante la formación de islas a través de EDAC Específicos. Por lo tanto, el estudio en comento podría concluir en aumentar los montos y ajustes de los escalones de carga del EDAC BF de manera de adecuarlos al Plan de Defensa contra contingencias extremas.

3.2.7 Conclusiones generales EDAC BF

De acuerdo con la revisión del EDAC operativo y de los factores que pudieran afectar su diseño, se determinó que los porcentajes de participación en el EDAC BF definido en el estudio publicado el 12 de enero de 2006, mantienen su validez para el próximo periodo de 12 meses. Sin embargo, estudios en desarrollo (Plan de defensa contra Contingencias extremas y Modo de Regulación Distribuida de Frecuencia para el SIC) conllevarían una revisión anticipada del EDAC BF vigente.

Considerando los montos de desconexión de carga referenciales informados por cada cliente, el análisis del EDAC por subfrecuencia operativo a la fecha muestra que habría exceso en el total de desconexión de carga disponible en el SIC de un 12% (160 MW), que evolucionaría hasta un 11% (148 MW) una vez que todos los coordinados hayan habilitado su esquema en el periodo comprendido desde noviembre de 2009 a octubre de 2010. Particularmente, para los casos en que se produzca un decaimiento de la frecuencia con una tasa de caída menor a 0.6 [Hz/s] (casos con mayor probabilidad de ocurrencia), el exceso total sería menor, llegando a 95 MW y 102 MW, respectivamente. Cabe señalar que para minimizar eventuales desprendimientos innecesarios de carga, permanentemente se revisan los montos de carga disponibles por escalón de manera de realizar redistribuciones o deshabilitación de cargas (dejarlas como reserva), en el caso que ello sea posible.

3.2.8 EDAC por Baja Tensión (EDAC BT)

De acuerdo a la NTSyCS al menos cada 2 años se realiza un estudio del EDAC BF y del EDAC BT, de los análisis de estabilidad de tensión en régimen permanente, desarrollado en el último estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva, no se detectó la necesidad de implementar un EDAC por baja tensión asociada al fenómeno de colapso de tensión por insuficiencia de reactivos.

3.3 Esquema de Desprendimiento Automático de Generación (EDAG).

Al igual que el Esquema de Desprendimiento Automático de Carga por Baja Frecuencia (EDAC), también existe un Esquema de Desprendimiento Automático de Generación por Sobre Frecuencia (EDAG), donde la diferencia radica principalmente en que uno actúa por falta de Generación al Sistema Interconectado (EDAC) y el otro por falta de consumo o exceso de Generación (EDAG).

Capítulo 4: Filosofía y Diseño

4.1 Filosofía

La filosofía trata de los objetivos que queremos lograr y como lo hacemos; para tener una mejor comprensión de ésta se dividirá en varias etapas.

4.1.1 Condiciones Iniciales

Para la creación del sistema de deslastre automático de carga ante fallas de un punto de aporte de una distribuidora se considerará que está formada como sigue:

- Posee más de 1 punto de aporte de energía.
- Está formado por un anillo en subtransmisión, interconectando los puntos de aporte.
- Entre cada punto de aporte y nodos importantes, se encuentra conectada la carga de la distribuidora.

De acuerdo a lo antes mencionado, todos los puntos de aporte se encuentran enlazados al mismo anillo eléctrico afectándose el uno al otro, ante la falla intempestiva de alguno de ellos, los otros se ven afectados en distinta proporción.

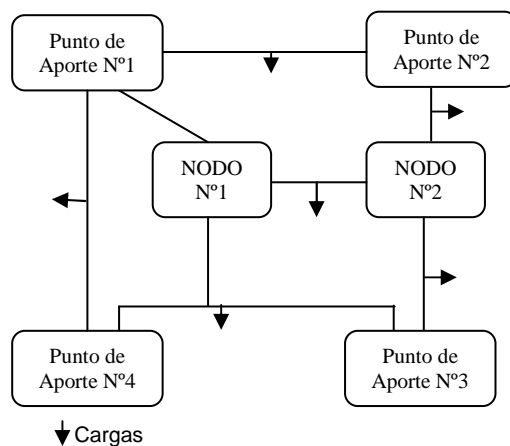


Figura 9: Sistema enmallado de subtransmisión

4.1.2 Principio de Actuación

El Automatismo de Desprendimiento de Carga, tiene como objetivo evitar la propagación de los efectos de la falla de un punto de aporte al sistema de subtransmisión o subestación que interconecta la subtransmisión de la distribuidora con el sistema de transmisión troncal (ejemplo: SIC, SING, etc.).

Para lograr lo anterior, el automatismo actúa disminuyendo los niveles de sobrecarga a que se ven expuestas las componentes del sistema, a través de desprendimientos escalonados de demanda y/o apertura de líneas en subtransmisión.

Para configurar los escalones de desprendimiento, se establecieron 6 sectores (cantidad de líneas con carga existentes), correspondientes al agrupamiento de Y transformadores de poder por cada una de las 6 líneas que componen el Anillo de Subtransmisión (por defecto $Y=5$).

Dependiendo del transformador fallado o punto de aporte, se asigna una determinada rotación de desprendimiento, combinando los 6 sectores antes indicadas.

En la figura a continuación se muestra en forma esquemática los sectores numerados por convención.

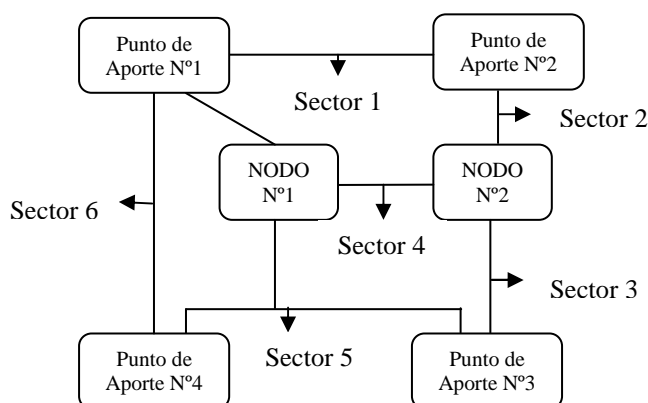


Figura 10: Designación de sectores de desprendimiento de carga.

4.1.3 Aspectos Generales

A modo general se necesita una protección a gran escala, que impida una posible propagación de falla desde el sistema de subtransmisión de una distribuidora, hacia el sistema de transmisión troncal. En particular se desea proteger posibles propagaciones de fallas, por indisponibilidad intempestiva de un punto de aporte de energía, desde la distribuidora hacia el sistema de transmisión.

Ante la operación intempestiva de un punto de aporte, los otros puntos deben asumir el aumento de energía y potencia en distintas proporciones, esto puede provocar que uno de éstos sobrepase su capacidad de sobrecarga de emergencia y con esto provocar una indisponibilidad intempestiva de ésta, produciéndose una falla en cadena que afecta al sistema de Transmisión – Generación. La propagación en cadena de la falla puede provocar una caída total o parcial de suministro (Black Out), generando la pérdida de energía de un gran porcentaje del país, y con esto no cumplir con la NTSyCS de no propagación de falla y condición N-1 (ante la falla de un componente, el sistema debe asumir las consecuencias sin colapsar).

De acuerdo a lo mencionado anteriormente, la criticidad de la operación frente a la indisponibilidad intempestiva de un punto de aporte, es la sobrecarga no admisible que puede provocar en otro punto de aporte, es por esto que las condiciones de actuación o activación de este sistema de deslastre deben considerar ambas condiciones simultáneas, la indisponibilidad intempestiva o falla y la sobrecarga no admisible.

En lo esencial, el automatismo se encarga de aplicar una estrategia controlada de desprendimiento de carga, para asegurar la eliminación de sobrecargas inaceptables frente a pérdidas intempestivas de un punto de aporte de potencia.

Para hacer posible el monitoreo de sobrecargas en componentes del sistema eléctrico, el automatismo deberá medir un conjunto de variables de estado (estado del interruptor: abierto o cerrado) para definir la falla, y un conjunto de variables analógicas (medidas de corrientes o potencias) que se contrastarán con ciertos umbrales preestablecidos para definir las sobrecargas. Si están dadas ambas condiciones (falla o indisponibilidad y sobrecarga), el automatismo aplicará una rotación preestablecida de desprendimiento de carga.

El automatismo monitorea permanentemente las variables analógicas (medidas) y digitales (estados). Cuando hay variables analógicas excedidas, el automatismo notifica la situación mediante alarmas, al igual que cuando hay cambios de estado o fallas.

Si se registran cambios de estado de variables digitales, el automatismo procede a identificar qué contingencia ha ocurrido y enseguida carga la rotación de deslastre correspondiente.

Si no existen variables analógicas excedidas, el automatismo sigue monitoreando las variables analógicas y digitales. Si se registra un nuevo cambio de estado de variables digitales, el automatismo procede a identificar que contingencia ha ocurrido y enseguida carga la nueva rotación correspondiente.

Si existen variables analógicas excedidas, el automatismo activa un ciclo que recorre la rotación de desprendimiento de carga, partiendo por el primer sector cargado (dependiendo de la contingencia ocurrida).

Luego de realizar el desprendimiento de carga del primer sector, el automatismo chequea la existencia de variables analógicas con valores excedidos, si ello no ocurre, el problema está resuelto y finaliza la aplicación. En caso contrario, pasa a desprender el sector siguiente y continúa con el ciclo.

4.1.4 Detalle de la operación del Automatismo

La figura que se muestra a continuación, explica a través de un diagrama de flujo el algoritmo del automatismo.

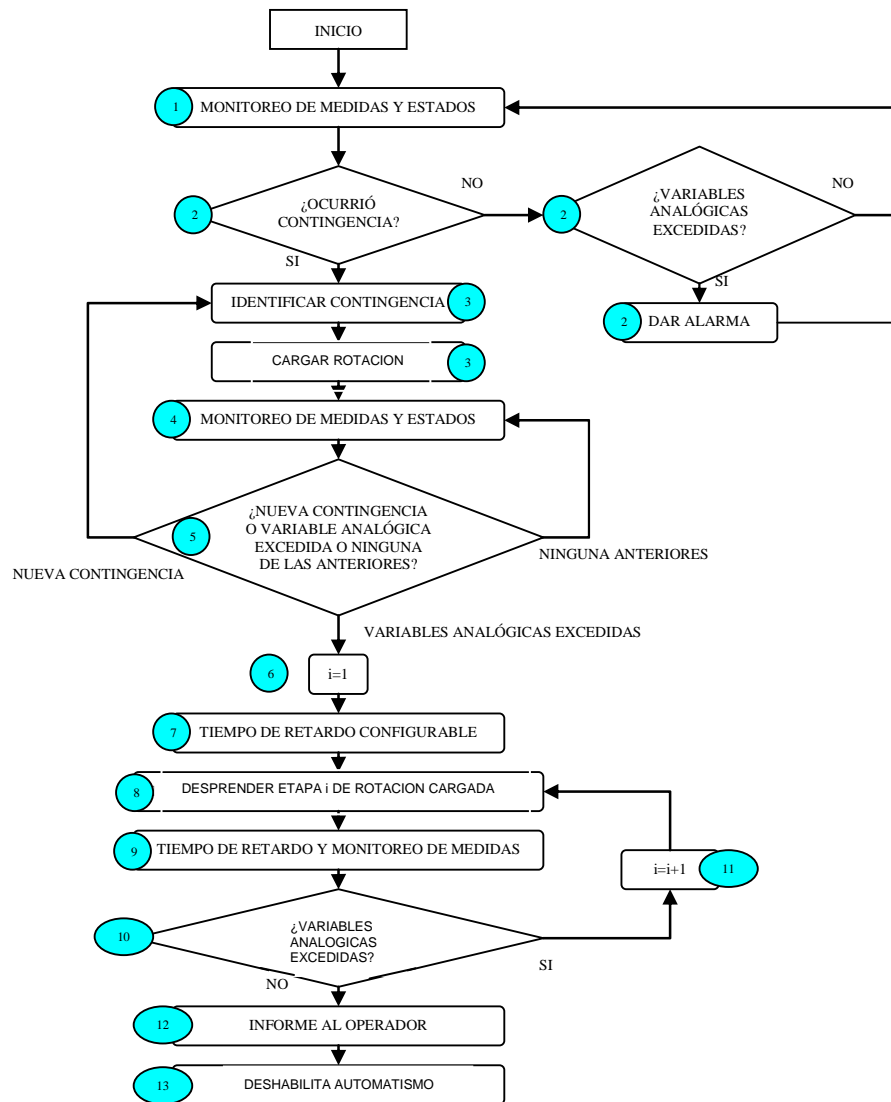


Figura 11: Algoritmo del automatismo de desprendimiento de carga

De este modo, el automatismo actuará según la lógica que se explica a continuación:

1. Se detecta el correcto funcionamiento de todos los puntos de aporte y la correcta habilitación del esquema (dejar el automatismo operativo).
2. Si detecta la desconexión de algún punto de aporte, sigue al paso tres. En caso contrario se mantiene en un lazo cerrado (o situación de espera) hasta detectar la desconexión de un punto de aporte de potencia e informa si hay valores analógicos excedidos.
3. Identifica y carga la rotación sugerida para esa contingencia.
4. Revisa los estados del sistema eléctrico y los niveles de carga en líneas y puntos de aporte.
5. En esta situación el automatismo tiene tres posibles situaciones:
 - a. Si ocurre una nueva contingencia, va al paso 3.
 - b. Si existen variables analógicas excedidas, va al paso 6.
 - c. No ocurre una nueva contingencia y no hay una variable analógica excedida, va al paso 4.
6. Carga contador $i=1$
7. Espera un momento (que debe ser ajustable manualmente por el administrador en cada etapa)
8. Desprende etapa i de la secuencia cargada.
9. Espera un momento (que debe ser ajustable manualmente por el administrador en cada etapa) y revisa los niveles de carga en líneas y puntos de aporte.
10. Pregunta si hay variables analógicas excedidas. En caso afirmativo va al paso 11; en caso negativo, va al paso 12.
11. Contador incrementado, $i=i+1$. Se dirige al paso 8.
12. Se genera un informe con la operación del automatismo y sus consecuencias.

Los desprendimientos finalizan y se informa al administrador. El automatismo debe entregar un completo informe al administrador, con la siguiente información: transformador afectado, sectores desprendidos, potencia desprendida, nivel de carga en líneas y puntos de aporte.

13.El automatismo se deshabilita automáticamente.

4.1.5 Condiciones de Operación

A continuación se describen las variables que condicionan la operación del automatismo: Falla o Indisponibilidad y Sobrecarga Intolerable.

4.1.5.1 Indisponibilidad o Falla

La Falla es aquella señal lógica que refleja la pérdida intempestiva del aporte de potencia que entrega una subestación de aporte o punto de aporte. Para lograr lo anterior, se ingresan al automatismo las señales de estado de los interruptores de poder de los puntos de aporte, además de los interruptores de las líneas de 220 kV y 110 kV que inciden en la respectiva subestación. Luego, a través de la combinación lógica de estas señales, se logra definir la falla.

En el caso indicado en la siguiente tabla y figura, la combinación de señales de estado que representan una falla son:

Evento	Descripción	Formación
E1c	Apertura interruptor lado AT del transformador	Evento 1 = JT
E2c	Apertura interruptor lado BT del transformador	Evento 2 = KT
E3c	Apertura de interruptores de línea barra 220 kV de la subestación	Evento 3 = J1 x J2
E4c	Apertura de interruptores de línea barra 110 kV de la subestación	Evento 4 = K1 x K2 x ...x KN
E5c	Apertura de interruptores de línea extremo remoto 220 kV	Evento 5 = L1 x L2

Tabla 6: Posibles descripciones de Fallas

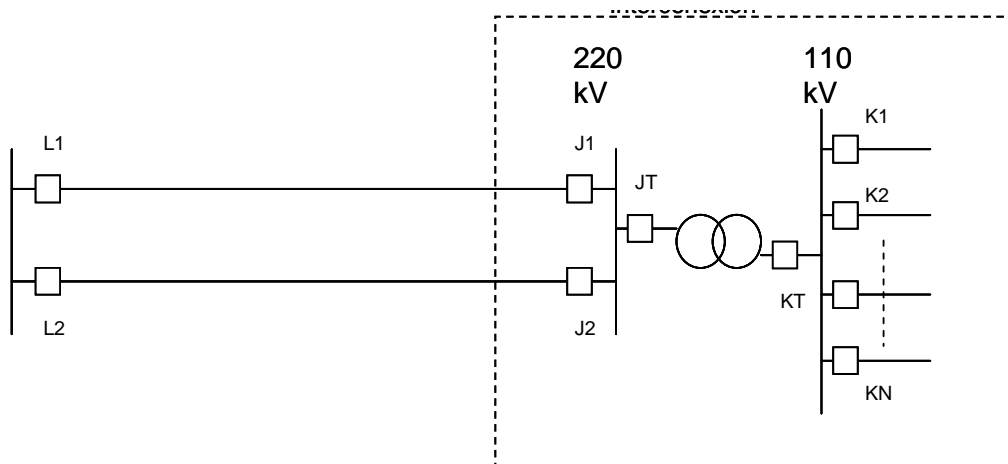


Figura 12: Diagrama unifilar de un punto de aporte

4.1.5.2 Sobrecarga Intolerable

Estas variables permiten indicar si un determinado equipo monitoreado se encuentra en un nivel peligroso de carga, y es necesario proceder con la disminución de la demanda a través del desprendimiento de carga.

4.1.5.2.1 Punto de Aporte

Para monitorear el nivel de carga de los Transformadores de los puntos de aporte, se utiliza la señal de corriente del lado de 110 kV, la que es comparada con un determinado valor de referencia. Si el valor de cualquiera de las variables monitoreadas está excedido, el automatismo alerta sobre un nivel de sobrecarga intolerable.

4.1.5.2.2 Líneas de transmisión

En el caso de las líneas de 110 kV, se instalarán equipos de monitoreo de corriente en tramos críticos del sistema eléctrico. Estas señales son recogidas desde cada uno de los tramos e incorporadas al automatismo, el que también las compara con un valor de referencia particular para cada tramo. Si el valor de cualquiera de las variables está excedido, el nivel de carga es intolerable.

4.1.5.2.3 Variables analógicas para ajuste dinámico de límites

El automatismo dispone de la posibilidad de que los límites umbrales de sobrecarga sean modificados en forma manual desde el panel de configuración, o que opcionalmente puedan ser modificados en línea a través de una señal externa leída desde un equipo que permite ajustar el límite de sobrecarga de acuerdo a las condiciones ambientales.

4.1.6 Desprendimiento de Carga

El desprendimiento de carga se realiza a través del envío de comandos de apertura a los interruptores de media tensión de cada uno de los transformadores de poder que formen parte de los respectivos grupos y sectores de desprendimiento.

4.1.7 Configuración del Automatismo

A continuación se describe la lógica de configuración del automatismo.

4.1.7.1 Indisponibilidad o falla en punto de aporte

Una de las dos condiciones que producen la actuación del automatismo, es la aparición de una falla en un punto de aporte. Esta falla está asociada al reconocimiento de una determinada señal de estado que indique la apertura de un interruptor de poder.

Las señales de estado que monitorea el automatismo, y que pueden ser utilizadas para definir la falla son:

Subestación	Equipo	Señal de Estado
Punto de Aporte	Autotransformador AT/AT	Interruptor Lado AT Interruptor Lado BT
	Línea 220 kV	Interruptor Cto. 1 Interruptor Cto. 2
	Línea 110 kV	Interruptor Cto. 1 Interruptor Cto. 2

Tabla 7: Señales de estado posibles de una falla en punto de aporte

La definición de una falla se realiza a través de la combinación lógica “Y”, de apertura de los estados configurados para cada falla o indisponibilidad. Por ejemplo, para definir como falla la apertura del interruptor de AT del Autotransformador, se debe ingresar como única señal de estado, la correspondiente a este equipo.

En caso de configurar como falla la apertura de la línea de 220 kV, se deben incorporar como señales de estado, las correspondientes a los dos interruptores de la línea de 220 kV. Cada falla que se configure tiene la posibilidad de ser habilitado o deshabilitado, dentro del menú de configuración.

4.1.7.2 Sobrecarga

La otra condición que produce la actuación del automatismo, es la aparición de una sobrecarga.

Esta condición es registrada por el automatismo al comparar el valor de la señal monitoreada, con su respectivo umbral de configuración.

Las señales analógicas que se monitorean y que son factibles de ser configuradas como sobrecarga son:

- Las medidas de los puntos de aporte.
- Las medidas de las líneas 110 kV a la salida de los puntos de aporte.
- Las medidas de las líneas 220 kV a la salida de los puntos de aporte.
- Tramos de línea donde se instalen equipos medidores.

La definición del umbral, se realiza en forma individual al agregar cada una de las señales analógicas a configurar como sobrecarga. Cada sobrecarga que se configure, tiene la posibilidad dentro del menú de configuración, de ser habilitada o deshabilitada.

4.2 Diseño

El automatismo de deslastre estará compuesto por varias capas, donde al unir las formarán una rotación de deslastre para cada falla. Estas capas son: Grupos, Sectores, Rotaciones y fallas, y se detallan a continuación.

4.2.1 Desprendimientos de Carga

El desprendimiento de carga va ligado totalmente con la jerarquía que se le realice al automatismo, ya que éste al momento de actuar va a ir ejecutando desde la mayor jerarquía hasta llegar a la orden de apertura del equipo principal de la carga. Las componentes y jerarquía de este sistema se describen a continuación:

4.2.1.1 Grupos

La unidad mínima de desprendimiento configurada en el automatismo es el Grupo. El Grupo de desprendimiento está compuesto por un conjunto de transformadores de AT/MT, a los que se desea enviar comandos de apertura.

Para su configuración, se deben seleccionar en cada Grupo los comandos de apertura de los interruptores de los transformadores. Estos comandos son enviados en forma simultánea a los interruptores de MT de los transformadores seleccionados. Cada Grupo tiene la posibilidad, dentro del menú de configuración, de ser habilitado o deshabilitado.

Para efectos de entregar una estructura a la configuración de los desprendimientos, se ha considerado crear un grupo por subestación.

4.2.1.2 Sectores

Los Sectores, son los conjuntos que definen el escalonamiento de la carga a desprender. Un Sector está compuesto por un conjunto de Grupos.

Para dar estructura a la configuración de los desprendimientos, se ha considerado crear un Sector por línea de subtransmisión.

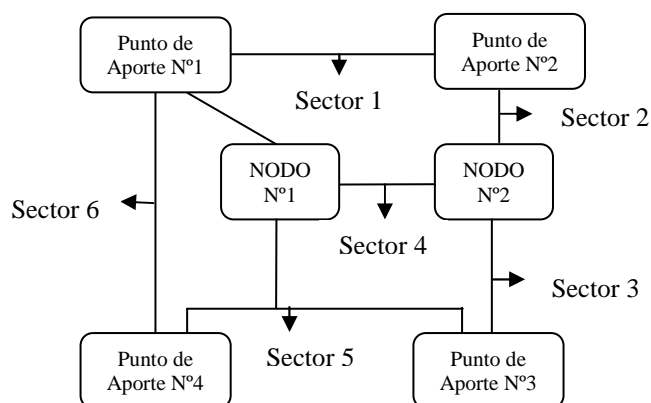


Figura 13: Designación de sectores de desprendimiento de carga.

4.2.1.3 Rotación y Falla

Las rotaciones definen el orden en que serán enviados los desprendimientos de carga a cada sector.

En la configuración del automatismo, se ha definido asignar a las fallas generadas en cada subestación, su correspondiente rotación de desprendimiento.

Esto se explica en el siguiente cuadro:

Subestación	Evento de Falla	Secuencia
Subestación A	Interruptor AT Transformador	Rotación 1
Subestación A	Interruptor BT Transformador	Rotación 1
Subestación B	Interruptor AT Transformador	Rotación 2
Subestación B	Interruptor BT Transformador	Rotación 2
Subestación B	Interruptores Líneas 220 kV	Rotación 2

Tabla 8: Definición de falla

4.2.1.4 Sobrecargas

Las sobrecargas son la segunda condición para la operación del automatismo, y ésta se activa al superar el umbral configurado. Una sobrecarga es un valor análogo que se va refrescando en pocos segundos y que representa medidas tales como corriente, potencia o temperatura. Estas variables poseen límites de funcionamiento para no perder sus características, por esta razón se incorporan límites o umbrales a estos valores y así protegerlos ante un aumento no admisible.

Las sobrecargas van a tener la variable límite o umbral y tipo de límite, donde la primera es el valor que no debe superar o se activa esta condición y el segundo es la forma que se obtiene este límite. El límite puede ser obtenido de dos formas: Manual y Automática.

- Manual: El límite es fijado de forma manual editando el valor.
- Automática: El límite es obtenido desde otra variable, por ejemplo desde un cálculo que se va realizando cada cierto tiempo, desde una variable de terreno, etc.

4.2.1.5 Tiempos de Espera para Ejecución de Desprendimientos

Luego de ejecutarse el desprendimiento del primer sector de una determinada rotación, el automatismo ejecuta una temporización configurable, antes de revisar el nuevo estado de las variables y decidir el desprendimiento del siguiente sector. Esto se produce luego de todos los restantes desprendimientos hasta completar el ciclo.

Para lograr una correcta actualización de las variables analógicas que determinan la operación del Automatismo, se recomienda que este tiempo no sea inferior al doble del tiempo de refresco de las medidas analógicas (valor de carga).

En resumen, podemos decir que el automatismo está compuesto por varias capas que unidas forman un deslastre apropiado para cada falla.

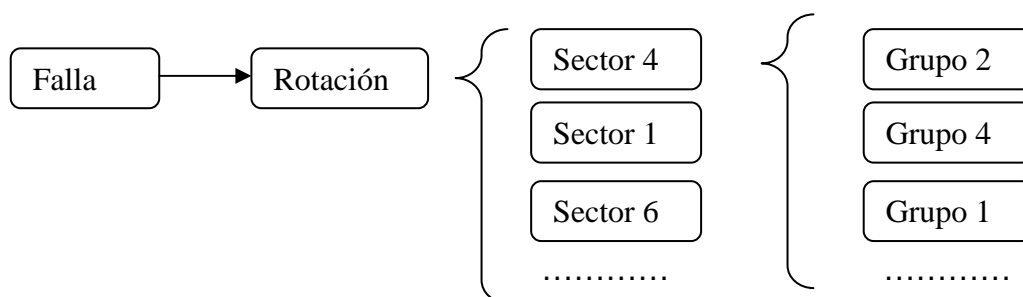


Figura 14: Jerarquía del automatismo

Cada falla está compuesto por su rotación de deslastre, cada rotación de deslastre está compuesta por varios sectores y cada sector está compuesta por varios Grupos.

4.2.2 Despliegues de configuración y supervisión del automatismo

Para una correcta relación de las distintas capas del automatismo se deben crear los despliegues de configuración y para un control de operación y supervisión se crearan despliegues de supervisión.

4.2.2.1 Despliegues de Configuración

Desde un menú principal se seleccionará ver los despliegues de supervisión o los de configuración.

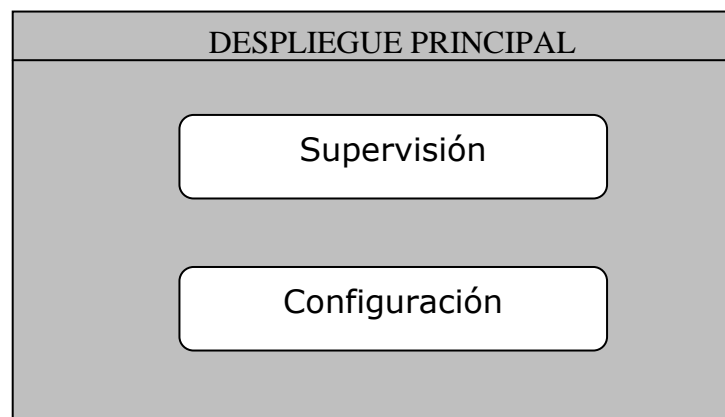


Figura 15: Despliegue principal

Presionando el botón de Configuración deben aparecer todas las opciones para configurar el sistema.

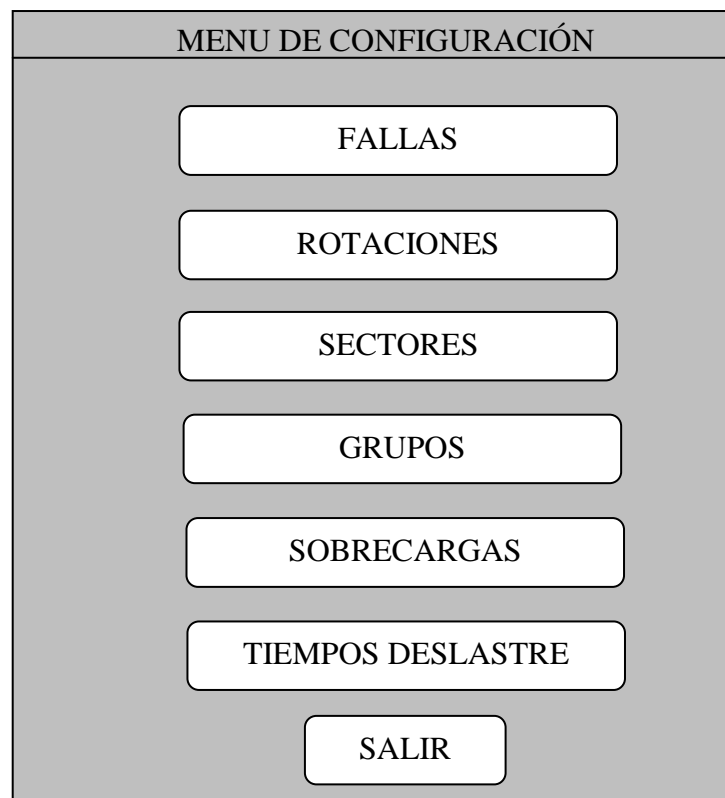


Figura 16: Despliegue de configuración

Como vemos en la figura anterior se encuentran todas las posibles configuraciones a nivel usuario. Todos los despliegues tendrán un botón de Salir que lo cierra. La filosofía de los despliegues es que cada despliegue abierto quedará encima de los anteriores, de tal forma que al salir de alguno queda inmediatamente en el despliegue anterior.

4.2.2.1.1 Configuración de Fallas

Las fallas son los puntos que pueden provocar una desconexión en cadena o una contingencia de gran escala. Dentro de la configuración de las fallas deben estar todos los puntos importantes.

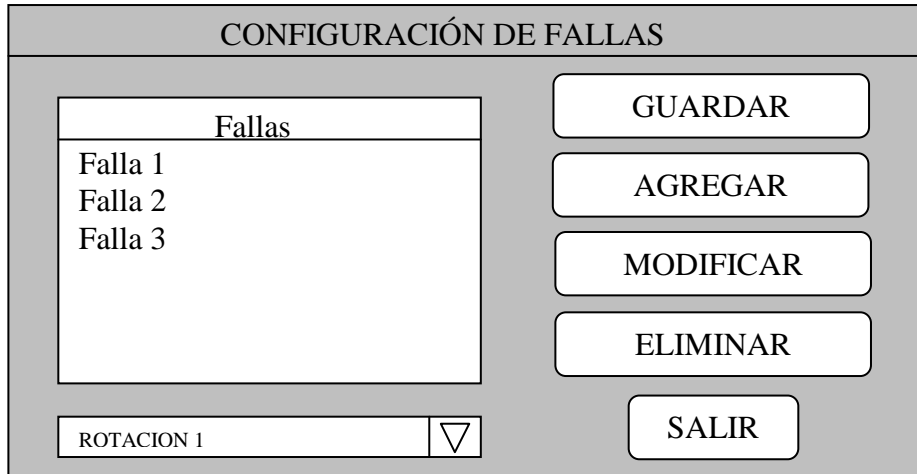


Figura 17: Despliegue configuración de fallas

En este despliegue aparecerán todas las fallas activas del automatismo, donde cada una de estas tendrá una rotación asociada.

- **GUARDAR:** Al presionar este botón guarda los cambios realizados.
- **AGREGAR:** Al presionar este botón aparecerán todos los puntos importantes que pueden ser usados como fallas, el que debe ser seleccionado y agregado.



Figura 18: Despliegue de fallas

- **MODIFICAR:** Al presionar este botón se podrá modificar la rotación seleccionada para esta falla.
- **ELIMINAR:** Elimina la falla seleccionada del listado de Fallas.

4.2.2.1.2 Configuración de Rotaciones

Las rotaciones son conjuntos de sectores con un orden de deslastre de cada uno de estos y están directamente relacionadas con las fallas, ya que cada falla posee una rotación de deslastre.

The screenshot shows a window titled "CONFIGURACIÓN DE ROTACIONES". At the top left, there is a dropdown menu with the text "ROTACION 1" and a downward arrow. Below this is a list box with the title "Rotación 1" and three items: "Sector 1", "Sector 2", and "Sector 3". To the right of the list box, there are four buttons stacked vertically: "AGREGAR", "MODIFICAR", "ELIMINAR", and "SALIR".

Figura 19: Despliegue configuración de rotaciones.

En este despliegue se configuran las rotaciones con sus respectivos sectores:

- El combobox superior permite seleccionar una de las rotaciones creadas. Al seleccionar una rotación, esta mostrará los sectores que la componen ordenadas de acuerdo al deslastre (de acuerdo a la figura se deslastrará el sector 1, luego el sector 2 y finalmente el sector 3).
- **AGREGAR:** Botón que permite crear una nueva rotación, sin ningún sector.

The screenshot shows a dialog box titled "AGREGAR ROTACION". It has a label "NOMBRE" above a text input field containing the text "Rotación X". Below the input field, there are two buttons: "AGREGAR" and "SALIR".

Figura 20: Despliegue de rotación

- **ELIMINAR:** Elimina la rotación seleccionada.
- **MODIFICAR:** Botón que permite modificar tanto el nombre, como los sectores que lo componen.

MODIFICAR ROTACIONES					
<input type="text" value="ROTACION 1"/>	<input type="button" value="GUARDAR"/>				
<table border="1"> <thead> <tr> <th>SECTORES</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Sector 1</td> </tr> <tr> <td>Sector 2</td> </tr> <tr> <td>Sector 3</td> </tr> </tbody> </table>	SECTORES	Sector 1	Sector 2	Sector 3	<input type="button" value="AGREGAR"/>
SECTORES					
Sector 1					
Sector 2					
Sector 3					
<input type="text" value="Sector 4"/> <input type="button" value="▼"/>	<input type="button" value="ELIMINAR"/>				
	<input type="button" value="SALIR"/>				

Figura 21: Despliegue modificar rotaciones

En este despliegue se puede realizar cambios al nombre de la rotación, a los sectores que lo componen y al orden de éstos.

- **GUARDAR:** Guarda los cambios realizados en el despliegue.
- **AGREGAR:** Agrega el sector cargado en el combobox inferior en la última posición de los sectores.
- **ELIMINAR:** Elimina el sector seleccionado del listado SECTORES.

4.2.2.1.3 Configuración de Sectores

Los sectores son conjuntos de Grupos, donde el orden de éstos no genera ninguna diferencia, ya que se puede decir que la operación de éstos es simultánea. Estas son las componentes de las rotaciones.

CONFIGURACIÓN DE SECTORES					
<input type="text" value="SECTOR 1"/> <input type="button" value="▼"/>	<input type="button" value="AGREGAR"/>				
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Sector 1</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Grupo 1</td> </tr> <tr> <td>Grupo 2</td> </tr> <tr> <td>Grupo 3</td> </tr> </tbody> </table>	Sector 1	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	<input type="button" value="MODIFICAR"/>
Sector 1					
Grupo 1					
Grupo 2					
Grupo 3					
	<input type="button" value="ELIMINAR"/>				
	<input type="button" value="SALIR"/>				

Figura 22: Despliegue configuración de sectores

En este despliegue se configuran los sectores con sus respectivos grupos:

- El combobox superior permite seleccionar uno de los sectores creados. Al seleccionar un sector este mostrará los grupos que lo componen, en donde el orden no es relevante.
- AGREGAR: Botón que permite crear un nuevo sector, sin ningún grupo.

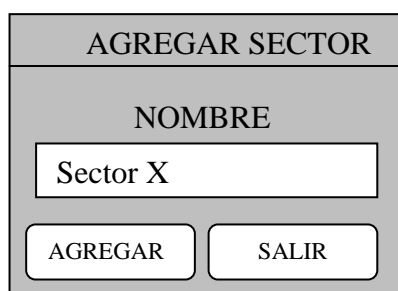


Figura 23: Despliegue de sector

- ELIMINAR: Elimina el sector seleccionado.
- MODIFICAR: Botón que permite modificar tanto el nombre, como los grupos que lo componen.

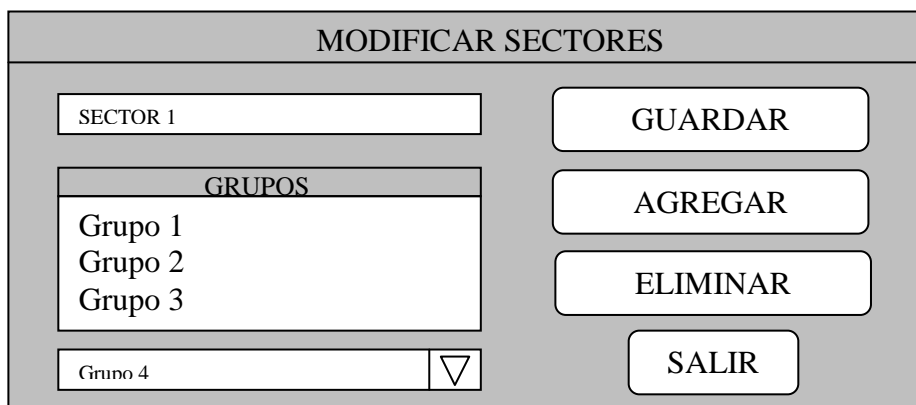


Figura 24: Despliegue modificar sectores

En este despliegue se puede realizar cambios al nombre de los sectores y a los grupos que lo componen.

- GUARDAR: Guarda los cambios realizados en el despliegue.
- AGREGAR: Agrega el grupo cargada en el combobox inferior en la última posición de los grupos.
- ELIMINAR: Elimina el grupo seleccionado del listado GRUPOS.

4.2.2.1.4 Configuración de Grupos

Los grupos son el último escalón o capa de configuración para el deslastre, estos son los que dan la apertura a los interruptores de los transformadores.

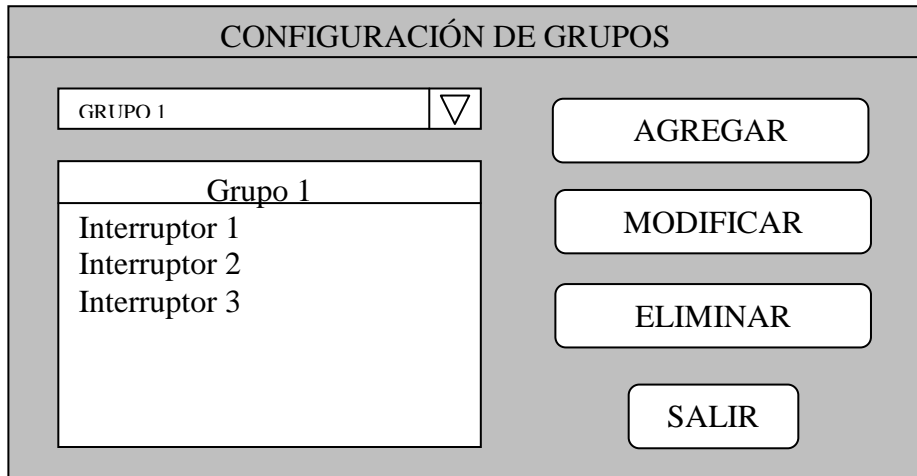


Figura 25: Despliegue configuración de grupos

En este despliegue se configuran los grupos con sus respectivos interruptores de los transformadores a deslastrar:

- El combobox superior permite seleccionar uno de los grupos creados. Al seleccionar un grupo éste mostrará los interruptores que lo componen, en donde el orden no es relevante.
- **AGREGAR:** Botón que permite crear un nuevo grupo, sin ningún interruptor.



Figura 26: Despliegue de grupos

- **ELIMINAR:** Elimina el grupo seleccionado.
- **MODIFICAR:** Botón que permite modificar tanto el nombre, como los interruptores que lo componen.

MODIFICAR GRUPOS					
GRUPO 1	GUARDAR				
<table border="1"> <thead> <tr> <th>INTERRUPTORES</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Interruptor 1</td> </tr> <tr> <td>Interruptor 2</td> </tr> <tr> <td>Interruptor 3</td> </tr> </tbody> </table>	INTERRUPTORES	Interruptor 1	Interruptor 2	Interruptor 3	AGREGAR
INTERRUPTORES					
Interruptor 1					
Interruptor 2					
Interruptor 3					
Interruptor 4	ELIMINAR				
	SALIR				

Figura 27: Despliegue modificar grupos

En este despliegue se puede realizar cambios al nombre del grupo y a los interruptores que lo componen.

- GUARDAR: Guarda los cambios realizados en el despliegue.
- AGREGAR: Agrega el interruptor cargada en el combobox inferior en la última posición de los interruptores.
- ELIMINAR: Elimina el interruptor seleccionado del listado INTERRUPTORES.

4.2.2.1.5 Configuración de Sobrecargas

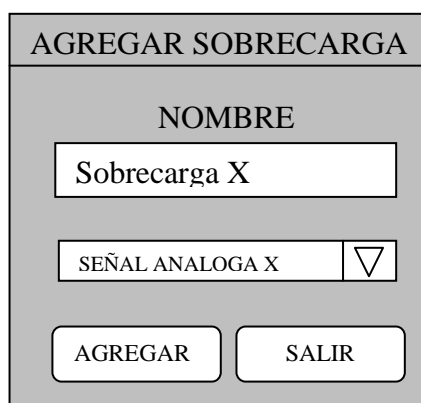
Las sobrecargas son la segunda condición de operación del automatismo, estos son datos análogos que se va renovando en pocos segundos y al superar cierto umbral se activan.

CONFIGURACIÓN DE SOBRECARGAS					
<table border="1"> <thead> <tr> <th>SOBRECARGAS</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Sobrecarga 1</td> </tr> <tr> <td>Sobrecarga 2</td> </tr> <tr> <td>Sobrecarga 3</td> </tr> </tbody> </table>	SOBRECARGAS	Sobrecarga 1	Sobrecarga 2	Sobrecarga 3	GUARDAR
SOBRECARGAS					
Sobrecarga 1					
Sobrecarga 2					
Sobrecarga 3					
	AGREGAR				
	ELIMINAR				
	SALIR				
<table> <tr> <td>LIMITE</td> <td>TIPO DE LÍMITE</td> </tr> <tr> <td>410</td> <td>MANUAL</td> </tr> </table>	LIMITE	TIPO DE LÍMITE	410	MANUAL	
LIMITE	TIPO DE LÍMITE				
410	MANUAL				

Figura 28: Despliegue configuración de sobrecargas

En este despliegue se configuran las sobrecargas, con su valor límite o umbral y el tipo de este (manual o automático).

- El combobox inferior permite seleccionar el tipo de límite que va a estar asociado a cada sobrecarga, en donde las opciones son manual y automática (manual significa que es fijada y queda con este valor hasta que se realice otro cambio, automático significa que el valor viene de otra variable). Al seleccionar una sobrecarga esta mostrará su límite y el tipo.
- GUARDAR: Guarda los cambios realizados en el despliegue.
- ELIMINAR: Elimina el bloque seleccionado.
- AGREGAR: Agrega una nueva sobrecarga de las señales disponibles, sin límite y tipo de límite MANUAL.



AGREGAR SOBRECARGA

NOMBRE

Sobrecarga X

SEÑAL ANALOGA X ▾

AGREGAR SALIR

Detailed description: The image shows a graphical user interface window titled 'AGREGAR SOBRECARGA'. Inside the window, there is a section labeled 'NOMBRE' with a text input field containing 'Sobrecarga X'. Below this is a dropdown menu labeled 'SEÑAL ANALOGA X' with a downward-pointing triangle icon. At the bottom of the window, there are two buttons: 'AGREGAR' and 'SALIR'.

Figura 29: Despliegue de sobrecargas

En este despliegue se crea una sobrecarga asociada a la señal análoga que se desea incorporar a la supervisión del automatismo.

4.2.2.1.6 Configuración de Tiempos Deslastre

Los tiempos de deslastre son los que el automatismo tomará entre cada uno de éstos y su objetivo puede ser la estabilidad del sistema eléctrico, un retardo para una ejecución previa, etc.

CONFIGURACIÓN TIEMPOS DESLASTRE	
PARTIDA – ETAPA 1	<input type="text" value="0"/> s.
ETAPA 1 – ETAPA 2	<input type="text" value="10"/> s.
ETAPA 2 – ETAPA 3	<input type="text" value="10"/> s.
ETAPA 3 – ETAPA 4	<input type="text" value="10"/> s.
ETAPA 4 – ETAPA 5	<input type="text" value="10"/> s.
<input type="button" value="GUARDAR"/> <input type="button" value="SALIR"/>	

Figura 30: Despliegue configuración de tiempos de deslastre

Este despliegue configura los tiempos entre etapas de deslastre. Las etapas son los sectores asociadas a la rotación de falla que sucedió, entonces la etapa 1 es el primer sector de la rotación que realice el deslastre y así sucesivamente. El primer tiempo es entre el cumplimiento de la condición de partida del automatismo y el primer deslastre, todos los tiempos restantes son los segundos entre cada deslastre de la rotación.

4.2.2.2 Despliegues de Supervisión

Los despliegues de supervisión son para mostrar en todo momento el estado del sistema tales como eléctricos, de comunicaciones, etc., éstos permitirán verificar un buen funcionamiento del automatismo y prever si se están cumpliendo las condiciones para la operación del automatismo o si esta cerca de ocurrir.

4.2.2.2.1 Despliegue eléctrico

Este despliegue cumple con la función de entregar los puntos de apertura que se realizarán, como está compuesto eléctricamente el automatismo, los estados y las medidas análogas. Entrega una visión global del comportamiento y operación del automatismo y ayuda a identificar los deslastres.

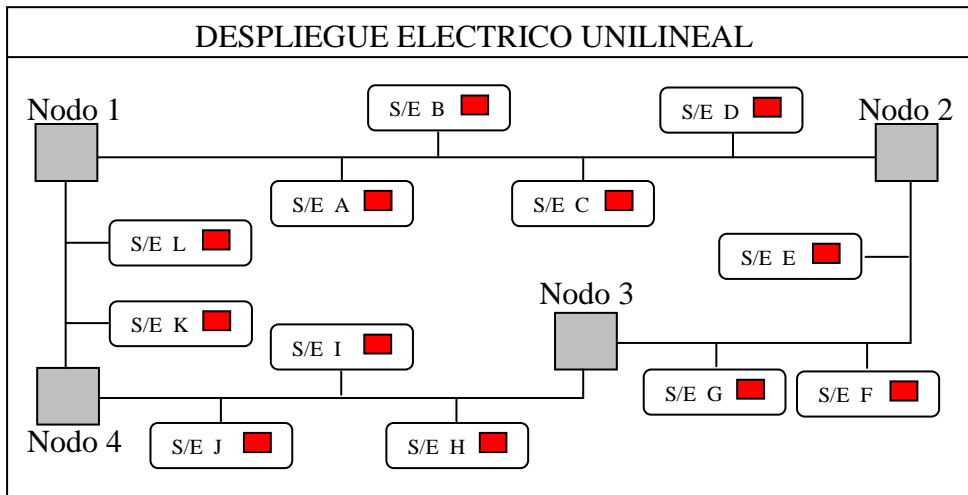


Figura 31: Despliegue eléctrico unilineal

Del despliegue podemos ver los puntos de aporte o nodos y la carga con su interruptor (S/E: subestación), supervisando en todo momento el estado del sistema eléctrico relacionado con el automatismo y los puntos de deslastre al cambiar de color el interruptor.

4.2.2.2.2 Despliegue de comunicaciones

Las comunicaciones son un punto importante dentro del automatismo, ya que gracias a ellas es posible el monitoreo y el deslastre de carga en cada subestación. Este punto será comentado en más detalle en el punto 4.2.5.

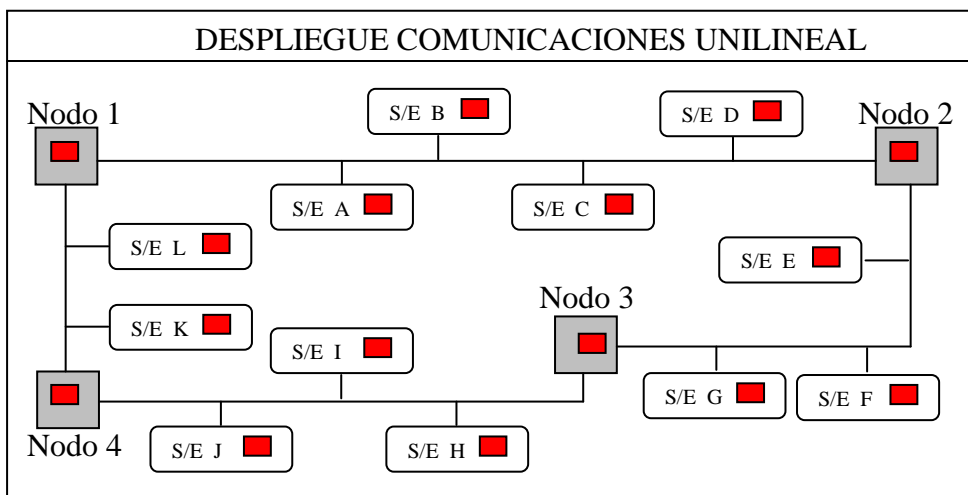


Figura 32: Despliegue comunicaciones unilineal

En este caso los cuadrados rojos indican que está comunicando la subestación o nodo y con esto se supervisa la correcta comunicación del automatismo para un adecuado y programado deslastre.

4.2.2.2.3 Despliegue de alarmas

En este despliegue se va informando paso a paso los cambios que se van realizando en la red del automatismo, como también cuando las variables análogas (medidas) superan los valores establecidos de límites. En este despliegue se informa cuando se cumpla 1 o ambas condiciones de activación del automatismo, la activación de éste y los deslastres que se van realizando.

ALARMAS				
25-10-2010	15:32:24	Subestación A	Apertura	Interruptor 2
26-10-2010	10:00:02	Subestación C	Apertura	Interruptor 1
12-11-2010	09:05:34	Subestación B	Limite	> 350 A
12-11-2010	09:05:36	Subestación H	Limite	> 400 A
15-11-2010	15:24:48	Falla 3	Activado	

Figura 33: Despliegue de alarmas

Como se puede ver se van viendo los cambios en el sistema con sus registros horarios y detalles. Con esta información es posible tomar decisiones pre, durante y post operación del automatismo.

4.2.2.2.4 Despliegue de condición de operación

Para una mayor seguridad en todo momento y mayor preparación ante una operación o posible operación del automatismo, se realizará un despliegue que contenga todos los eventos cargados para su activación más las sobrecargas con límites y con esto ver en que condición se encuentra el automatismo.

CONDICIÓN DE OPERACIÓN				
Eventos				
Falla 1	Subestación A	Interruptor 3	■	Desactivado
Falla 2	Subestación E	Interruptor 1	□	Activado
Falla 3	Subestación G	Interruptor 1	■	Desactivado
Sobrecargas			Medida	Límite
Sobrecarga 1	Subestación A	Transformador 1	350	380
Sobrecarga 2	Subestación B	Transformador 2	400	380
Sobrecarga 3	Subestación C	Transformador 1	380	390

Figura 34: Despliegue condición de operación

Este despliegue muestra claramente que las fallas 1 y 3 están normales y que la falla 2 está activada, el interruptor de esa falla está abierto. En las sobrecargas se muestra que hay dos que no han superado su límite por lo que no deberían ser de preocupación, pero hay una de ellas que superó el límite establecido cumpliendo con la activación del automatismo. En ambos casos lo activado debería cambiar a color rojo y en las sobrecargas se puede observar qué tan cerca están las variables análogas de sus límites y por ejemplo prepararse para la actuación del automatismo. Este despliegue es vital de revisar antes de habilitar el automatismo, ya que puede ser que se cumplan las condiciones de actuación de éste por algún error y si no se detecta al habilitarlo, entonces actuará.

4.2.3 Trabajos de Terreno

En terreno se realizarán varios trabajos, desde la instalación de las UTR (unidad terminal remota, encargada de transmitir datos en forma remota, generalmente a un sistema central SCADA), los enlaces de comunicación, alambrado de los equipos, instalación de la alimentación, etc., que será explicada con mayor detalle a continuación.

En las subestaciones y/o nodos se deben instalar gabinetes de recepción de alambrados, desde los equipos que se abrirán y que entregarán las medidas análogas, para luego llevarlos a los equipos de comunicaciones y conectarlos entre sí.

Los trabajos a realizar en terreno son:

- Alambrar los estados, las señales y los controles desde los equipos (interruptores, transformadores, etc.) hasta el gabinete de borneras.
- Alambrar las señales, estados y controles a la UTR en el gabinete de comunicaciones.
- Conectar los sistemas de comunicación a la UTR (Fibra óptica, microondas, etc.).
- Instalación y sincronización de los GPS (sistema de posicionamiento global, siendo de utilidad en este caso para sincronizar las UTR) con las UTR.
- Instalar los gabinetes de borneras y de comunicaciones.
- Configurar y sincronizar los sistemas de comunicaciones y de control con los servidores centrales.

Los trabajos a realizar en la estación principal son:

- Instalación del hardware de procesamiento, almacenamiento, recepción de datos.
- Sincronización y acoplamiento de los hardwares.
- Sincronización e instalación del GPS con el hardware.
- Sincronización con los sistemas de comunicaciones y pruebas de recepción de datos y controles.

4.2.4 Equipamiento

El equipamiento importante a utilizar en el proyecto en terreno y en la estación principal son:

- UTR en cada subestación y nodo.
- Alambre eléctrico y de comunicaciones para alambrado.
- Gabinetes y borneras para interconexiones.
- Transductores para transformación de señal eléctrica a digital.
- Relés auxiliares para multiplicar señales.
- Sistema de comunicación (Fibra óptica, microondas, etc.).
- Consola de recepción de las comunicaciones de terreno.
- Consola de procesamiento de datos.
- Consola de almacenamiento de datos.
- Consola de configuración.
- Consola de usuario.

4.2.5 Comunicaciones

Las comunicaciones son un punto muy importante dentro del proyecto ya que a través de estas serán enviados los datos de información tanto de visualización como de actuación y los controles para deslastrar carga. Estos enlaces serán contratados a un proveedor de comunicaciones y será doble, de modo de tener un respaldo ante la indisponibilidad de uno de éstos.

Las vías de comunicaciones pueden ser varias, dentro de las posibilidades puede ser fibra óptica, señal microondas, etc., esta decisión debe ser tomada de acuerdo a la factibilidad técnica económica de cada punto.

4.2.6 Plataforma del automatismo

La plataforma en la que se debe realizar el automatismo es del tipo SCADA para tener las prestaciones solicitadas y mejoras futuras al sistema.

Nota: SCADA (supervisión, control y adquisición de datos): como su nombre lo dice es un sistema central encargado de supervisar, controlar de forma remota y adquirir datos de terreno, en este caso desde las UTR.

Capítulo 5: Implementación, pruebas, resultados y presupuesto

En este capítulo se mostrará la implementación del Automatismo, entregando unos ejemplos y resultados de éste. La implementación entregada será una de tantas que puede tener este automatismo de liberación de carga.

5.1 Implementación

La implementación del automatismo de desprendimiento de carga consiste en desarrollar en terreno lo diseñado, hasta dejarlo operativo. Se debe tener cuidado de no afectar la filosofía de éste al realizar ajustes de terreno.

5.1.1 Implementación en las subestaciones

En las subestaciones se encuentra una de las piezas fundamentales del automatismo que produce la liberación de carga mediante los interruptores; estos constituyen la última etapa del proceso, pues su operación produce la desconexión de potencia.

Los objetivos principales que deben entregar las subestaciones son deslastrar la carga necesaria para solucionar el problema e informar los estados y las cargas en todo momento, en especial ante una operación del automatismo.

5.1.1.1 Implementación Eléctrica en subestaciones

Con respecto a la parte eléctrica de la implementación, cabe señalar que se asume que la subestación cuenta con todos los equipos e instalaciones básicas (servicios auxiliares). Como se necesita el control hacia los interruptores, es necesario alambrear desde el control principal del interruptor hasta el gabinete donde llegan todas las medidas y señales de terreno (Gabinete de Interconexión), esto quiere decir que este automatismo va a ser independiente de otro sistema de control que posea la subestación.

La diferencia entre las subestaciones de carga y los nodos de interconexión o puntos de aporte radica en que en los nodos sólo se requiere los estados y medidas para activar el automatismo, aunque pudieran existir subestaciones mixtas que envíen información para la activación y a su vez que libere carga (no será considerada en esta implementación).

5.1.1.2 Implementación de Comunicaciones en subestaciones

La parte de comunicaciones es vital en la fase intermedia del proceso, ésta es la que emite y recibe todas las señales, ya sean controles, estados, medidas, etc., y será configurada de acuerdo a lo que corresponda (subestación de carga o nodo de interconexión). Esta etapa será considerada desde el gabinete de interconexión hasta la vía de comunicaciones de la subestación. Se realizará el alambrado desde el gabinete de interconexión hasta el equipo conversor de señal eléctrica a digital (transductor) y luego hasta la unidad transmisora – receptora de señales, la que a su vez está conectada a una vía de comunicaciones.

Algunas consideraciones que se deben tomar son las de conectar la unidad transmisora – receptora a un GPS para tener los registros sincronizados. Para un tema de seguridad debe haber un respaldo de energía para el equipo de comunicación (UPS, Baterías, Generador, etc.), para contar con el automatismo aunque se produzca una falta de energía en la subestación.

5.1.2 Vías de Comunicación

Las vías de comunicación son las que llevan la información desde las subestaciones o nodos hasta los equipos emisores – receptores del cuerpo principal del automatismo. Las vías de comunicaciones pueden ser fibras ópticas, microondas, etc., las que se encuentren disponibles o sean factibles de utilizar, pero se sugiere que sean duplicadas, para mantener un respaldo ante una contingencia.

5.1.3 Cuerpo principal del automatismo

El hardware principal del automatismo es el encargado de procesar administrar almacenar los datos y está compuesto por:

- Procesador: es el encargado de procesar en tiempo real toda la información y de la ejecución del automatismo ante su activación.
- Base de datos: es la encargada de almacenar la información de tiempo real e histórico.
- Emisor receptor: equipo encargado de mantener e interpretar la comunicación enviada desde las subestaciones y nodos de interconexión.
- GPS: equipo conectado al hardware principal para mantener la sincronización de la información.

Todos estos componentes deberán ser dimensionados de acuerdo a la cantidad de información incorporada en el automatismo, en el rendimiento exigido y las aplicaciones adicionales de éste.

Se deberá tener presente que todos estos componentes deberán ser redundantes y con esto mantener un criterio de N-1 de sus componentes.

5.1.4 Consola de Usuario

La consola de usuario es la encargada de entregar de forma amigable los requerimientos del usuario, estos pueden ser cambios de configuración, extractor de información, información de despliegue, activación del automatismo, habilitación del automatismo. En resumen, este es el punto de contacto entre el automatismo de desprendimiento de carga con los respectivos usuarios.

Para cumplir con los requerimientos, éste debe ser un computador industrial con la suficiente capacidad para entregar una buena performance del programa o sistema. Debe tener a lo menos 2 monitores para una buena y ágil visualización en estado normal y ante la operación; con esto se debe considerar una tarjeta gráfica doble monitor por consola de usuario.

5.1.5 Despliegues

Los despliegues se realizarán de acuerdo al diseño de estos considerando las limitaciones y mejoras que se pueden obtener de la aplicación base donde se creará el automatismo. Estos despliegues deben ser amigables y deben tener una pantalla base (principal) para llamar directamente a los más importantes.

5.1.6 Configuración

Las configuraciones del automatismo deben cumplir con la jerarquía entregada en el diseño del automatismo, pero se debe mantener un orden para menor complejidad en la configuración; se sugiere que los grupos sean subestaciones y los sectores sean líneas. Se debe tener un especial cuidado en la configuración para no tener operaciones no deseadas.

5.2 Pruebas

Luego de la implementación del automatismo, se deben realizar una serie de pruebas para comprobar su buen funcionamiento por equipo y en conjunto.

Previo a la implementación se deben hacer las pruebas de fábrica, en donde se realizan las pruebas necesarias para demostrar que el programa o sistema realiza lo que se solicitó, más pruebas de respaldo, etc. Estas se realizan en un ambiente limitado lo que nos entrega una primera aprobación de su funcionamiento.

Posterior a la implementación se deben hacer pruebas punto a punto para cada subestación y nodo, probando con esto que el sistema está comunicando de forma adecuada. Luego se debe probar por subestación y nodo que los direccionamientos sean los adecuados y se ejecuten los comandos realizados, adicionalmente revisar las medidas y estados que sean los correspondientes, cubriendo con esto la selectividad y ejecución de lo solicitado. Finalmente se debe hacer una prueba completa simulando las condiciones de actuación o mejor aún generando estas condiciones; en esta prueba se debe aprovechar simular las caídas de comunicaciones, la falta de energía, etc., y con esto dar por cumplido y entregado a explotación el sistema de desconexión de carga o automatismo.

Hay que recordar que todas las fallas que se vayan generando deben quedar registradas a través de alarmas con estampa de tiempo sincronizada.

5.3 Resultados

Al realizar la prueba general simulando una operación del automatismo, se obtuvieron los resultados que se indican a continuación.

5.3.1 Condiciones de Activación

Tomando de ejemplo el siguiente sistema de subtransmisión podremos explicar, visualizar y entregar los resultados de una operación completa del automatismo.

El sistema unilínea de subtransmisión a considerar es el siguiente:

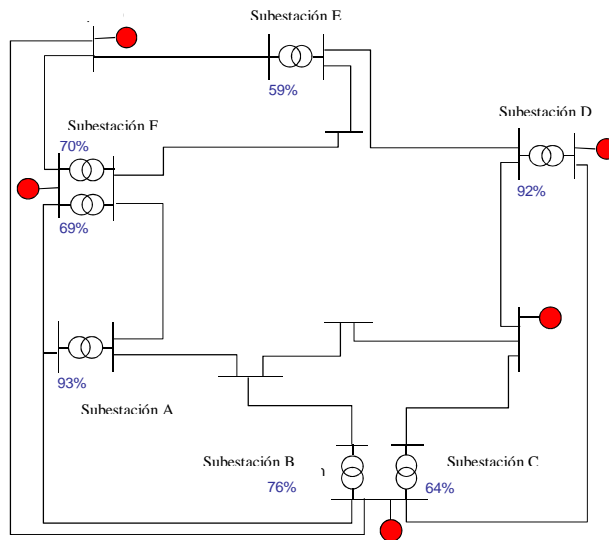


Figura 35: Sistema de subtransmisión del ejemplo

Sistema de subtransmisión con varios puntos de aporte, barras intermedias y generación interna y externa. Se toma una foto de un punto en el día y se obtiene la carga indicada en porcentaje de la nominal.

Simulando la falla del punto de aporte A o Subestación A, las cargas pasan a los valores en color rojo y se agregan 3 puntos críticos de medida en las líneas, obteniendo:

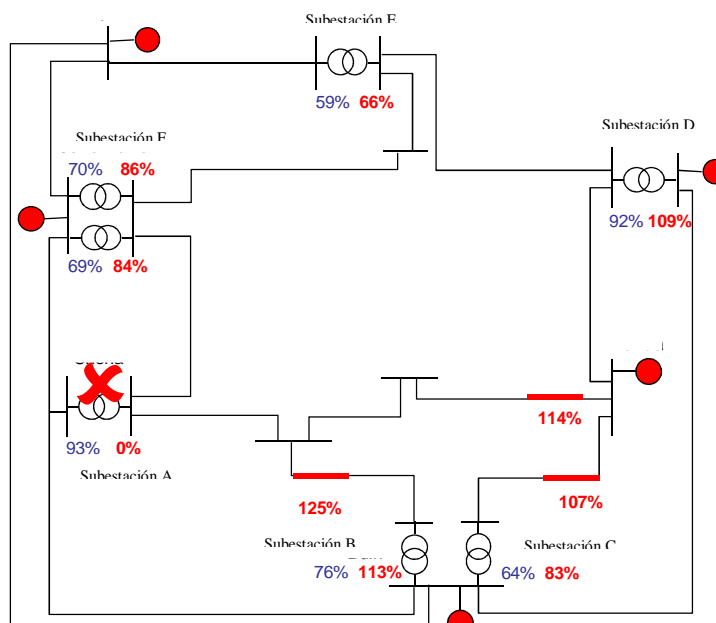


Figura 36: Simulación de falla del ejemplo

De acuerdo a lo configurado en el automatismo ante una contingencia en un punto de aporte éste debe revisar todas las medidas de sobrecarga, en este caso la sobrecarga aceptada es del 10%, siendo superada por varios otros puntos de aporte como puntos claves de las líneas, desencadenando con esto la operación y liberación de carga del automatismo.

En esta prueba se generaron varias sobrecargas, pero basta que se genere una para la operación del automatismo.

5.3.2 Deslaste de Carga

De acuerdo a lo configurado la desconexión de carga para la falla de subestación A o punto de aporte A es:

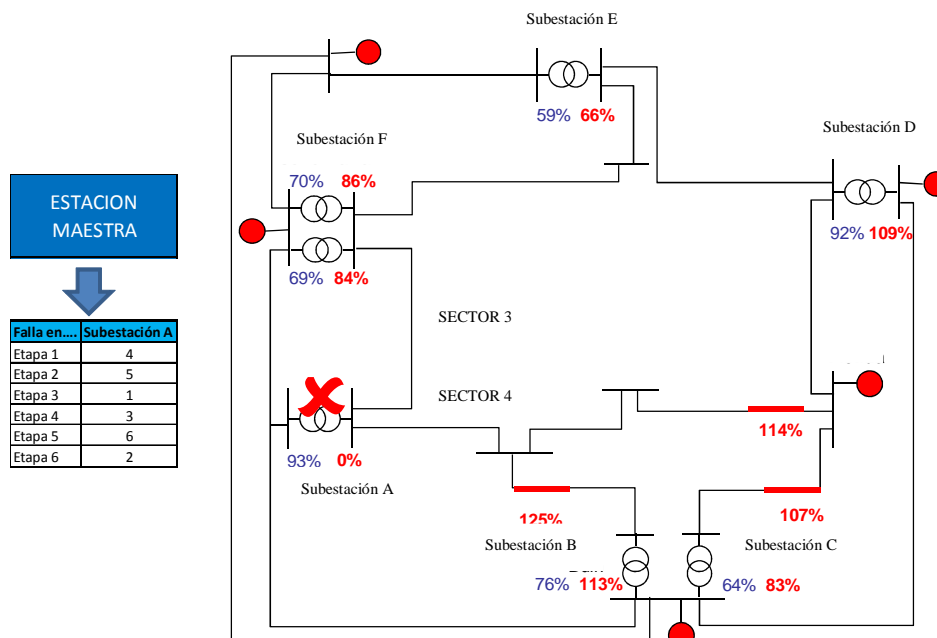


Figura 37: Deslaste de carga del ejemplo

Como se muestra en la figura, de acuerdo a lo configurado se desconectará la carga etapa a etapa, en este caso la etapa 1 es el sector 4 y la etapa 2 es el sector 3 y estos dos son suficientes para sacar al sistema de un colapso.

5.3.3 Alarmas del Deslaste de Carga

Para revisar la operación del automatismo se muestran las alarmas que generó el sistema y aquellas que efectivamente actuaron en terreno.

De las alarmas podemos comentar las partes en que están compuestas y el significado de cada una de ellas.

5.3.3.1 Composición de las Alarmas

Están compuestas de 6 columnas, la primera indica un número correlativo de las alarmas, la fecha y horas, la SUBESTACIÓN indica el lugar donde se realiza la acción o la condición grupal, el EQUIPO indica el punto donde se realiza o la condición en detalle y finalmente el OBJETO indica la acción, lo ocurrido en esos puntos.

5.3.3.2 Interpretación de las Alarmas

Las alarmas se agrupan formando las distintas partes que la componen:

5.3.3.2.1 Bloque Causa

Este bloque es el que contiene las condiciones necesarias para que se active el automatismo, en este caso está compuesto por las primeras 6 alarmas. La sexta alarma indica que el automatismo comenzará a deslastrar carga.

5.3.3.2.2 Bloques de Deslastre o Desconexión de Carga

En este caso hay dos bloques de alarmas de deslastre, que son de comportamiento idéntico, pero de distintos equipos o cargas. Está compuesto el primero por las alarmas entre la 7 y la 22 y el segundo entre la alarma 23 y la 38.

Inicialmente está el indicador del sector a deslastrar (alarma 7), que indica que va a actuar el SECTOR 4. Luego viene un conjunto de alarmas que señala en las subestaciones que va a deslastrar carga (alarmas 8, 9 y 10). Finalmente está la secuencia de deslastre de carga del bloque que se divide en tres partes:

1. Envío de comando a los equipos en terreno (alarmas desde la 11 a la 14).
2. Confirmación de la realización del comando (alarmas desde la 15 a la 18).
3. Confirmación del cambio de estado del equipo (alarmas desde la 15 a la 18).

Esta secuencia es común para los sistemas de supervisión y control (SCADA).

	FECHA	HORA	SUBESTACIÓN	EQUIPO	OBJETO
1	12-07-2010	11:10:26.021 S	Subestación A	Interruptor Trafo #1	Cambio a estado ABIERTO
2	12-07-2010	11:10:26.351 S	FALLAS AUTOMATISMO	Subestación A	: ACTIVADO
3	12-07-2010	11:11:26.611 S	Subestación B	Corriente FB subestación B	Sobrecarga > 110%
4	12-07-2010	11:11:26.820 S	Sector 7	Corriente FB tramo #1	Sobrecarga > 110%
5	12-07-2010	11:11:26.952 S	Sector 4	Corriente FB tramo #3	Sobrecarga > 110%
6	12-07-2010	11:11:27.700 S	AUTOMATISMO	ACTIVACION AUTOMATISMO	: ACTIVADO
7	12-07-2010	11:11:27.760 S	SECTORES AUTOMATISMO	SECTOR 4	: ACTIVADO
8	12-07-2010	11:11:27.780 S	GRUPOS AUTOMATISMO	Subestación 6	: ACTIVADO
9	12-07-2010	11:11:27.780 S	GRUPOS AUTOMATISMO	Subestación 7	: ACTIVADO
10	12-07-2010	11:11:27.780 S	GRUPOS AUTOMATISMO	Subestación 8	: ACTIVADO
11	12-07-2010	11:11:28.502 S	Subestación 8	Abrir interruptor Trafo #1	Mando en curso
12	12-07-2010	11:11:28.830 S	Subestación 7	Abrir Interruptor Trafo #4	Mando en curso
13	12-07-2010	11:11:28.596 S	Subestación 6	Abrir Interruptor Trafo #4	Mando en curso
14	12-07-2010	11:11:28.642 S	Subestación 7	Abrir Interruptor Trafo #2	Mando en curso
15	12-07-2010	11:11:29.205 S	Subestación 8	Abrir interruptor Trafo #1	Mando ejecutado ABRIR
16	12-07-2010	11:11:29.205 S	Subestación 7	Abrir Interruptor Trafo #4	Mando ejecutado ABRIR
17	12-07-2010	11:11:29.205 S	Subestación 7	Abrir Interruptor Trafo #2	Mando ejecutado ABRIR
18	12-07-2010	11:11:30.205 S	Subestación 6	Abrir Interruptor Trafo #4	Mando ejecutado ABRIR
19	12-07-2010	11:12:33.919 R	Subestación 8	Interruptor BPrincipal Trafo #1	Cambio a estado ABIERTO
20	12-07-2010	11:12:33.989 R	Subestación 6	Interruptor BPrincipal Trafo #4	Cambio a estado ABIERTO
21	12-07-2010	11:11:34.430 R	Subestación 7	Interruptor BPrincipal Trafo #2	Cambio a estado ABIERTO
22	12-07-2010	11:11:34.441 R	Subestación 7	Interruptor BPrincipal Trafo #4	Cambio a estado ABIERTO
23	12-07-2010	11:11:35.680 S	SECTORES AUTOMATISMO	SECTOR 3	: ACTIVADO
24	12-07-2010	11:11:35.700 S	GRUPOS AUTOMATISMO	Subestación 1	: ACTIVADO
25	12-07-2010	11:11:35.700 S	GRUPOS AUTOMATISMO	Subestación 2	: ACTIVADO
26	12-07-2010	11:11:35.700 S	GRUPOS AUTOMATISMO	Subestación 3	: ACTIVADO
27	12-07-2010	11:11:36.564 S	Subestación 2	Abrir interruptor Trafo #1	Mando en curso
28	12-07-2010	11:11:36.596 S	Subestación 3	Abrir Interruptor Trafo #2	Mando en curso
29	12-07-2010	11:11:36.767 S	Subestación 1	Abrir Interruptor Trafo #4	Mando en curso
30	12-07-2010	11:11:36.580 S	Subestación 1	Abrir Interruptor Trafo #3	Mando en curso
31	12-07-2010	11:11:37.205 S	Subestación 2	Abrir interruptor Trafo #1	Mando ejecutado ABRIR
32	12-07-2010	11:11:38.205 S	Subestación 1	Abrir Interruptor Trafo #3	Mando ejecutado ABRIR
33	12-07-2010	11:11:38.205 S	Subestación 1	Abrir Interruptor Trafo #4	Mando ejecutado ABRIR
34	12-07-2010	11:11:39.205 S	Subestación 3	Abrir Interruptor Trafo #2	Mando ejecutado ABRIR
35	12-07-2010	11:12:41.937 R	Subestación 2	Interruptor BPrincipal Trafo #1	Cambio a estado ABIERTO
36	12-07-2010	11:12:41.971 R	Subestación 1	Interruptor BPrincipal Trafo #3	Cambio a estado ABIERTO
37	12-07-2010	11:12:41.981 R	Subestación 1	Interruptor BPrincipal Trafo #4	Cambio a estado ABIERTO
38	12-07-2010	11:12:41.981 R	Subestación 3	Interruptor BPrincipal Trafo #2	Cambio a estado ABIERTO
39	12-07-2010	11:11:43.670 S	AUTOMATISMO	ACTIVACION AUTOMATISMO	: DESACTIVADO
40	12-07-2010	11:11:43.670 S	AUTOMATISMO	HABILITACION AUTOMATISMO	: DESACTIVADO

Figura 38: Alarmas del ejemplo

5.3.3.2.3 Término del Deslastre y Deshabilitación

Finalmente las últimas dos alarmas (alarma 39 y 40) representan la finalización del deslastre de carga, ya que el sistema de subtransmisión ya no poseía sobrecargas y la deshabilitación del automatismo, para no producir la operación de éste de forma no deseada.

5.4 Presupuesto

A continuación se entrega un presupuesto estimado del proyecto, para un sistema de subtransmisión de 6 puntos de interconexión y 18 subestaciones de carga:

	Items	Precio (USD)
1.-	HARDWARE ESTACION MAESTRA	67.000
	Monitor 17" KVM para estación maestra	2.000
	HP Procurve Switch 2626	900
	Router CISCO serie 2600	2.500
2.-	HARDWARE UNIDADES TERMINALES REMOTAS	580.000
	Repuestos eliteles	15.000
	Repuestos adicionales de eliteles	4.000
3.-	LICENCIAS DE SOFTWARE NO AUTOMATISMO	1.560
4.-	LICENCIAS DE SOFTWARE AUTOMATISMO	27.560
4.1.-	Software adicionales estación maestra	
	Licencia protocolo 101 maestro (incluida)	0
	Licencia protocolo 104 maestro	5.000
	Licencia ICCP + implementación	19.500
4.2.-	Software adicionales para RTU's	
	Modbus RTU's (licencia: precio por remota)	760
5.-	SERVICIOS	
5.1.-	Modelado de AUTOMATISMO para red de subtransmisión	17.100
5.2.-	Adaptaciones y desarrollos	43.160
5.3.-	Programación para equipos remotos	24.500
5.4.-	Apoyo para uso herramienta gestión	13.300
6.-	PRUEBAS DE ACEPTACIÓN EN FABRICA	13.300
7.-	INSTALACIÓN EN SITIO	16.200
8.-	PRUEBAS DE ACEPTACIÓN EN SITIO	13.200
9.-	PRUEBA DE DISPONIBILIDAD	6.000
	SUB TOTAL SUMINISTRO MAS SERVICIOS	872.540
1.-	DOCUMENTACIÓN	3.500
2.-	CAPATACIACIÓN	5.000
3.-	SOPORTE DURANTE PERIODO DE GARANTÍA	4.000
	SUB TOTAL OTROS SERVICIOS	12.500
	TOTAL PROYECTO (USD)	885.040

Tabla 9: Presupuesto

Capítulo 6: Conclusiones y desafíos futuros

De lo expuesto en este trabajo de título se pueden realizar una serie de conclusiones relevantes en el ámbito de la subtransmisión de las distribuidoras eléctricas chilenas.

De acuerdo a la normativa eléctrica chilena, en particular la NTSyCS, los sistemas de subtransmisión de las distribuidoras no deben propagar fallas internas al sistema externo (sistema de transmisión troncal). Para cumplir con la exigencia anterior existe una variedad de protecciones que se encargan entre otras cosas de extinguir las fallas. Lamentablemente cuando estas fallas ocurren en el sistema de subtransmisión enmallado en particular en los puntos de aporte a éste, el resto de las redes debe ser capaz de soportar un aumento de carga de forma proporcional, condición que en baja carga se cumple, pero en demanda alta normalmente no y con esto puede provocar una operación en avalancha de las protecciones por sobrecarga, pudiendo terminar en el peor de los casos con una Apagón Total o Parcial. Ante esta problemática se pueden encontrar varias alternativas que resuelven el problema, algunas de estas son:

- Sobredimensionamiento de las redes eléctricas de subtransmisión.
- Desprendimiento de carga controlado.

Es en este segundo punto donde se enfoca este trabajo de título denominado “Automatismo de liberación de carga ante falla en puntos de aporte de un sistema de subtransmisión enmallado”. Para realizar este automatismo es necesario tener datos eléctricos de los puntos de aporte y controles de operación sobre las subestaciones con carga, para programar la liberación de carga. Con los datos anteriores se genera un automatismo cuya forma de operación será la siguiente:

1. Condición de Activación: Para que el automatismo opere se deben cumplir dos condiciones: la falla de un punto de aporte y una sobrecarga no admisible; mientras se cumplan estas dos condiciones el automatismo realizará liberación de carga.
2. Punto de Aporte fallado: Dependiendo del punto de aporte fallado, es la rotación de liberación de carga. Se debe realizar un estudio previo con los sectores que más alivian la falla y configurar esta liberación (cada punto de aporte posee su rotación de liberación independiente).
3. Información: Mientras el automatismo va liberando carga, va dejando registrado en detalle lo realizado.

El beneficio de la alternativa desarrollada, además de cumplir con la normativa eléctrica exigida, no propagando falla al resto del sistema eléctrico por

una falla interna en su sistema de subtransmisión, es el menor costo comparado con las demás alternativas, esto debido a que esta alternativa es global cubriendo todos los puntos de aporte dentro del mismo sistema y posee una gran flexibilidad para agregar, modificar y eliminar tantos puntos de aporte como carga a liberar.

Existen varias mejoras que se pueden realizar a este sistema para obtener resultados más selectivos, precisos y con menor impacto. Como propuesta se presentan las siguientes:

- Realizar un sistema que calcule el Pick Up o valor de sobrecarga del automatismo de forma dinámica; que la capacidad sea dependiente por ejemplo de la temperatura ambiente, de la radiación solar, de la temperatura del conductor, etc. y con esto ser más selectivos y precisos al minuto de activar el automatismo de liberación de carga.
- Incorporar aperturas de líneas (generar islas) a los desprendimientos de carga, logrando con esto disminuir la cantidad deslastrada de carga e incluso evitar la liberación en los casos menos complejos.

En resumen, el trabajo presentado en esta memoria, entrega los elementos necesarios para la generación del Automatismo de liberación de carga antes mencionado.

Bibliografía

- [1] Comisión Nacional de Energía CNE, “Decreto con Fuerza de Ley N° 4” 2006, Chile.
- [2] Comisión Nacional de Energía CNE, “Decreto Supremo N° 327” 10 de septiembre de 1998, Chile.
- [3] Comisión Nacional de Energía CNE, “Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio”, octubre 2009, Chile.
- [4] Centro de Despacho Económico de Carga del SIC CDEC – SIC, “Estudio Esquemas de Desconexión Automático de Carga 2009 – 2010”, diciembre 2009, Chile.
- [5] Chilectra S.A., “Sistema de Desprendimiento Automático de Carga”, Informe a la autoridad, octubre 2008.
- [6] Chilectra S.A., “Proyecto Upgrade Sistema de Desprendimiento Automático de Carga”, Informe interno, septiembre 2010.
- [7] Chilectra S.A., “Esquema de Desconexión Automático de Carga”, Informe a la autoridad, 2010.
- [8] Comisión Nacional de Energía, “Electricidad”. [en línea] http://www.cne.cl/cnewww/opencms/03_Energias/Electricidad/mercado/#;