



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

**DETERMINACIÓN TÉCNICA
ECONÓMICA DE RESERVA ÓPTIMA
PARA CONTROL PRIMARIO DE
FRECUENCIA**

MAXIMILIANO MIRANDA PARRA

Tesis para optar al grado de
Magíster en Ciencias de la Ingeniería

Profesor Supervisor:
HUGH RUDNICK VAN DE WYNGARD

Santiago de Chile, Marzo, 2007



PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA
Departamento de Ingeniería Eléctrica

DETERMINACIÓN TÉCNICA ECONÓMICA DE RESERVA ÓPTIMA PARA CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA

MAXIMILIANO MIRANDA PARRA

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:

HUGH RUDNICK V. D. W.

CELSO GONZÁLEZ G.

JUAN DIXON R.

LUIS VARGAS D.

IGNACIO LIRA C.

Para completar las exigencias del grado de
Magíster en Ciencias de la Ingeniería

Santiago de Chile, Marzo, 2007

A Carlos Domingo y Sandra Ismaela por darme la vida, crianza, amor y valores y en especial, porque me siguen enseñando y ayudando en todo momento; a Susan Noemí por su amor, apoyo y compañía incondicional; a mis hermanos Esteban, Bárbara y Karina, y muy especialmente a mi abuelo Carlos Humberto y a mi abuela Adriana.

INDICE GENERAL

| | |
|--|------|
| DEDICATORIA..... | i |
| INDICE DE TABLAS | vi |
| INDICE DE FIGURAS..... | vii |
| INDICE DE ANEXOS..... | viii |
| RESUMEN..... | ix |
| ABSTRACT..... | xi |
| AGRADECIMIENTOS | xii |
| I INTRODUCCIÓN..... | 1 |
| I.1 Objetivos y Alcances del Trabajo | 1 |
| I.2 Estructura de la Tesis | 2 |
| II REVISIÓN ANTECEDENTES INTERNACIONALES | 3 |
| II.1 República Dominicana | 3 |
| II.2 España | 7 |
| II.3 Argentina..... | 10 |
| II.4 Operación Sector Chileno | 18 |
| II.4.1 Sistema Interconectado del Norte Grande | 18 |
| III DESCRIPCIÓN DEL ALGORITMO | 28 |
| III.1 Introducción – Regulación Primaria de Frecuencia | 28 |
| III.2 Teoría Económica sobre Confiabilidad aplicada a Mercados y Sistemas Eléctricos..... | 32 |
| III.3 Teoría de Confiabilidad en la Determinación de Reserva Óptima para Control Primario de Frecuencia..... | 34 |
| III.4 Riesgo de falla - Estimación de la Probabilidad de Fallas | 37 |
| III.5 Diagrama de Bloques | 39 |
| III.5.1 Diagrama General | 39 |
| III.5.2 Módulo 1: Técnico Económico..... | 40 |

| | | |
|---------|---|----|
| III.5.3 | Módulo 2: Seguridad e Incertidumbre | 41 |
| III.6 | Módulo Técnico – Económico – Sobrecostos de Producción..... | 42 |
| III.7 | Módulo de Seguridad e Incertidumbre – Costo de la Energía no Suministrada por contingencias..... | 44 |
| IV | DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN | 46 |
| IV.1 | Módulo Sobrecostos de Producción..... | 46 |
| IV.1.1 | Diagrama de Flujo | 46 |
| IV.1.2 | Ingreso de Datos Técnico – Económicos del Sistema Eléctrico.... | 48 |
| IV.1.3 | Esquema y Modelo de Despacho..... | 49 |
| IV.1.4 | Modelo y Forma de Despacho del Sistema | 51 |
| IV.1.5 | Costo de Producción Global del Sistema..... | 55 |
| IV.1.6 | Niveles de Reserva Primaria de Frecuencia | 55 |
| IV.2 | Módulo de Seguridad e Incertidumbre: Costo de la Energía no Suministrada por Contingencias | 58 |
| IV.2.1 | Introducción | 58 |
| IV.2.2 | Diagramas de Flujos | 60 |
| IV.2.3 | Contingencias Simples en Generación y Transmisión | 61 |
| IV.2.4 | Probabilidades de contingencias simples..... | 61 |
| IV.2.5 | Despachos y Operación | 62 |
| IV.2.6 | Simulaciones Dinámicas de Contingencias | 62 |
| IV.2.7 | Sobrecostos de ENS por fallas..... | 64 |
| V | APLICACIÓN DEL ALGORITMO AL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE | 66 |
| V.1 | Descripción SING General..... | 66 |
| V.2 | Operación Económica del SING..... | 67 |
| V.3 | Capacidad Instalada..... | 71 |
| V.4 | Sobrecostos de Producción en el SING..... | 72 |
| V.4.1 | Ingreso de Datos Técnicos del Sistema | 72 |
| V.4.2 | Operación del SING..... | 74 |
| V.4.3 | Costo de Producción Global del sistema | 75 |
| V.4.4 | Determinación ENS | 78 |
| V.4.5 | Probabilidades de Ocurrencia | 78 |
| VI | SENSIBILIDADES | 87 |

| | |
|--|----|
| VI.1 Escenario 1: EDAC 580 MW | 87 |
| VI.2 Escenario 2: EDAC 580 MW y Ciclos combinados sin restricción..... | 90 |
| VII CONCLUSIONES Y COMENTARIOS | 92 |
| VIII REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 95 |

INDICE DE TABLAS

| | |
|--|----|
| Tabla 1: Generación según tipo de combustible y capacidad instalada – Rep Dominicana . | 3 |
| Tabla 2: Generación por tipo Combustible y capacidad instalada – España | 7 |
| Tabla 3: Generación según tipo de combustible y capacidad instalada – Argentina | 10 |
| Tabla 4: Tabla de Datos Técnicos Económicos | 49 |
| Tabla 5: Modelo de Despacho y Operación | 50 |
| Tabla 6: Rangos y Costos de Producción de unidades según lista de mérito..... | 51 |
| Tabla 7: Curva de Carga diaria para las unidades..... | 52 |
| Tabla 8: Curva de carga diaria completa..... | 53 |
| Tabla 9: Redespacho de unidades por mínimos técnicos..... | 54 |
| Tabla 10: Tabla de Datos Técnicos y Económicos de las unidades..... | 73 |
| Tabla 11: Llenado de curva de carga diaria | 74 |
| Tabla 12: Costos de producción incurridos..... | 75 |
| Tabla 13: Sobrecostos de Producción del SING | 76 |
| Tabla 14: Probabilidades de ocurrencia de contingencias en generación | 78 |
| Tabla 15: Frecuencias mínimas de Simulación ante contingencias | 79 |
| Tabla 16: Esquema de desconexión automático de carga del SING..... | 80 |
| Tabla 17: Desconexión de carga frente a contingencias simuladas | 81 |
| Tabla 18: Disponibilidad de Generación en partida rápida..... | 82 |
| Tabla 19: Costo esperado de Energía No Suministrada en el SING..... | 84 |
| Tabla 20: Minimización de Sobrecosto de producción y ENS | 84 |
| Tabla 21: Esquema de desconexión automático de carga – 580 MW..... | 88 |
| Tabla 22: Minización de Costos con EDAC en 580 MW | 88 |
| Tabla 23: Minización de Costos con EDAC en 580 MW y CC sin restricción de despacho. | 90 |

INDICE DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1: Capacidad Instalada por Combustible SING..... | 18 |
| Figura 2: Diagrama SING | 21 |
| Figura 3: Diagrama de flujo general algoritmo..... | 29 |
| Figura 4: Intersección de curvas aplicando algoritmo | 29 |
| Figura 5: Curvas de Confiabilidad Costo - Beneficio..... | 34 |
| Figura 6: Confiabilidad en la determinación óptima de reserva | 35 |
| Figura 7: Optimización Costo - Beneficio | 36 |
| Figura 8: Diagrama de bloques general del algoritmo | 39 |
| Figura 9: Diagrama de bloques módulo técnico - económico..... | 40 |
| Figura 10: Diagrama de Bloques Módulo Seguridad e Incertidumbre | 41 |
| Figura 11: Diagrama de Flujo Módulo Técnico Económico..... | 46 |
| Figura 12: Interfaz Basic de ingreso de Datos | 48 |
| Figura 13: Curva de sobrecostos de operación..... | 57 |
| Figura 14: Diagrama de Flujos Módulo Seguridad e Incertidumbre | 60 |
| Figura 15: Costo Esperado de Energía no Suministrada..... | 65 |
| Figura 16: Capacidad Instalada por Empresa Integrante | 71 |
| Figura 17: Capacidad Instalada por Combustible | 71 |
| Figura 18: Adquisición de datos del sistema..... | 72 |
| Figura 19: Sobrecostos de Producción del SING..... | 77 |
| Figura 20: Disponibilidad de generación versus toma de carga..... | 83 |
| Figura 21: Optimización Gráfica Sobrecostos de Producción y ENS..... | 85 |
| Figura 22: Minimización Gráfica de Costos para EDAC de 580 MW | 89 |
| Figura 23: Minimización Gráfica de Costos para EDAC de 580 MW y CC sin restricción de despacho. | 91 |

INDICE DE ANEXOS

| | |
|--|-----|
| Anexo A: Base de Datos de Fallas del SING..... | 98 |
| Anexo B: Previsión de Demanda utilizada del SING | 100 |
| Anexo C: Simulaciones Dinámicas de Contingencias | 101 |

RESUMEN

El objetivo de la investigación, consiste en desarrollar un modelo que determine el porcentaje óptimo de reserva para el control primario de frecuencia en sistemas eléctricos de potencia. Para lograr este objetivo se plantea el diseño y la implementación de un algoritmo matemático-computacional que minimiza una función objetivo correspondiente a la suma del costo de operación más el costo de la energía no suministrada en el sistema. La primera curva queda determinada por el cálculo de costos de producción en que incurre un sistema eléctrico, para distintos despachos con diferentes niveles de reservas para cada una de sus unidades y la segunda curva queda determinada por los costos de la energía no suministrada producto de fallas, considerando los mismos niveles de reserva y los mismos despachos.

La determinación de las curvas corresponde al desarrollo de dos módulos de gestión y control dentro del algoritmo. Un módulo de producción técnico-económico, y un módulo de seguridad e incertidumbre. Para generar la función objetivo se debe simular la operación real junto con las interrupciones intempestivas probables. Una vez que se han generado las curvas con el cálculo de los módulos, se minimiza la curva resultante y se obtiene un mínimo económico para un nivel de reserva específico. Este punto mínimo considera aspectos económicos del sistema eléctrico de potencia, como costos de combustibles de unidades y costos de fallas de corta duración, aspectos técnicos del sistema, como potencias máximas y mínimas de las unidades y rangos de operación, y aspectos de seguridad e incertidumbre, como probabilidades de falla, previsión de demanda y simulaciones sistémicas.

La aplicación del algoritmo, se lleva a cabo en el sector eléctrico chileno, puntualmente sobre el Sistema Interconectado del Norte Grande, sistema predominantemente térmico y con una demanda principalmente industrial minera. Cabe destacar que la recientemente promulgada norma de seguridad y calidad de servicio para el sector eléctrico nacional, plantea la evaluación de una reserva de regulación primaria óptima para la gestión

operativa de los sistemas. En este contexto, la presente investigación, pretende despejar dudas y sentar una experiencia práctica más sobre la temática de reserva primaria óptima en el país.

ABSTRACT

The aim of the investigation is to develop a model to set the optimum percentage of reserve for primary frequency control of electrical power systems. To achieve this objective a computational – mathematical algorithm is designed and implemented that minimizes an objective function corresponding to the sum of cost of operation plus cost of non supplied energy. The first curve is determined by the calculation of the costs of production in which incurs an electrical system, for different dispatches with different levels of reserves for each one of its units. The second curve is determined by the costs of non supplied energy resultant of faults, considering the same levels of reserve and the same dispatch.

The determination of the curves corresponds to the development of two modules for management and control inside the algorithm. One module of technical – economic production, and one module of security and uncertainty. To generate the objective function, it is necessary to simulate the real operation with the probable unexpected interruptions. Once the curves have been generated, the resultant curve is minimized and one economic minimum is obtained for a level of specific reserve. This point considers economic aspects of electric power system like units' fuel costs and short term failures costs, technical aspects of the system as maximum and minimum powers of the units and intervals of operation, and aspects of security and uncertainly like probabilities of faults, forecast of demand and systemic simulation.

The application of the algorithm to the Chilean electric sector is done, with the Norte Grande Interconnected System, predominantly a thermal system and with its demand being mainly mining. It is important mentioning that the recently promulgated security and quality of service regulation for the national electric sector, formulates the evaluation of a reserve for optimum primary regulation for the operating management of the systems. In this context, the investigation intends to clear doubts and to set up in the country a practical experience on optimum reserve for primary control of frequency.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar quiero agradecer encarecidamente al Profesor Hugh Rudnick por su guía y colaboración no sólo en este trabajo, sino que también por todo su apoyo y confianza durante mi paso por la universidad y posteriormente en mi vida laboral. Además agradezco la gran disposición y apoyo del Profesor Celso González, quien pacientemente trabajó conmigo para lograr el término de esta tesis.

Quisiera agradecer a mis padres Carlos y Sandra por dedicarme sus vidas y haber ayudado desde siempre en mi formación personal y profesional hasta el día de hoy, especialmente a mi padre que siempre estuvo preocupado por el avance y término de este trabajo y que por fin tendrá una copia entre sus manos. Además agradezco por el apoyo y compañía a mi novia Susan, a mis hermanos Esteban, Bárbara y Karina, a Adriana (mi abuelita) y muy especialmente a Carlos Humberto (mi tata).

Quisiera también dar gracias a todos mis compañeros de trabajo que me han acompañado y apoyado con consejos para el desarrollo de esta tesis y mi desarrollo personal: Saska Stevkovska, Mabel Cortés, Elio Cuneo, Juan Pablo Toledo, Aldo Arriagada, Christian Sepúlveda y Roberto Olguín.

Mención especial para mis amigos de colegio y actividades extra-programáticas que me han acompañado en distintos momentos de mi vida: Mauricio Osorio, David Rojas y Marlys Caballero.

Finalmente quisiera agradecer a Dios por todo lo que me ha dado.

I INTRODUCCIÓN

I.1 Objetivos y Alcances del Trabajo

En distintos mercados eléctricos a nivel mundial existe lo que se llama un mercado de Servicios Complementarios (SSCC), entre los cuales se identifica la prestación del Control o Regulación de Frecuencia. En el contexto de esta última, existe lo que se denomina Regulación Primaria de Frecuencia (RPF), concepto referido a la acción ejercida por los reguladores de velocidad de los generadores que conforman el sistema, en tiempos inferiores a los 10 segundos. Esta regulación se refiere al aporte de reserva en giro que pueden aportar las máquinas para controlar las variaciones instantáneas de la frecuencia (por desequilibrio entre generación y demanda) en un sistema eléctrico. Generalmente se dedica un porcentaje de reserva a la RPF, un porcentaje que es determinado en forma particular para cada sistema eléctrico, teniendo en cuenta las características técnicas del sistema en análisis, como por ejemplo las potencias nominales de las unidades generadoras del sistema, la topología, etc.

El objetivo del presente trabajo consiste en desarrollar un algoritmo que pueda ser aplicado a un sistema eléctrico cualquiera y que pueda entregar un porcentaje óptimo para asignación a la RPF.

Se desarrolla una metodología y se la programa computacionalmente, para posteriormente aplicarla a un sistema eléctrico real como es el del Norte Grande de Chile.

I.2 Estructura de la Tesis

La tesis consta de ocho capítulos y se organiza de la siguiente forma; en el primer capítulo se presentan los objetivos y alcances del trabajo, en el capítulo 2 se realiza una revisión de los antecedentes internacionales en forma general sobre los mercados de servicios complementarios y en particular de la regulación primaria de frecuencia, considerando puntualmente el porcentaje de reserva en función de la demanda que se destina para el control primario de la frecuencia. En el capítulo 3 se presenta la descripción de un algoritmo que permite determinar un porcentaje óptimo de reserva para control primario de frecuencia aplicando la teoría de confiabilidad. Dentro de esta descripción se explica como se tratan las probabilidades de fallas, se presentan los diagramas de bloques del algoritmo y cómo se generan las curvas de costos.

En el capítulo 4 se explica el diseño y la implementación del algoritmo por medio de diagramas de flujos y curvas gráficas, para finalmente en los capítulos 5 y 6 aplicarlo en el Sistema Interconectado del Norte Grande.

Finalmente, en los capítulos 7 y 8 se presentan las conclusiones del trabajo y se hace referencia a los antecedentes bibliográficos.

II REVISIÓN ANTECEDENTES INTERNACIONALES

Para lograr una comprensión general sobre los conceptos utilizados en el presente trabajo, se entrega antecedentes de la operación de algunos mercados eléctricos internacionales en lo que respecta a reservas para regulación primaria de frecuencia. En varios países existen reglamentaciones que incluyen la prestación de Regulación de Frecuencia como un servicio complementario. A continuación se muestra una síntesis de algunas de ellas

II.1 República Dominicana

El sistema eléctrico interconectado tiene distintos tipos de centrales, con distintos tipos de combustibles, donde la mayor participación la tiene el fuel oil, seguido por el gas natural, las hidroeléctricas y en última instancia el carbón.

| Tipo de Combustible | Capacidad Instalada [MW] | Participación [%] |
|---|--------------------------|-------------------|
| Fuel Oil No. 6 | 1,182.4 | 32.9% |
| Fuel Oil No. 2 | 833.0 | 23.2% |
| Carbón | 307.7 | 8.6% |
| Fuel Oil No. 6 y No. 2 | 185.0 | 5.1% |
| Gas Natural | 553.8 | 15.4% |
| Hidroeléctrica | 533.8 | 14.8% |
| Total Instalado por Tipo Combustible | 3,595.7 | 100.0% |

Tabla 1: Generación según tipo de combustible y capacidad instalada – Rep Dominicana

El sector eléctrico en República Dominicana, está normado por la ley General de Electricidad N° 125-01 promulgada el 26 de julio de 2001, cuyo objeto es establecer el marco regulatorio general del sector eléctrico, de aplicación a la producción,

transmisión, distribución y comercialización de electricidad, así como establecer las funciones y facultades de los organismos de Estado relacionados con estas materias.

El marco regulatorio crea un Organismo Coordinador (OC) que es quien se encarga de planificar y coordinar la operación de las centrales generadoras de electricidad, de las líneas de transmisión, de la distribución y comercialización del sistema a fin de garantizar un abastecimiento confiable, seguro y a mínimo costo.

La regulación considera conceptos bien definidos para la regulación primaria de frecuencia, reserva rotante, reserva para regulación primaria de frecuencia, etc. Conceptos que son relacionados directamente con los servicios auxiliares o servicios complementarios.

La regulación contiene un procedimiento específico que tiene por objetivo establecer las condiciones para la regulación de la frecuencia del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), así como el cálculo de la remuneración por este concepto entre los agentes del mercado eléctrico con unidades dispuestas para la prestación de este servicio complementario.

Se define la regulación de frecuencia como las acciones necesarias para mantener la frecuencia dentro de los niveles de tolerancias permisibles definidos para el sistema. El OC establece los parámetros de regulación y las empresas generadoras son responsables a través de sus Centros de Control (CC), de efectuar dicha regulación de frecuencia. De acuerdo a esto, el control de frecuencia en un primer nivel es realizado por todas las centrales de generación de acuerdo a su estatismo y banda muerta, y en un segundo nivel, por las centrales de regulación. Se identifican por lo tanto Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) y Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF).

Se define el control de frecuencia en un primer nivel, también conocida como regulación primaria de frecuencia (RPF), como la regulación rápida de frecuencia, con un tiempo de respuesta inferior a 30 segundos, destinada a equilibrar instantáneamente la generación con la demanda, con el mínimo de desviación en la

frecuencia. Esta regulación se realiza a través de equipos instalados en máquinas que permiten modificar en forma automática su producción. [1]

Para llevar a cabo la regulación primaria de frecuencia, se define la reserva rotante como margen de capacidad de generación de las centrales en operación para llegar a la máxima potencia de generación disponible, en cualquier instante. Este margen de capacidad de generación resulta de la diferencia entre la sumatoria de las capacidades disponibles de las unidades sincronizadas al sistema y la sumatoria de sus potencias entregadas al sistema. Esta reserva se utiliza tanto para Regulación Primaria de Frecuencia como para Regulación Secundaria de Frecuencia

Dentro de los requisitos técnicos que deben cumplir las máquinas generadoras para RPF se pueden mencionar:

- i) Estatismo permanente entre el 0 y 6%.
- ii) Banda muerta inferior al 0.1% (0.06 Hz).
- iii) Capacidad de regulación mínima de más o menos cinco por ciento ($\pm 5\%$) dentro de todo su rango de generación.
- iv) Rango de frecuencia admisible de operación de la unidad, sin límite de tiempo, entre 59 y 61 Hz.
- v) La variación de la carga de la máquina debe ser sostenible al menos durante los siguientes 30 segundos.
- vi) Disponer en sus bornes de generación de un sistema de medición y registro automático de potencia y frecuencia que registrará continuamente su participación en la Regulación Primaria de Frecuencia.

Para realizar la Regulación Primaria de Frecuencia, es necesario destinar un margen de la reserva rotante del sistema, margen que es importante determinar. Para esto, el OC deberá elaborar una programación de despacho de la reserva rotante considerando las máquinas de regulación disponibles. Esta programación considera

una reserva rotante para RPF de tres por ciento (3%) a cinco por ciento (5%) de la demanda estimada en el programa de operación. La reserva rotante establecida para RPF deberá ser programada para cada intervalo horario, expresada en MW.

El porcentaje de reserva para RPF en los programas de operación en ningún caso puede superar un cinco por ciento (5%). En caso de haber separación del sistema en sub-sistemas temporalmente aislados, la reserva rotante deberá calcularse y programarse separadamente para cada sub-sistema aislado.

Para la selección de las unidades a prestar el servicio, debe considerarse que generalmente todas pueden regular la frecuencia primaria, pero sin embargo no todas ellas pueden mantener la frecuencia en los rangos requeridos por las normas. Por ende, solamente algunas máquinas pueden aportar reserva para regular la frecuencia del sistema, y en consecuencia se debe elaborar una lista de mérito y establecer la forma de asignación con las unidades que reúnan las condiciones descritas en el procedimiento correspondiente.

De esta manera el OC contará con una lista de mérito para RPF de las centrales calificadas para participar en la Regulación de Frecuencia. Esta lista incluirá las centrales hidroeléctricas y térmicas calificadas con sus características de reguladores de velocidad, así como el gradiente de toma de carga, los costos variables totales, etc.

El orden de mérito se constituirá en función del siguiente indicador, estipulado por reglamento:

$$A = \frac{(P_{m\acute{a}xima} - P_{m\acute{i}nima}) \times \text{Gradiente de toma de carga}}{\text{Estatismo}}$$

II.2 España

| Tipo de Combustible | Capacidad Instalada [MW] | Participación [%] |
|--|--------------------------|-------------------|
| Hidráulica | 16.657 | 30% |
| Nuclear | 7.876 | 14% |
| Carbón | 11.424 | 21% |
| Fuel/gas | 6.647 | 12% |
| Ciclo Combinado | 12.224 | 22% |
| Régimen Ordinario | 54.828 | 100% |
| Hidráulica | 1.758 | 9% |
| Eólica | 9.800 | 51% |
| Otras renovables | 939 | 5% |
| No renovables | 6.645 | 35% |
| Régimen especial | 19.142 | 100% |
| Total Instalado por Tipo de Combustible | 73.970 | 100% |

Tabla 2: Generación por tipo Combustible y capacidad instalada – España

El funcionamiento del sistema eléctrico español está supervisado por dos entidades independientes pero interactivas, que son el Operador de Mercado (OM) y el Operador de Sistema (OS). La gestión económica del sistema eléctrico está encomendada de manera completa al primer agente, denominado Operador de Mercado Ibérico de Energía (OMEL), que es responsable de la gestión de los mercados diarios e intradiario, de la solución de restricciones técnicas en colaboración con el OS, de la obtención del precio final de la energía para cada agente y de la liquidación y facturación de todos los mercados y procesos.

La gestión técnica del sistema eléctrico, como ya se mencionó, está encomendada al operador del sistema, función que es ejercida por la empresa Red Eléctrica de España S.A., y que es responsable de los procesos de operación técnica del sistema, debiendo utilizar mecanismos competitivos, siempre que sean compatibles con la consigna de una adecuada seguridad y calidad de suministro.

En cuanto a su organización, el mercado de producción de energía eléctrica se configura en la actualidad, como el conjunto de transacciones económicas derivadas de la participación de los agentes del mercado en las sesiones del mercado diario, incluidos contratos bilaterales, del mercado intradiario y de la aplicación de los procedimientos de operación técnica del sistema.

Dentro de los procedimientos necesarios para realizar la adecuada gestión técnica del sistema eléctrico que debe manejar el OS en forma técnica e instrumental, se encuentra el establecimiento de la reserva para la regulación de frecuencia. El objeto de este procedimiento es establecer los niveles de reserva de regulación necesarios que permitan al OS hacer frente a los desequilibrios entre la generación y el consumo.

De acuerdo a la legislación vigente en España, la banda de regulación primaria se define como el margen de potencia en el que el conjunto de los reguladores de velocidad pueden actuar de forma automática y en los dos sentidos, como consecuencia de un desvío de frecuencia. El margen de potencia, en cada uno de los dos sentidos, se conoce como banda o reserva a subir o a bajar. Dependiendo de la escala de tiempo en que tiene lugar su acción y de la señal que origina la actuación se establecen tres niveles de reserva, siendo el correspondiente a la reserva primaria el de interés.

El OS determinará antes del 31 de octubre de cada año los requerimientos de regulación primaria para el sistema eléctrico. La regulación primaria de los grupos generadores deberá permitir un estatismo en sus reguladores de manera que puedan variar su carga en un 1,5 % de la potencia nominal. Además, para desvíos de frecuencia inferiores a 100 mHz el desequilibrio de potencia del sistema deberá estar corregido en un tiempo inferior a 15 segundos, mientras que para desvíos de hasta 200 mHz el tiempo de respuesta variará linealmente entre quince y treinta segundos. La insensibilidad de los reguladores de los grupos debe ser inferior a ± 10 mHz y la banda muerta voluntaria nula.

Anexo al procedimiento para determinar el nivel de reserva necesario para la regulación primaria, secundaria o terciaria, también existen procedimientos para coordinar los servicios complementarios de regulación primaria y secundaria.

Respecto al procedimiento operativo del servicio complementario de regulación primaria, éste tiene por objeto la determinación de las necesidades de regulación primaria del sistema eléctrico y su asignación a los generadores que presten este servicio.

De acuerdo a este procedimiento, la regulación primaria es un servicio complementario de carácter obligatorio y no retribuido, aportado por los generadores acoplados, y tiene por objeto corregir automáticamente los desequilibrios instantáneos entre producción y consumo. Se aporta mediante el ajuste de potencia de los generadores de forma inmediata y autónoma por actuación de los reguladores de velocidad de las turbinas como respuesta a las variaciones de la frecuencia.

Todas las unidades de producción deberán disponer de regulación primaria. En el caso en que técnicamente no sea posible contar con el equipamiento adecuado, el servicio complementario deberá ser contratado directamente por los titulares de las instalaciones obligadas a su prestación a otros agentes que puedan prestarlo. El contrato, que tendrá carácter reglado, será comunicado al OS, que certificará el servicio efectivamente prestado en ejecución de dicho contrato y se liquidará por las partes al precio que hubieran pactado.

II.3 Argentina

| Tipo de Combustible | Capacidad Instalada [MW] | Participación [%] |
|--|--------------------------|-------------------|
| Hidráulica | 9.934 | 41% |
| Nuclear | 1.005 | 4% |
| TV | 4.496 | 34% |
| TG | 2.279 | 17% |
| Diesel | 4 | 0% |
| Ciclo Combinado | 6.362 | 48% |
| Térmica | 13.141 | 55% |
| Total Instalado por Tipo de Combustible | 24.080 | 100% |

Tabla 3: Generación según tipo de combustible y capacidad instalada – Argentina

El Sistema Argentino de Interconexión (SADI) es uno de los principales mercados desregulados en Sudamérica, donde las principales fuentes de generación son el agua y el gas natural.

El marco regulatorio establece funciones para diversos organismos, algunos de los cuales fueron creados “ad hoc” con el proceso de privatización y concesión. La Secretaría de Energía es la autoridad que aplica y reglamenta, mediante resoluciones, el marco regulatorio. La Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) tiene una función técnica de despachos de cargas, contabiliza las transacciones económicas y ejecuta los contratos pactados entre los generadores, distribuidores en el mercado a término. Finalmente, en la ley del sector eléctrico se definen las funciones del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) quien, en términos generales, es el encargado de hacer cumplir la ley N° 24.065 y la efectivización de los contratos de concesión.

El CAMMESA, organismo sin fines de lucro, realiza la administración del mercado mayorista, donde generadores, transportistas y distribuidores junto con los grandes usuarios mayores (GUMA), menores (GUME), y particulares (GUPA) conforman los agentes que participan del negocio eléctrico. Los recursos del funcionamiento de

CAMMESA se encuentran cubiertos por aportes obligatorios de todos los miembros del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Todos estos agentes concurren al MEM, contenedor a su vez, de 3 tipos de mercados:

a) Mercado Spot:

Los precios se establecen en base al costo marginal de la máquina generadora siguiente a la última despachada. Este está determinado por el valor del agua o costo de llenado del embalse para las centrales hidroeléctricas con embalse; o por el consumo medio bruto de combustible para las centrales térmicas. A este mercado pueden concurrir todos los agentes reconocidos en el MEM, excepto los GUME y GUPA, que no dispongan de energía a través del mercado a término o estacional.

b) Mercado a Término:

Por medio de la firma de un contrato, se establecen las condiciones de pago, entrega, plazo de vigencia y resarcimientos en caso de incumplimiento de algunas de las partes. Los precios se pactan libremente. En el mercado a término pueden concurrir tanto Distribuidores como Grandes Usuarios. Aunque un generador establezca un contrato de abastecimiento a un distribuidor o gran usuario, sus unidades son operadas en el sistema por el Organismo Encargado del Despacho (OED) independientemente de las condiciones del contrato. De este modo, las diferencias entre la producción del generador y los volúmenes de suministro, se comercializan en el mercado spot.

c) Mercado Estacional:

A través de la programación estacional se determina el precio estacional. En este caso, la fijación de precios está directamente relacionada con los promedios semestrales proyectados del mercado spot. La programación estacional consiste en que el 1° de mayo y el 1° de octubre de cada año (relacionados con la época de hidraulicidad) se define un precio estabilizado de la energía para el trimestre. Este es

en función de lo que se espera que cueste la energía, sobre la base del precio spot pasado. A medida que el precio spot se va determinando horariamente, las diferencias con el precio estacional se acumulan para el período siguiente y se remunera a los distribuidores dicha diferencia con un fondo compensador que CAMMESA maneja para este fin. Al mercado estacional concurren sólo las Distribuidoras.

CAMMESA administra el despacho de energía al mercado. Las compras y ventas de electricidad se realizan entre los generadores, distribuidores y grandes usuarios. Lo que se logra, por lo tanto, es que las empresas que despachan primero la energía, son las de menor costo marginal y por ende las más eficientes del sistema.

CAMMESA es responsable de la administración de los registros para determinar la cantidad de energía despachada por cada una de las empresas del mercado eléctrico mayorista. Por otro lado no toma en cuenta los contratos existentes entre las empresas, por lo tanto, cualquier generador puede ser despachado para suministrar energía al MEM por encima o por debajo de sus compromisos contractuales.

Además del objeto principal del despacho técnico y económico del Sistema Interconectado Argentino, organizando el abastecimiento de la demanda al mínimo costo compatible con el volumen y la calidad de la oferta energética disponible, CAMMESA ha sido concebida para realizar las siguientes funciones de propósito público:

- 1) Ejecutar el despacho económico para aportar economía y racionalidad en la administración del recurso energético.
- 2) Coordinar la operación centralizada del sistema eléctrico argentino para garantizar la seguridad y la calidad.
- 3) Administrar el Mercado Eléctrico Mayorista asegurando transparencia por medio de la participación de todos los agentes involucrados y el respeto de las reglamentaciones respectivas.

La racionalidad en la ejecución y coordinación del despacho apunta a que los precios mayoristas en el mercado spot se determinen en base al costo marginal de producción y transporte del sistema, y a que se maximice al mismo tiempo la seguridad y calidad de los suministros.

En los roles de administración del MEM, le corresponde a CAMMESA supervisar el funcionamiento del mercado a término, planificar las necesidades de potencia y optimizar su aplicación de acuerdo a las reglas fijadas por la Secretaría de Energía. Dentro de la normativa aplicable en el sector eléctrico se encuentran “Los Procedimientos” administrados y coordinados por el CAMMESA. Esta normativa contempla los procedimientos para la programación de la operación del despacho y del cálculo de los precios.

d) Regulación de Frecuencia

El organismo encargado del despacho (OED), como responsable del despacho y la administración de la operación del MEM, debe en cada instante buscar el equilibrio entre la producción y los requerimientos de la demanda dentro de la calidad de servicio pretendida y, en condiciones de operación normal, mantener la frecuencia dentro de los límites definidos. Para ello diariamente debe asignar reserva para regulación de frecuencia manteniendo, de existir el excedente de reserva necesario, el nivel de calidad pretendido. En la operación en tiempo real debe realizar los ajustes necesarios a dicha reserva para, de ser posible, compensar los apartamientos entre los valores previstos y los reales, tanto en la oferta como en la demanda.

De esta forma el CAMMESA ha definido según su criterio cada uno de los conceptos relacionados a la regulación de frecuencia.

La Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) corresponde a la regulación rápida, con un tiempo menor a 30 segundos, destinada a equilibrar los apartamientos respecto del despacho previsto, principalmente por los requerimientos variables de la demanda, cuando el sistema eléctrico se encuentra en régimen de operación normal. Se realiza a través de equipos instalados en las máquinas que permiten modificar en forma automática su producción.

La reserva regulante es la banda de la reserva rotante para regulación (RR) asignada por despacho al cubrimiento de reserva para RPF. Y el porcentaje óptimo para regulación primaria (ROR%), corresponde al porcentaje para RPF que calcula el OED en la programación estacional a partir de una evaluación técnico económica.

Dentro de los requisitos para llevar a cabo la regulación primaria de frecuencia, el CAMMESA ha determinado que una máquina sólo puede ser habilitada a participar en dicha regulación si cumple con los requisitos mínimos del sistema de regulación primaria de frecuencia establecidos en los procedimientos técnicos elaborados por el CAMMESA. De esta manera todo generador que quiera participar con una de sus máquinas en la RPF debe elevar al OED una solicitud incluyendo la siguiente información, en carácter de compromiso con el MEM, acompañada de la documentación que la avale.

- a) Identificación de la máquina.
- b) Los datos técnicos requeridos para RPF de acuerdo al procedimiento técnico para regulación primaria de frecuencia.

e) Reserva regulante máxima de una máquina

Si debido a limitaciones externas, la potencia operada de la central resulta menor que la suma de las potencias máximas generables por sus máquinas generando, se considera que esta limitación se reparte dentro de la central restringiendo la reserva disponible de las máquinas en el orden dado por el Costo Variable de Producción decreciente. Ante máquinas de igual costo, se considera que la limitación se reparte en forma proporcional a la potencia máxima de cada una de ellas. De este modo, para cada máquina de la central se obtiene su potencia operada resultante de la restricción.

Para el despacho de reserva regulante, en un hora la RR en una máquina habilitada para RPF es la diferencia que surge en el despacho entre su potencia operada y su potencia generada.

Junto con la solicitud de habilitación, el Generador puede presentar ante el OED la Reserva Regulante Máxima que oferta en las máquinas térmicas y centrales hidráulicas que solicita habilitar para RPF, adjuntando la necesaria documentación.

Para aquellas máquinas térmicas o centrales hidroeléctricas habilitadas para RPF que no cuenten con una declaración de Reserva Regulante Máxima habilitada, el OED le debe asignar el siguiente porcentaje de RPF:

- 5 %, de tratarse de una máquina térmica.
- 10%, de tratarse de una central hidroeléctrica.

Para una máquina térmica o central hidroeléctrica no habilitada para RPF, debe asignarle como porcentaje cero.

f) Participación en la regulación primaria de frecuencia

Cada generador del MEM asume como compromiso un aporte horario a la reserva para RPF dado por el Requerimiento Óptimo para Regulación Primaria (ROR) del área de despacho en que se ubica.

Este compromiso lo debe cumplir cada máquina hora por hora, ya sea suministrando por sí misma la reserva regulante correspondiente a dicho requerimiento óptimo o pagando por la reserva requerida que no aporta. Una máquina debe pagar la reserva que no aporta a la RPF si su reserva regulante es menor que la necesaria para cubrir el Requerimiento Óptimo para Regulación Primaria de su área de despacho. Una máquina vende el excedente que aporta a su área de despacho si su reserva regulante despachada para el área es mayor que el Requerimiento Óptimo para Regulación Primaria de dicha área.

g) Intercambios entre áreas de reserva para regulación primaria de frecuencia

El compromiso de una máquina es aportar la reserva regulante al área de despacho en que se ubica. De acuerdo a la relación que exista entre RR disponible en el parque generando y el requerimiento correspondiente al porcentaje estacional para regulación primaria de la demanda, puede resultar insuficiente la RR disponible en un área de despacho y existir excedentes en otras áreas de despacho.

En una hora, se denomina importación de reserva regulante en un área de despacho a la compra de reserva regulante de máquinas ubicadas en otras áreas de despacho del MEM, que cuentan con excedentes luego de cubrir el requerimiento correspondiente al Porcentaje Estacional para Regulación Primaria de la demanda de su área. Esta importación se logra mediante la reducción de la energía transmitida del área exportadora al área importadora para dejar capacidad libre de transporte dónde ubicar la reserva regulante. La reserva regulante que la máquina de un área de despacho aporta a otra área a la que no pertenece es remunerada al precio de la RPF en el área importadora.

Al realizar el despacho de reserva regulante, el OED debe analizar en cada área de despacho para cada hora la relación entre la RR y el requerimiento dado por el Porcentaje Estacional para Regulación Primaria.

De ser mayor la oferta de RR que el requerimiento de reserva regulante para la demanda del área de despacho, dicha área cuenta con excedentes exportables a otras áreas de despacho.

De ser insuficiente la oferta de RR en el área de despacho para cubrir el requerimiento de reserva regulante de la demanda, dicha área se encuentra en una condición de riesgo de déficit de regulación. En este caso, con el objetivo de lograr la calidad pretendida asociada a la reserva para RPF, el OED debe habilitar la importación de reserva regulante al área.

La importación de reserva regulante es una reducción en la energía transportada a través de la red que conecta el área de despacho exportadora con el área importadora y en consecuencia modifica el despacho de generación en las áreas de despacho involucradas. La oferta de un generador de vender reserva regulante a otra área de despacho no puede superar el valor máximo en que se puede reducir su generación.

La oferta total de reserva regulante de un área a otra área queda limitada por la potencia en que se puede incrementar la generación local para cubrir la reducción de los generadores que ofertan excedentes.

Por tanto, es claro que el mercado argentino está bastante desarrollado y posee herramientas de control que propenden al funcionamiento óptimo del sistema. En este caso con la determinación, programación y aplicación del mercado de los SSCC y puntualmente la reserva para control primario de frecuencia.

II.4 Operación Sector Chileno

Dentro del mercado eléctrico chileno se pueden identificar claramente tres segmentos distintos unas de otros, Generación, Transmisión y Distribución. El sistema eléctrico chileno está compuesto por cuatro sistemas interconectados, de norte a sur:

- Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)
- Sistema Interconectado Central (SIC)
- Sistema Eléctrico de Aysén
- Sistema Eléctrico de Magallanes

Este trabajo se centra en el SING.

II.4.1 Sistema Interconectado del Norte Grande

El SING tiene una capacidad instalada a Noviembre 2006 de 3.595,8 MW.

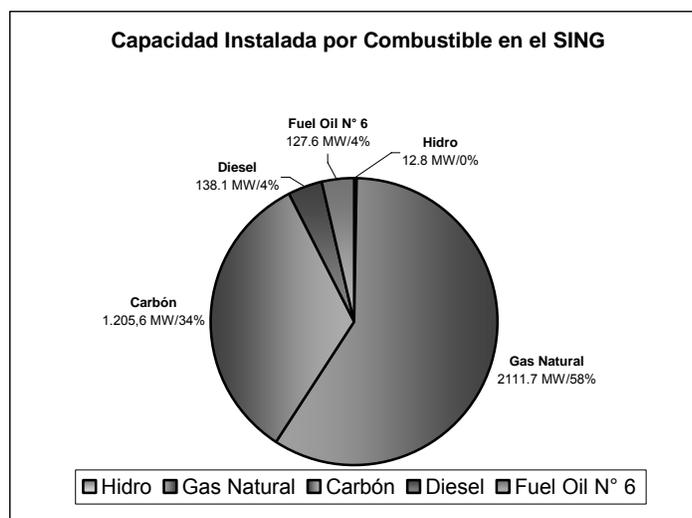


Figura 1: Capacidad Instalada por Combustible SING

Si se compara al SING con cualquier otro sistema eléctrico, la principal diferencia es que, el SING es un sistema eléctrico totalmente desadaptado en cuanto a potencia instalada y demanda. Su demanda máxima el 29 de octubre de 2006 fue de 1.708

MW. El SING nació producto de la instalación y crecimiento de las industrias mineras en la zona de la cordillera de la primera y segunda regiones del país y debido a las características geográficas del lugar, es un sistema eléctrico mayoritariamente térmico, con unidades de generación de vapor – carbón y ciclos combinados que están completamente sobredimensionados para los consumos que abastecen.

Los tres principales segmentos tienen características que hacen del SING un sistema muy particular, particularmente en generación y transmisión. En el caso del segmento generación, se identifica un sistema casi puramente térmico (99,7%) contra un pequeñísimo bloque de generación hidráulica (0,3%). Dentro del alto porcentaje de generación térmica, se encuentran las unidades de ciclo combinado de potencias correspondientes a 650 MW, 400 MW, 380 MW, y 250 MW.

Por otro lado, existe un nivel de potencia máximo de despacho que ha sido fijado por el Centro Económico de Despacho de Carga del SING y que corresponde a 250 MW, por tanto la unidad con mayor potencia en el despacho no puede superar los 250 MW, haciendo que la relación entre la unidad más grande versus la demanda alcance un valor de 15,6%.

En el segmento transmisión se identifica lo siguiente; debido a las características topográficas, la generación ubicada en la costa alimenta los centros de consumo hacia la cordillera generalmente en forma radial. Por este motivo, las fallas en este segmento provocan grandes desequilibrios en el sistema y son los clientes consumidores los propietarios de este segmento en un 40%.

Todas las instalaciones del SING están sujetas a la coordinación del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC – SING), el cual está constituido por un Directorio, la Dirección de Operación (DO) y la Dirección de Peajes (DP). El Directorio lo conforman los representantes de cada una de las empresas integrantes

del SING, y tienen la facultad de designar al Director de Operación y al Director de Peajes.

En conformidad con la actual legislación eléctrica, la DO es quien efectúa la planificación de corto, mediano y largo plazo de la operación, y para llevar a cabo esta labor, la DO realiza un predespacho del sistema privilegiando las unidades de menor costo variable de producción, es decir, elabora una tabla de costo de variable que contempla todas las unidades del sistema con sus costos de producción referidos al centro de carga del sistema o nudo libre, en este caso CRUCERO 220 kV (Figura 3) y posteriormente las despacha por lista de mérito.

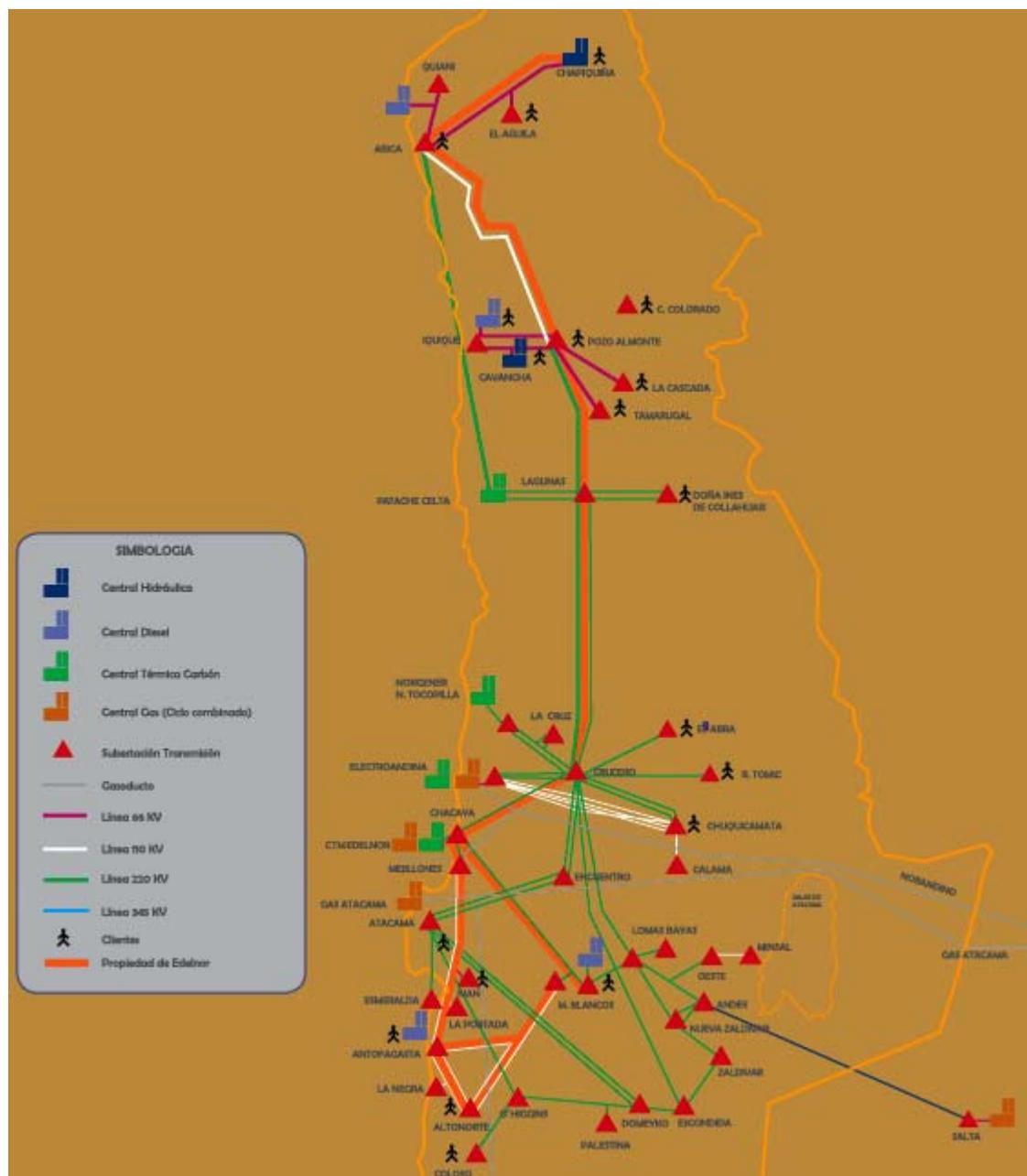


Figura 2: Diagrama SING

Esta programación del sistema se realiza en forma semanal y considera entre otras cosas, la previsión de demanda horaria del sistema, las limitaciones técnicas de

unidades informadas por las empresas, los mantenimientos de unidades generadoras y líneas del sistema de transmisión, los tiempos de puesta en servicio y tiempos mínimos de permanencia en servicio y el nivel de reserva en giro necesaria para regulación de frecuencia.

Actualmente el SING tiene la capacidad de realizar regulación primaria (RPF) y secundaria de frecuencia (RSF). Puntualmente la regulación primaria de frecuencia se hace a través de los aportes instantáneos de las unidades gracias a sus características técnicas de estatismo y bandas muertas de sus sistemas de control de velocidad. Esta RPF hace posible el enfrentar las variaciones y desbalances de frecuencia que se producen en el sistema producto de perturbaciones de ocurrencia normal y diaria en la operación. Ahora bien, en condiciones de contingencias es esta misma RPF más el aporte de los relés de baja frecuencia, la que mantiene los niveles de frecuencia dentro de los márgenes permitidos. En la actualidad el SING funciona con una reserva para RPF, de aproximadamente, un 8,5% de la demanda. [2 – Informe DO RPF]

La regulación vigente define niveles y rangos de frecuencias como características requeridas de la calidad de suministro. Tal es el caso del artículo N° 242 del DS 327:

“La frecuencia nominal del voltaje, en sistemas eléctricos en que exista servicio público de distribución, será de 50 ciclos por segundo, en adelante Hz.

En condiciones normales de operación, el valor promedio de la frecuencia fundamental, medida en intervalos de tiempo de 10 segundos durante todo el período de siete días corridos, deberá encontrarse en el rango siguiente:

...

b) Sistemas con capacidad instalada en generación superior a 100 MW, en los cuales el aporte de energía de centrales hidroeléctricas durante dicha semana no supere el 60% del consumo total:

- sobre 49,8 Hz y bajo 50,2 Hz durante al menos el 97% del período;
- entre 49,3 Hz y 49,8 Hz durante a lo más un 1,5% del período;
- entre 50,2 Hz y 50,7 Hz durante a lo más un 1,5% del período.

...”

Posteriormente, en mayo de 2005 se dictó un nuevo marco normativo para el sector eléctrico, la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Suministro (NT de SyCS), la cual incluye un capítulo completo dedicado a los estudios de sistema que se deben realizar para la operación eléctrica de los sistemas interconectados. Uno de esos estudios corresponde al Título 6-8 “Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas”, que contiene las líneas generales de cómo debe realizarse la determinación de la reserva óptima para control primario de frecuencia.

En este nuevo marco normativo se incluyen además definiciones, en el artículo 1-7, como las siguientes:

“16) Control de Frecuencia: Conjunto de acciones destinadas a mantener la frecuencia de operación dentro de una banda predeterminada en torno a la

frecuencia de referencia, corrigiendo los desequilibrios instantáneos entre la potencia generada y la potencia demandada en el SI.”

“22) 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.”

“52) Reserva Primaria: Reserva destinada a corregir las desviaciones instantáneas de la generación respecto de la demanda real del SI.”

“54) Reserva en Giro: Margen de potencia disponible entre la potencia de despacho y la potencia máxima disponible de todas las unidades en operación.”

A raíz de la publicación de la NT de SyCS y de la inminente puesta en marcha de los Servicios Complementarios (SSCC), los CDEC han sido instruidos para entregar a la Comisión Nacional de Energía (CNE) documentos específicos sobre las prestaciones de SSCC que sean identificados por los directorios de cada CDEC.

Estas prestaciones identificadas al servicio complementario de Control de Frecuencia asociadas al SING, se detallan a continuación [1]:

- a) Regulación primaria de frecuencia en operación normal: Esta prestación corresponde a la disponibilidad y/o utilización de reserva de potencia de una unidad o componente generadora para enfrentar las variaciones intempestivas de la demanda, positivas o negativas, respecto del valor programado para el despacho, en estado normal sin contingencia, y tiene como objetivo principal disminuir el error de frecuencia del sistema con respecto al valor nominal.

- b) Regulación secundaria de frecuencia en operación normal: Esta prestación corresponde a la disponibilidad y/o utilización de reserva de potencia de una unidad o componente generadora para contribuir a anular el error remanente de frecuencia, debido a variaciones positivas o negativas de la demanda, restableciendo la reserva para regulación primaria de frecuencia en las unidades que realizan esta tarea, durante un estado normal de operación sin contingencia.
- c) Reserva primaria: Esta prestación corresponde a la disponibilidad y/o utilización de reserva de potencia de una unidad o componente generadora para contribuir a evitar la caída de frecuencia y por ende reducir el riesgo de pérdida de suministro total producto de una subfrecuencia de las unidades generadoras. Por otra parte, frente a la desconexión o reducción intempestiva de un bloque significativo de demanda, la reserva primaria corresponde a la disminución de potencia que permite evitar que ocurra una sobrefrecuencia que provoque la desconexión por actuación de las protecciones de unidades generadoras.
- d) Regulación secundaria en contingencias: Esta prestación corresponde a la disponibilidad y/o utilización de reserva de potencia de una unidad o componente generadora para anular el error remanente de frecuencia, producto de una contingencia de sobre o subfrecuencia, permitiendo restablecer la reserva primaria de las unidades generadoras. Esta regulación secundaria en contingencias permite que las unidades generen por sobre o bajo su potencia de despacho y entra en operación una vez que la reserva primaria ha operado en forma completa.

De acuerdo a estos documentos elaborados por la DO del CDEC-SING y enviados a la CNE, más lo estipulado en la NT de SyCS, se desprende que, para poder realizar control primario de frecuencia (CPF) las unidades deberán estar habilitadas por la DO y disponibles para realizar la prestación.

Específicamente en el capítulo 3, artículo 3-14 de la NT de SyCS se estipula que, “el control de velocidad de cada unidad generadora que participe del CPF deberá cumplir con las siguientes exigencias mínimas:

- a) Estatismo permanente con valores entre 4% y 10%, ajustable durante la operación de la unidad con carga, con excepción de las unidades impulsadas por turbinas de vapor, las cuales podrán requerir detener la máquina primaria para modificar el valor del estatismo.
- b) Banda muerta inferior a 0,1% del valor nominal de frecuencia, es decir, ± 25 [mHz].
- c) Tiempo máximo de establecimiento igual a 30 segundos para unidades generadoras termoeléctricas y 120 segundos para unidades generadoras hidroeléctricas.
- d) Las oscilaciones deberán ser amortiguadas en todos los regímenes de operación.”

Por lo tanto, de acuerdo a la legislación vigente y a la actual operación del SING, se trabajará en esta investigación sobre los conceptos definidos principalmente por la NT de SyCS y los manuales de SSCC enviados a la CNE por parte del Directorio del

CDEC – SING, desarrollando un algoritmo para determinar y aplicar el estudio “Control de Frecuencia y Determinación de Reservas” al SING.

III DESCRIPCIÓN DEL ALGORITMO

III.1 Introducción – Regulación Primaria de Frecuencia

Se pretende desarrollar un algoritmo que permita determinar el cálculo de reserva óptima para control primario de frecuencia en sistemas eléctricos de potencia. Este algoritmo utiliza distintas variables técnicas y económicas de las unidades del sistema, además de utilizar variables de incertidumbre propias de un sistema eléctrico interconectado tales como costo de falla, contingencias simples, esquema de desconexión automática de carga, topología del sistema eléctrico, reserva primaria térmica e hidráulica y variación %/% de la frecuencia con la demanda. Paralelamente usa un modelo de sistema multinodal con análisis de simulaciones dinámicas de contingencias simples.

El algoritmo como metodología de cálculo, corresponde a la determinación de un porcentaje óptimo de reserva para regulación primaria de frecuencia en un sistema eléctrico, de manera tal que optimice el costo de enfrentar desbalances de distinta magnitud en la generación, en conjunto con el costo de la energía no suministrada (ENS) asociada a no contar con la reserva suficiente para enfrentar dichos desbalances. Este algoritmo se puede esquematizar en un diagrama de flujo específico como se muestra a continuación:

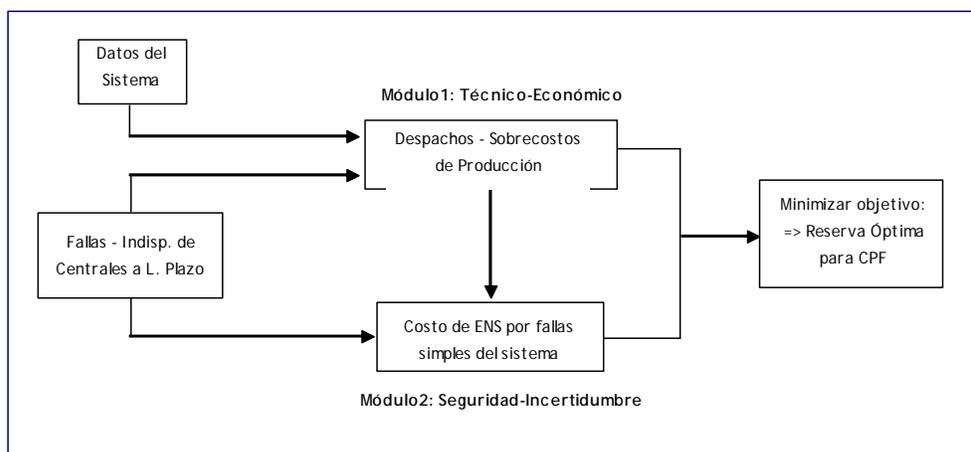


Figura 3: Diagrama de flujo general algoritmo

La construcción gráfica del algoritmo, corresponde a dos curvas opuestas en crecimiento y parametrizadas en función del porcentaje de reserva, que identifican sobrecostos de producción y costos de energía no suministrada.

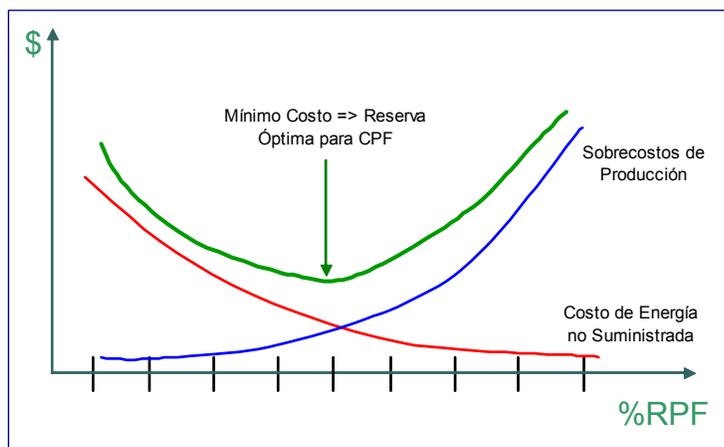


Figura 4: Intersección de curvas aplicando algoritmo

En una forma más general y numérica, lo que se busca es lo siguiente:

Minimizar {[Sobrecostos de Operación] + [Costos de Energía no suministrada]}

En otras palabras, el algoritmo busca minimizar una función objetivo que corresponde a la integración de funciones o curvas, que representan distintos costos involucrados en la operación real de un sistema eléctrico.

$$\text{Min} \sum_{i=0\%}^{14\%} \left[\sum_{j=1}^N P_{(j,i)}^{DESP} \cdot CV_{(j,i)} \right] + \sum_{i=0\%}^{14\%} \left[\left[\sum_j P_{f(j)} \cdot ENS_{(j,i)} \right] CENS \right] + \sum_{i=0\%}^{14\%} \left[\left[\sum_k P_{f(k)} \cdot ENS_{(k,i)} \right] CENS \right]$$

s.a.

$$P_j^{DESP} \leq P_j^{MAX} - P_{(j,i)}^{CPF}$$

$$P_j^{DESP} \leq P_j^{MAX}$$

$$P_j^{CPF} \geq 1,5\% \cdot P_j^{MAX}$$

$$P_j^{CPF} \leq P_j^{CPF-MAX}$$

$$P_{(j,i)}^{DESP}, P_j^{MAX} > 0$$

$$P_{(j,i)}^{CPF}, ENS_{(j,i)} \geq 0$$

Donde los costos involucrados, son los siguientes:

- Sobrecosto de Producción en función del incremento de reserva para regulación primaria de frecuencia. (RPF)
- Costo de la Energía No Suministrada por la salida intempestiva de grupos generadores o fallas simples de líneas.

Y donde las variables consideradas en la modelación corresponden a lo siguiente:

P_j^{DESP} : Potencia de despacho de la unidad j.

$CV_{(j,i)}$: Costo variable de la unidad j con porcentaje de reserva i.

$p_{f(j)}$: Probabilidad de ocurrencia de la unidad o línea j con porcentaje de reserva i.

$ENS_{(j,i)}$: Energía no Suministrada producto de la caída de la unidad j con porcentaje de reserva i.

$CENS$: Costo de Energía no Suministrada, según Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Suministro [3 US\$/kWh]

P_j^{MAX} : Potencia máxima de la unidad j.

$P_{(j,i)}^{CPF}$: Reserva para control primario de frecuencia de monto i, en unidad j.

III.2 Teoría Económica sobre Confiabilidad aplicada a Mercados y Sistemas Eléctricos.

Dentro de las funciones de un sistema eléctrico podemos identificar varias, entre ellas, la principal es entregar la potencia y la energía requerida por el sistema o el usuario final. El concepto que engloba esta función del sistema eléctrico es denominado “confiabilidad”. Se entenderá por confiabilidad a la “cualidad de un sistema eléctrico determinada conjuntamente por la suficiencia, la seguridad y la calidad de servicio” [1]. La suficiencia por su parte, corresponde a un atributo del sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer su demanda. Además, se entiende por instalaciones adecuadas, al aporte de la capacidad instalada en las unidades de generación y en el sistema de transmisión que conforman el sistema interconectado eléctrico. Por seguridad o seguridad de servicio, se entiende la capacidad de respuesta de un sistema eléctrico, o parte de él, para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumos, a través de respaldos y de servicios complementarios. La calidad de servicio, al igual que la seguridad, es un atributo del sistema eléctrico determinado conjuntamente por la calidad del producto, calidad de suministro y la calidad de servicio comercial, entregado a sus distintos usuarios y clientes. [1]

Ahora bien, la calidad de producto es la componente de la calidad de servicio que permite calificar el producto entregado por los distintos agentes del sistema eléctrico y que se caracteriza, entre otros, por la frecuencia y la forma de onda de la tensión instantánea de suministro. Por otro lado, la calidad de suministro es la componente de la calidad de servicio que permite calificar el suministro entregado por los distintos

agentes del sistema eléctrico y que caracteriza, entre otros, por la frecuencia, la profundidad y la duración de las interrupciones de suministro. [1]

Por otro lado la norma técnica de seguridad y calidad de servicio está constantemente incentivando a que la solución de los estudios sea por medio de una minimización de funciones a través de la aplicación de la teoría de confiabilidad. En este caso las funciones corresponden al sobre costo de producción y a la energía no suministrada en un SI.

Por lo tanto y de acuerdo a los preceptos anteriores, la norma considera muy importante brindar confiabilidad en los sistemas eléctricos, considerando los impactos que pudiese tener en los consumos de usuarios finales, ya sean consumos residenciales como demanda vegetativa o grandes empresas como demanda industrial.

No obstante lo anterior, la solución no es que el sistema eléctrico entregue una confiabilidad perfecta o excesiva, ya que esto significaría que el sistema estaría operando con una cantidad excesiva de reserva y por tanto un aumento innecesariamente grande en los costos de operación y producción del sistema, que se verían reflejados finalmente en los precios a los clientes finales. Por esto es, que el nivel óptimo de confiabilidad visto desde la perspectiva del cliente final, es aquel que minimiza el costo global de confiabilidad equivalente al costo incurrido por la generación, reflejado en los sobre costos de producción asociados a un aumento en el nivel de reserva de despacho, más el costo del consumidor debido a un determinado nivel de confiabilidad en el suministro, indicado según la valorización de la energía no suministrada. [3]

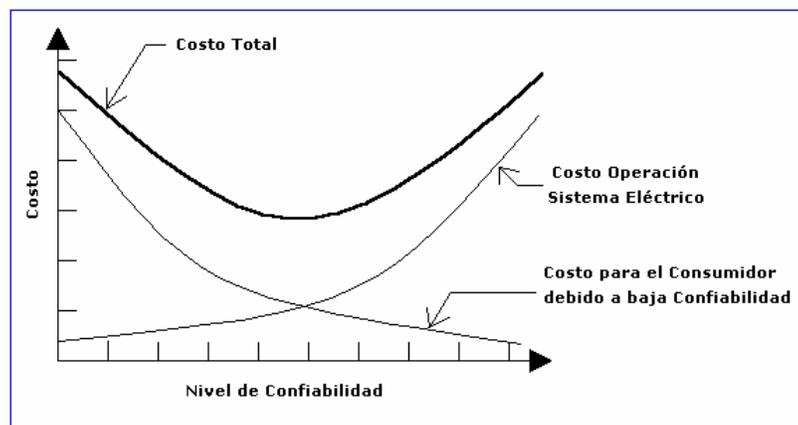


Figura 5: Curvas de Confiabilidad Costo - Beneficio

III.3 Teoría de Confiabilidad en la Determinación de Reserva Óptima para Control Primario de Frecuencia

De acuerdo a lo indicado, existe un nivel óptimo de confiabilidad en un sistema eléctrico, este nivel puede ser determinado aplicando la teoría de confiabilidad en la determinación de la reserva necesaria. Además, este nivel óptimo no puede ni debe ser excesivamente grande, ya que si así fuere, a medida que suben los niveles de reserva, el costo de operación del sistema se vería incrementado en forma progresiva, y este aumento lo vería el cliente final. Por otra parte, tampoco el nivel óptimo debe ser demasiado pequeño debido a que las interrupciones intempestivas del suministro eléctrico producto de no tener la reserva necesaria, afectan directamente al usuario final.

De acuerdo a este análisis, el costo global de confiabilidad debe ser determinado desde el punto de vista del usuario final, donde se debe minimizar el costo incurrido por la operación del sistema eléctrico para proveer una mayor confiabilidad y el costo incurrido por la energía no suministrada para los consumidores debidos a una

confiabilidad menor. [3] El análisis conceptual anterior se ilustra en el siguiente gráfico:

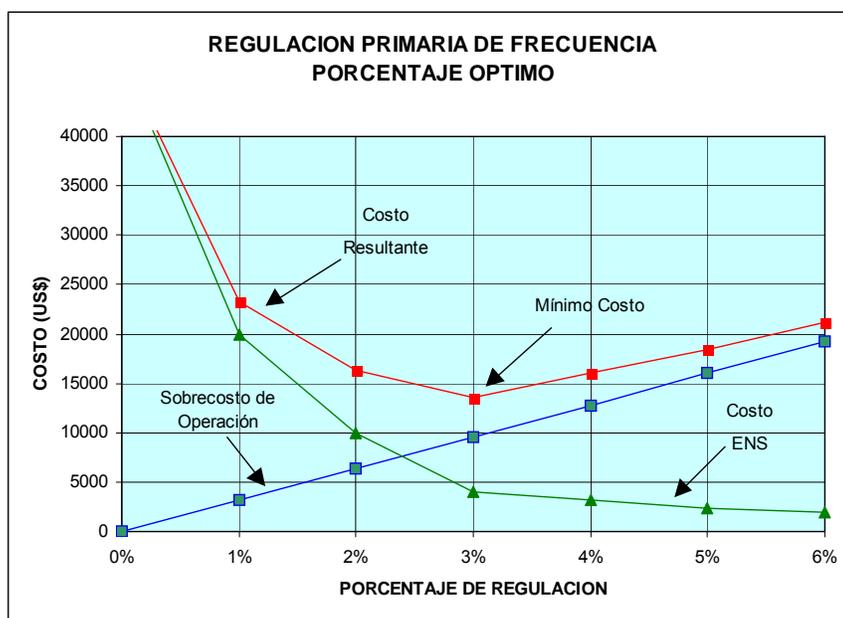


Figura 6: Confiabilidad en la determinación óptima de reserva

Del gráfico anterior se puede concluir que, la principal razón por la cual no se provee una confiabilidad perfecta a todo evento se debe a que el beneficio entregado al sistema no justificaría su costo de operación. En la teoría tampoco existe la confiabilidad perfecta, ya que siempre existe algún evento como por ejemplo, la salida intempestiva de una unidad generadora o una línea de transmisión, que puede provocar interrupción en el suministro con probabilidad mayor a cero. [3]

Por lo tanto en un sistema eléctrico, el nivel de confiabilidad respecto a la reserva para control primario de frecuencia entregado por las unidades de generación, dependerá de la estructura de aportes de las reservas de las máquinas y de lo comprometido por parte de los consumos a través del esquema de desconexión automática de carga.

A continuación se analizará la forma en que estas variables, tanto la reserva para control primario de frecuencia como la desconexión automática de carga, pueden

encontrar un nivel de confiabilidad tal, que permite determinar el monto de reserva óptimo para control primario de frecuencia en el sistema eléctrico.

Entre las metodologías de análisis económico existe lo que se llama la optimización Costo – Riesgo y la de Costo – Beneficio. Para propósitos de este trabajo se utilizará la segunda denominación. El análisis u optimización “Costo – Beneficio” resulta particularmente útil para tomar decisiones en distintos escenarios donde se presentan intereses en conflicto, en este caso, el escenario “Costos de Operación – Energía no Suministrada”, en el cual se requiere que el sistema opere a mínimo costo, pero con un nivel de reserva suficiente para minimizar la energía no suministrada, es decir, entregar una confiabilidad “buena” en función de la reserva óptima del sistema eléctrico respectivo.

El modelo “Costo-Beneficio” es el indicado para resolver el conflicto previamente mencionado, dado que permite determinar el nivel óptimo de riesgo y la cantidad adecuada de reserva para control primario de frecuencia, obteniendo la operación del sistema a mínimo costo y el menor impacto de las contingencias en cuanto a la energía no suministrada. [4]

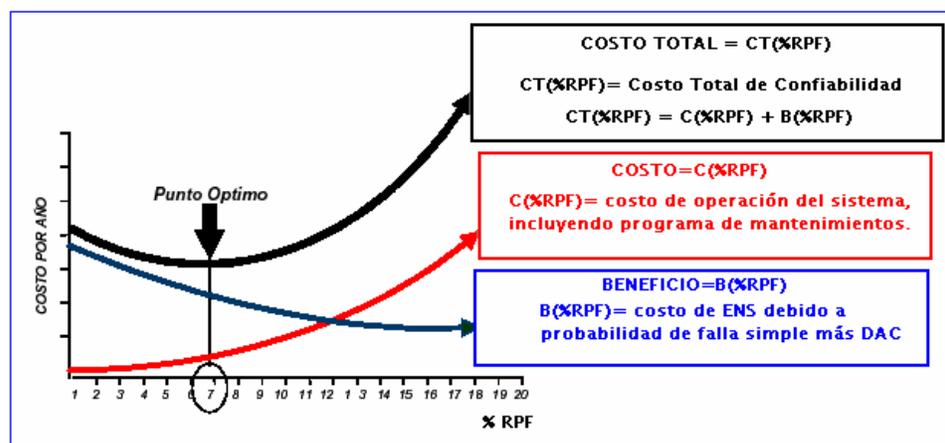


Figura 7: Optimización Costo - Beneficio

La figura anterior muestra gráficamente el modelo mencionado, identificando cada una de las curvas construidas en función de la reserva.

- Curva de nivel de beneficio (riesgo de consecuencia de la falla) o valorización de la energía no suministrada (costo de ENS debido a probabilidad de falla simple más DAC), asociada a distintos niveles de reserva para CPF.
- Curva de los costos de operación, la cual se obtiene simulando la operación del sistema eléctrico incluyendo el programa de mantenimiento anual de las unidades, y que genera los distintos puntos de operación para los distintos niveles de reserva.
- Curva de costo de confiabilidad total, que resulta de la suma punto a punto de ambas curvas anteriores, la curva de energía no suministrada y la curva de costos de operación. El mínimo de esta curva, entrega la reserva para la cual la suma de los costos son mínimos.

Este mínimo está ubicado sobre el valor que puede entenderse como la reserva óptima para la operación del sistema. Un desplazamiento hacia la derecha de este punto implicaría un nivel de reserva mayor y por tanto una operación más cara, y un desplazamiento hacia la izquierda del mismo implicaría generar mucho riesgo para el sistema con un nivel de reserva menor.

La complejidad al momento de la implementación de este modelo, se encuentra en la construcción de la curva de costo de ENS, ya que la misma requiere estimar las probabilidades de falla simples de las unidades generadoras y líneas de transmisión, y además conjuntamente, las consecuencias en cuanto a la energía desprendida por parte de los consumos, o sea el esquema de desconexión automática de carga implementado en los clientes finales.

III.4 Riesgo de falla - Estimación de la Probabilidad de Fallas

Para la estimación de la probabilidad de fallas, se pueden formular dos métodos que dependen del tipo de datos disponibles:

- Estimación Basada en Datos de Condición, altamente recomendable para situaciones estáticas que presentan patrones de “baja frecuencia de fallas” y por ende no se tiene un historial de fallas que permita algún análisis estadístico.
- Estimación Basada en el Historial de Fallas: recomendable para situaciones o sistemas dinámicos, los cuales por su alta frecuencia de fallas, normalmente permiten el almacenamiento de un historial de fallas que hace posible el análisis estadístico.” [4]

La probabilidad de ocurrencia de fallas o contingencias es necesaria para calcular la ENS producida las desconexiones automáticas de carga, a raíz de la subfrecuencia en el sistema ocasionada por dicha contingencia.

Como el SING es un sistema constituido por elementos dinámicos, la estimación de las probabilidades de fallas se hará con la metodología del historial de fallas.

A mayor abundamiento, la NT de SyCS en el segundo párrafo del artículo 6-47 cita: “Para cumplir con lo anterior, el estudio deberá representar las salidas intempestivas de unidades generadoras y las variaciones intempestivas de demanda con los datos obtenidos de los registros existentes en la DP, en tanto estos sean representativos de las perturbaciones a simular.”

III.5 Diagrama de Bloques

Una vez que se ha formulado el algoritmo en forma teórica y general, se busca poder implementarlo de manera gráfica para poder entender las interrelaciones que hay entre cada una de las etapas del modelo. Para eso, en esta parte del trabajo se presenta un diagrama de bloques que muestre en forma general y en detalle las variables de entrada y salida, conjuntamente con los bloques de operación y procesos en forma macro del algoritmo en su totalidad.

III.5.1 Diagrama General

El diagrama de bloques general del proceso completo, consta de tres bloques de variables de entrada y dos de variables de salida; también considera 2 módulos que toman las variables de entrada y generan las de salida. Estos módulos son un módulo técnico – económico y otro de seguridad y de incertidumbre.

Tal como se muestra en el siguiente diagrama general, ambos módulos se interrelacionan entre sí para que el algoritmo pueda determinar las curvas de costos necesarias para calcular el mínimo global.

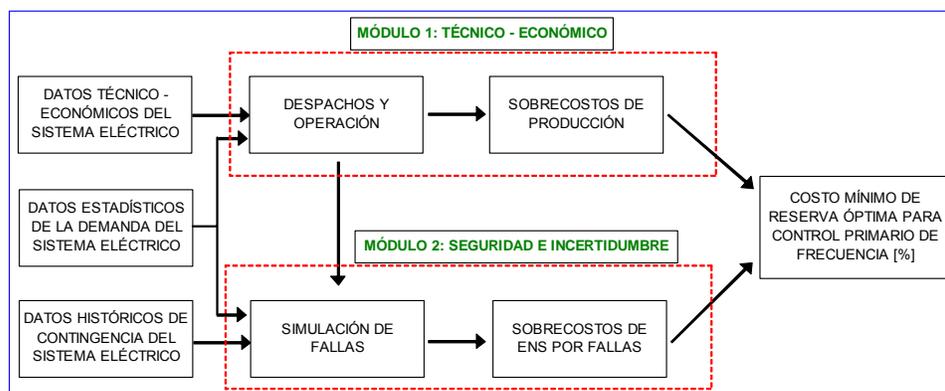


Figura 8: Diagrama de bloques general del algoritmo

III.5.2 Módulo 1: Técnico Económico

Haciendo un análisis detallado del módulo técnico – económico, se muestran a continuación los bloques principales que lo componen. (Figura 9) De entrada el módulo recibe los datos técnico – económicos del sistema y los datos estadísticos de la demanda esperada para un período anual del sistema. Con esta información el algoritmo construye un despacho base utilizando un sistema uninodal para un nivel de reserva aplicado a las unidades de 0%, generando de esta manera un costo de operación sistémico que es el más económico dentro de todos los posibles despachos considerando el parque de unidades entregado como variables de entrada.

Posteriormente el algoritmo continúa realizando nuevos despachos para distintos niveles de reserva y para cada programa de operación compara su costo de operación con el costo de operación con cero % de reserva para CPF. De esta manera a través del bloque “sobrecostos de producción” señalado en el diagrama del módulo 1, el algoritmo construye la curva sobrecostos de operación.

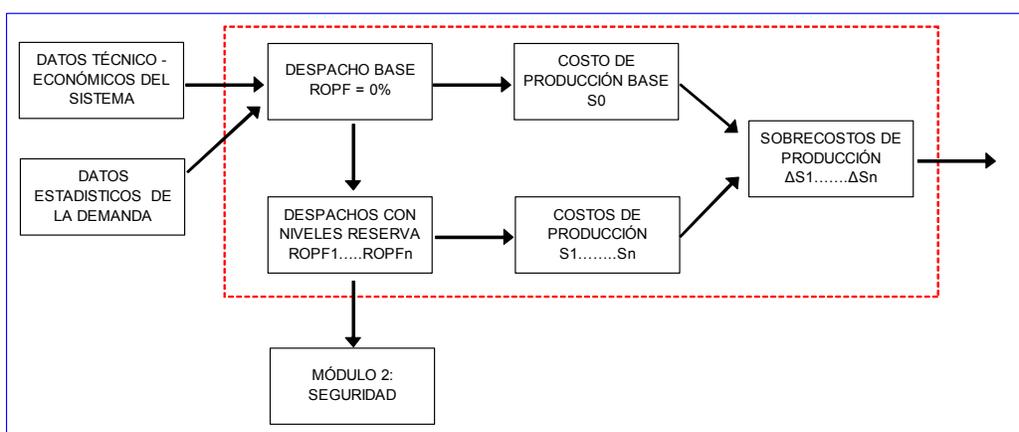


Figura 9: Diagrama de bloques módulo técnico - económico

III.5.3 Módulo 2: Seguridad e Incertidumbre

En este módulo se realiza un análisis de seguridad e incertidumbre, por lo que es necesario analizar las probabilidades de ocurrencia de fallas estadísticas del sistema en análisis y realizar simulaciones dinámicas para comprobar la respuesta del sistema frente a una posible perturbación. Tal como lo muestra el diagrama de bloques en la Figura 10, el módulo 2 de seguridad e incertidumbre recibe como entrada los datos históricos de contingencias del sistema eléctrico analizado, los datos estadísticos de la demanda y además utiliza una salida intermedia del módulo 1, la cual corresponde a los despachos con sus distintos niveles de reserva.

Considerando estos bloques de variables de entrada, el módulo 2 utiliza un programa de simulación dinámico para emular las fallas identificadas anteriormente y tal como lo indica el diagrama de bloques en la figura 10, por medio de las simulaciones dinámicas se obtienen los distintos montos de energía no suministrada para cada uno de los despachos de entrada. Posteriormente se valorizan de acuerdo a lo estipulado según la NT de SyCS, construyéndose de esta manera la curva de Costos de Energía no Suministrada.

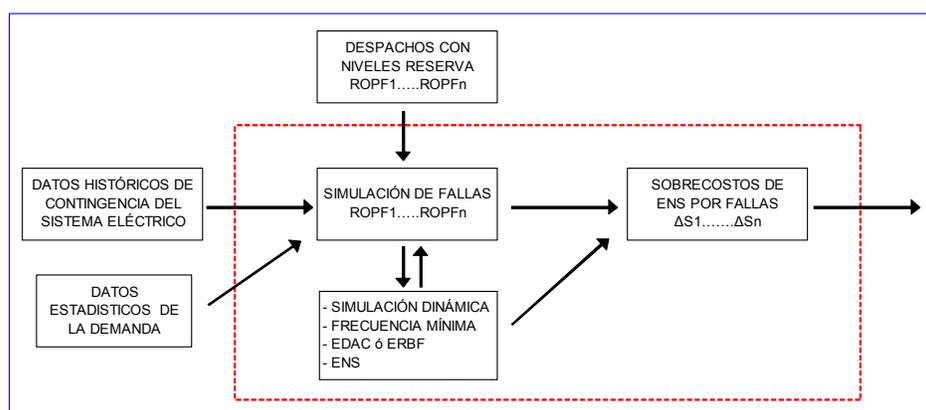


Figura 10: Diagrama de Bloques Módulo Seguridad e Incertidumbre

III.6 Módulo Técnico – Económico – Sobrecostos de Producción

Para obtener la función o curva de sobrecostos de producción, es necesario estimar despachos esperados que permitan simular la operación del sistema en forma “aterrizada” para reflejar lo que en realidad sucede en el sistema. Estos despachos de la operación se realizan en forma mensual, con valores incrementales en porcentajes de la reserva de potencia destinada al control primario de frecuencia para cada uno de los grupos generadores que conforman el sistema interconectado eléctrico.

El sobrecosto producido a raíz del aumento de costo de producción, para cada uno de los despachos simulados con distintos porcentajes de reserva, genera la función de sobrecostos de producción.

Para la simulación de la operación de un sistema eléctrico es necesario tener en consideración los parámetros del sistema. Es por esto, que este módulo técnico – económico tiene como entrada dos bloques ya señalados en el diagrama de bloques anterior (figura 9), que contienen los datos de entrada del algoritmo global, y que corresponden a los datos técnico – económicos del sistema y a estadísticas de la demanda.

El primer bloque, como lo muestra el diagrama de bloques de la figura 9, contiene los parámetros técnico – económicos del sistema, entre los cuales se incluyen:

- Unidades
- Potencia Máxima
- Mínimos Técnicos
- Factores de Penalización
- Rangos de Operación de las unidades
- Costos Variables no combustibles
- Costos Variables combustibles

El segundo bloque de acuerdo al mismo diagrama de bloque anterior de la Figura 9, contiene a su vez los datos estadísticos de la demanda, los cuales son utilizados para elaborar las curvas de carga para cada mes, que deben ser satisfechas con la programación del despacho de las unidades según criterio de seguridad y económico, y según niveles de reserva asignados para control primario de frecuencia.

III.7 Módulo de Seguridad e Incertidumbre – Costo de la Energía no Suministrada por contingencias

Para obtener la función de costos producto de la energía no suministrada por contingencias en el sistema, se suponen pérdidas de potencia originadas por fallas intempestivas de generadores o fallas simples en líneas, sobre la base de cada uno de los despachos realizados anteriormente para los distintos porcentajes de reserva para control primario de frecuencia.

Con estas pérdidas de inyección de potencia, ya sea en generación o transmisión, la respectiva respuesta del sistema, la tasa de falla y probabilidad de ocurrencia de las mismas, y la actuación de los distintos escalones de corte por relés de baja frecuencia, se calcula la Energía No Suministrada al sistema.

Al valorizar la ENS a un costo determinado de \$/MWh, estipulado según la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Suministro emitida por la Comisión Nacional de Energía, obtenemos el costo total esperado de ENS producto de la tasa y probabilidad de ocurrencia de cada una de las fallas analizadas.

Por otra parte, este módulo tiene como entrada dos bloques de operación, y genera en su salida el costo esperado producto de la energía no suministrada para cada uno de los niveles de reserva de potencia para regulación primaria.

Los dos primeros bloques de entrada como se muestran en la Figura 10, contienen datos estadísticos del sistema eléctrico referidos a las contingencias producidas, entre los que se incluyen:

- Contingencias simples en generación y transmisión
- Probabilidades de fallas (histograma)
- Pérdidas de consumo
- Pérdidas de generación

- Duración de la falla
- Costo de falla de corta duración
- Datos estadísticos de demanda

El segundo bloque de entrada indicado en la figura 10, corresponde a datos intermedios que genera el módulo 1: técnico – económico. Específicamente corresponde al bloque del módulo 1 que genera los distintos escenarios y sus despachos para cada uno de los niveles de reserva asignados para control primario de frecuencia. De esta manera, el módulo 2 de seguridad e incertidumbre, simula en forma probabilística la ocurrencia de las contingencias sobre cada uno de los despachos anteriormente determinados, realizando una evaluación económica de la contingencia, para de esta forma calcular la energía no suministrada en cada escenario o lo que es lo mismo para cada uno de los niveles de reserva asignados al control primario de frecuencia.

IV DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN

IV.1 Módulo Sobrecostos de Producción

IV.1.1 Diagrama de Flujo

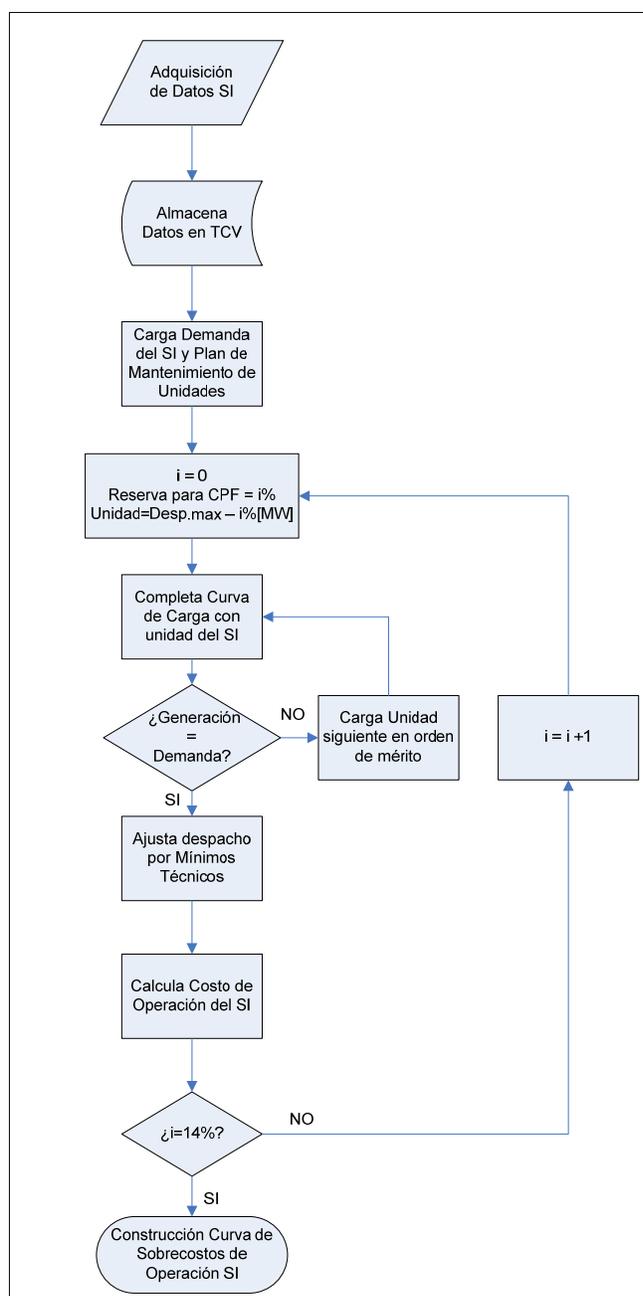


Figura 11: Diagrama de Flujo Módulo Técnico Económico

En el diagrama de flujo de la figura 11 se explica el funcionamiento del algoritmo que itera en el módulo 1 técnico – económico. El bloque de entrada corresponde a la adquisición de datos del sistema interconectado en análisis, luego estos datos se almacenan en una tabla de costo variable (rangos de potencia y costos variables de operación).

Una vez que tiene los parámetros del sistema, el algoritmo requiere conocer la previsión de la demanda y el plan de mantenimiento de las unidades generadoras del sistema.

Cuando ya ha completado la adquisición de datos, comienza la iteración con un nivel inicial de reserva para control primario de frecuencia de 0% que se asigna a todas las unidades que participan del despacho (Potencia máxima – i% de reserva). De esta forma el algoritmo va completando la curva de carga según despacho económico, cuando la generación es igual que la demanda, procede a ajustar el despacho determinado respetando los mínimos técnicos de todas las unidades.

Luego de haber completado las doce curvas de carga para cada uno de los meses, se calcula el costo de operación para ese i% de reserva. Este ciclo se realiza para catorce niveles de reserva y posteriormente con estos catorce valores se construye la curva de sobrecostos de operación del sistema interconectado.

IV.1.2 Ingreso de Datos Técnico – Económicos del Sistema Eléctrico

A través de una interfaz creada con Visual Basic, se ingresan los datos necesarios de un sistema eléctrico para poder realizar una evaluación económica global del sistema interconectado. Para cada unidad perteneciente al sistema, se ingresan todos sus datos de operación, los que van formando una base de datos de todas las máquinas que están presentes en el sistema y pueden ser llamadas al despacho.

Los datos que se ingresan por cada máquina corresponden a características de identificación y operación. De esta manera se recopilan nombre de unidad, potencia mínima y potencia máxima de operación, factor de penalización en barra de generación y todos sus rangos de operación de potencia y para cada rango el costo variable de producción respectivo.

| Rangos Operacion Unidad | | |
|-------------------------|-------|-------------|
| P.Min | P.Max | C.Op \$/kWh |
| 220.1 | 250 | 9.33 |
| 210.1 | 220 | 9.6 |
| 200.1 | 210 | 9.74 |
| 180.1 | 200 | 9.95 |
| 160 | 180 | 10.07 |
| 130 | 159.9 | 10.83 |

| Datos Unidad | |
|--------------|---------|
| Nombre | Unidad1 |
| Pot. Max | 250 |
| Libre1 | |
| Pot. Min | 150 |
| Libre2 | |
| F.pen | 0.9296 |

Figura 12: Interfaz Basic de ingreso de Datos

De esta manera se almacenan en una planilla, los datos técnicos de cada una de las unidades que llevarán a cabo la operación en el sistema interconectado.

| N° | Unidad | Mínimo [MW] | Máximo [MW] | \$/kWh | Factor penalización | \$/kWh Barra Libre |
|----|-------------------|-------------|-------------|--------|---------------------|--------------------|
| 1 | Ciclo Combinado 1 | 325,1 | 382,9 | 6,44 | 1,00445 | 6,4079 |
| 2 | Ciclo Combinado 1 | 287,1 | 325 | 6,52 | 1,00445 | 6,4933 |
| 3 | Ciclo Combinado 1 | 160,1 | 188 | 6,55 | 1,00445 | 6,5226 |
| 4 | Ciclo Combinado 1 | 141,1 | 160 | 6,64 | 1,00445 | 6,6145 |
| 5 | Ciclo Combinado 1 | 220 | 287 | 6,73 | 1,00445 | 6,7032 |
| 6 | Ciclo Combinado 1 | 110 | 141 | 6,82 | 1,00445 | 6,7917 |
| 7 | Ciclo Combinado 2 | 325,1 | 375,7 | 6,44 | 1,00445 | 6,4138 |
| 8 | Ciclo Combinado 2 | 160,1 | 185,4 | 6,52 | 1,00445 | 6,4958 |
| 9 | Ciclo Combinado 2 | 287,1 | 325 | 6,55 | 1,00445 | 6,5181 |
| 10 | Ciclo Combinado 2 | 141,1 | 160 | 6,62 | 1,00445 | 6,5871 |
| 11 | Ciclo Combinado 2 | 220 | 287 | 6,73 | 1,00445 | 6,6985 |
| 12 | Ciclo Combinado 2 | 110 | 141 | 6,79 | 1,00445 | 6,7638 |
| 13 | Unidad Hidro 1 | 2 | 10 | 0 | 1,01000 | 0,0000 |
| 14 | Unidad Hidro 2 | 1 | 3 | 0 | 1,06000 | 0,0000 |
| 15 | Ciclo Combinado 3 | 350,1 | 400 | 6,39 | 0,96676 | 6,6133 |
| 16 | Ciclo Combinado 3 | 300,1 | 350 | 6,46 | 0,96676 | 6,6839 |
| 17 | Ciclo Combinado 3 | 270,1 | 300 | 6,53 | 0,96676 | 6,7510 |
| 18 | Ciclo Combinado 3 | 250,1 | 270 | 6,59 | 0,96676 | 6,8115 |
| 19 | Carbonera 1 | 84 | 103,9 | 11,38 | 1,01411 | 11,2256 |
| 20 | Carbonera 1 | 146 | 175 | 11,18 | 0,95019 | 11,7649 |
| 21 | Turbina Gas 1 | 32,5 | 37,5 | 11,50 | 0,95019 | 12,1080 |
| 22 | Carbonera 2 | 114 | 128,25 | 12,59 | 0,96676 | 13,0261 |
| 23 | Carbonera 2 | 88,8 | 113,9 | 12,78 | 0,96676 | 13,2158 |
| 24 | Carbonera 2 | 65 | 88,7 | 13,28 | 0,97215 | 13,6588 |
| 25 | Carbonera 3 | 114 | 130,25 | 12,82 | 0,96676 | 13,2624 |
| 26 | Carbonera 3 | 88,8 | 113,9 | 13,01 | 0,96676 | 13,4551 |
| 27 | ... | ... | ... | ... | ... | ... |
| 28 | ... | ... | ... | ... | ... | ... |

Tabla 4: Tabla de Datos Técnicos Económicos

IV.1.3 Esquema y Modelo de Despacho

El modelo de simulación y predespacho corresponde a un modelo uninodal con factores de penalización que simula un año de operación del sistema eléctrico, con una resolución mensual y diaria. Para esto se diseñan 12 hojas emulando cada mes del año, y dentro de cada mes se genera el espacio para llenar una curva de carga mensual con resolución de 30 días, por lo que cada unidad presenta 30 despachos distintos dentro de cada mes.

| DIA | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
|------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-----|-----|
| Costo M\$ | | | | | | | | | | | | | |
| Dda. SEP | 1478 | 1470 | 1477 | 1479 | 1474 | 1467 | 1470 | 1477 | 1492 | 1493 | 1523 | ... | ... |
| Gen. SEP | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... |
| Hidro 1 | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... |
| Hidro 2 | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... |
| Ciclo 1 | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... |
| Ciclo 2 | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... |
| Ciclo 3 | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... |
| Carbonera 1 | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... |
| Carbonera 2 | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... |
| Turbina Gas 1 | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... |
| Carbonera 3 | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... |
| Carbonera 4 | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... |
| Carbonera 5 | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... |
| ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... |
| ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... |

Tabla 5: Modelo de Despacho y Operación

En esta planilla mensual, se ingresan los 30 valores de demanda correspondientes para cada uno de los días y siguiendo cada una de las 12 planillas que equivalen a los 12 meses del año.

IV.1.4 Modelo y Forma de Despacho del Sistema

Una vez que se han estimado las curvas de demandas mensuales con una resolución de detalle diaria, el algoritmo toma la base de datos de las unidades del sistema eléctrico y las ordena en una lista de mérito en función de sus costos variables de producción llevados al nudo libre del sistema.

| N° | Unidad | Mínimo [MW] | Máximo [MW] | \$/kWh | Factor penalización | \$/kWh Barra Libre |
|----|-------------------|-------------|-------------|--------|---------------------|--------------------|
| 1 | Unidad Hidro 1 | 2 | 10 | 0 | 1.01000 | 0.0000 |
| 2 | Unidad Hidro 2 | 1 | 3 | 0 | 1.06000 | 0.0000 |
| 6 | Ciclo Combinado 2 | 160.1 | 185.4 | 6.52 | 1.00445 | 6.4958 |
| 7 | Ciclo Combinado 2 | 287.1 | 325 | 6.55 | 1.00445 | 6.5181 |
| 8 | Ciclo Combinado 1 | 160.1 | 188 | 6.55 | 1.00445 | 6.5226 |
| 9 | Ciclo Combinado 2 | 141.1 | 160 | 6.62 | 1.00445 | 6.5871 |
| 10 | Ciclo Combinado 3 | 350.1 | 400 | 6.39 | 0.96676 | 6.6133 |
| 11 | Ciclo Combinado 1 | 141.1 | 160 | 6.64 | 1.00445 | 6.6145 |
| 12 | Ciclo Combinado 3 | 300.1 | 350 | 6.46 | 0.96676 | 6.6839 |
| 13 | Ciclo Combinado 2 | 220 | 287 | 6.73 | 1.00445 | 6.6985 |
| 14 | Ciclo Combinado 1 | 220 | 287 | 6.73 | 1.00445 | 6.7032 |
| 15 | Ciclo Combinado 3 | 270.1 | 300 | 6.53 | 0.96676 | 6.7510 |
| 16 | Ciclo Combinado 2 | 110 | 141 | 6.79 | 1.00445 | 6.7638 |
| 17 | Ciclo Combinado 1 | 110 | 141 | 6.82 | 1.00445 | 6.7917 |
| 18 | Ciclo Combinado 3 | 250.1 | 270 | 6.59 | 0.96676 | 6.8115 |
| 19 | Carbonera 1 | 84 | 103.9 | 11.38 | 1.01411 | 11.2256 |
| 20 | Carbonera 1 | 146 | 175 | 11.18 | 0.95019 | 11.7649 |
| 21 | Turbina Gas 1 | 32.5 | 37.5 | 11.50 | 0.95019 | 12.1080 |
| 22 | Carbonera 2 | 114 | 128.25 | 12.59 | 0.96676 | 13.0261 |
| 23 | Carbonera 2 | 88.8 | 113.9 | 12.78 | 0.96676 | 13.2158 |
| 24 | Carbonera 3 | 114 | 130.25 | 12.82 | 0.96676 | 13.2624 |
| 25 | Carbonera 3 | 88.8 | 113.9 | 13.01 | 0.96676 | 13.4551 |
| 26 | Carbonera 2 | 65 | 88.7 | 13.28 | 0.97215 | 13.6588 |
| 27 | ... | ... | ... | ... | ... | ... |
| 28 | ... | ... | ... | ... | ... | ... |

Tabla 6: Rangos y Costos de Producción de unidades según lista de mérito

Para eso el programa utiliza los factores de penalización ingresados inicialmente en la etapa de adquisición de datos; estos factores son calculados previamente con un software de simulación en base a las unidades disponibles para el despacho y necesarias para satisfacer la curva de demanda.

Como este algoritmo trabaja en esta etapa con un modelo uninodal, es importante poder elaborar la lista de mérito, para la realización del predespacho, con los costos de producción de las unidades en la barra de referencia del sistema (“barra slack”).

De esta manera, se utilizan los factores de penalización determinados con un software de simulación y flujos de potencia, denominado FLUP.

Este modelo y forma de realizar el predespacho son los que utiliza actualmente la Dirección de Operación del CDEC-SING para realizar la programación de la generación de las unidades existentes en el parque.

Una vez que las unidades están ordenadas en lista de mérito, para cada uno de sus rangos de operación, el programa comienza a iterar para completar la curva de carga en forma diaria con la potencia máxima de cada una unidad desde la más barata hasta la más cara.

| DIA | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
|------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-----|-----|
| Costo M\$ | | | | | | | | | | | | | |
| Dda. SEP | 1478 | 1470 | 1477 | 1479 | 1474 | 1467 | 1470 | 1477 | 1492 | 1493 | 1523 | ... | ... |
| Gen. SEP | 1363 | 1337 | 1334 | 1336 | 1328 | 1323 | 1332 | 1331 | 1330 | 1322 | 1329 | ... | ... |
| Hidro 1 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | ... | ... |
| Hidro 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | ... | ... |
| Ciclo 1 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | ... | ... |
| Ciclo 2 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | ... | ... |
| Ciclo 3 | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | ... | ... |
| Carbonera 1 | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | ... | ... |
| Carbonera 2 | 215 | 204 | 201 | 203 | 195 | 190 | 199 | 198 | 197 | 189 | 196 | ... | ... |
| Turbina Gas 1 | 110 | 95 | 95 | 95 | 95 | 95 | 95 | 95 | 95 | 95 | 95 | ... | ... |
| Carbonera 3 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | ... | ... |
| Carbonera 4 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | 75 | ... | ... |
| Carbonera 5 | 65 | 65 | 65 | 65 | 65 | 65 | 65 | 65 | 65 | 65 | 65 | ... | ... |
| ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... |
| ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... |

Tabla 7: Curva de Carga diaria para las unidades

Cuando se llega a la última unidad que completa la curva de carga en cada día, puede darse el caso que la potencia necesaria de despacho para completar la curva de carga no esté en un rango permitido para la unidad. Por ejemplo, puede ser necesario despacharla en 30 MW, pero ese valor es inferior a su mínimo técnico. Esta situación técnicamente no es posible, por lo que hay que volver a acomodar el despacho de manera de cumplir con la premisa de ajustarse a la curva de carga y además respetar las restricciones técnicas de cada una de las unidades que conforman el sistema eléctrico.

| DIA | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|---------------|------|------|------|------|------|------|------|------|-----|
| Dda. SEP | 1467 | 1474 | 1489 | 1490 | 1520 | 1542 | 1552 | 1553 | ... |
| Gen. SEP | -81 | -81 | -81 | -81 | -81 | 1542 | 1552 | 1553 | ... |
| Hidro 1 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | ... |
| Hidro 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | ... |
| Ciclo 1 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | ... |
| Ciclo 2 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | ... |
| Ciclo 3 | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | ... |
| Carbonera 1 | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | ... |
| Carbonera 2 | 238 | 238 | 238 | 238 | 238 | 238 | 238 | 238 | ... |
| Turbina Gas 1 | 166 | 166 | 166 | 166 | 166 | 166 | 166 | 166 | ... |
| Carbonera 3 | 122 | 122 | 122 | 122 | 122 | 122 | 122 | 122 | ... |
| Carbonera 4 | 124 | 124 | 124 | 124 | 124 | 124 | 124 | 124 | ... |
| Carbonera 5 | 9 | 16 | 31 | 32 | 62 | 81 | 81 | 81 | ... |
| Carbonera 6 | 81 | 81 | 81 | 81 | 81 | 3 | 13 | 14 | ... |
| Carbonera 7 | | | | | | | | | ... |

Tabla 8: Curva de carga diaria completa

De esta manera, el algoritmo en una primera instancia completa con los montos necesarios de las unidades para ajustarse a la curva de carga del sistema, sean o no factibles, y en una etapa inmediatamente posterior ajusta a valores técnicos factibles de manera que el despacho se modifica en cuanto a montos para cada una de las unidades que se encuentran presentes en el parque.

El algoritmo revisa en forma iterativa si el monto con el que queda despachada esa unidad es mayor a su mínimo técnico y obviamente menor que su potencia máxima. De lo contrario la fija a mínimo técnico y la diferencia de potencia que se agregó la descuenta de la unidad que le sigue en el despacho y que tiene el precio o costo de producción inmediatamente más barato que la recién despachada a mínimo técnico.

Si la siguiente unidad a la cual se le descontó el monto agregado a la última unidad, queda por debajo de su mínimo técnico, se vuelve a iterar el proceso hasta que se llegue a una unidad donde la diferencia descontada de su despacho siga estando en el rango de mínimo técnico y potencia máxima.

| DIA | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
|------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-----|
| Costo M\$ | | | | | | | | | | | |
| Dda. SING | 1490 | 1520 | 1542 | 1552 | 1553 | 1539 | 1532 | 1527 | 1525 | 1542 | ... |
| Gen. SING | 1490 | 1520 | 1542 | 1552 | 1553 | 1539 | 1532 | 1527 | 1525 | 1542 | ... |
| Hidro 1 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | ... |
| Hidro 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | ... |
| Ciclo 1 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | ... |
| Ciclo 2 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | ... |
| Ciclo 3 | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | ... |
| Carbonera 1 | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | 240 | ... |
| Carbonera 2 | 238 | 238 | 238 | 238 | 238 | 238 | 238 | 238 | 238 | 238 | ... |
| Turbina Gas 1 | 154 | 166 | 166 | 166 | 166 | 166 | 166 | 166 | 166 | 166 | ... |
| Carbonera 3 | 90 | 108 | 122 | 122 | 122 | 122 | 120 | 115 | 113 | 122 | ... |
| Carbonera 4 | 75 | 75 | 83 | 93 | 94 | 80 | 75 | 75 | 75 | 83 | ... |
| Carbonera 5 | 65 | 65 | 65 | 65 | 65 | 65 | 65 | 65 | 65 | 65 | ... |
| Carbonera 6 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | 60 | ... |
| Carbonera 7 | | | | | | | | | | | ... |

Tabla 9: Redespacho de unidades por mínimos técnicos

Este procedimiento de predespacho para la operación del sistema se completa para cada una de las curvas de demanda esperada para cada mes. De esta manera, se puede tener que hayan sido necesarias unidades en algunos días y en otros días esas mismas unidades no fueron necesarias para el despacho.

IV.1.5 Costo de Producción Global del Sistema

Cuando el despacho ha sido completado y ajustado respetando los mínimos técnicos de las unidades, el algoritmo comienza a iterar para determinar cuánto vale el predespacho de la operación global del sistema realizada por el modelo.

Para llevar a cabo el cálculo de costos de producción, el algoritmo llama a una rutina que sigue día a día y mes a mes, para cada unidad, su nivel de despacho. Posteriormente toma este valor de potencia despachada y va a la tabla de datos almacenada en la etapa inicial del algoritmo (cuando se ingresó la información técnico – económica de cada una de las unidades del sistema eléctrico), a buscar el rango de operación en el cual está generando. Una vez que se ha identificado el rango de operación de la unidad, calcula el producto entre el valor de potencia despachado y el valor del costo de producción para el rango de generación identificado y lo guarda en una planilla de costos operacionales.

Esta iteración, cuyo objetivo es la determinación del costo de producción para el monto de potencia despachada, se realiza para cada unidad en cada día y para cada mes. Cuando el proceso finaliza, el algoritmo guarda en memoria el valor de la operación para el despacho realizado, valor que equivale al costo de producción de todo el sistema durante un año.

IV.1.6 Niveles de Reserva Primaria de Frecuencia

Como el procedimiento de cálculo consiste en generar una función o curva de sobrecostos de producción para distintos niveles de reserva para control primario de frecuencia de las unidades, todo el proceso de cálculo anterior se realiza para 15 distintos niveles o porcentajes de reserva.

El algoritmo tiene como datos de entrada los distintos porcentajes de reserva, los cuales van desde 0% hasta 14% con una resolución de 1%, cada uno de estos porcentajes son aplicados a cada una de las unidades que conforman el parque de generación del sistema eléctrico interconectado.

Como resultado se tiene que existen 15 valores de potencia máxima de despacho para cada una de las unidades, esto es por aplicar los 15 niveles de reserva en las máquinas.

El escenario de despacho base se obtiene con las máquinas despachadas con 0% de reserva, o sea, generando a potencia bruta máxima de fábrica. Una vez que se ha completado y ajustado el despacho de acuerdo a las restricciones técnicas (mínimos técnicos de las unidades), se calcula el costo global de producción del sistema S_0 .

Este procedimiento se realiza para cada uno de los niveles de reserva asignados a todas las unidades, notándose como consecuencia que para porcentajes altos de reserva es necesario incluir más unidades en el despacho en relación a la cantidad de unidades despachadas en una operación con nivel de reserva 0%. Esto se ve claramente, ya que al generar con un mayor porcentaje de reserva, la unidad se va viendo limitada en cuanto a su potencia máxima de despacho, por lo que hay que incorporar al despacho unidades más caras.

Al tener unidades más caras en el despacho, el sistema se aleja de su óptimo en cuanto a la consigna por ley de operar a mínimo costo, y como resultado el costo global de producción va creciendo a medida que aumentamos los niveles de los porcentajes de reserva aplicados a las unidades.

Una vez que el algoritmo ha calculado los valores de los costos de producción global del sistema para cada uno de los porcentajes aplicados, se toman estos costos globales y se calculan las diferencias para cada uno de los escenarios con distintos porcentajes de reserva, en función del costo global de producción del caso base donde no hay porcentaje de reserva aplicado a las máquinas.

Este proceso se realiza para obtener los sobrecostos de producción respecto del caso base, generando así 15 valores de sobrecostos de producción que son utilizados para formar una curva ascendente, donde se identifica claramente cuánto más cara es la operación del sistema eléctrico a medida que se aumentan los porcentajes de reserva.



Figura 13: Curva de sobrecostos de operación

El concepto de esta curva es de fácil entendimiento ya que al subir los porcentajes de reserva en cada uno de los despachos, se está afectando directamente la potencia máxima de despacho de las unidades en el modelo. De esta manera a medida que aumenta el porcentaje de reserva aplicado, la potencia máxima de despacho para cada unidad disminuye, ocasionando que el costo de operación del sistema vaya aumentando cada vez que sube el nivel de reserva y pasa a la siguiente iteración de la simulación.

IV.2 Módulo de Seguridad e Incertidumbre: Costo de la Energía no Suministrada por Contingencias

IV.2.1 Introducción

Dentro de la operación cotidiana de los sistemas eléctricos es normal que el sistema se vea afectado por perturbaciones. Estas perturbaciones pueden darse en cualquiera de las áreas que forman el sistema, esto es, generación, transmisión o distribución. Cada vez que se produce una contingencia en el sistema, éste debe enfrentar esta perturbación y de una manera u otra lograr minimizar los efectos negativos que pudiese introducir en el sistema. En un sistema eléctrico es normal la presencia de perturbaciones, producto de una gran variedad y tipos de contingencias. Depende del tipo y magnitud de la contingencia cómo se ve afectado el sistema.

Como ya se ha dicho, sobre el sistema se pueden efectuar un conjunto de acciones y medidas para minimizar los efectos de la falla o contingencia. Las acciones más típicas son la regulación de frecuencia primaria, regulación de frecuencia secundaria y la desconexión automática de carga, que además generalmente forman parte de lo que se conoce como Servicios Complementarios o Ancillary Services.

Cuando se produce la falla o contingencia en el sistema, los distintos mecanismos que administra el operador del sistema permiten estabilizar la frecuencia del sistema a su valor nominal. En el caso de la desconexión automática de carga generalmente los sistemas tienen una programación de escalones de carga que pueden liberar dependiendo del nivel de frecuencia alcanzado; de esta manera dependiendo de la falla se tienen distintos montos de carga que deben ser desconectados en forma automática, respetando los tiempos que toman estos fenómenos.

Para la obtención de la energía no suministrada en un sistema eléctrico de potencia cualquiera, y puntualmente su costo, es necesario conocer la profundidad de la falla en términos de la frecuencia mínima que alcanza a ver el sistema y cuántos fueron los escalones de carga liberados por acción del esquema de relés de baja frecuencia o lo que es lo mismo, el servicio complementario de desconexión automática de carga.

Para poder realizar la valorización de dicho monto de energía no suministrada es importante saber cuánto tiempo estuvo la carga sin suministro y el modelo operativo de dichos relés de baja frecuencia, es decir, la relación frecuencia – escalón liberado. El esquema de desconexión automática de carga en el sistema SING (sistema de prueba para aplicar el algoritmo) corresponde a una relación entre los distintos niveles de frecuencia y sus respectivos montos de potencia a liberar. (ANEXO N° 1)

Como el propósito es determinar la energía no suministrada, debemos conocer el tiempo de duración de la falla en términos del consumo, esto es, conocer el tiempo durante el cual el consumo no es abastecido.

Para determinar este tiempo de no suministro al consumo, se utilizará el análisis planteado por la Dirección de Operación del CDEC – SING. De esta manera, el tiempo de recuperación del esquema de desconexión automática de carga queda asociado a la disponibilidad de generación para recuperar la potencia desconectada por la falla en la generación. Es decir, el tiempo de no suministro se termina cuando el sistema tiene suficiente generación para poder abastecer los consumos no suministrados producto de la contingencia y la liberación de los escalones de potencia, y no cuando el sistema vuelve a tomar toda su carga previa a la contingencia.

Esto se debe a que en un sistema como el SING, que está principalmente formado por clientes mineros, la restitución natural de todos sus consumos pueden tomar mucho más tiempo que el tener disponibilidad de generación para abastecerlos, esto es a raíz de que sus procesos mineros por lo general se demoran en partir y en tomar carga, una vez que se han detenido por un motivo como la desconexión intempestiva de sus

consumos, producto de la operación del esquema de desconexión automático de carga frente a una perturbación.

IV.2.2 Diagramas de Flujos

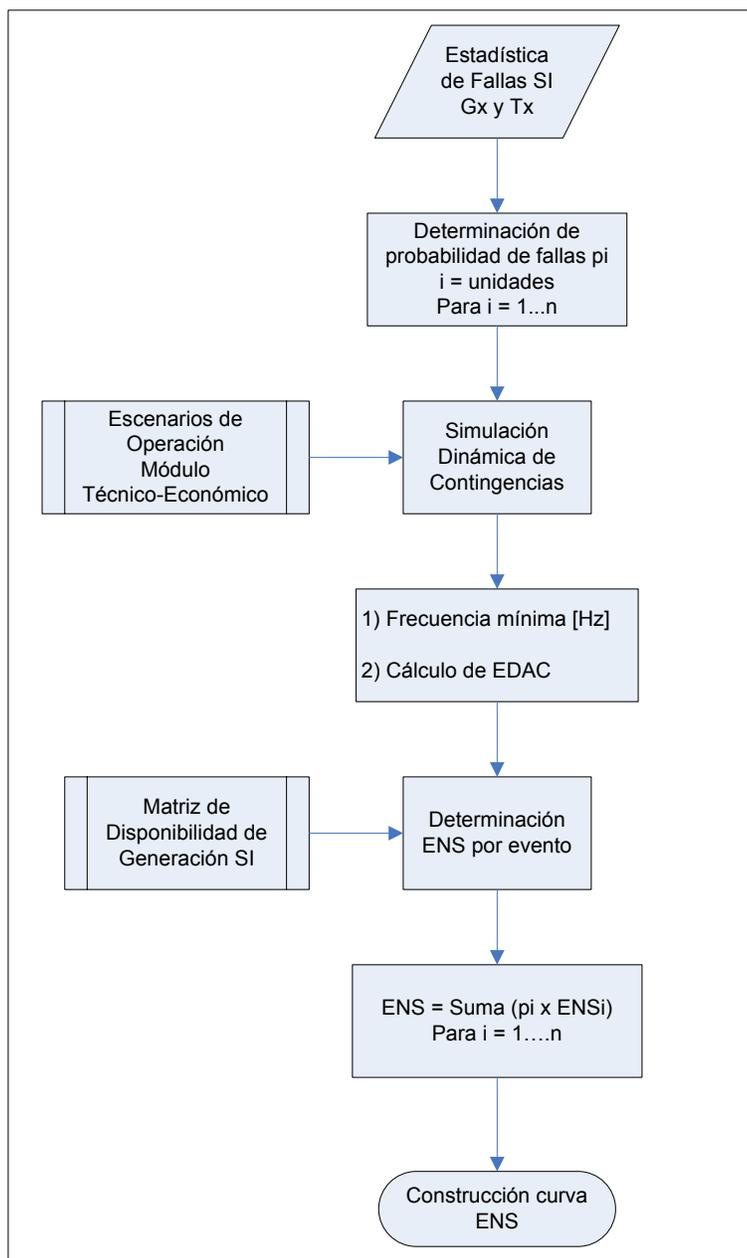


Figura 14: Diagrama de Flujos Módulo Seguridad e Incertidumbre

IV.2.3 Contingencias Simples en Generación y Transmisión

Una vez que se han definido los escenarios y con los mismos, calculado los sobrecostos de producción para cada uno de las asignaciones de reserva en el sistema, el algoritmo cambia a un modelo de sistema multinodal en el cual se deben aplicar contingencias simples tanto en generación como transmisión en forma aleatoria y probabilística, para determinar el nivel de estrés ocasionado sobre el sistema.

Para llevar a cabo este paso, es necesario considerar una estadística respecto de las fallas o contingencias a las cuales está constantemente sometido el sistema. Por consiguiente como requisito del algoritmo, es imprescindible contar con la estadística de las fallas que afectan al sistema en generación y transmisión.

IV.2.4 Probabilidades de contingencias simples

El requerimiento de conocer la estadística de fallas o contingencias simples en las áreas de generación y transmisión, tiene el propósito de agregar variables probabilísticas al algoritmo, de manera tal que el resultado del cálculo de la valoración de la ENS para cada una de las contingencias aplicadas en los distintos escenarios, tenga una componente probabilística en su determinación.

En un sistema interconectado operando en forma normal se presentan variadas y distintas contingencias en las áreas de generación y transmisión en cuanto a localización, que depende directamente de su topología, y en cuanto a su magnitud, en el caso de las unidades generadoras. (montos de potencia y energía desprendida)

Así puede darse el caso que una unidad de una potencia despachada de 100 MW, presente un mayor número de fallas que una de 250 MW, o viceversa. Ahora bien, la salida de una unidad de 100 MW puede ocasionar un estrés leve en el sistema en cuanto a la mínima frecuencia alcanzada para esa contingencia, sin embargo la salida

intempestiva de la unidad de 250 MW pudiese causar mayores estragos en cuanto a la frecuencia mínima alcanzada. Sin embargo, por cada una salida de la unidad de 250 MW se producen 5 salidas de la unidad de 100 MW, y con ambas salidas intempestivas se alcanzan niveles de frecuencia que encuentran cortes en el esquema de alivio de carga. Por lo tanto, la importancia de contar con la historia de las fallas de unidades y líneas de transmisión, se ve claramente reflejada en la ponderación de la ocurrencia de la falla, pudiendo influir más una unidad pequeña que falla reiteradamente comparada con una unidad de mayor potencia despachada.

IV.2.5 Despachos y Operación

Los escenarios de operación corresponden a los desarrollados por el módulo técnico – económico, en la etapa anterior del algoritmo.

IV.2.6 Simulaciones Dinámicas de Contingencias

Una vez que se tienen identificados los escenarios de operación para cada uno de los distintos niveles de reserva que entrega el módulo 1: técnico - económico, en conjunto con la estadística y probabilidad de ocurrencia de fallas en el sistema de generación y de transmisión, corresponde modelar y simular dichas contingencias en forma dinámica.

Para esto se utilizará el software de ingeniería eléctrica PSS/E “Power System Simulator for Engineering” Copyright 1976 – 2002 Power Technologies, Inc., propiedad de la empresa EDELNOR S.A. (ANEXO N° 2)

Como ya se analizó en la implementación del módulo anterior, los despachos son determinados en forma diaria con una potencia promedio. En esta parte del algoritmo, se toma un escenario característico para cada asignación de reserva destinada a control primario de frecuencia, y en base a este escenario característico se aplican cada una de las contingencias identificadas en el registro con probabilidad

distinta de cero. Haciendo una cuantificación rápida, con un promedio de 20 contingencias distintas y un barrido de 14 niveles de reserva, se tiene un total de 280 simulaciones dinámicas a realizar.

Detallando un poco más, las simulaciones efectivas son menos, ya que cuando se va subiendo el porcentaje de reserva asignado y para la misma falla, el nivel de la caída de frecuencia para la misma falla va disminuyendo y llegando de esta manera por sobre el primer escalón de alivio de carga. Esto quiere decir, que para los siguientes niveles (más altos) de reserva, la misma falla no provoca el accionar de ningún escalón en el esquema de desconexión automática de carga.

El propósito de hacer simulaciones dinámicas tiene como objetivo determinar el monto de energía no suministrada producto de una contingencia simple de generación o transmisión en el sistema eléctrico, para esto se simula la contingencia en cada uno de los despachos con distintos niveles de reserva determinándose el menor valor de la frecuencia del sistema.

Una vez que se ha calculado este valor de frecuencia, se utiliza como entrada en el esquema de desconexión automático de carga. Este esquema de desconexión automático de carga (EDAC) recibe el valor de la frecuencia alcanzada para cada contingencia y entrega el monto de potencia no suministrada producto de la falla. Este EDAC en el caso del SING donde se pretende aplicar el algoritmo, corresponde a un esquema tal producto de estudios dinámicos de sistema, estipulado según Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, que consta de 9 escalones para distintos niveles de frecuencia que desconectan del sistema distintos montos de potencia dependiendo de la severidad de la falla, es decir, de la profundidad de ésta y su frecuencia mínima alcanzada.

Para poder determinar la ENS, es necesario conocer el término de la falla o lo que es lo mismo la duración de ésta, de esta manera se puede estimar un monto de ENS en que se incurre por una contingencia específica y su desprendimiento de carga asociado.

El método analítico para estimar la duración de la falla corresponde a estimar una curva de generación disponible en función de las unidades de partida rápida y reserva en giro para regulación secundaria. Por lo tanto, se utiliza la curva de disponibilidad de generación en función del tiempo considerando reserva pronta, fría y en giro.

IV.2.7 Sobrecostos de ENS por fallas

Una vez que se han realizado las simulaciones dinámicas de las contingencias seleccionadas de acuerdo a su severidad y frecuencia, se completa una tabla de registro con los valores de frecuencia mínima alcanzados para cada una de las contingencias seleccionadas y para cada uno de los niveles de reserva para control primario de frecuencia asignado a todas las unidades del sistema.

Es importante hacer mención a algunas consideraciones sobre el algoritmo en esta parte del desarrollo, como por ejemplo que, el desarrollo propiamente tal de este algoritmo surge por la publicación de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, la cual incluye en su Capítulo N° 6: Estudios para Programación de la Seguridad y Calidad de Servicio el título 6-8 que corresponde al “Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas”, donde se definen los parámetros que tiene que cumplir el desarrollo del presente estudio y se instruye a la Dirección de Operación de cada CDEC, realizar dicho estudio y aplicar sus resultados en la operación real del sistema interconectado, tanto del Central como el del Norte Grande.

Uno de estos parámetros anteriormente mencionados corresponde a la relación directa con el estudio del título 6-9 “Estudio de EDAC” [Anexo N° 1]. El algoritmo aquí planteado conversa directamente con el Esquema de Desconexión Automático de Carga, más específicamente y como ya se mostró anteriormente, es una “caja negra” donde se ingresa el valor de la frecuencia mínima que entrega la simulación de una contingencia y como salida entrega el monto de potencia a desconectar por

parte de los consumos del sistema, para esa frecuencia mínima simulada en forma dinámica.

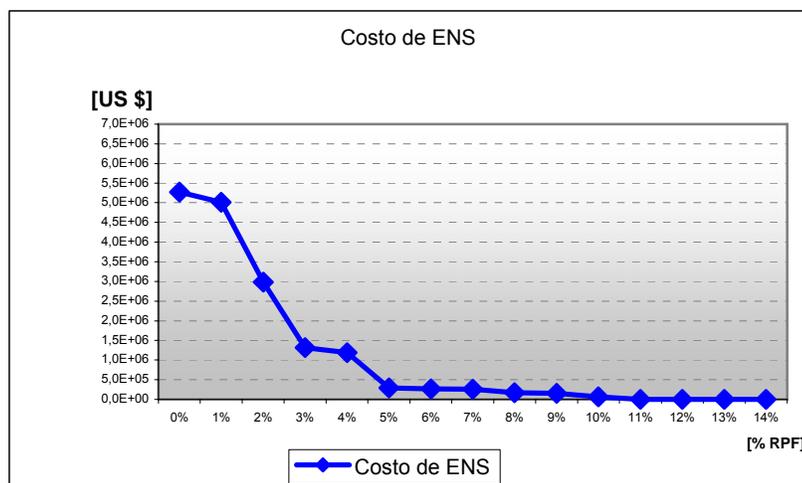


Figura 15: Costo Esperado de Energía no Suministrada

V APLICACIÓN DEL ALGORITMO AL SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORTE GRANDE

V.1 Descripción SING General

El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) se sitúa en las dos primeras regiones de Chile, Tarapacá y Antofagasta. En 1993 se dio comienzo a la operación coordinada de las instalaciones del SING con la constitución del Centro de Despacho Económico de Carga del SING (CDEC- SING). Con una potencia instalada a la fecha de 3.595,8 MW, el CDEC – SING lo conforman 7 empresas integrantes: Electroandina, Edelnor, Aes Gener, Norgener, Gasatacama, Celta y Transelec Norte.

Debido a las particularidades geográficas existentes en el SING, se pueden identificar las siguientes características:

- Presenta escasos recursos de agua para usos de generación eléctrica. El parque generador cuenta en forma mayoritaria con unidades de generación de vapor – carbón y ciclos combinados, también existen con una mucha menor presencia motores y turbinas a diesel y fuel oil N° 6 (Petróleo pesado).
- Los centros de consumo y de generación de electricidad se encuentran separados por grandes distancias. Además, el SING tiene la generación en el área costera y la demanda en el área cordillera, donde la interconexión se hace en el nudo central (Crucero 220 kV).
- El Consumo de energía corresponde principalmente a empresas mineras. Estos consumos corresponden al 90% de la demanda total, aproximadamente.

V.2 Operación Económica del SING

La operación económica del SING privilegia el despacho de las unidades de menor costo variable de producción. Se define el costo variable de producción de una unidad generadora al producto de su consumo específico de combustible por el precio del mismo, más un costo variable no combustible, atribuible fundamentalmente a repuestos, aditivos químicos y lubricantes.

Para poder comparar adecuadamente los costos de generación de cada unidad generadora, se elabora una tabla de costos variables, que contiene el costo variable de producción de cada unidad generadora referido al centro de carga del sistema o nudo básico, mediante el uso de factores que consideran las pérdidas marginales de la red de transmisión (factores de penalización). El centro de carga corresponde actualmente al nudo CRUCERO 220 kV.

La planificación de la operación y el cálculo de los costos marginales se realiza semanalmente, resultando un programa de generación en el cual se considera la previsión horaria de la demanda, los mantenimientos de las unidades generadoras y del sistema de transmisión, así como las limitaciones técnicas de las unidades generadoras, entre las que se cuentan los límites de potencia máxima y mínima, tiempos de puesta en servicio y tiempo mínimo de permanencia en servicio.

El Centro de Despacho y Control del CDEC – SING, coordina en tiempo real con los correspondientes Centros de Control de las empresas integrantes la ejecución del programa diario, realizando en tiempo real las correcciones en la operación, necesarias para absorber las variaciones o desviaciones respecto a lo programado.

Unidades Generadoras del SING

| Propietario | Nombre de la Central | Unidad | N° Componentes | Potencia Bruta Total [MW] | Barra Inyección | Tipo de Unidad | Año Puesta en Servicio en el Sistema | Proveedor |
|--------------------|-------------------------------|----------|----------------|---------------------------|------------------------|-----------------------------|--------------------------------------|--------------------------|
| Celta S.A. | Termoeléctrica Tarapacá | TGTAR | 1 | 23,75 | C. Tarapacá 220 kV | Turbogas Diesel | 1998 | Hitachi |
| | | CTTAR | 1 | 158 | C. Tarapacá 220 kV | Vapor - Carbón | 1999 | F. Wheeler - G. Electric |
| Edelnor S.A. | Chapiquiña Diesel Arica | CHAP | 2 | 10,2 | Arica 66 kV | Hidro pasada | 1967 | Charmilles |
| | | M1AR | 3 | 3 | | Motor Diesel | 1953 | Mirrless KS |
| | | M2AR | 2 | 2,92 | | Motor Diesel | 1964-65 | Mirrless KSS |
| | Diesel Iquique | GMAR | 4 | 8,4 | | Motor Diesel | 1973 | G. Motors |
| | | SUIQ | 3 | 4,2 | Iquique 66 kV | Motor Diesel | 1957 | Sulzer |
| | | MIIQ | 2 | 2,92 | | Motor Diesel | 1963-64 | Mirrless KSS |
| | | MAIQ | 1 | 5,94 | | Motor FO 6 | 1972 | Man |
| | | TGIQ | 1 | 23,75 | | Turbogas Diesel | 1978 | Hitachi |
| | Diesel Antofagasta | MSIQ | 1 | 6,2 | | Motor FO 6 | 1985 | Mitsubishi |
| | | MAAN | 2 | 11,87 | Antofagasta 13,8 kV | Motor FO 6 | 1970 | Man |
| | | GMAN | 8 | 16,8 | Antofagasta 13,8 kV | Motor Diesel | 1971-74-76 | G. Motors |
| | Termoeléctrica Mejillones | CTM1 | 1 | 165,9 | Chacaya 220 kV | Vapor - Carbón | 1995 | Siemens |
| | | CTM2 | 1 | 175,1 | Chacaya 220 kV | Vapor - Carbón | 1998 | Skoda |
| | | CTM3 | 1 | 250,75 | Chacaya 220 kV | Ciclo Combinado Gas Natural | 2000 | Ansaldo |
| | Diesel Mantos Blancos Cavanca | MIMB | 10 | 28,64 | Mantos Blancos 23 kV | Motor FO 6 | 1995 | Mirrless K8 |
| CAVA | | 1 | 3,19 | Iquique 66 kV | Hidro pasada | 1995 | Inder | |
| Electroandina S.A. | Termoeléctrica Tocopilla | U14 | 1 | 128,3 | C. Tocopilla 220 kV | Vapor - Carbón | 1987 | Mitsubishi |
| | | U15 | 1 | 130,3 | C. Tocopilla 220 kV | Vapor - Carbón | 1990 | Mitsubishi |
| | | U12 | 1 | 85,3 | C. Tocopilla 220 kV | Vapor - Carbón | 1983 | Mitsubishi |
| | | U13 | 1 | 85,5 | C. Tocopilla 220 kV | Vapor - Carbón | 1985 | Mitsubishi |
| | | U10 | 1 | 37,5 | C. Tocopilla 220 kV | Vapor - FO 6 | 1970 | General Electric |
| | | U11 | 1 | 37,5 | C. Tocopilla 220 kV | Vapor - FO 6 | 1970 | General Electric |
| | | U09 | 1 | 45 | C. Tocopilla 220 kV | Vapor - FO 6 | 1960 | AEG |
| | | TG1 | 1 | 21 | C. Tocopilla 220 kV | Turbogas Diesel | 1975 | Hitachi |
| | | TG2 | 1 | 21 | C. Tocopilla 220 kV | Turbogas Diesel | 1975 | Hitachi |
| | | TG3 | 1 | 37,5 | C. Tocopilla 220 kV | Turbogas Diesel | 1993 | General Electric |
| | | U16 | 1 | 400 | C. Tocopilla 220 kV | Ciclo Combinado Gas Natural | 2001 | ABB |
| AES Gener S.A. | Salta | CC Salta | 1 | 642,8 | Central Salta 345 kV | Ciclo Combinado Gas Natural | 2000 | Siemens |
| Nopel | Atacama | CC1 | 1 | 395,9 | Central Atacama 220 kV | Ciclo Combinado Gas Natural | 1999 | Alstom |
| | | CC2 | 1 | 191,7 | Central Atacama 220 kV | Ciclo Combinado Gas Natural | 1999 | Alstom |
| | | DEUTZ | 3 | 1,97 | Enaex 23 kV | Motor Diesel | 1996 | Deutz |
| | | CUMMINS | 1 | 0,73 | Enaex 23 kV | Motor Diesel | 1996 | Cummins |
| Norgener S.A. | Termoeléctrica Norgener | NTO1 | 1 | 136,3 | Norgener 220 kV | Vapor - Carbón | 1995 | Mitsubishi |
| | | NTO2 | 1 | 141,04 | Norgener 220 kV | Vapor - Carbón | 1997 | Mitsubishi |

Líneas de Transmisión del SING

| Propietario | Línea de Transmisión | Voltaje (kV) | N° Circuitos | Longitud Aprox. (km) | Capacidad (MVA) | Año de Puesta en Servicio |
|----------------------------------|------------------------------------|--------------|--------------|----------------------|-----------------|---------------------------|
| Celta S.A. | Crucero - Lagunas 2 | 220 | 1 | 174 | 180 | 1998 |
| | Lagunas - Collahuasi 1 | 220 | 1 | 116 | 180 | 1996 |
| | Lagunas - Collahuasi 2 | 220 | 1 | 116 | 180 | 1998 |
| | Central Tarapacá - Lagunas | 220 | 2 | 56x2 | 200x2 | 1998 |
| Edelnor S.A. | Lagunas - Pozo Almonte | 220 | 1 | 70 | 200 | 1987 |
| | Crucero - Lagunas 1 | 220 | 1 | 174 | 200 | 1987 |
| | Chacaya - Crucero | 220 | 1 | 153 | 200 | 1987 |
| | Chacaya - Mejillones | 220 | 1 | 1 | 300 | 1987 |
| | Chacaya - Mantos Blancos | 220 | 1 | 66 | 300 | 1996 |
| | Chacaya - Mejillones | 110 | 1 | 1 | 80 | 1995 |
| | Arica - Pozo Almonte | 110 | 1 | 216 | 30 | 1987 |
| | Mejillones - Antofagasta | 110 | 1 | 63 | 80 | 1987 |
| | Km6 - Calama | 110 | 1 | 14 | 30 | 1982 |
| | Capricornio - Alto Norte | 110 | 1 | 44 | 80 | 2000 |
| | Capricornio - Antofagasta | 110 | 1 | 29 | 80 | 2000 |
| | Central Chapiquiña - Arica | 66 | 1 | 84 | 15 | 1967 |
| | Central Diesel Arica - Arica | 66 | 1 | 7 | 17 | 1964 |
| | Iquique - Pozo Almonte 1 | 66 | 1 | 46 | 31 | 1964 |
| | Iquique - Pozo Almonte 2 | 66 | 1 | 41 | 39 | 1987 |
| | Pozo Almonte - Tamarugal | 66 | 1 | 21 | 10 | 1968 |
| Central Diesel Iquique - Iquique | 66 | 1 | 2 | 41 | 1970 | |
| Electroandina S.A. | Central Tocopilla - Crucero | 220 | 2 | 72x2 | 330x2 | 1986 |
| | Crucero - Chuquicamata | 220 | 2 | 68x2 | 330x2 | 1986 |
| | Crucero - El Abra | 220 | 1 | 101 | 330 | 1995 |
| | Crucero - Radomiro Tomic | 220 | 1 | 82 | 450 | 1996 |
| | Central Tocopilla - Chuquicamata 1 | 110 | 1 | 141 | 90 | 1910 |
| | Central Tocopilla - Chuquicamata 2 | 110 | 1 | 141 | 90 | 1910 |
| | Central Tocopilla - Chuquicamata 3 | 110 | 1 | 141 | 90 | 1915 |
| | Central Tocopilla - Chuquicamata 4 | 110 | 1 | 152 | 90 | 1982 |
| AES GENER S.A. | Central Salta - Andes | 345 | 1 | 408 | 777 | 1999 |
| | Andes - Oeste | 220 | 1 | 38 | 173 | 1999 |
| | Andes - Nueva Zaldívar | 220 | 2 | 63x2 | 228x2 | 1999 |
| | Laberinto - Mantos Blancos | 220 | 1 | 74 | 173 | 1999 |
| Nopel | Central Atacama - Encuentro | 220 | 2 | 153x2 | 416x2 | 1999 |
| | Crucero - Encuentro 1 | 220 | 1 | 0,8 | 404 | 1999 |
| | Crucero - Encuentro 2 | 220 | 1 | 0,8 | 404 | 2000 |
| | Encuentro - El Tesoro | 220 | 1 | 90 | 125 | 2000 |
| | Central Atacama - Esmeralda | 220 | 1 | 70 | 189 | 2001 |
| | Palestina - El Peñón | 66 | 1 | 63 | 60 | 1999 |
| | Esmeralda - La Portada | 110 | 1 | 17 | 73 | 2001 |
| | Esmeralda - Centro | 110 | 1 | 1 | 73 | 2001 |
| Norgener S.A. | Esmeralda - Uribe | 110 | 1 | 16 | 73 | 2001 |
| | Norgener - Crucero | 220 | 2 | 72x2 | 307x2 | 1997 |
| | Laberinto - Oeste | 220 | 1 | 85 | 173 | 1998 |
| | Laberinto - Lomas Bayas | 220 | 1 | 12 | 209 | 1997 |
| | Oeste - Minsal | 110 | 1 | 33 | 104 | 1997 |
| | Total Líneas en 66kV | | | 260 | 213 | |
| | Total Líneas en 110 kV | | | 1.009 | 1.063 | |
| | Total Líneas en 220 kV | | | 2.390 | 8.352 | |
| | Total Líneas en 345 kV | | | 408 | 777 | |
| | Total Empresas del CDEC-SING | | | 4.067 | 10.405 | |

| Propietario | Línea de Transmisión | Voltaje (kV) | N° Circuitos | Longitud Aprox. (km) | Capacidad (MVA) | Año de Puesta en Servicio |
|-----------------------|-------------------------------|--------------|--------------|----------------------|-----------------|---------------------------|
| Cía. Minera Zaldívar | Crucero - Laberinto | 220 | 1 | 133 | 270 | 1994 |
| | Laberinto - Nueva Zaldívar | 220 | 1 | 88 | 270 | 1994 |
| | Nueva Zaldívar - Zaldívar | 220 | 1 | 0,8 | 270 | 1994 |
| Minera Escondida | Crucero - Escondida | 220 | 1 | 236 | 270 | 1995 |
| | Mejillones - O'Higgins | 220 | 1 | 73 | 163 | 1990 |
| | O'Higgins - Domeyko | 220 | 1 | 128 | 180 | 1999 |
| | O'Higgins - Coloso | 220 | 1 | 32 | 163 | 1993 |
| | Central Atacama - Domeyko | 220 | 1 | 205x2 | 203x2 | 1999 |
| | Domeyko - Escondida | 220 | 1 | 7 | 180 | 1999 |
| | Domeyko - Planta Óxidos | 220 | 1 | 1 | 100 | 1998 |
| | Zaldívar - Escondida | 220 | 1 | 14 | 166 | 1995 |
| Fundición Alto Norte | Antofagasta - Alto Norte | 110 | 1 | 30 | 30 | 1993 |
| Minera Michilla | Mejillones - El Lince | 110 | 1 | 72 | 30 | 1991 |
| Minera Cerro Colorado | Pozo Almonte - Cerro Colorado | 110 | 1 | 61 | 68 | 1993 |
| Minera Cascada | Pozo Almonte - La Cascada | 66 | 1 | 55 | 5 | 1971 |
| | Total Líneas en 66 kV | | | 55 | 5 | |
| | Total Líneas en 110 kV | | | 163 | 128 | |
| | Total Líneas en 220 kV | | | 1.123 | 2.438 | |
| | Total Otros Propietarios | | | 1341 | 2571 | |
| | Total SING | | | 5.408 | 12.976 | |

Principales Clientes del SING

| Cliente | Categoría | Barra de Suministro | Suministrador |
|-------------------|---------------|--|------------------|
| Emel | Distribuidora | Arica 66 kV - Iquique 66 kV - Antofagasta 110 kV | Edelnor |
| Alto Norte | Industrial | Antofagasta 110 kV | Edelnor |
| Eneax | Industrial | Mejillones 110 kV | Nopel |
| Inacesa | Industrial | Antofagasta 110 kV | Edelnor |
| Polpaico | Industrial | Mejillones 110 kV | Edelnor |
| ACF Minera | Minería | Lagunas 220 kV | Celta |
| Cerro Colorado | Minería | Pozo Almonte 220 kV | Edelno - Celta |
| Chuquicamata | Minería | Crucero 220 kV - C. Tocopilla 110 kV | Electroandina |
| Collahuasi | Minería | Lagunas 220 kV | Celta |
| Cosayach | Minería | Pozo Almonte 66 kV | Edelnor |
| DSM Minera | Minería | Lagunas 220 kV | Celta |
| El Abra | Minería | Crucero 220 kV | Electroandina |
| El Peñón | Minería | C. Atacama 220 kV | Nopel |
| El Tesoro | Minería | Encuentro 220 kV | Nopel |
| Escondida | Minería | Crucero 220 kV - Mejillones 220 kV - C. Atacama 220 kV | Norgener - Nopel |
| La Cascada | Minería | Pozo Almonte 66 kV | Edelnor |
| Lomas Bayas | Minería | Laberinto 220 kV | AES Gener |
| Mantos Blancos | Minería | Mantos Blancos 220 kV | Edelnor |
| Michilla | Minería | Mejillones 110 kV | Edelnor |
| Quiborax | Minería | Arica 66 kV | Edelnor |
| Radomiro Tomic | Minería | Crucero 220 kV | Electroandina |
| Rayrock | Minería | Antofagasta 110 kV | Edelnor |
| SQM El Loa | Minería | Crucero 220 kV | Electroandina |
| SQM Nitratos | Minería | Crucero 220 kV | Norgener |
| SQM Nva. Victoria | Minería | Lagunas 220 kV | Electroandina |
| SQM Salar | Minería | Laberinto 220 kV | Norgener |
| Zaldívar | Minería | Laberinto 220 kV | AES Gener |

V.3 Capacidad Instalada

Actualmente las seis empresas generadoras integrantes presentan la matriz de capacidad instalada indicada en la figura siguiente:

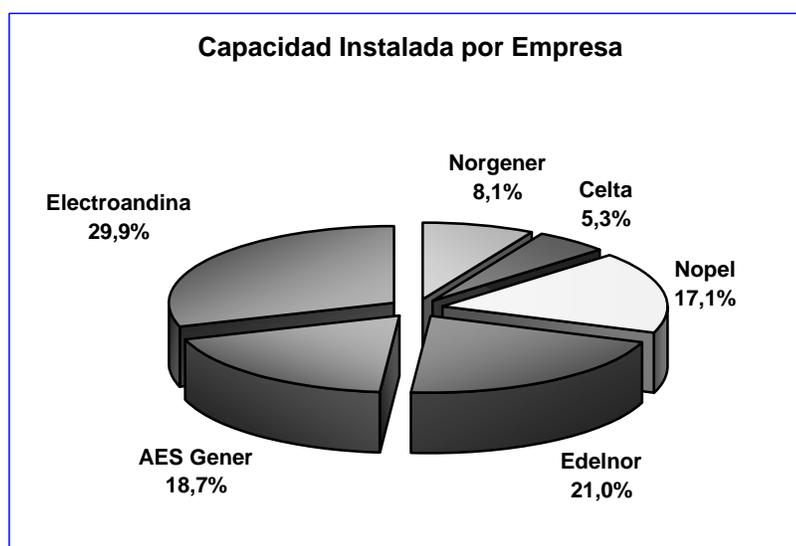


Figura 16: Capacidad Instalada por Empresa Integrante

Por otro lado la capacidad total instalada en el SING se puede presentar por combustibles como lo muestra la siguiente figura:

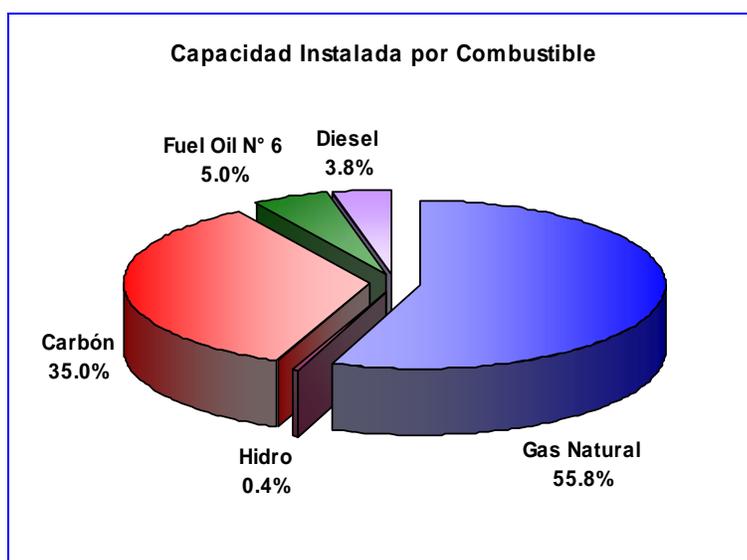


Figura 17: Capacidad Instalada por Combustible

V.4 Sobrecostos de Producción en el SING

V.4.1 Ingreso de Datos Técnicos del Sistema

Para definir el escenario base es necesario ingresar los datos técnicos del sistema eléctrico, en este caso datos técnicos de las unidades. La planilla de adquisición de datos diseñada, funciona de manera tal que cada unidad se ingresa con su información de potencia máxima, potencia mínima, rangos de operación, costos diferenciados de operación para cada uno de los rangos, factores de penalización, nombre identificador de la unidad, etc.

| Rangos Operacion Unidad | | |
|-------------------------|-------|-------------|
| P.Min | P.Max | C.Op \$/kWh |
| 220.1 | 250 | 7.87 |
| 210.1 | 220 | 8.08 |
| 200.1 | 210 | 8.21 |
| 180.1 | 200 | 8.37 |
| 160.1 | 180 | 8.48 |
| 130 | 160 | 9.10 |

| Datos Unidad | |
|--------------|--------|
| Nombre | CTM3 |
| Pot. Max | 250 |
| Libre1 | |
| Pot.Min | 150 |
| Libre2 | |
| F.pen | 0.9211 |

Buttons: GUARDA, LIMPIA, LIBRE2, LIBRE3, EXIT

Figura 18: Adquisición de datos del sistema

En este caso se está ingresando la unidad Central Térmica Mejillones Unidad N° 3 de Ciclo Combinado, propiedad de Edelnor.

Una vez que se ingresaron todos los parámetros necesarios de las unidades del sistema, se elabora una tabla de costo variable que será utilizada por el algoritmo.

| N° | Unidad | Mínimo [MW] | Máximo [MW] | \$/kWh | Factor penalización | \$/kWh Barra Libre |
|----|--------|-------------|-------------|--------|---------------------|--------------------|
| 1 | CHAP | 2 | 10 | 0.00 | 1.0000 | 0.0000 |
| 2 | CAVA | 2 | 3 | 0.00 | 1.0000 | 0.0000 |
| 3 | UI6 | 350 | 400 | 7.12 | 0.9757 | 7.2373 |
| 4 | UI6 | 300 | 350 | 7.20 | 0.9757 | 7.3793 |
| 5 | UI6 | 270 | 300 | 7.27 | 0.9757 | 7.4511 |
| 6 | CC1 | 287 | 383 | 7.34 | 0.9772 | 7.5113 |
| 7 | CC2 | 325 | 375 | 7.35 | 0.9772 | 7.5216 |
| 8 | UI6 | 250 | 270 | 7.34 | 0.9757 | 7.5228 |
| 9 | UI6 | 230 | 250 | 7.41 | 0.9757 | 7.5945 |
| 10 | CC1 | 287 | 325 | 7.44 | 0.9772 | 7.6136 |
| 11 | CC2 | 160 | 185 | 7.44 | 0.9772 | 7.6136 |
| 12 | CC2 | 287 | 325 | 7.47 | 0.9772 | 7.6443 |
| 13 | CC1 | 160 | 188 | 7.48 | 0.9772 | 7.6545 |
| 14 | CC2 | 141 | 160 | 7.55 | 0.9772 | 7.7262 |
| 15 | CC1 | 141 | 160 | 7.58 | 0.9772 | 7.7569 |
| 16 | UI6 | 170 | 230 | 7.60 | 0.9757 | 7.7893 |
| 17 | CC2 | 220 | 287 | 7.68 | 0.9772 | 7.8592 |
| 18 | CC1 | 220 | 287 | 7.69 | 0.9772 | 7.8694 |
| 19 | CC2 | 110 | 141 | 7.76 | 0.9772 | 7.9411 |
| 20 | CC1 | 110 | 141 | 7.79 | 0.9772 | 7.9718 |
| 21 | CTM3 | 220 | 250 | 7.87 | 0.9211 | 8.5441 |
| 22 | SALTA | 280 | 314 | 7.93 | 0.9260 | 8.5637 |
| 23 | SALTA | 250 | 280 | 8.04 | 0.9260 | 8.6825 |
| 24 | CTM3 | 210 | 220 | 8.08 | 0.9211 | 8.7721 |
| 25 | SALTA | 220 | 250 | 8.21 | 0.9260 | 8.8661 |
| 26 | CTM3 | 200 | 210 | 8.21 | 0.9211 | 8.9133 |
| 27 | SALTA | 175 | 220 | 8.40 | 0.9260 | 9.0713 |
| 28 | CTM3 | 180 | 200 | 8.37 | 0.9211 | 9.0870 |
| 29 | CTM3 | 160 | 180 | 8.48 | 0.9211 | 9.2064 |
| 30 | SALTA | 160 | 175 | 8.78 | 0.9260 | 9.4816 |
| 31 | SALTA | 129 | 160 | 8.98 | 0.9260 | 9.6976 |
| 32 | CTM3 | 130 | 150 | 9.10 | 0.9211 | 9.8795 |
| 33 | CTM2 | 104 | 146 | 13.68 | 0.9211 | 14.8518 |
| 34 | NTD1 | 106 | 136 | 14.77 | 0.9934 | 14.8681 |
| 35 | CTM2 | 146 | 175 | 13.75 | 0.9211 | 14.9278 |
| 36 | NTD1 | 80 | 106 | 15.10 | 0.9934 | 15.2003 |
| 37 | CTM2 | 84 | 104 | 14.01 | 0.9211 | 15.2101 |
| 38 | NTD1 | 33 | 79 | 15.68 | 0.9934 | 15.7842 |
| 39 | UI4 | 114 | 128 | 15.80 | 0.9757 | 16.1935 |
| 40 | UI4 | 89 | 114 | 16.04 | 0.9757 | 16.4395 |
| 41 | UI5 | 114 | 130 | 16.09 | 0.9757 | 16.4907 |
| 42 | UI5 | 89 | 114 | 16.33 | 0.9757 | 16.7367 |
| 43 | UI4 | 65 | 89 | 16.68 | 0.9757 | 17.0954 |
| 44 | NTD2 | 106 | 141 | 17.09 | 0.9934 | 17.2035 |
| 45 | UI5 | 65 | 89 | 17.00 | 0.9757 | 17.4234 |
| 46 | NTD2 | 80 | 106 | 17.47 | 0.9934 | 17.5861 |
| 47 | NTD2 | 55 | 79 | 18.14 | 0.9934 | 18.2605 |
| 48 | CTM1 | 97 | 135 | 16.85 | 0.9211 | 18.2933 |
| 49 | CTM1 | 135 | 152 | 17.07 | 0.9211 | 18.5322 |
| 50 | CTM1 | 153 | 166 | 17.08 | 0.9211 | 18.5430 |
| 51 | CTM1 | 75 | 97 | 17.34 | 0.9211 | 18.8253 |
| 52 | CTTAR | 113 | 135 | 20.58 | 1.0419 | 19.7524 |
| 53 | CTTAR | 135 | 158 | 20.66 | 1.0419 | 19.8232 |
| 54 | CTTAR | 90 | 113 | 20.96 | 1.0419 | 20.1171 |
| 55 | UI3 | 45 | 70 | 20.47 | 0.9810 | 20.8665 |
| 56 | UI3 | 70 | 75 | 20.59 | 0.9810 | 20.9888 |
| 57 | UI3 | 75 | 85 | 20.67 | 0.9810 | 21.0703 |
| 58 | UI2 | 70 | 85 | 21.55 | 0.9810 | 21.9674 |

CARGA
TCVLIMPIA
COMPLETOORDENA
TCVCOLUMNA
12

Tabla 10: Tabla de Datos Técnicos y Económicos de las unidades

V.4.2 Operación del SING

Una vez que se ha construido la tabla de costos de todas las unidades del sistema, el algoritmo puede realizar el despacho de la operación económica del sistema, para esto utiliza un despacho de lista de mérito para completar la demanda en forma diaria.

Este método es el que utiliza actualmente la Dirección de Operación del CDEC-SING, para preparar la programación diaria y semanal del sistema SING.

En el algoritmo del presente trabajo, se considera una curva de carga de un año con una resolución mensual y diaria. En la siguiente figura se muestra como el algoritmo tiene programado el llenado de la curva de carga en forma automática.

| Unidades | DIA | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
|--------------------------------|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Costo M\$ | | 77 | 91 | 156 | | 150 | 145 | 154 | 153 | 152 | 144 | | | | | |
| Dds. SING | | 1366 | 1410 | 1491 | 1424 | 1436 | 1387 | 1452 | 1441 | 1488 | 1482 | 1478 | 1468 | 1425 | 1418 | 1402 |
| Gen. SING | | 1366 | 1410 | 1491 | 1424 | 1436 | 1387 | 1452 | 1441 | 1488 | 1482 | 1478 | 1468 | 1425 | 1418 | 1402 |
| Restriz predespacho | CHAP | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 |
| | CAVA | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| | U16 | 257 | 257 | 257 | 257 | 257 | 257 | 257 | 257 | 257 | 257 | 257 | 257 | 257 | 257 | 257 |
| | CC1 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 | 160 |
| | CC2 | 310 | 310 | 310 | 310 | 310 | 310 | 310 | 310 | 310 | 310 | 310 | 310 | 310 | 310 | 310 |
| Despacho Completo | CTM3 | 196 | 215 | 215 | 215 | 215 | 215 | 215 | 215 | 215 | 215 | 215 | 215 | 215 | 215 | 215 |
| | SALTA | 185 | 210 | 266 | 224 | 236 | 187 | 252 | 241 | 266 | 266 | 266 | 266 | 225 | 218 | 202 |
| | NTQ1 | 65 | 65 | 90 | 65 | 65 | 65 | 65 | 65 | 87 | 81 | 77 | 67 | 65 | 65 | 65 |
| | CTM2 | 95 | 95 | 95 | 95 | 95 | 95 | 95 | 95 | 95 | 95 | 95 | 95 | 95 | 95 | 95 |
| | U14 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 | 90 |
| Despacho | U15 | | | | | | | | | | | | | | | |
| | NTQ2 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Ajusta | CTM1 | | | | | | | | | | | | | | | |
| | CTTAR | | | | | | | | | | | | | | | |
| Carga Min | U13 | | | | | | | | | | | | | | | |
| | U12 | | | | | | | | | | | | | | | |

Tabla 11: Llenado de curva de carga diaria

Con los datos de las unidades y de la demanda a través de su curva de carga, se empieza a llenar en forma horizontal para cada una de las unidades el monto necesario de potencia, de manera tal de ir completando en cada día la demanda a suministrar.

Cuando ya esta completando el total de la demanda, en este caso con la unidad 14 propiedad de Electroandina, el algoritmo se da cuenta que la unidad estaría en el despacho en un monto menor a su mínimo técnico, por lo tanto, el algoritmo identifica este hecho y la despacha a mínimo técnico y sube una unidad arriba en ese día para ajustar su despacho. Este mismo procedimiento lo realiza en forma iterativa hasta que la unidad que se está ajustando quede con una generación entre su mínimo técnico y su máximo de despacho, y que además satisfaga la curva de demanda. En este ejemplo es la unidad CTM3 para el día 1, la unidad Norgener 2 para el día 10, y así sucesivamente va cambiando la unidad marginal dependiendo de la curva de carga utilizada en la operación del sistema.

V.4.3 Costo de Producción Global del sistema

Una vez que el despacho ha sido completado y ajustado respetando las potencias máximas de despacho y los mínimos técnicos de cada una de las unidades generadoras. El algoritmo calcula el costo de operación para cada una de las unidades y para cada uno de los 30 días del mes.

| COSTO DE PRODUCCIÓN | | | | | | | | | | | |
|---------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| DIA | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| CHAP | | | | | | | | | | | |
| CAVA | | | | | | | | | | | |
| U16 | 1933.4 | 1933.4 | 1933.4 | 1933.4 | 1933.4 | 1933.4 | 1933.4 | 1933.4 | 1933.4 | 1933.4 | 1933.4 |
| CC1 | 1241.1 | 1241.1 | 1241.1 | 1241.1 | 1241.1 | 1241.1 | 1241.1 | 1241.1 | 1241.1 | 1241.1 | 1241.1 |
| CC2 | 2369.7 | 2369.7 | 2369.7 | 2369.7 | 2369.7 | 2369.7 | 2369.7 | 2369.7 | 2369.7 | 2369.7 | 2369.7 |
| CTM3 | 1886 | 1886 | 1886 | 1886 | 1886 | 1886 | 1886 | 1886 | 1886 | 1886 | 1886 |
| SALTA | 2179.3 | 2048.1 | 2083.5 | 2309.5 | 2119 | 1796.1 | 2248.8 | 2003.7 | 2065.8 | 2205.4 | 2309.5 |
| NTO1 | 1026 | 1026 | 1026 | 1041.8 | 1026 | 1026 | 1026 | 1026 | 1026 | 1026 | 1261.6 |
| CTM2 | 1445 | 1445 | 1445 | 1445 | 1445 | 1445 | 1445 | 1445 | 1445 | 1445 | 1445 |
| U14 | 1479.6 | 1479.6 | 1479.6 | 1479.6 | 1479.6 | 1479.6 | 1479.6 | 1479.6 | 1479.6 | 1479.6 | 1479.6 |
| U15 | 1306.8 | 1306.8 | 1306.8 | 1306.8 | 1306.8 | 1306.8 | 1306.8 | 1306.8 | 1306.8 | 1306.8 | 1306.8 |
| NTO2 | | | | | | | | | | | |
| CTM1 | | | | | | | | | | | |
| CTTAR | | | | | | | | | | | |

Tabla 12: Costos de producción incurridos

En la figura anterior, se puede ver que las únicas dos unidades hidráulicas del SING no incurren en costo de producción (costo variable combustible), también se puede ver que las últimas unidades que completan la lista, las unidades de carbón – petcoke unidad 15, unidad 14 y CTM2 tienen el mismo costo de producción todos los días. Esta situación se debe a que las unidades se encuentran a mínimo técnico y son las unidades SALTA y Norgener 1 las que se intercambian la regulación secundaria en el sistema.

Este cálculo de costo de producción se hace para cada nivel de reserva. En la práctica lo que hace el algoritmo es barrer desde cero porcentaje de reserva hasta catorce por ciento, generando 14 despachos posibles para las unidades del sistema. Para cada uno de los 15 escenarios se completa la curva de carga correspondiente a un año, con resolución mensual y diaria, y posteriormente se determina el costo de producción anual para ese escenario. Este proceso se itera 15 veces, donde cada una de las iteraciones entrega un valor de la curva de sobrecostos de producción, tal como se muestra a continuación.

| Nivel de RPF | Sobrecosto de Producción |
|---------------------|---------------------------------|
| [%] | [US \$] |
| 0% | 0 |
| 1% | 161,415 |
| 2% | 426,673 |
| 3% | 1,248,023 |
| 4% | 1,490,472 |
| 5% | 2,021,645 |
| 6% | 2,584,768 |
| 7% | 3,589,333 |
| 8% | 4,117,400 |
| 9% | 4,249,175 |
| 10% | 4,803,617 |
| 11% | 4,949,072 |
| 12% | 5,936,681 |
| 13% | 7,561,865 |
| 14% | 7,747,928 |

Tabla 13: Sobrecostos de Producción del SING

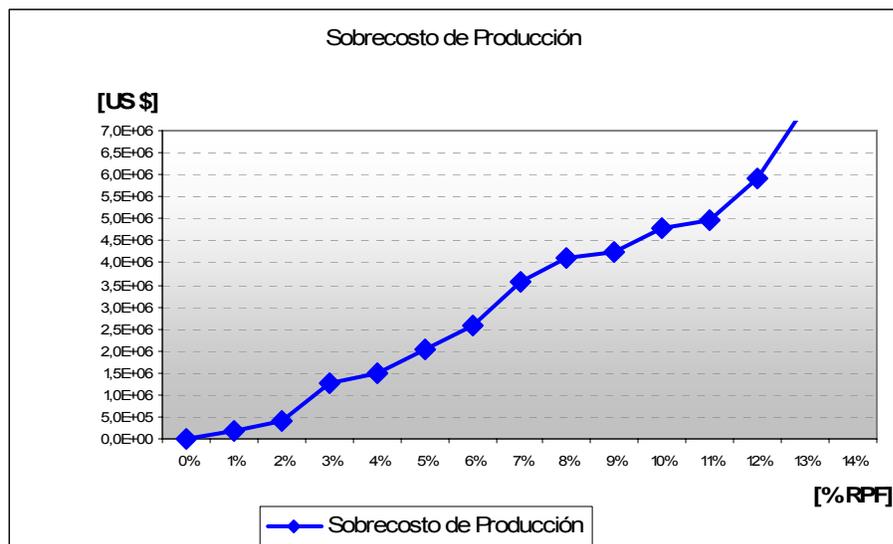


Figura 19: Sobrecostos de Producción del SING

V.4.4 Determinación ENS

Cuando ya se ha determinado la curva de sobrecostos de operación, es necesario determinar la curva de energía no suministrada. Para esto hay que hacer un análisis estadístico previo, de manera tal de poder incluir incertidumbre al modelo por medio de la probabilidad de ocurrencia de las contingencias simples normales en la operación del SING.

Para llevar a cabo este análisis, se solicitó a la Dirección de Operación del CDEC – SING la base de datos de fallas completa del SING, con lo cual se construyó un historial de fallas para determinar, y poder aplicar al algoritmo, la probabilidad de ocurrencia de cada una de las fallas ocurridas en el sistema SING. [Anexo N° 3]

V.4.5 Probabilidades de Ocurrencia

| Eventos | | | | | | | | | | | | | | | |
|----------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Generación | RPF 0% | RPF 1% | RPF 2% | RPF 3% | RPF 4% | RPF 5% | RPF 6% | RPF 7% | RPF 8% | RPF 9% | RPF 10% | RPF 11% | RPF 12% | RPF 13% | RPF 14% |
| CC1 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| CC2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| SALTA | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 | 2 |
| U16 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| CTM3 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 | 6 |
| CTM1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| U14 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| U15 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| NT02 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| CTTAR | | | | | | | | | | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| CTM2 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Total eventos | 20 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 |

Tabla 14: Probabilidades de ocurrencia de contingencias en generación

Una vez identificadas las fallas o contingencias “normales” que afectan al SING, se hacen las simulaciones dinámicas para cada uno de los escenarios definidos en el módulo técnico – económico.

Para realizar la labor se utiliza el software de ingeniería eléctrica Power System Simulator of Engineering.

Para cada despacho anteriormente determinado, se simulan las fallas ya determinadas y se ve el comportamiento de la frecuencia del sistema. Con estos análisis se construye una tabla que contiene los valores mínimos de frecuencia a los cuales llega el sistema, producto de las fallas analizadas.

En este paso, es lógico que a medida que se tenga despachos con más reserva, el nivel de la profundidad de la falla es menor, y en algunos casos para algunas fallas y reservas mayores a cierto porcentaje, la frecuencia no alcanza a tocar el primer escalón definido en el esquema de desconexión automático de carga. Por lo tanto cuando la frecuencia comienza a ser mayor de 49 Hz, en la tabla de datos aparecerá el valor de 50 Hz. Esto se hace para que el algoritmo internamente facilite los cálculos de la energía no suministrada.

| DAC [MW] | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Generación | RPF 0% | RPF 1% | RPF 2% | RPF 3% | RPF 4% | RPF 5% | RPF 6% | RPF 7% | RPF 8% | RPF 9% | RPF 10% | RPF 11% | RPF 12% | RPF 13% | RPF 14% |
| CC1 | 48,6 | 48,6 | 48,7 | 48,7 | 48,8 | 48,8 | 48,8 | 48,9 | 48,9 | 49,0 | 49,0 | 49,0 | 49,0 | 50,0 | 50,0 |
| CC2 | 48,6 | 48,6 | 48,7 | 48,7 | 48,8 | 48,8 | 48,8 | 48,9 | 48,9 | 49,0 | 49,0 | 49,0 | 49,0 | 50,0 | 50,0 |
| SALTA | 48,4 | 48,4 | 48,4 | 48,5 | 48,6 | 48,6 | 48,6 | 48,7 | 48,7 | 48,8 | 48,9 | 48,9 | 48,9 | 48,9 | 48,9 |
| U16 | 48,5 | 48,5 | 48,6 | 48,6 | 48,6 | 48,7 | 48,7 | 48,7 | 48,8 | 48,9 | 48,9 | 48,9 | 49,0 | 49,0 | 49,0 |
| CTM3 | 48,5 | 48,6 | 48,6 | 48,6 | 48,6 | 48,7 | 48,7 | 48,8 | 48,8 | 48,9 | 48,9 | 48,9 | 49,0 | 49,0 | 49,0 |
| CTM1 | 48,7 | 48,7 | 48,8 | 48,8 | 48,8 | 48,9 | 48,9 | 48,9 | 49,0 | 49,1 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| U14 | 48,8 | 48,8 | 48,8 | 48,9 | 48,9 | 49,0 | 49,0 | 49,0 | 49,3 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| U15 | 48,8 | 48,8 | 48,8 | 48,9 | 48,9 | 49,0 | 49,0 | 49,0 | 49,3 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| NT02 | 48,7 | 48,8 | 48,8 | 48,8 | 48,9 | 48,9 | 49,0 | 49,0 | 49,0 | 49,4 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| CTTAR | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 49,3 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |
| CTM2 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 | 50,0 |

Tabla 15: Frecuencias mínimas de Simulación ante contingencias

Una vez determinada la frecuencia mínima para cada uno de los despachos y para cada una de las distintas asignaciones de reserva con el software de simulación dinámica, se deben determinar los montos de potencia desprendida por parte de los consumidores.

Para este propósito es necesario conocer el actual esquema de desconexión automática de carga que opera en el SING.

| Clientes | Fuente | ESCALONES NOMINALES [MW] | | | | | | | |
|-------------------|--------|--------------------------|-------------|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|---------------|
| | | 49 | 48.9 | 48.8 | 48.7 | 48.6 | 48.5 | 48.3 | |
| | | I | II | III | IV | V | VI | VII | |
| Cerro Colorado | ED | 3.8 | | | | | | | |
| Collahuasi | CE/GA | 7 | | 5 | | 4 | | | |
| Emelari | GA | 3.5 | 2.6 | 1.6 | 1.6 | 1.6 | 1.2 | | |
| Eliqsa | GA | 5.1 | 5.1 | 2.6 | 2.6 | 2.6 | 2 | | |
| Chuquicamata | EA | 9 | 6.5 | 9 | 8.5 | 6 | 5 | 17 | |
| El Abra | EA | 4.8 | 6.3 | 4.65 | 3.8 | 14 | 1.7 | | |
| Radomiro Tomic | EA | 2.1 | 2.1 | 2.9 | 2.1 | 2.1 | 1.4 | 1.4 | |
| Elecda Calama | GA | | | | | 5.6 | | | |
| Elecda Tocopilla | GA | 1.9 | | | | | | | |
| Elecda Mejillones | GA | | 2.3 | | | | | | |
| Soquimich | EA | | | | | 4.5 | | | |
| Alto Norte | ED | | | 5 | | | | | |
| Escondida | GA | 8 | 8.7 | 10.8 | 13.8 | 8.6 | 8.6 | 8.6 | |
| Inacesa | ED | | | | | | | | |
| Michilla | ED | | 2.6 | | | | | | |
| Elecda Afta | GA | 9.8 | 5.8 | 5.1 | 5 | | 2.6 | 4.4 | |
| Enaex | GA | | | | | | | | |
| Lomas Bayas | NO | | | | | 2 | | | |
| Mantos Blancos | ED | | 3 | 3 | | | | | |
| Minsal | NO | | | | | | | | |
| Zaldivar | NO | 0.7 | 0.7 | 0.7 | 3 | 1.3 | 1.3 | | |
| El Peñón | GA | | | | | | | 5 | |
| SQM. Promin | NO | 0.7 | 0.7 | 0.9 | 1 | 1 | 0.7 | 0.7 | |
| Quebrada Blanca | GA | | | 14 | | | | | |
| TOTAL | | 56.4 | 46.4 | 65.25 | 41.4 | 53.3 | 24.5 | 37.1 | 324.35 |

Tabla 16: Esquema de desconexión automático de carga del SING

Con esta información, lo que se hace es buscar el monto desconectado para el nivel de frecuencia mínima de sistema entregado por las simulaciones dinámicas aplicando las contingencias. De esta manera, se obtienen los montos de desprendimiento de potencia totales ante cada una de las fallas.

| DAC + BO [MW] | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Generación | RPF 0% | RPF 1% | RPF 2% | RPF 3% | RPF 4% | RPF 5% | RPF 6% | RPF 7% | RPF 8% | RPF 9% | RPF 10% | RPF 11% | RPF 12% | RPF 13% | RPF 14% |
| CC1 | 263 | 263 | 209 | 209 | 168 | 168 | 168 | 103 | 103 | 56 | 56 | 56 | 56 | 0 | 0 |
| CC2 | 263 | 263 | 209 | 209 | 168 | 168 | 168 | 103 | 103 | 56 | 56 | 56 | 56 | 0 | 0 |
| SALTA | 1600 | 1600 | 1600 | 1600 | 263 | 263 | 263 | 209 | 209 | 168 | 103 | 103 | 103 | 103 | 103 |
| U16 | 1600 | 1600 | 1600 | 263 | 263 | 209 | 209 | 209 | 168 | 103 | 103 | 103 | 56 | 56 | 56 |
| CTM3 | 1600 | 1600 | 263 | 263 | 263 | 209 | 209 | 168 | 168 | 103 | 103 | 103 | 56 | 56 | 56 |
| CTM1 | 209 | 209 | 168 | 168 | 168 | 103 | 103 | 103 | 56 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| U14 | 168 | 168 | 168 | 103 | 103 | 56 | 56 | 56 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| U15 | 168 | 168 | 168 | 103 | 103 | 56 | 56 | 56 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| NT02 | 209 | 168 | 168 | 168 | 103 | 103 | 56 | 56 | 56 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| CTTAR | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| CTM2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

Tabla 17: Desconexión de carga frente a contingencias simuladas

Con el conocimiento de los montos de potencia liberados por los clientes, el siguiente paso del algoritmo es determinar la valorización de estos montos en forma de energía no suministrada. Para determinar esta energía no suministrada hay que tener el tiempo de duración de la contingencia y el valor unitario del costo unitario de energía no suministrada. Con estos parámetros es posible determinar la energía no suministrada para cada uno de los niveles de reserva.

Para determinar el tiempo de duración de falla, se utilizará la definición que señala el Proyecto de Reglamento para Seguridad y Calidad de Servicio, y Servicios Complementarios, diciembre de 2005. El artículo 97, inciso segundo del documento mencionado anteriormente, indica que: “La duración de cada desconexión se determinará como el tiempo transcurrido entre el instante de activación y el instante en que el Centro de Control (CDC) informe disponibilidad de tensión o suministro en la barra correspondiente”. Por tanto, a continuación se elabora un pequeño modelo para determinar la disponibilidad de generación frente a una falla del sistema con desprendimiento de carga, con unidades de partida rápida y reserva en giro presentes en el SING.

La siguiente tabla muestra las unidades de partida rápida propiedad de Edelnor, Electroandina y Celta, que actualmente se encuentran presentes en el SING para aportar su potencia en un tiempo no superior a 30 minutos desde que se les da la orden de partida hasta que se encuentran a plena carga.

Con esta información es posible determinar cuánto tiempo demora en tener generación disponible equivalente al monto del desprendimiento de carga actuado producto de la contingencia.

| Unidades | Potencia [MW] | t partida [min] | Tcarga [MW/min] | 5 min | 10 min | 15 min | 17 min | 20 min | 23 min | 30 min |
|-----------------------------------|---------------|-----------------|-----------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| GMAN | 16,8 | 15 | 1,12 | 5,6 | 11,2 | 16,8 | | | | |
| MAAN | 11,88 | 30 | 0,40 | 2,0 | 4,0 | 5,9 | 6,7 | 7,9 | 9,1 | 11,9 |
| GMAR | 8,4 | 13 | 0,65 | 3,2 | 6,5 | 8,4 | | | | |
| M1AR | 2,92 | 15 | 0,19 | 1,0 | 1,9 | 2,9 | | | | |
| M2AR | 2,997 | 15 | 0,20 | 1,0 | 2,0 | 3,0 | | | | |
| MAIQ | 5,94 | 30 | 0,20 | 1,0 | 2,0 | 3,0 | 3,4 | 4,0 | 4,6 | 5,9 |
| MIIQ | 2,92 | 15 | 0,19 | 1,0 | 1,9 | 2,9 | | | | |
| MSIQ | 6,2 | 30 | 0,21 | 1,0 | 2,1 | 3,1 | 3,5 | 4,1 | 4,8 | 6,2 |
| SUIQ | 4,2 | 15 | 0,28 | 1,4 | 2,8 | 4,2 | | | | |
| MIMB | 28,64 | 17 | 1,68 | 8,4 | 16,8 | 25,3 | 28,6 | | | |
| | 90,897 | | | 25,6 | 51,2 | 75,5 | 80,5 | 82,9 | 85,3 | 90,9 |
| TG1 | 24,7 | 23 | 1,07 | 5,4 | 10,7 | 16,1 | 18,3 | 21,5 | 24,7 | |
| TG2 | 24,9 | 23 | 1,08 | 5,4 | 10,8 | 16,2 | 18,4 | 21,7 | 24,9 | |
| TG3 | 37,5 | 23 | 1,63 | 8,2 | 16,3 | 24,5 | 27,7 | 32,6 | 37,5 | |
| TGIQ | 23,75 | 23 | 1,03 | 5,2 | 10,3 | 15,5 | 17,6 | 20,7 | 23,8 | |
| TGTAR | 23,75 | 23 | 1,03 | 5,2 | 10,3 | 18,6 | 17,6 | 20,7 | 23,8 | |
| | 134,6 | | | 21,1 | 42,2 | 66,4 | 71,8 | 84,4 | 97,1 | |
| Vapor - Carbón | 60 | - | 3 | 15 | 30 | 45 | 51 | 60 | | |
| TOTAL CSF + RESERVA PRONTA | | | | 62 | 123 | 187 | 203 | 227 | 242 | 248 |

Tabla 18: Disponibilidad de Generación en partida rápida

Graficando se obtiene las siguientes curvas de toma de carga:

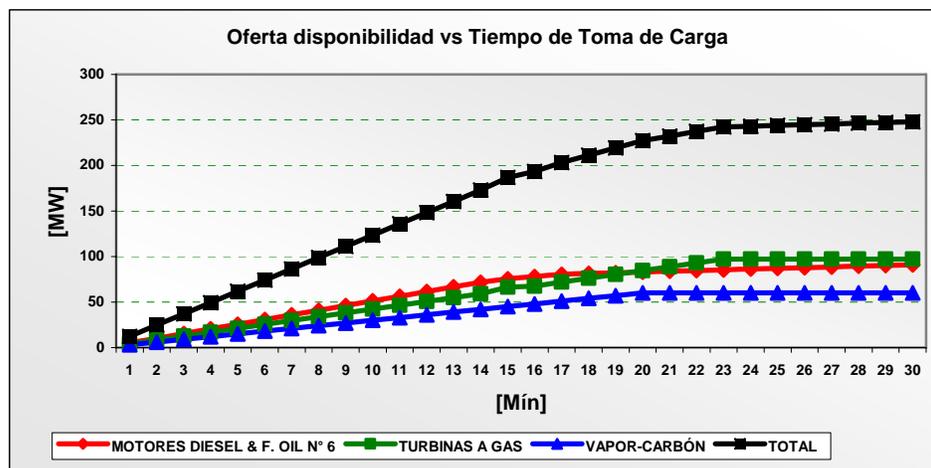


Figura 20: Disponibilidad de generación versus toma de carga

De acuerdo a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Suministro, en su Capítulo 10: Disposiciones Transitorias, el artículo 10-32 señala:

“En tanto no se realice la evaluación del funcionamiento y eficiencia, a que se refiere el Artículo 1-10 de la presente NT, para todos los efectos de aplicación de la presente NT, el costo unitario de la ENS de corta duración será igual a:

2 [US\$/kWh] en el SIC

3 [US\$/kWh] en el SING”

Por tanto, el costo unitario de energía no suministrada que se aplica al monto de desprendimiento de carga, corresponde a 3 US\$/kWh.

Determinando la valorización de energía no suministrada para los eventos analizados, se genera la siguiente tabla de valores.

| CENS Miles USD \$ | | | | | | | | | | | | | | | |
|----------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-------------|-------------|--------------|--------------|--------------|
| Generación | RPF 0% | RPF 1% | RPF 2% | RPF 3% | RPF 4% | RPF 5% | RPF 6% | RPF 7% | RPF 8% | RPF 9% | RPF 10% | RPF 11% | RPF 12% | RPF 13% | RPF 14% |
| CC1 | 658 | 658 | 397 | 397 | 286 | 286 | 286 | 149 | 149 | 70 | 70 | 70 | 70 | 0 | 0 |
| CC2 | 658 | 658 | 397 | 397 | 286 | 286 | 286 | 149 | 149 | 70 | 70 | 70 | 70 | 0 | 0 |
| SALTA | 10400 | 10400 | 10400 | 10400 | 658 | 658 | 658 | 397 | 397 | 286 | 149 | 149 | 149 | 149 | 149 |
| U16 | 10400 | 10400 | 10400 | 658 | 658 | 397 | 397 | 397 | 286 | 149 | 149 | 149 | 70 | 70 | 70 |
| CTM3 | 10400 | 10400 | 658 | 658 | 658 | 397 | 397 | 286 | 286 | 149 | 149 | 149 | 70 | 70 | 70 |
| CTM1 | 397 | 397 | 286 | 286 | 286 | 149 | 149 | 149 | 70 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| U14 | 286 | 286 | 286 | 149 | 149 | 70 | 70 | 70 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| U15 | 286 | 286 | 286 | 149 | 149 | 70 | 70 | 70 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| NT02 | 397 | 286 | 286 | 286 | 149 | 149 | 70 | 70 | 70 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| CTTAR | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| CTM2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| TOTAL | 5953 | 5947 | 2954 | 1479 | 469,7 | 337,8 | 333,8 | 240,3 | 212,6 | 107,9 | 94,9 | 94,9 | 60,89 | 44,22 | 44,22 |

Tabla 19: Costo esperado de Energía No Suministrada en el SING

Del cálculo anterior, se puede extraer los valores de costos de ENS para cada uno de los niveles de reserva aplicados en el despacho y construir la curva de costos de riesgos o de energía no suministrada al sistema.

A continuación se procede a ponderar los costos de ENS calculados anteriormente de las contingencias simuladas con las probabilidades de ocurrencia, determinadas anteriormente para cada uno de los montos de reservas.

Como ya se había determinado la curva de sobrecostos de producción, se puede obtener la curva de costo global de confiabilidad, referida al nivel de reserva asignado para control primario de frecuencia, como la suma de ambas curvas.

| Nivel de RPF | Sobrecosto de Producción | Costo de ENS | Costo Global |
|--------------|-----------------------------|--------------|--------------|
| [%] | [US \$] | [US \$] | [US \$] |
| 0% | 0 | 5.952.645 | 5.952.645 |
| 1% | 740.174 | 5.947.070 | 6.687.244 |
| 2% | 1.548.427 | 2.953.645 | 4.502.072 |
| 3% | 1.955.717 | 1.478.645 | 3.434.362 |
| 4% | 2.453.459 | 469.708 | 2.923.166 |
| 5% | 2.846.754 | 337.780 | 3.184.534 |
| 6% | 2.943.539 | 333.813 | 3.277.352 |
| 7% | 3.010.383 | 240.260 | 3.250.643 |
| 8% | 3.683.902 | 212.568 | 3.896.470 |
| 9% | 4.275.183 | 107.874 | 4.383.057 |
| 10% | 4.376.998 | 94.898 | 4.471.896 |
| 11% | 5.091.465 | 94.898 | 5.186.363 |
| 12% | 6.407.837 | 60.890 | 6.468.728 |
| 13% | 6.514.509 | 44.224 | 6.558.733 |
| 14% | 7.213.974 | 44.224 | 7.258.198 |

Tabla 20: Minimización de Sobrecosto de producción y ENS

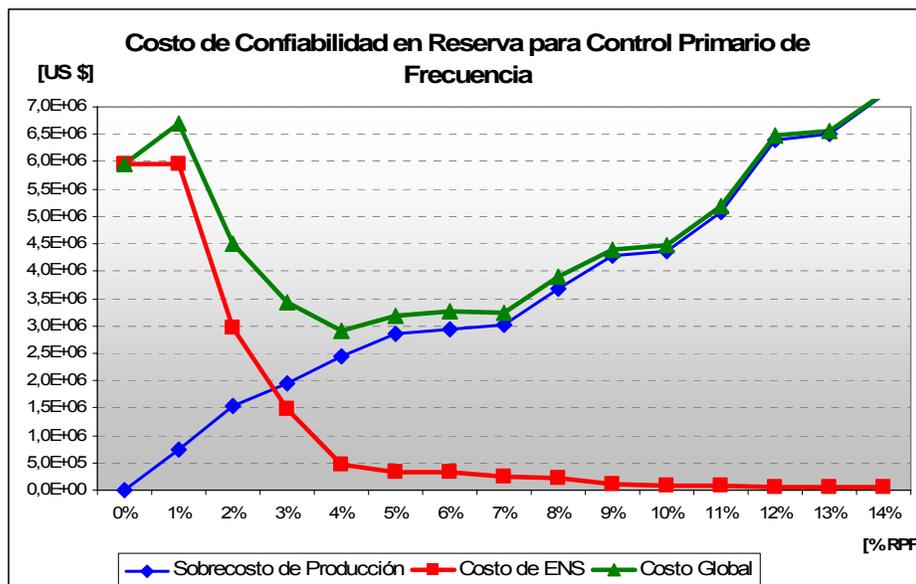


Figura 21: Optimización Gráfica Sobrecostos de Producción y ENS

De esta forma, se ha determinado el porcentaje de reserva óptima teórico para control primario de frecuencia en el SING, referido a la demanda del sistema. Este nivel de reserva obtenido está supeditado a las distintas premisas que se tomaron para definir los escenarios.

Estas premisas, consideran entre otras, la estimación de la demanda en forma diaria para todo un año, el trato especial de las potencias máximas de despacho de las unidades que conforman el SING, ya que por características del sistema se permite un despacho máximo de 270 MW por unidad, y de acuerdo a estudios realizados por la Dirección de Operación del CDEC-SING se considera este nivel de potencia como la máxima salida intempestiva de un bloque de generación sin ocasionar pérdida mayor a un 70% del suministro, en operación real del SING.

Otra consideración corresponde al tiempo de duración de la falla al momento de determinar la valorización de la energía no suministrada, ya que se aplica un modelo

específico debido a la característica de los consumos en el SING, en un 90% consumos industriales.

En base a estas consideraciones, el porcentaje óptimo teórico determinado corresponde a un 4% del monto de la demanda del sistema. Lo que equivale en estos momentos a un monto entre 64 MW a 69 MW, pensando que se está trabajando sobre una demanda sistémica de 1.600 MW a 1.700 MW aproximadamente.

VI SENSIBILIDADES

VI.1 Escenario 1: EDAC 580 MW

A continuación se muestra una sensibilidad con respecto a la simulación del caso base anterior, el cual consideraba un esquema de desconexión automático de carga de 324 MW y una limitación de las unidades a nivel de despacho máximo -250 MW- menor a su potencia instalada en el caso de los ciclos CC1, CC2, U16 y CC SALTA. Esto se traduce que en las simulaciones dinámicas de contingencias, las unidades pueden entregar como máxima respuesta para CPF el valor de la potencia máxima despachada.

En esta primera sensibilidad se analiza un escenario distinto donde el esquema de desconexión automática de carga es de 580 MW –resultado del Estudio EDAC según NT de SyCS realizado por el CDEC-SING en febrero 2006 e implementado el 1 julio de 2006 con un monto de 400 MW en el ínter tanto que los clientes finales puedan ajustar sus esquemas EDAC en su totalidad- y se considera que la limitación para los ciclos combinados permanece igual al caso base.

| Cientes | Fuente | ESCALONES NOMINALES [MW] | | | | | | | | |
|-------------------|--------|--------------------------|-------------|--------------|--------------|--------------|-------------|--------------|--------------|---------------|
| | | Hz | 49 | 48,9 | 48,8 | 48,7 | 48,6 | 48,5 | 48,4 | 48,3 |
| | | I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | |
| Cerro Colorado | ED | 3,8 | 3,8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 8 | 8 | |
| Collahuasi | CE/GA | 7 | 7 | 5 | 5 | 5 | 12 | 14 | 14 | |
| Emelari | GA | 3 | 3 | 1,6 | 1,6 | 1,6 | 1,2 | 0 | 0 | |
| Eliqsa | GA | 5,1 | 5,1 | 2,6 | 2,6 | 2,6 | 2 | 0 | 0 | |
| Chuquicamata | EA | 9 | 9 | 9,9 | 9,9 | 9,9 | 15 | 17 | 17 | |
| El Abra | EA | 4,8 | 4,8 | 4,65 | 4,65 | 4,65 | 6,3 | 7 | 7 | |
| Radomiro Tomic | EA | 2,1 | 2,1 | 3,6 | 3,6 | 3,6 | 6,7 | 7 | 7 | |
| Elecda Calama | GA | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| Elecda Tocopilla | GA | 1,9 | 1,9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| Elecda Mejillones | GA | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| Soquimich | EA | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| Alto Norte | ED | 0 | 0 | 5 | 5 | 5 | 0 | 0 | 0 | |
| Escondida | GA | 9 | 9 | 15 | 15 | 15 | 24,3 | 35 | 35 | |
| Inacesa | ED | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| Michilla | ED | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 4 | |
| Elecda Afta | GA | 3 | 3 | 5,1 | 5,1 | 5,1 | 2,6 | 4,4 | 4,4 | |
| Enaex | GA | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| Lomas Bayas | NO | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| Mantos Blancos | ED | 0 | 0 | 2,7 | 2,7 | 2,7 | 2 | 0 | 0 | |
| Minsal | NO | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| Zaldivar | NO | 0,7 | 0,7 | 2,4 | 2,4 | 2,4 | 7,3 | 8 | 8 | |
| El Peñón | GA | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 5 | |
| SQM. Promin | NO | 0,7 | 0,7 | 0,9 | 0,9 | 0,9 | 0,7 | 0,7 | 0,7 | |
| Quebrada Blanca | GA | 0 | 0 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 0 | 0 | 0 | |
| TOTAL | | 50,1 | 50,1 | 59,95 | 59,95 | 59,95 | 80,1 | 110,1 | 110,1 | 580,35 |

Tabla 21: Esquema de desconexión automático de carga – 580 MW

Con las consideraciones anteriores se obtiene la curva de energía no suministrada para este nuevo EDAC de 580 MW.

| Nivel de RPF | Sobrecosto de Producción | Costo de ENS | Costo Global |
|--------------|--------------------------|--------------|--------------|
| [%] | [US \$] | [US \$] | [US \$] |
| 0% | 0 | 5.858.600 | 5.858.600 |
| 1% | 740.174 | 2.906.600 | 3.646.774 |
| 2% | 1.548.427 | 1.427.300 | 2.975.727 |
| 3% | 1.955.717 | 345.400 | 2.301.117 |
| 4% | 2.453.459 | 304.700 | 2.758.159 |
| 5% | 2.846.754 | 290.500 | 3.137.254 |
| 6% | 2.943.539 | 232.500 | 3.176.039 |
| 7% | 3.010.383 | 202.800 | 3.213.183 |
| 8% | 3.683.902 | 192.800 | 3.876.702 |
| 9% | 4.275.183 | 99.429 | 4.374.611 |
| 10% | 4.376.998 | 87.619 | 4.464.618 |
| 11% | 5.091.465 | 87.619 | 5.179.084 |
| 12% | 6.407.837 | 39.048 | 6.446.885 |
| 13% | 6.514.509 | 3 | 6.514.511 |
| 14% | 7.213.974 | 3 | 7.213.977 |

Tabla 22: Minización de Costos con EDAC en 580 MW

Graficando lo anterior se tiene que el punto de operación óptimo para el SING corresponde a considerar un 3% de reserva para CPF, menor al caso base debido a lo siguiente; al aumentar el monto del EDAC la profundidad de la falla para niveles de reserva pequeños no alcanza a ser tan grande y por lo tanto la recuperación en función de la toma de carga de las unidades de respuesta rápida es más eficiente en cuanto a tiempo de normalización.

Al aumentar el EDAC a 580 MW y aplicando las mismas contingencias que en el caso base, se tiene que la frecuencia no cae tan profundamente ni tan rápido, por lo que haciendo la comparación contingencia a contingencia, resulta que la ENS para la misma falla es de un monto menor comparado cuando el SING tiene un EDAC menor de valor 324 MW.

Un 3% en reserva equivale entre 48 MW y 51 MW cuando la demanda del SING está entre 1.600 MW y 1.700 MW.

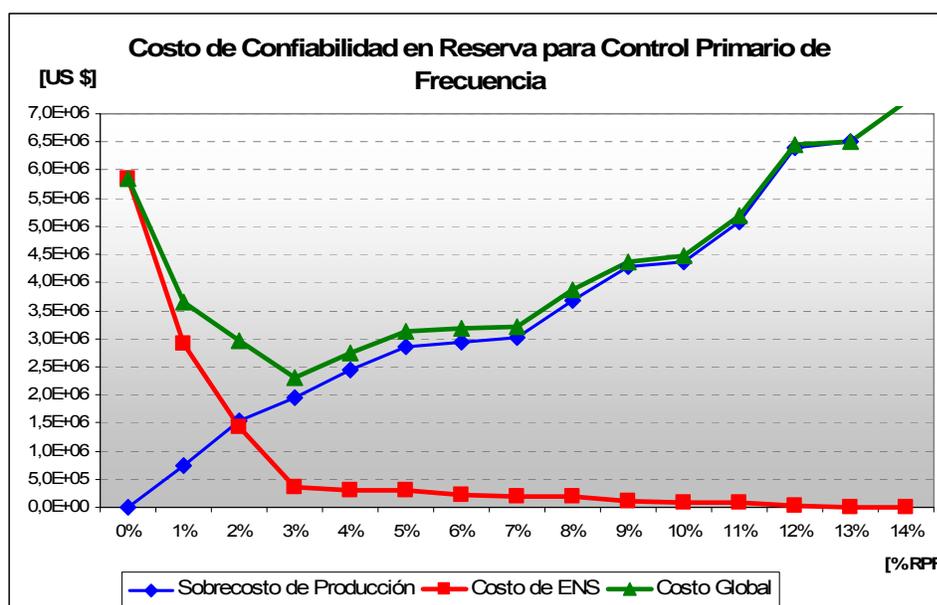


Figura 22: Minimización Gráfica de Costos para EDAC de 580 MW

VI.2 Escenario 2: EDAC 580 MW y Ciclos combinados sin restricción

En esta sensibilidad se mantiene un EDAC de 580 MW, sin embargo el tratamiento para las unidades de ciclo combinado es distinto, lo que significa liberar el despacho máximo de la unidad cuando ésta toma carga para realizar control de frecuencia. De esta manera la ENS disminuye para el mismo EDAC y las mismas contingencias aplicadas, ya que las unidades de ciclo combinado pueden aportar por sobre su potencia de despacho en caso de una contingencia.

Lo anterior se verifica con la curva de costo de ENS en función de los niveles de reserva, tal como lo muestra la siguiente tabla:

| Nivel de RPF | Sobrecosto de Producción | Costo de ENS | Costo Global |
|--------------|--------------------------|--------------|--------------|
| [%] | [US \$] | [US \$] | [US \$] |
| 0% | 0 | 5.771.000 | 5.771.000 |
| 1% | 740.174 | 2.689.000 | 3.429.174 |
| 2% | 1.548.427 | 1.168.600 | 2.717.027 |
| 3% | 1.955.717 | 155.000 | 2.110.717 |
| 4% | 2.453.459 | 98.000 | 2.551.459 |
| 5% | 2.846.754 | 95.000 | 2.941.754 |
| 6% | 2.943.539 | 95.000 | 3.038.539 |
| 7% | 3.010.383 | 95.000 | 3.105.383 |
| 8% | 3.683.902 | 68.000 | 3.751.902 |
| 9% | 4.275.183 | 64.762 | 4.339.945 |
| 10% | 4.376.998 | 64.762 | 4.441.760 |
| 11% | 5.091.465 | 64.762 | 5.156.227 |
| 12% | 6.407.837 | 53.333 | 6.461.171 |
| 13% | 6.514.509 | 31.429 | 6.545.937 |
| 14% | 7.213.974 | 31.429 | 7.245.403 |

Tabla 23: Minización de Costos con EDAC en 580 MW y CC sin restricción de despacho.

Al comparar con la sensibilidad anterior vemos que la única diferencia es la disminución de los valores iniciales de la función de costos de ENS. Lo anterior se debe a que las unidades responden en un mayor monto de potencia cuando hay una

contingencia, ya que no tienen la restricción de potencia máxima igual a potencia máxima despachada, pudiendo tomar mayor carga que la despachada en condiciones normales sin contingencias.

De acuerdo a los resultados, se ve que el porcentaje de reserva óptimo para control primario de frecuencia sigue resultando 3% lo que equivale a un monto entre 48 MW y 51 MW, para una demanda total entre 1.600 MW y 1.700 MW, muy aproximada con la real actual del SING.

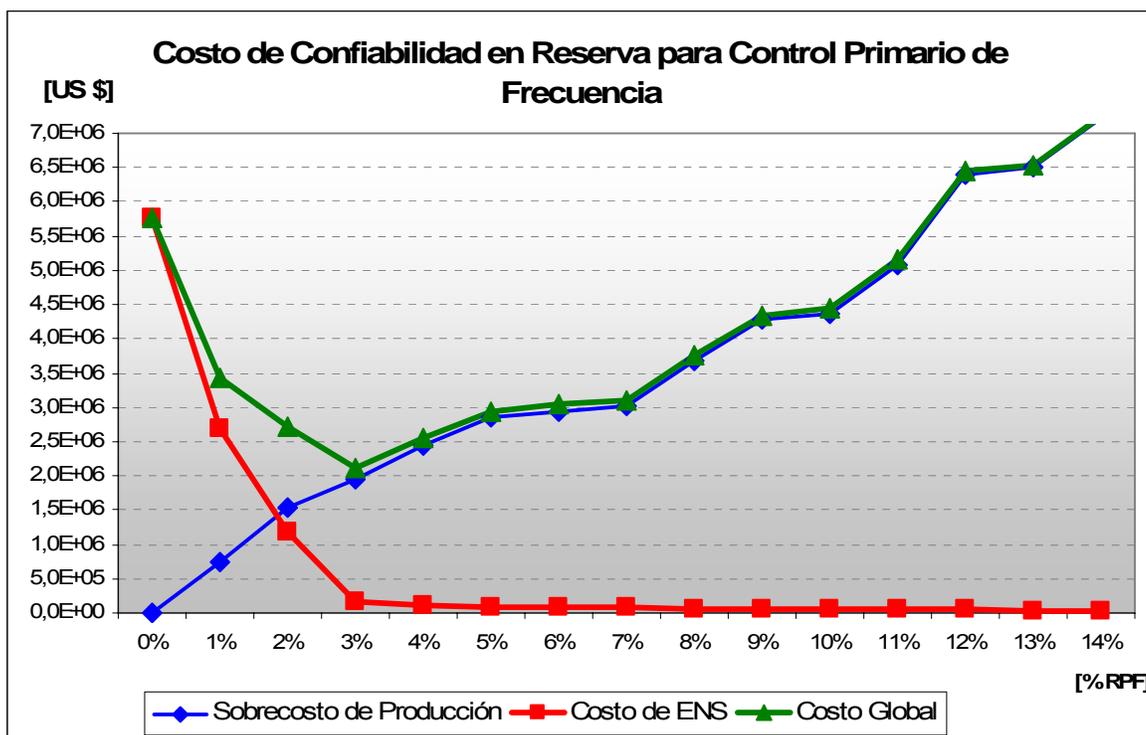


Figura 23: Minimización Gráfica de Costos para EDAC de 580 MW y CC sin restricción de despacho.

VII CONCLUSIONES Y COMENTARIOS

De la presente investigación y aplicación del algoritmo a un sistema eléctrico, se obtiene el punto óptimo de operación determinando la reserva necesaria para dicho sistema. Este nivel de reserva corresponde al mínimo de la función creada por el costo de operación del sistema más el costo de la ENS frente a contingencias simples en generación. En una primera parte la investigación describe el estado del arte de la operación de otros sistemas eléctricos y la forma en que se trata la reserva para CPF. Posteriormente se formula teóricamente y desarrolla un algoritmo propuesto, el cual consta básicamente de dos módulos que tienen por entrada las características técnica – económicas del sistema eléctrico y por salida, las funciones de costos de operación y costos de ENS. Posteriormente al desarrollo del algoritmo, se aplica al sistema interconectado del Norte Grande, tomando en cuenta algunas sensibilidades como las respuestas dinámicas de las máquinas y los montos de desconexión automática de carga por parte del consumo.

De acuerdo a algoritmo desarrollado se puede verificar que existe la posibilidad de determinar para cualquier sistema eléctrico el porcentaje de reserva óptimo destinado para control primario de frecuencia.

Si bien es cierto, la aplicación propuesta es sencilla en cuanto a su programación y aplicación en sistemas eléctricos, cabe mencionar varios puntos de difícil aplicación en el sistema eléctrico elegido. Entre estos puntos podemos mencionar la dificultad de modelar un sistema casi puramente térmico, ya que las asignaciones de distintos montos de frecuencia en cada una de las unidades se comportan de acuerdo al modelo de los controladores de velocidad de la máquina, sin embargo en el sistema eléctrico las unidades al no ser hidráulicas no responden igual que en los modelos, por lo tanto uno esperaría que los porcentajes reales sean levemente distintos que los teóricos aquí determinados.

Respecto del análisis que se hizo para modelar la demanda, se supuso que la variación intrínseca de la frecuencia con la demanda es cero, debido a las características de los consumos y a las mediciones realizadas vía los sistemas SCADA que poseen tanto la empresa EDELNOR como la Dirección de Operación del CDEC-SING. Este supuesto sin embargo no afecta en gran medida los resultados de la aplicación, ya que objetivamente al no considerar esta variación, se está frente a un peor caso de lo que en realidad sucedería en el SING.

Como ya se mostró, el resultado teórico de aplicar esta metodología al SING indica que el porcentaje óptimo teórico de reserva para control primario de frecuencia está en torno al 4% a 5 % de la demanda del sistema. Por tanto, para poder tener la respuesta esperada con esa asignación por máquina, la asignación real en cada una de ellas va a depender de su comportamiento específico una vez que se le hagan pruebas de habilitación para prestar el Servicio Complementario de Regulación de Frecuencia.

Respecto de los resultados obtenidos, los números son consecuentes con los valores que se dan en distintos sistemas eléctricos. Por ejemplo, en el SADI se considera un 3 a 3,5 % de reserva para CPF y en el SIC también los estudios arrojan que el porcentaje óptimo está alrededor de 3%. Sin embargo, ambos sistemas mencionados recientemente son mayoritariamente hidráulicos y la regulación está asignada a este tipo de máquina.

Debido a esta última observación se justifica el porqué en un sistema casi puramente térmico el porcentaje es un poco mayor.

En conclusión, se ha elaborado un algoritmo que se encuentra descrito en forma general en la normativa eléctrica chilena [1] y se ha aplicado a un sistema principalmente térmico en un 99% como es el SING, sentando de esta manera un primer ejercicio práctico en la determinación de la reserva óptima para CPF en el SING. Esto a raíz de que la Dirección de Operación del CDEC-SING no aplica el algoritmo en la forma explícita que se enuncia en la reglamentación [1], a diferencia de su símil en el SIC.

En el detalle se obtiene un punto de operación óptimo para el sistema SING considerando todas las variables de planificación tanto determinísticas como probabilísticas que generan los sobrecostos de operación y de ENS. En la determinación de los sobrecostos de operación se utiliza un modelo uninodal que considera factores de penalización entregados por un flujo AC, con el que se puede determinar en la barra libre el costo marginal y en consecuencia el costo total de la operación programa para un horizonte de un año. Por otro lado, para considerar las variables probabilísticas se utiliza un software de simulación dinámica y un histograma de fallas para calcular la probabilidad de ocurrencia, este segundo módulo es multinodal con lo que se obtiene un mayor detalle en las variaciones de frecuencia del sistema y por tanto en la obtención de la ENS.

La unión de ambos módulos se realiza en una planilla Excel, que minimiza las funciones determinadas y modula el contenido del algoritmo haciéndolo aplicable a cualquier sistema con modificaciones que se harían una vez para cada sistema a aplicar.

VIII REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Gobierno de Chile, Comisión Nacional de Energía, Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, Mayo de 2005, Santiago, Chile.
- [2] Informe Reserva Óptima para Control Primario de Frecuencia, Dirección de Operación CDEC-SING, Agosto 2005.
- [3] Confiabilidad en Mercados Eléctricos Competitivos, Pontificia Universidad Católica de Chile, Saint-Jean, I., Arcos, D., Mayo 2001.
- [4] “Ingeniería de Confiabilidad; Pilar fundamental del mantenimiento” Medardo Yañez, José L. Perdomo, Hernando Gomez de la Vega., Junio 2004.
- [5] Reliability in the New Market Structure (Part 1); W.S. Read, W.K. Newman, I.J. Pérez-Arriaga, H. Rudnick, M.R. Gent, A.J. Roman, IEEE Power Engineering Review, Diciembre 1999.
- [6] Reliability in the New Market Structure (Part 2); W.S. Read, W.K. Newman, I.J. Pérez-Arriaga, H. Rudnick, M.R. Gent, A.J. Roman, IEEE Power Engineering Review, January 2000.
- [7] Agüero, J.L., Beroqui, M., Molina, R. *Economic Transactions due to Primary and Secondary Regulation of Frequency in Argentina. Methods and Experience.* Argentina., Power Engineering Society Summer Meeting, 2000, IEEE.
- [8] Zhong, Jin. *On Some Aspects of Design of Electric Power Ancillary Service Markets.* Ph.D. thesis, Department of Electric Power Engineering, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden, 2003.

[9] CAMMESA, Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Argentino. Los Procedimientos. 1999.

ANEXOS

Anexo A: Base de Datos de Fallas del SING

| 2004 | | | | |
|---------------|--------|-------|---------------------|-----------|
| EMPRESA | UNIDAD | [Hz] | PÉRDIDA GEN [MW] | EDAC [MW] |
| CELTA | CTTAR | 48,90 | 135 | 95,9 |
| CELTA | CTTAR | 48,91 | 100 | 26,1 |
| EDELNOR | CTM1 | 48,81 | 136 | 62 |
| EDELNOR | CTM3 | 48,79 | 206 | 109,5 |
| EDELNOR | CTM1 | 49 | 140 | 22,1 |
| EDELNOR | CTM2 | 48,82 | 160 | 57,8 |
| EDELNOR | CTM3 | 48,85 | 160 | 68,5 |
| EDELNOR | CTM3 | 49,45 | 130 | 5 |
| EDELNOR | CTM3 | 48,83 | 180 | 74,3 |
| EDELNOR | CTM3 | 48,89 | 220 | 41,4 |
| EDELNOR | CTM2 | 48,99 | 128 | 14,4 |
| EDELNOR | CTM1 | 49,01 | 110 | 23,1 |
| EDELNOR | CTM1 | 49,47 | 110 | 7,15 |
| EDELNOR | CTM3 | 48,71 | 221 | 137,2 |
| EDELNOR | CTM3 | 48,7 | 220 | 213,8 |
| ELECTROANDINA | U13 | 48,9 | 78 | 54,45 |
| ELECTROANDINA | U16 | 48,8 | 239 | 155,8 |
| ELECTROANDINA | U16 | 48,63 | 237 | 160,4 |
| ELECTROANDINA | U16 | 49 | 198 | 10,6 |
| ELECTROANDINA | U16 | 48,88 | 227 | 93,8 |
| ELECTROANDINA | U16 | 48,72 | 239 | 139,9 |
| ELECTROANDINA | U16 | 48,61 | 239 | 187,4 |
| GASATACAMA | CC2 | 48,98 | 120 | 22,9 |
| GASATACAMA | CC1 | 48,9 | 163 | 47,8 |
| NORGENER | NTO2 | 48,92 | 123,2 | 71,8 |

| 2005 | | | | |
|----------------|---------------|-------------|-----------------------------|------------------|
| EMPRESA | UNIDAD | [Hz] | PÉRDIDA GEN [MW] | EDAC [MW] |
| AES GENER | CC SALTA | 48,59 | 275 | 203,7 |
| AES GENER | CC SALTA | 48,62 | 185 | 107,5 |
| CELTA | CTTAR | 48,9 | 130 | 43,46 |
| EDELNOR | CTM3 | 48,97 | 144,00 | 25,3 |
| EDELNOR | CTM3 | 48,84 | 190 | 69,1 |
| EDELNOR | CTM3 | 48,7 | 190 | 147,95 |
| EDELNOR | CTM1 | 49 | 152 | 16,4 |
| EDELNOR | CTM3 | 48,77 | 220 | 132,54 |
| EDELNOR | CTM3 | 48,7 | 220 | 141,3 |
| EDELNOR | CTM3 | 48,598 | 220,17 | 127,4 |
| ELECTROANDINA | U14 | 49,31 | 117 | 6 |
| ELECTROANDINA | U16 | 48,5 | 240 | 199,7 |
| ELECTROANDINA | U16 | 48,78 | 249 | 95,13 |
| ELECTROANDINA | U16 | 48,58 | 249 | 191,1 |
| ELECTROANDINA | U15 | 48,71 | 126 | 55,7 |
| GASATACAMA | CC1 | 48,87 | 160 | 70,85 |
| GASATACAMA | CC1 | 49,5 | 93 | 6 |
| GASATACAMA | CC2 | 48,99 | 125 | 19,8 |
| GASATACAMA | CC1 | 48,99 | 162 | 25,6 |
| GASATACAMA | CC1 | 48,69 | 180 | 148,65 |
| NORGENER | NTO1 | 49 | 120 | 16,7 |

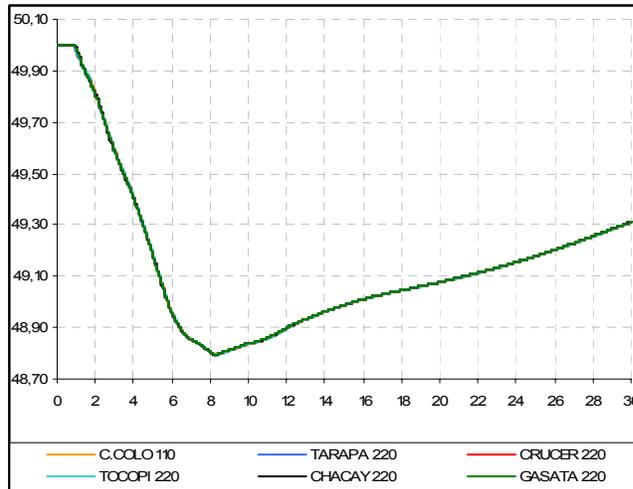
Anexo B: Previsión de Demanda utilizada del SING

| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 |
|--------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| MES 1 | 1366 | 1410 | 1491 | 1424 | 1436 | 1387 | 1452 | 1441 | 1488 | 1482 | 1478 | 1468 | 1425 | 1418 | 1402 | 1456 | 1454 | 1514 | 1468 | 1424 | 1505 | 1503 | 1495 | 1503 | 1526 | 1489 | 1496 | 1449 | 1468 | 1473 |
| MES 2 | 1501 | 1520 | 1510 | 1446 | 1435 | 1495 | 1492 | 1562 | 1574 | 1548 | 1524 | 1535 | 1497 | 1546 | 1527 | 1540 | 1535 | 1546 | 1563 | 1556 | 1560 | 1561 | 1534 | 1526 | 1471 | 1465 | 1516 | 1537 | 1558 | 1537 |
| MES 3 | 1537 | 1538 | 1520 | 1555 | 1534 | 1494 | 1491 | 1462 | 1429 | 1467 | 1508 | 1537 | 1559 | 1553 | 1424 | 1429 | 1502 | 1543 | 1555 | 1566 | 1582 | 1556 | 1547 | 1532 | 1578 | 1589 | 1604 | 1587 | 1585 | 1560 |
| MES 4 | 1526 | 1506 | 1510 | 1542 | 1514 | 1473 | 1534 | 1501 | 1508 | 1529 | 1559 | 1500 | 1432 | 1508 | 1468 | 1545 | 1572 | 1607 | 1587 | 1571 | 1569 | 1581 | 1588 | 1559 | 1528 | 1483 | 1560 | 1550 | 1519 | 1560 |
| MES 5 | 1543 | 1512 | 1516 | 1540 | 1546 | 1545 | 1552 | 1541 | 1569 | 1567 | 1470 | 1515 | 1550 | 1578 | 1607 | 1591 | 1557 | 1497 | 1411 | 1457 | 1547 | 1556 | 1593 | 1580 | 1528 | 1530 | 1549 | 1554 | 1571 | 1602 |
| MES 6 | 1573 | 1561 | 1566 | 1575 | 1637 | 1641 | 1638 | 1611 | 1617 | 1595 | 1563 | 1598 | 1597 | 1593 | 1582 | 1570 | 1598 | 1590 | 1603 | 1608 | 1565 | 1559 | 1588 | 1611 | 1603 | 1583 | 1619 | 1590 | 1624 | 1566 |
| MES 7 | 1539 | 1544 | 1560 | 1635 | 1599 | 1525 | 1549 | 1544 | 1652 | 1647 | 1650 | 1560 | 1550 | 1579 | 1596 | 1611 | 1637 | 1648 | 1619 | 1633 | 1619 | 1604 | 1620 | 1646 | 1624 | 1588 | 1573 | 1613 | 1632 | 1629 |
| MES 8 | 1631 | 1627 | 1606 | 1542 | 1611 | 1644 | 1626 | 1582 | 1602 | 1574 | 1615 | 1587 | 1614 | 1640 | 1671 | 1646 | 1613 | 1599 | 1621 | 1645 | 1618 | 1608 | 1615 | 1607 | 1610 | 1630 | 1625 | 1644 | 1625 | 1624 |
| MES 9 | 1603 | 1598 | 1599 | 1622 | 1662 | 1650 | 1634 | 1640 | 1618 | 1592 | 1582 | 1618 | 1624 | 1589 | 1606 | 1588 | 1613 | 1601 | 1644 | 1623 | 1617 | 1631 | 1614 | 1594 | 1611 | 1584 | 1507 | 1533 | 1515 | 1504 |
| MES 10 | 1532 | 1613 | 1637 | 1619 | 1582 | 1597 | 1578 | 1589 | 1558 | 1574 | 1589 | 1561 | 1574 | 1583 | 1583 | 1581 | 1632 | 1602 | 1577 | 1590 | 1648 | 1620 | 1627 | 1621 | 1617 | 1622 | 1637 | 1628 | 1623 | 1645 |
| MES 11 | 1630 | 1571 | 1473 | 1426 | 1489 | 1595 | 1662 | 1653 | 1647 | 1620 | 1659 | 1659 | 1642 | 1673 | 1641 | 1606 | 1587 | 1646 | 1643 | 1639 | 1660 | 1646 | 1621 | 1623 | 1624 | 1589 | 1583 | 1638 | 1605 | 1647 |
| MES 12 | 1652 | 1622 | 1652 | 1662 | 1703 | 1667 | 1607 | 1657 | 1662 | 1658 | 1656 | 1701 | 1674 | 1659 | 1674 | 1658 | 1684 | 1690 | 1748 | 1674 | 1647 | 1657 | 1672 | 1681 | 1648 | 1653 | 1633 | 1630 | 1620 | 1627 |

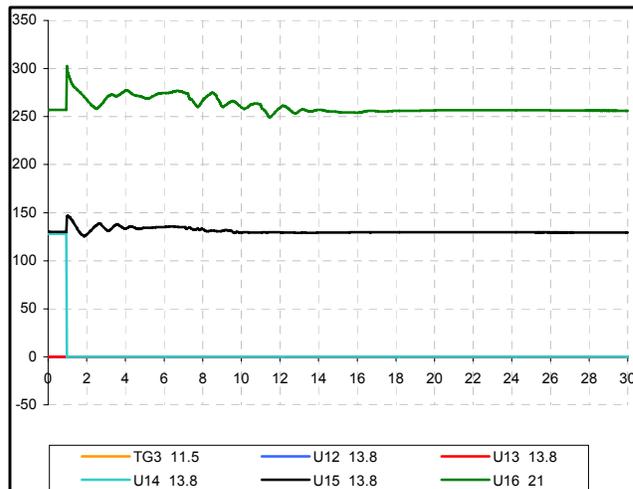
Anexo C: Simulaciones Dinámicas de Contingencias

1. Contingencia U14 con 0% reserva y EDAC 324 MW

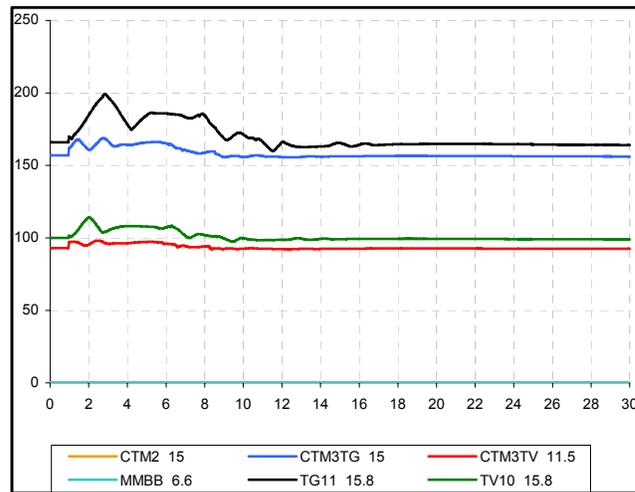
a. Frecuencia



b. Máquinas de Electroandina

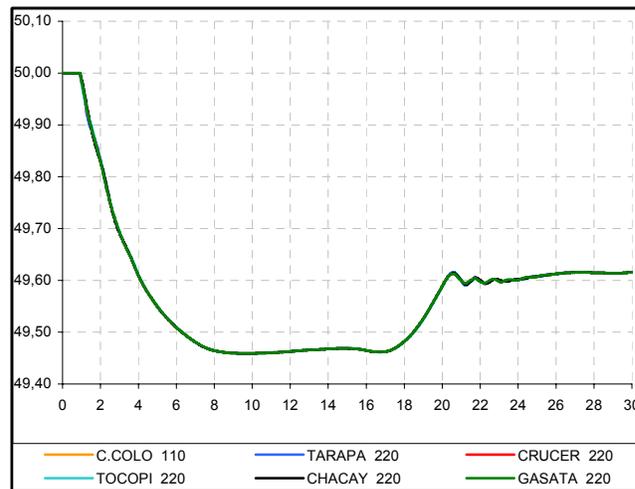


c. Máquinas de Edelnor y Aes Gener

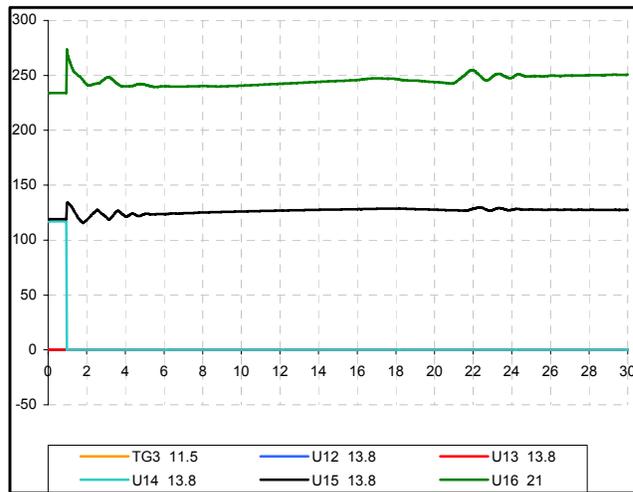


2. Contingencia U14 con 9% reserva y EDAC 324 MW

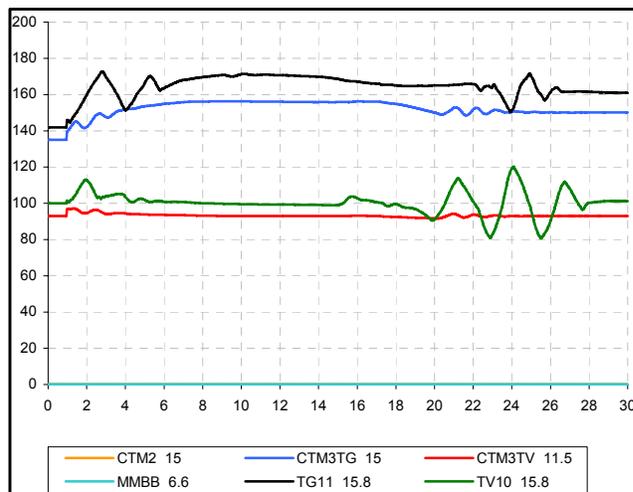
a. Frecuencia



b. Máquinas de Electroandina

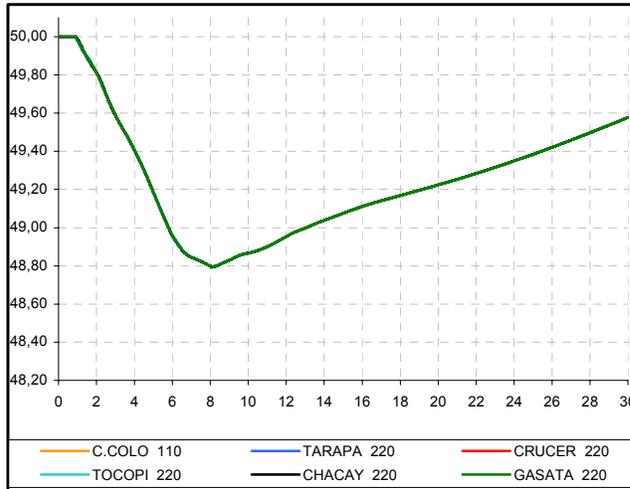


c. Máquinas de Edelnor y Aes Gener

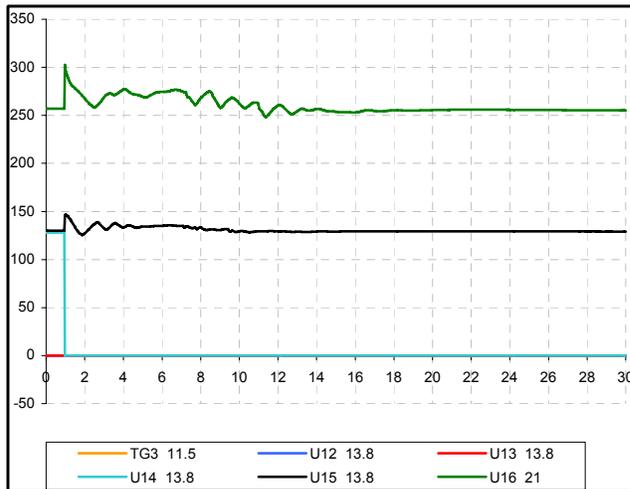


3. Contingencia U14 con 0% reserva y EDAC 580 MW

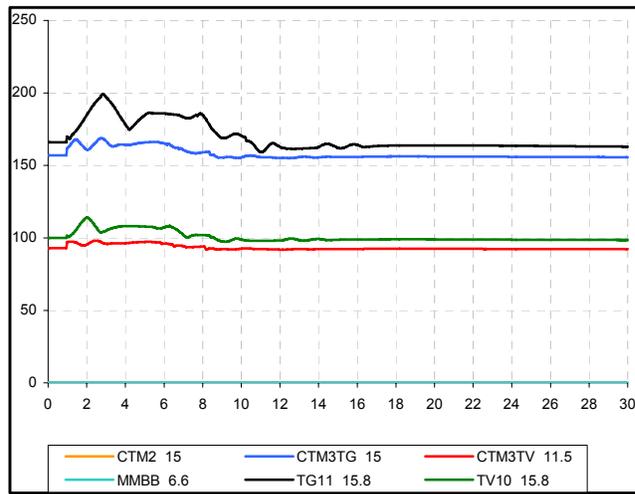
a. Frecuencia



b. Máquinas de Electroandina

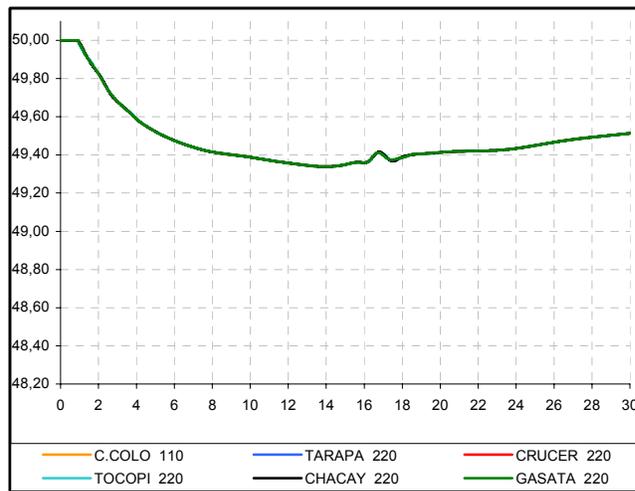


c. Máquinas de Edelnor y Aes Gener

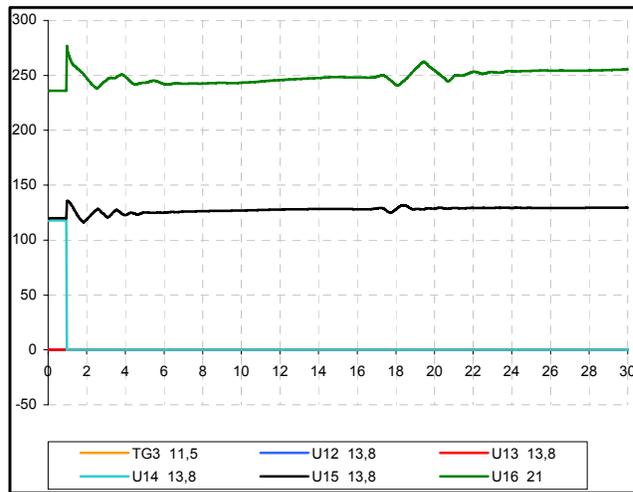


4. Contingencia U14 con 8% reserva y EDAC 580 MW

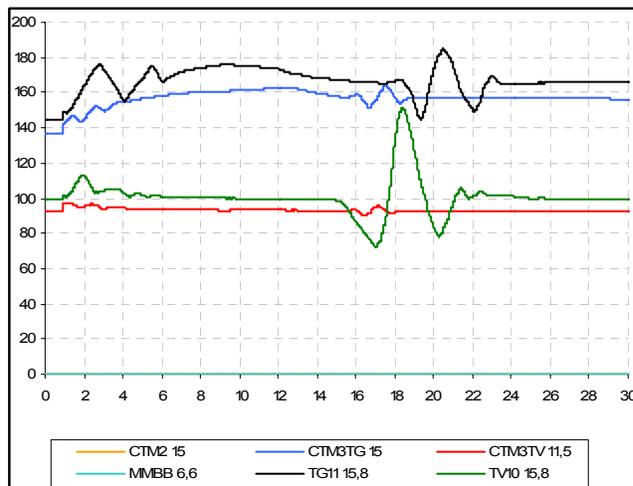
a. Frecuencia



b. Máquinas de Electroandina

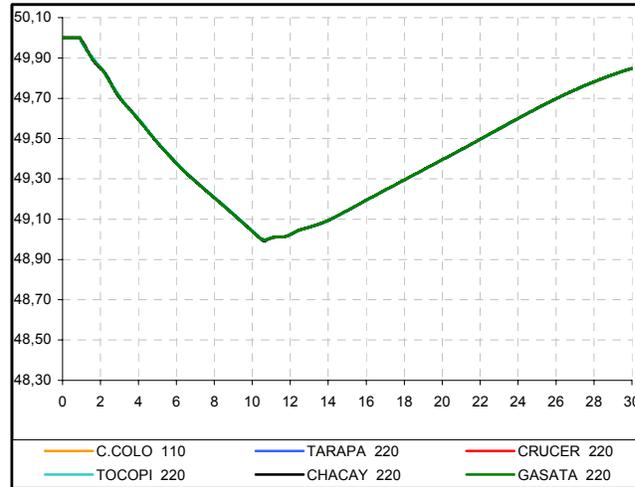


c. Máquinas de Edelnor y Aes Gener

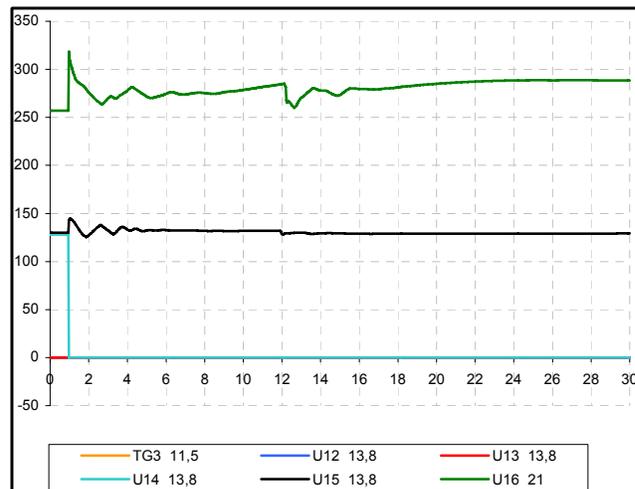


5. Contingencia U14 con 0% reserva, EDAC 580 MW y Ciclos liberados

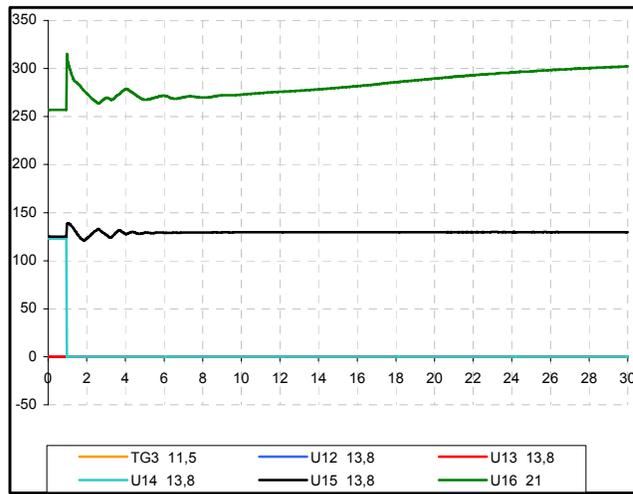
a. Frecuencia



b. Máquinas de Electroandina



b. Máquinas de Electroandina



c. Máquinas de Edelnor y Aes Gener

