



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

**ESTRATEGIAS DE CONTROL Y OPERACIÓN ECONÓMICA PARA LA
ADMINISTRACIÓN DE LA DEMANDA Y SU INCORPORACIÓN AL
NETMETERING**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO**

HAO WEI YEH LIU

PROFESOR GUÍA
LUIS VARGAS DÍAZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN
MAURICIO RIVEROS RODRÍGUEZ
ARIEL VALDENEGRO ESPINOZA

SANTIAGO DE CHILE
2015

**RESUMEN DE MEMORIA PARA OPTAR AL
TÍTULO DE:** Ingeniero Civil Eléctrico
POR: Hao Wei Yeh Liu
FECHA: 21/01/2015
PROFESOR GUÍA: Luis Vargas Díaz

“ESTRATEGIAS DE CONTROL Y OPERACIÓN ECONÓMICA PARA LA ADMINISTRACIÓN DE LA DEMANDA Y SU INCORPORACIÓN AL NETMETERING”

El sistema eléctrico chileno deberá dar el siguiente paso si es que se quiere seguir con los lineamientos de energías limpias y eficiencia energética. La adaptación de la urbe a una más “inteligente” podría brindar la solución a la mayoría de los problemas concernientes a su integración, dándole también la oportunidad a nuevas tecnologías que favorecerían esta nueva ideología.

Respecto a la integración y sus problemas, se resalta en esta ocasión la referente a frecuencia: se hará cada vez más notorio con la inserción de ciertas ERNC (generación sin inercia), por lo que se plantea la elaboración de un esquema de desconexión selectiva de cargas para paliar el efecto de falta de inercia en situaciones de contingencia.

La elaboración, prueba, validación y evaluación del esquema fue realizada en el entorno DIgSILENT; ajustándose los parámetros necesarios mediante procesamiento de datos de perfil de consumo en la capital y apuntando a aplicaciones específicas que cumplieran un set de requisitos. Como comparación, se utilizan casos de estudios similares a los emitidos por la DO del CDEC para los estudios de EDAC.

Los resultados finales auguran un buen desempeño en la parte técnica. Los beneficios percibidos apuntan a mejores niveles de frecuencia, pudiendo impedir la activación de hasta 4 etapas de EDAC si se enfoca y diseña apropiadamente el esquema. La flexibilidad del diseño permite priorizar resultados tanto para ciertos parámetros de evaluación, como para la magnitud de fallas que se quiera soportar.

Económicamente aportaría ahorros no menores en una ventana de tiempo adecuada, aunque siendo sus atractivos principales el aporte técnico/operacional y el de formar parte de uno de los tantos esquemas aplicables que sustentarán la instalación de medidores inteligentes.

*A aquellos que día a día luchan
contra las expectativas
y presión de otros.*

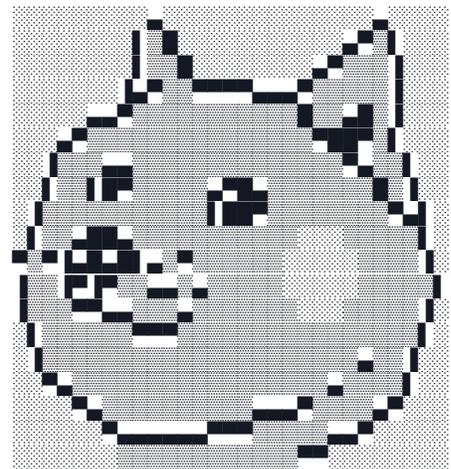
*A aquellos que eligen construir su
propio camino en vez de seguir aquel
designado por terceros.*

*A aquellos que perseveran por validar
sus propios objetivos y sueños y el
cómo lograrlos.*

*A aquellos que recorrieron y recorren
este sendero de espinas tenazmente,
cambiando felicidad por un sueño.*

*Y que aún esperan, apilando logros
tras logro, oír de aquellos terceros
tan sólo una vez el anhelado*

“Estoy orgulloso de ti”



Agradecimientos

A mi familia, a los Martínez-Torres y a aquellas amistades tanto del colegio como de la universidad les agradezco por brindarme apoyo y confianza; fueron, son y tengo la seguridad de que serán parte importante de lo que me depara el futuro.

A todos los profesores que aportaron a mi formación profesional y personal, que me guiaron y motivaron durante mi trayectoria como estudiante, que me recordaron el ir mejorando día a día y me inculcaron que límites propios los define uno mismo.

A todos aquellos que ayudaron a terminar este trabajo ya sea con datos, comentarios, críticas o simple apoyo moral. Mención honrosa para Verdana 12 por su aporte en la "redacción", a DIgSILENT por... ser DIgSILENT y al subvalorado PAINT.

Por último dar mis agradecimientos finales a EnergyLab (y todos sus personajes), al laboratorio de pregrado (y memoristas con los que coincidí) y al selecto grupo de figuras/ratas: Richard "Abuelo" Cifuentes, Felipe "Súper" Zuloaga, Felipe "Huaso" Pérez, Ignacio "Nacho" Villavicencio, René "Rana" Espinoza y Aníbal "Canibalón" Madrid. Gracias por hacer ameno este lapso de años, pues probablemente hubiera desistido en la carrera si no fuera por la compañía y tiempo que me dedicaron.

Tabla de Contenido

1.	Introducción	1
1.1.	Motivación	1
1.2.	Objetivos	1
1.3.	Alcances	2
1.4.	Estructura	3
2.	Contextualización y Estado Del Arte	4
2.1.	Régimen Transitorio y Permanente	4
2.2.	Regulación de Frecuencia	6
2.2.1.	Respuesta Inercial	7
2.2.2.	Control Primario de Frecuencia (CPF).....	8
2.2.3.	Control Secundario de Frecuencia (CSF).....	9
2.2.4.	Control Terciario de Frecuencia (CTF).....	11
2.3.	Esquemas de Desconexión Automática	11
2.4.	Smart Cities	14
2.4.1.	Respuesta a la Demanda	15
2.4.2.	Aspectos Previos a Considerar	17
2.5.	Costo de Falla.....	18
3.	Metodología	21
3.1.	Recopilación de Datos.....	22
3.2.	Elaboración de Esquema.....	22
3.3.	Pruebas.....	24
3.4.	Decisión y Esquema Definitivo	24
3.5.	Elaboración de Escenarios de Estudio	24
3.6.	Simulaciones, Análisis y Conclusiones	24
4.	Implementación.....	28
4.1.	Recopilación de Datos - Modelo SIC	28
4.2.	Recopilación de Datos – Carga Participante.....	29
4.2.1.	Segregación Por Sector.....	30
4.2.2.	Segregación por Aplicación – Sector Público	32

4.2.3.	Segregación por Aplicación – Sector Industrial	32
4.2.4.	Segregación por Aplicación – Sector Residencial	33
4.2.5.	Segregación por Aplicación – Sector Comercial	35
4.2.6.	Potencial Máximo Participante	38
4.3.	Elaboración de Esquema – Requisitos de Operación	39
4.4.	Elaboración de Esquema – Condiciones de Activación	40
4.5.	Elaboración de Esquema – Dimensionamiento de Bloques	41
4.6.	Elaboración de Esquema – Tiempos de Reconexión	41
4.7.	Esquema Propuesto	42
4.8.	Casos de Estudio	45
5.	Análisis de Resultados	46
5.1.	Respecto a lo Técnico	48
5.1.1.	Condiciones de Activación	48
5.1.2.	Mínimo de Frecuencia	49
5.1.3.	Frecuencia en Estado Estacionario	50
5.1.4.	Otras Variables	51
5.1.5.	Parámetros del Diseño Final	54
5.2.	Respecto a lo Económico	59
6.	Cierre y Trabajo Futuro	63
6.1.	Conclusión	63
6.2.	Trabajo Futuro	64
7.	Bibliografía	67
ANEXO A.	Modelo SIMULINK: Tiempos de Reconexión	70
A.1.	Sistema Eléctrico	71
A.2.	EDAC	73
A.3.	EDAC y Esquema de Desconexión Selectivo	74
A.4.	Simulación CPF	75
ANEXO B.	Resultados de Simulaciones	78
B.1.	Resultados: Demanda Alta	79
B.1.1.	Escenario 1 – 230 [MW] desprendidos	79
B.1.2.	Escenario 2 – 370 [MW] desprendidos	80
B.1.3.	Escenario 3 – 616 [MW] desprendidos	81

B.1.4.	Escenario 4 – 680 [MW] desprendidos	83
B.1.5.	Escenario 5 – 720 [MW] desprendidos	85
B.1.6.	Escenario 6 – 1105 [MW] desprendidos.....	87
B.2.	Resultados: Demanda Baja	89
B.2.1.	Escenario 1 – 200 [MW] desprendidos	89
B.2.2.	Escenario 2 – 270 [MW] desprendidos	90
B.2.3.	Escenario 3 – 370 [MW] desprendidos	91
B.2.4.	Escenario 4 – 500 [MW] desprendidos	92
B.2.5.	Escenario 5 – 720 [MW] desprendidos	93
B.2.6.	Escenario 6 – 1105 [MW] desprendidos.....	95
ANEXO C.	Cálculo de Costo de Falla de Corta Duración.....	97
C.1.	Indexación.....	98
C.2.	Evaluación de Casos.....	101
C.2.1.	Demanda Alta	101
C.2.2.	Demanda Baja	103

Índice de Tablas

Tabla 2.1: Límites de frecuencia y tiempos límites de operación (Generadores).....	12
Tabla 2.2: Resumen estructura de EDAC.	13
Tabla 3.1: Desglose para Diseño de Esquema.	23
Tabla 4.1: Carga total en Anillo de Chilectra (DIgSILENT).	29
Tabla 4.2: Cantidad de Clientes RCI – Chilectra.	31
Tabla 4.3: Aplicaciones Residenciales de Consumo Considerable.	33
Tabla 4.4: Iluminación Residencial – Datos Varios.....	33
Tabla 4.5: Resumen de Potencial Máximo Participante.	39
Tabla 4.6: Resumen de Esquema Propuesto.....	42
Tabla 4.7: Escenarios de simulación.	45
Tabla 4.8: Pérdida de Potencia e Inercia en Escenarios de simulación.	45
Tabla 5.1: Comparación Técnica – Caso 3 DA.....	47
Tabla 5.2: Comparación Económica – Caso 3 DA.	47
Tabla 5.3: Resultados de Simulación – Etapas de EDAC activadas.	48
Tabla 5.4: Resultados de Simulación – Frecuencia Mínima Alcanzada.	49
Tabla 5.5: Resultados Simulaciones – Frecuencia en Régimen Permanente.	51
Tabla 5.6: Resultados Simulaciones – Tiempo de Subida y Estabilización.	52
Tabla 5.7: Resultados Simulaciones – Sobre oscilación y Amortiguación.	54
Tabla 5.8: Resultados – Cálculo de CFCD (Costo Real).	60
Tabla 5.9: Cálculo de Compensaciones.....	61
Tabla B.1: Variables de Control – Caso 1 Demanda Alta.	79
Tabla B.2: Variables de Control – Caso 2 Demanda Alta.	80
Tabla B.3: Variables de Control – Caso 3 Demanda Alta.	81
Tabla B.4: Variables de Control – Caso 4 Demanda Alta.	83

Tabla B.5: Variables de Control – Caso 5 Demanda Alta.	85
Tabla B.6: Variables de Control – Caso 6 Demanda Alta.	87
Tabla B.7. Variables de Control – Caso 1 Demanda Baja.	89
Tabla B.8: Variables de Control – Caso 2 Demanda Baja.	90
Tabla B.9: Variables de Control – Caso 3 Demanda Baja.	91
Tabla B.10: Variables de Control – Caso 4 Demanda Baja.	92
Tabla B.11: Variables de Control – Caso 5 Demanda Baja.	93
Tabla B.12: Variables de Control – Caso 6 Demanda Baja.	95
Tabla C.1: CFCD estimado (SIC) según sector y duración de falla.	98
Tabla C.2: Producción Perdida según sector y duración de falla.	98
Tabla C.3: Costo Adicional según sector y duración de falla.	98
Tabla C.4: Costos por Daños según sector y duración de falla.	99
Tabla C.5: Valores de Indexadores período base (Diciembre 2011 y Julio 2013). ...	100
Tabla C.6: Valores de Indexadores aplicables al mes de Julio del 2013.	100
Tabla C.7: Costo de Falla Promedio Estimado Indexado al mes de Julio del 2013. ...	101
Tabla C.8: Desglose de etapas EDAC: Potencias por Sector (Laboral).	101
Tabla C.9: Costo por no suministro de energía (SIC) – EDAC (Laboral).	101
Tabla C.10: Costo por no suministro de energía (Atacama) – EDAC (Laboral).	102
Tabla C.11: Costo por no suministro de energía – Esq. Selectivo (Laboral).	102
Tabla C.12: Comparación de Costo por no Suministro – Caso 3 DA.	102
Tabla C.13: Comparación de Costo por no Suministro – Caso 4 DA.	102
Tabla C.14: Comparación de Costo por no Suministro – Caso 5 DA.	102
Tabla C.15: Comparación de Costo por no Suministro – Caso 6 DA.	103
Tabla C.16: Desglose de etapas EDAC: Potencias por Sector (DB)	103
Tabla C.17: Costo por no suministro de energía (SIC) – EDAC (DB).	103
Tabla C.18: Costo por no suministro de energía (Atacama) – EDAC (DB).	104

Tabla C.19: Costo por no suministro de energía – Esq. Selectivo (DB).....	104
Tabla C.20: Comparación de Costo por no Suministro – Caso 5 DB.....	104
Tabla C.21: Comparación de Costo por no Suministro – Caso6 DB.....	104

Índice de Figuras

Figura 2.1: Régimen Transitorio y Permanente.	5
Figura 2.2: Etapas y Ventanas de Tiempo para Regulación de Frecuencia.	6
Figura 2.3: Diagrama de Bloques – Respuesta Inercial.....	7
Figura 2.4: Diagrama de Bloques – CPF.	9
Figura 2.5: Diagrama de Bloques – CSF.....	10
Figura 2.6: Interacción Entre Bloques de Control.....	11
Figura 2.7: Descripción Gráfica – “Load Shifting”.....	16
Figura 3.1: Diagrama de Bloques – Metodología de Trabajo.....	21
Figura 3.2: Diagrama de bloques – Metodología Comparación Económica.	27
Figura 4.1: Perfil de Consumo por sector y temporal – Alimentadores arbitrarios.....	30
Figura 4.2: Distribución RCI de Carga Propuesta (Potencia) horaria en la capital.	31
Figura 4.3: Consumo Energético Comercial por Subsector (SIC).....	36
Figura 4.4: Desglose de Energía – Sector Comercial.	37
Figura 4.5: Diagrama de Bloques – Resumen de Funcionamiento de Esquema.....	43
Figura 5.1: Comparación comportamiento dinámico Caso 3 DA.....	46
Figura 5.2: Respuesta Dinámica para Dimensionamientos de Bloques Distintos.....	55
Figura 5.3: Respuesta Dinámica para Dimensionamiento de Bloques Distintos (II)..	56
Figura 5.4: Comparación de Escenarios.....	57
Figura 5.5: Gráfico de Frecuencia v/s Tiempo – Escenario IV.	58
Figura 5.6: Crecimiento de Costo por no Suministro en el Tiempo.....	60
Figura A.1: Modelo SIC – Simulink (MATLAB).....	71
Figura A.2: Modelo EDAC Convencional – Simulink (MATLAB).....	73
Figura A.3: Modelo Esquema Propuesto – Simulink (MATLAB).	74
Figura A.4: Frecuencia y Potencia (CPF) v/s Tiempo.....	76

Figura A.5: Frecuencia y Tasa de Toma de Carga v/s Tiempo.....	76
Figura A.6: Tasa de Toma de Carga (CPF) con Distintos Tiempos de Reconexión.	77
Figura B.1: Respuesta Dinámica – Caso 1 Demanda Alta.	79
Figura B.2: Respuesta Dinámica – Caso 2 Demanda Alta.	80
Figura B.3: Respuesta Dinámica – Caso 3 Demanda Alta (Comparación).	81
Figura B.4: Respuesta Dinámica – Caso 3 Demanda Alta s/Esquema.....	82
Figura B.5: Respuesta Dinámica – Caso 3 Demanda Alta c/Esquema.....	82
Figura B.6: Respuesta Dinámica – Caso 4 Demanda Alta (Comparación).	83
Figura B.7: Respuesta Dinámica – Caso 4 Demanda Alta s/Esquema.....	84
Figura B.8: Respuesta Dinámica – Caso 4 Demanda Alta c/Esquema.....	84
Figura B.9: Respuesta Dinámica – Caso 5 Demanda Alta (Comparación).	85
Figura B.10: Respuesta Dinámica – Caso 5 Demanda Alta s/Esquema.	86
Figura B.11: Respuesta Dinámica – Caso 5 Demanda Alta c/Esquema.	86
Figura B.12: Respuesta Dinámica – Caso 6 Demanda Alta (Comparación).	87
Figura B.13: Respuesta Dinámica – Caso 6 Demanda Alta s/Esquema.	88
Figura B.14: Respuesta Dinámica – Caso 6 Demanda Alta c/Esquema.	88
Figura B.15: Respuesta Dinámica – Caso 1 Demanda Baja.....	89
Figura B.16: Respuesta Dinámica – Caso 2 Demanda Baja.....	90
Figura B.17: Respuesta Dinámica – Caso 3 Demanda Baja.....	91
Figura B.18: Respuesta Dinámica – Caso 4 Demanda Baja.....	92
Figura B.19: Respuesta Dinámica – Caso 5 Demanda Baja (Comparación).	93
Figura B.20: Respuesta Dinámica – Caso 5 Demanda Baja s/Esquema.	94
Figura B.21: Respuesta Dinámica – Caso 5 Demanda Baja c/Esquema.	94
Figura B.22: Respuesta Dinámica – Caso 6 Demanda Baja (Comparación).	95
Figura B.23: Respuesta Dinámica – Caso 6 Demanda Baja s/Esquema.	96
Figura B.24: Respuesta Dinámica – Caso 6 Demanda Baja c/Esquema.	96

1. Introducción

1.1. Motivación

La preocupación por la contaminación generada ha impulsado las tecnologías de generación mediante energía renovable no convencional, llevando a crear o mejorar tecnologías en pos del desarrollo sustentable.

Esta renovación de tecnología y la acción conjunta de nuevas tendencias para hacer la transición de modelos más rígidos a otros más flexibles, han abierto las puertas a muchas alternativas que permitirían enfatizar y facilitar aún más esta renovación ideológica. El concepto de ciudades inteligentes o *Smart Cities* posibilita el manejo inteligente y eficiente de una urbe: energéticamente hablando, es posible evitar congestiones, bajar costes de operación, automatizar procesos y otorgar mayor robustez al sistema eléctrico; entre otras muchas más cualidades que podrían ser descubiertas a medida que se realicen estudios [1].

A pesar de lo anterior muchas de las ideas que se desean implementar requieren de tecnologías que aún se encuentran en fase de pruebas, desarrollo [2], investigación o simplemente a costos elevados; llevando a que el recambio tecnológico de una ciudad (o país) genere inversiones no menores en la actualidad.

Es necesaria la voluntad de quienes hacen las grandes decisiones a nivel energético, pues está demostrado que existe la disposición y capacidad de investigar y desarrollar un proyecto ambicioso como éste [3]. Se espera a que el presente trabajo pueda dar un impulso, apoyo y una razón más a este recambio generacional de tecnología e ideología.

1.2. Objetivos

El propósito del trabajo presente es el de poder otorgar un valor agregado a la instalación de medidores inteligentes, elementos fundamentales para establecer cualquier tipo de ciudad inteligente. Brevemente, se desea agregar un sistema de control encargado de ayudar al sistema interconectado a mantener su frecuencia eléctrica en márgenes aceptables de operación, sin la necesidad de recurrir a desconexiones de altas

cantidades de carga (mediante EDAC) en casos de contingencias; además de posibles ahorros en cuanto a costos por no suministro de energía.

Idealmente se desea una interrupción selectiva y temporal de cargas, y que no sea perjudicial a la comodidad de los usuarios. Esta idea debiera cobrar aún más fuerza si se quiere optar por una matriz energética con alta penetración de ERNC: una mayor penetración de éstas supondría un aumento en el uso de electrónica de potencia y un eventual reemplazo de máquinas convencionales (ejes rotando), impactando fuertemente a la estabilidad de frecuencia.

1.3. Alcances

Los modelos realizados y esquemas propuestos dependieron fuertemente de los supuestos y datos que se tengan a disposición. Bajo la premisa de que los perfiles de consumo no son iguales en distintas zonas del país y que se trabaja con escenarios hipotéticos; se planteó el nuevo esquema contando con participación exclusiva de la capital, perteneciente al anillo a cargo de la distribuidora Chilectra. Esto, porque tiene un perfil de carga predecible y bien marcado.

Dado el formato en el cual se encuentran los datos dispuestos, se trabajó en un escenario situado en el año 2013. No se realizaron proyecciones ni se evaluó el trabajo ante escenarios futuros dada la complejidad de replicar el modelo del SIC (detallado) y lo costoso, en cuanto a tiempo se refiere, de cambiar y/o agregar los parámetros necesarios.

Si bien se habla de operación económica, esto va ligado más por el lado de impedir la desconexión de cargas que necesiten ininterrumpidamente suministro energético (costo de falla asociado). Eventualmente sería posible adaptar el esquema de control propuesto para habilitar el desplazamiento de cargas (o despacho de éstas) para descongestionar el sistema en horarios punta y bajar los costes de operación del mismo; o al revés, adaptar el desplazamiento de cargas agregando métodos de interrupción temporal.

El problema fue abordado solamente desde la perspectiva de estabilidad de frecuencia. Se desacopló el problema de otras variables que podrían eventualmente ser afectadas en los estudios a realizar (bajo el supuesto de que los estudios tienen considerablemente mayor impacto en la frecuencia).

Para evitar mayores problemas, se supone que el esquema a implementar tiene una jerarquía de acción mayor que el EDAC convencional: esto se refiere a que en caso de que se activen ambos esquemas (de desconexión selectiva y EDAC), se realizará de todas formas la reconexión. En la realidad esto no debiera ser de esta forma dado que el EDAC actúa a nivel de subestaciones, mientras que el esquema selectivo es al detalle (nivel de consumidor final). Esto aplica solamente en el análisis técnico dada la dificultad de implementar un modelo que coordine ambos esquemas, por lo que se tendrá generalmente una respuesta dinámica peor que lo que se debiera tener. Para el análisis económico se tomó en cuenta el caso más real, imponiendo mayor jerarquía en el EDAC convencional por sobre el esquema selectivo.

Por último, se supondrá la infraestructura necesaria (centro de control y medidores, por ejemplo) como ya instalada/disponible, enfocando netamente el trabajo a realizar en el diseño del esquema de control y su posterior análisis técnico/económico.

1.4. Estructura

El presente documento se subdivide en seis capítulos destinados a explicar la motivación, objetivos y alcances del trabajo (Presente); contextualizar al lector en cuanto a conocimiento (básico) técnico y particular del caso chileno (Capítulo 2); metodología de trabajo, implementación de modelos y elaboración de escenarios (Capítulos 3 y 4); simulaciones y análisis de resultados respectivos (Capítulo 5) y finalmente las conclusiones y el trabajo futuro propuesto (Capítulo 6). Cada uno de los capítulos contiene sus respectivos apartados para explicar contenidos esenciales para la comprensión del tema, como también existe una sección de anexos mostrando memorias de cálculo, modelos utilizados y gráficos/tablas con información sobre resultados.

2. Contextualización y Estado Del Arte

La estabilidad de los sistemas de potencia es un tema que se ha estudiado profusamente para poder afrontar y predecir posibles colapsos en la red. Inicialmente se pensaba solamente sobre la frecuencia; luego se descubrió el problema del ángulo; se agregaron los regímenes transitorios, sub-transitorios y estado estacionario; y finalmente, el más polémico (en su variante dinámica y no estática) y raro, aparece la estabilidad de tensión.

El actual conocimiento sobre estabilidad de frecuencia es bastante extenso, sabiendo ya los distintos modelos que deben utilizarse para todo el espectro de elementos (controladores en particular) a la hora de realizar simulaciones. Es la carencia de métodos para garantizar (y no de estudiar/analizar) este tipo de estabilidad la que es de particular interés.

Las técnicas actuales para regulación de frecuencia alcanzan sus límites y no pueden operar con mayor rapidez en los sistemas eléctricos actuales. Factores como calidad de suministro o la misma penetración de energías renovables no convencionales hacen de este problema uno con mayor complejidad.

2.1. Régimen Transitorio y Permanente

Una forma de poder medir la diferencia entre generación y consumo de potencia es mediante la observación del comportamiento de la frecuencia (eléctrica) del sistema. Lo anterior es visible de forma más clara si se recuerda el acople de variables mecánicas con las eléctricas de un sistema eléctrico de potencia [4]:

$$\frac{d\Delta\omega}{dt} = \frac{1}{2H} (P_{mec} - P_{eléc} - D\Delta\omega)$$

- ω : Frecuencia Eléctrica
- H : Inercia de Sistema
- P_{mec} : Generación (Potencia)
- $P_{eléc}$: Carga (Potencia)
- D : Constante de Amortiguación

La ecuación anterior, también denominada "*ecuación del swing*", muestra la influencia de las unidades generadoras que cuentan con un eje mecánico que gira a cierta frecuencia. Para situaciones de desprendimiento de carga,

desconexión de generadores, fallas o cualquier acontecimiento que afecte el equilibrio de potencias, se desarrollará una respuesta inmediata del sistema completo denominada "*respuesta inercial*".

Suponiendo el caso más básico (diferencia o escalón discreto ya sea en la potencia eléctrica o mecánica), la solución al problema anterior se representa como una onda que decae exponencialmente en el tiempo. La estabilización de la variable en régimen permanente ocurriría en un punto de operación distinto al anterior, sujeto a que el sistema sea capaz de soportar el transitorio generado y de responder adecuadamente equiparando suministro y consumo.

Muchos software especializados permiten calcular flujos de carga para un sistema eléctrico. Dada una contingencia es posible simular el sistema para la nueva topología, obteniendo un nuevo punto de operación. Esto indica que la red es capaz de mantenerse en un régimen permanente, garantizando la existencia del estado; pero no indica si realmente es factible (resistir el transiente).

La Figura 2.1 muestra la división temporal simple entre el régimen transitorio y permanente. Es generalmente el régimen transiente el de mayor interés al integrar modelos dinámicos para predecir el comportamiento de ciertas variables en ventanas de tiempo reducidas.

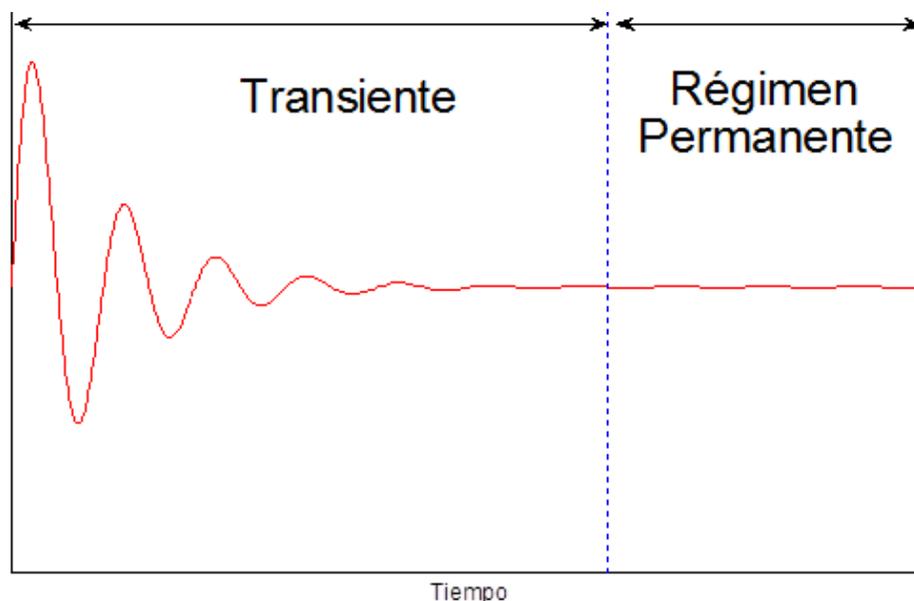


Figura 2.1: Régimen Transitorio y Permanente.
(Fuente: Elaboración propia)

Si bien es importante que la estabilización ocurra en un punto admisible para los distintos equipos eléctricos del sistema, se debe asegurar que el sistema sea capaz de soportar una eventual desviación considerable durante el transitorio. Es la inercia del sistema (representada por "H") la responsable de impedir que esta variación se pronuncie demasiado.

2.2.Regulación de Frecuencia

Ante distintas contingencias, sistemas eléctricos de potencia relativamente grandes operan de forma centralizada para devolver la frecuencia a su valor de referencia [5] (50 [Hz] en el caso de Chile). El proceso de regulación de frecuencia se puede enlistar de la siguiente manera [6]:

- Operación normal del sistema
- Situación de contingencia u ocurrencia de falla
- Respuesta inercial del sistema
- Control primario de frecuencia
- Control secundario de frecuencia
- Control terciario de frecuencia/Vuelta al régimen permanente

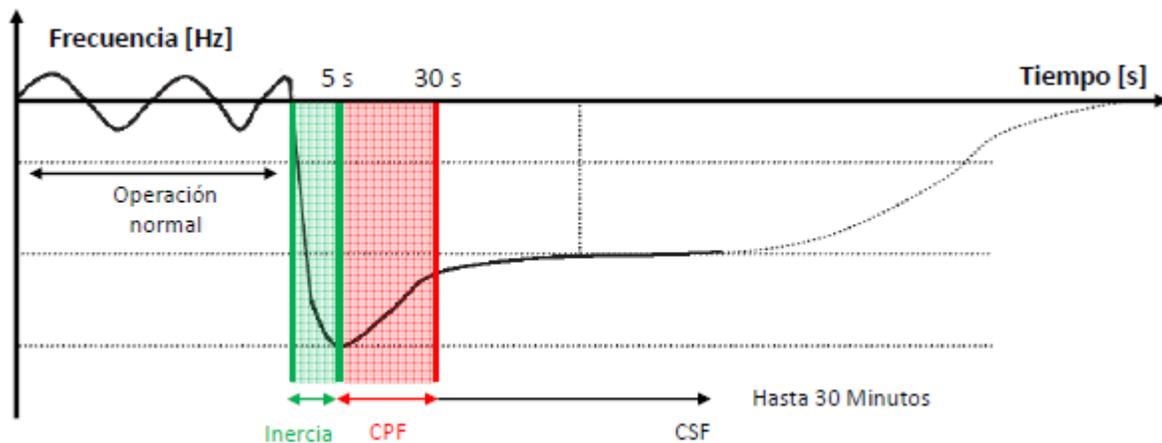


Figura 2.2: Etapas y Ventanas de Tiempo para Regulación de Frecuencia. (Fuente: [7])

La Figura 2.2 muestra secuencialmente los sucesos que ocurren en una situación de contingencia (representación del listado anterior). Breves descripciones de cada etapa de control se detallan en las siguientes subsecciones.

Se entenderá por "desviación" cualquier desviación que supere cierta banda de tolerancia (sus límites dependerán de normas establecidas en el país o pueden ser impuestas de forma adecuada).

2.2.1. Respuesta Inercial

Durante esta ventana de tiempo los controladores de las máquinas aún no son capaces de discriminar una desviación de la frecuencia respecto a la referencia. Este retardo se debe principalmente a las mediciones/muestras obtenidas por los sensores de velocidad (retardo eléctrico) y al tiempo de respuesta que necesiten las máquinas para finalmente empezar a actuar luego de recibir la orden de control (retardo mecánico).

Ya que los controladores se encuentran aún inhabilitados, es la inercia del sistema la responsable de impedir que la frecuencia se aventure más allá de límites establecidos (por norma, por ejemplo). He aquí la gran importancia de tener un balance adecuado en la matriz energética de un sistema. Además, la ausencia de respuesta por parte de los generadores y el desbalance de torques mecánico-eléctrico, traduce el régimen transitorio de la frecuencia como una caída libre. Por consiguiente, su duración no excede los primeros 5 a 10 segundos después de la contingencia.

La duración de la respuesta inercial depende fuertemente del retardo mecánico que tengan los generadores. Ejemplo en centrales hidráulicas sería el tiempo de apertura de válvulas y/o compuertas necesarias más inercias que deban ser superadas para que el torque varíe según lo requerido.

Una mayor cantidad de generadores sincrónicos implica en cierta medida una mayor inercia del sistema (mayor cantidad de potencia almacenada en ejes rotando), pero es también importante el estatismo que tenga cada una de estas máquinas para determinar la cuantía que aporta cada una de las máquinas en la siguiente etapa de regulación.

Dado que este período más crítico del régimen transitorio, es de suma importancia para definir si el sistema es capaz de restablecerse en un nuevo punto de operación en régimen permanente.

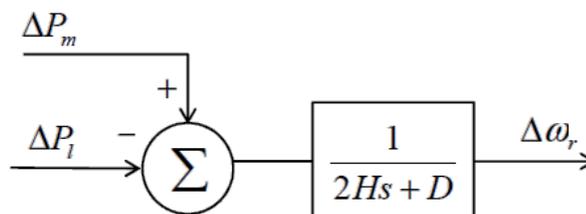


Figura 2.3: Diagrama de Bloques - Respuesta Inercial.
(Fuente: [4])

La Figura 2.3 muestra un diagrama de bloques simple representando la respuesta inercial de un SEP. Las señales y parámetros se enlistan a continuación:

- P_m : Generación (Potencia)
- P_l : Carga (Potencia)
- H : Inercia del sistema
- D : Coeficiente de amortiguación
- ω_r : Velocidad sincrónica

Como punto aparte, la inserción de energías renovables no convencionales (en particular fotovoltaica y eólica) supone la conexión de un dispositivo de electrónica de potencia. Estos elementos, al no presentar ningún eje rotatorio, no aportan inercia al sistema (excepción son los generadores eólicos con alimentación doble – DFIG); lo que en consecuencia tiene un impacto negativo en la estabilidad transitoria de frecuencia.

Para paliar este problema, distintas estrategias de control han sido propuestas en los últimos años. Siendo quizás las más conocidas las del generador doblemente alimentado para el caso eólico y la operación en puntos sub-óptimos (fuera del punto de máxima potencia) para simular reservas primarias tanto en generadores eólicos como fotovoltaicos [4].

Es por lo mencionado que se debe tener un especial cuidado si es que se quiere tener una alta penetración de este tipo de energías. El impacto en la estabilidad del sistema es un factor bastante importante y se deberá (como es lo convencional) hacer un balance entre costos y seguridad.

2.2.2. Control Primario de Frecuencia (CPF)

Ya medida la desviación de frecuencia, los controladores envían órdenes para responder adecuadamente. Por ejemplo, en el caso de una central hidráulica se abren compuertas para aumentar el caudal incidente en las turbinas en caso de una declinación en frecuencia. El objetivo principal de esta etapa es la de restaurar el balance entre torques (ecuación del Swing) utilizando las reservas primarias disponibles.

El control primario de frecuencia es de carácter netamente local (sobre la misma máquina), se desacopla tanto del control del resto de las máquinas como temporalmente del control secundario y terciario.

Para sistemas de potencia grandes el controlador es de tipo proporcional. En este caso se deja un error en estado estacionario el cual sería corregido en la siguiente etapa de control (secundario). Si bien es importante restaurar la frecuencia, el control primario asume un rol de emergencia para frenar sus desviaciones y devolverla a un nivel aceptable. Es posible utilizar el estatismo de la máquina para calcular de forma aproximada la cantidad de potencia que ésta aportará para una cierta diferencia entre su referencia y la frecuencia de la red.

Si el control tuviera además una acción integral (isócrona), es muy probable que máquinas cercanas compitan entre ellas mismas para devolver sus frecuencias a sus respectivas referencias (por motivos de calibración o precisión), lo que a su vez generaría inestabilidad en el sistema.

Para sistemas de potencia más pequeños, es posible asignar a un generador con acción integral encargado de regular la frecuencia ante variaciones en la carga, mientras que el resto es despachado con referencias de potencia constantes (no participan en la regulación).

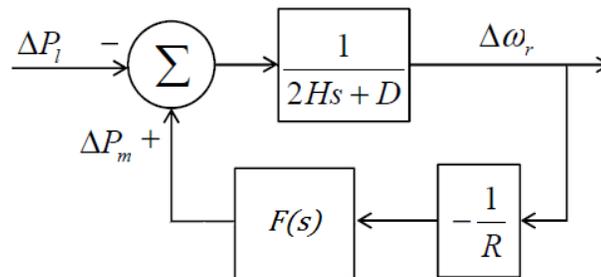


Figura 2.4: Diagrama de Bloques - CPF.
(Fuente: Elaboración propia)

La Figura 2.4 muestra un diagrama equivalente de bloques representando la respuesta inercial y el control primario de frecuencia en conjunto (recordar que se trabaja con diferenciales de potencia). Se introducen nuevos parámetros y bloques:

- R : Estatismo.
- F : Función de Transferencia de máquina (regulador y turbina, por ejemplo).

2.2.3. Control Secundario de Frecuencia (CSF)

Una vez restablecida la frecuencia a un nivel aceptable, es responsabilidad del control secundario de frecuencia eliminar el error que resulta del control

primario. Dada la complejidad de este proceso, se necesita de un tiempo más prolongado para la restauración total (orden de segundos a pocos minutos). El control es de carácter centralizado, despachando centrales pertinentes para cumplir su cometido. El objetivo de este control es el de devolver la frecuencia del sistema a su referencia y restaurar los flujos de potencia programados.

Convencionalmente existe un operador quien designa las nuevas consignas de potencia a los respectivos generadores que actúen en este proceso (manual), aunque eventualmente podría ser automático (AGC).

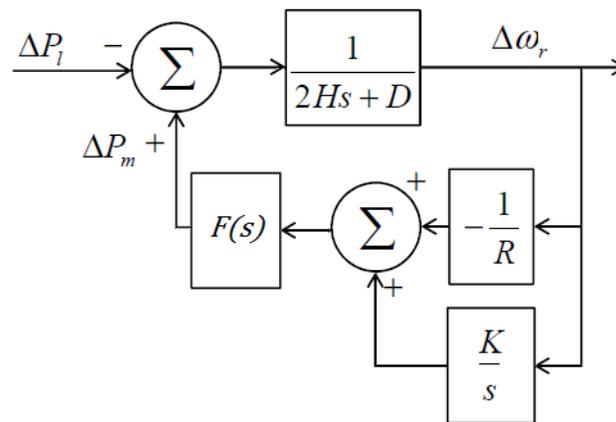


Figura 2.5: Diagrama de Bloques – CSF.
(Fuente: Elaboración propia)

- K : Ganancia de Integrador (controlador)

En esta etapa es clave el seguimiento que se haga a la demanda para restaurar la frecuencia a su referencia. Caen también en esta ventana de tiempo la restitución de reservas primarias de los generadores (ante otras contingencias futuras y la restauración de frecuencia entre distintas áreas).

La Figura 2.5 muestra el equivalente de un sistema con control secundario integrado (incluye respuesta inercial y control primario). Cabe recalcar que es sólo un equivalente y no incluye detalle a detalle la respuesta de cada generador que pueda componer el sistema. Se añade una componente integral en el lazo de realimentación para eliminar el error permanente. Si bien no se ve explícitamente, la acción integral tiene un retraso asociado y depende de cómo se realice la CSF (mediante AGC o manualmente).

2.2.4. Control Terciario de Frecuencia (CTF)

Ya restaurada la frecuencia del sistema, es necesario volver a un punto de operación (para la nueva topología post-contingencia) que optimice los costos operacionales del sistema. En esta etapa se busca llegar a un óptimo técnico-económico mediante despachos de distintos generadores (redistribuyendo también las reservas primarias).

La necesidad de calcular el nuevo despacho óptimo, más las posibles variaciones de carga (proyecciones de ésta) resultan en un problema complejo que necesita nuevamente de una ventana no menor de tiempo para realizar a regulación.

No es raro que tanto el control secundario como el terciario sean realizados manualmente por un operador de red, aunque (parecido al control secundario de frecuencia) puede ser un proceso automático (mediante un controlador de generación automático – AGC en sus siglas de inglés) [8].

Finalmente es la Figura 2.6 la que muestra cómo actúan los distintos bloques de control al ir (des)conectando generación a medida que pasa el tiempo [4].

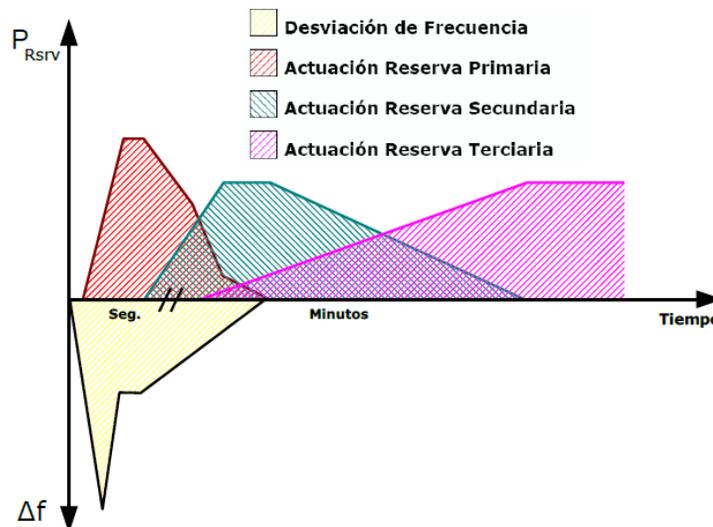


Figura 2.6: Interacción Entre Bloques de Control.
(Fuente: [4])

2.3. Esquemas de Desconexión Automática

Existen varios elementos en un sistema eléctrico de potencia que podrían eventualmente ser perjudicados por operar en una frecuencia muy alejada a la nominal (o a la que fueron diseñadas). Principalmente son elementos que

puedan cambiar sus consumos o varias impedancias debido al cambio de frecuencias.

Es por lo anterior que existen esquemas de desconexión adecuados para cada SEP ante situaciones de emergencia. Existen 2 variantes para estos esquemas: EDAG y EDAC (Esquema de Desconexión de Generación/Carga), que desconectan generadores y cargas respectivamente [9].

Los EDAG tienen versiones por sub y sobre-frecuencia; esto es importante si se piensa que una mala calibración o dimensionamiento de EDAC puede llevar al sistema a operar en una banda (BF) sólo temporalmente aceptable en una situación post-contingencia, obligando a desprender generación, y en consecuencia, desencadenar un nuevo transitorio. La Tabla 2.1 muestra un resumen emitido por la norma eléctrica chilena sobre tiempos mínimos de operación de generadores durante situaciones anormales [9].

Tabla 2.1: Límites de frecuencia y tiempos límites de operación (Generadores)

Límite Inferior (mayor que)	Límite Superior (menor o igual que)	Tiempo Mínimo de Operación		
		Hidroeléctricas	Termoeléctricas	Parques Eólicos y Fotovoltaicos
49,0 [Hz]	50,0 [Hz]	Permanente	Permanente	Permanente
48,0 [Hz]	49,0 [Hz]	90 segundos	90 segundos	90 segundos
47,5 [Hz]	48,0 [Hz]	15 segundos	15 segundos	15 segundos
47,0 [Hz]	47,5 [Hz]	5 segundos	Desc. opcional	Desc. opcional
50,0 [Hz]	51,0 [Hz]	Permanente	Permanente	Permanente
51,0 [Hz]	51,5 [Hz]	90 segundos	90 segundos	90 segundos
51,5 [Hz]	52,0 [Hz]		5 segundos	Desc. Opcional
52,0 [Hz]	52,5 [Hz]	15 segundos	Desc. opcional	Desc. Opcional
52,5 [Hz]	53,0 [Hz]	5 segundos	Desc. forzada	

Por otro lado, son de particular interés los esquemas de cargas. Grandes bloques de consumo son desconectados al detectarse desviaciones notorias de frecuencia, suponiendo generalmente el desabastecimiento de suministro a un área considerable. Siendo aún más fino con la categorización y ajustándose a los alcances del trabajo, se enfatizó el foco en los EDAC por baja frecuencia.

En el caso de Chile se realizan estudios (emitidos por la DO del CDEC) cada cierto tiempo para realizar reajustes necesarios ante la expansión del

sistema. Es importante tener un grado de coordinación entre EDAC y las mismas protecciones eléctricas que pueda tener un generador: considerar el escenario en que hay una excursión de frecuencia negativa tal que se activen los EDAC, pero que al no ser suficientes (o que estén los siguientes umbrales mal calibrados) se activen antes las protecciones de un generador provocando una mayor pérdida de torque acelerante (ejemplo en [10]).

Dada la geografía del país, existen EDAC en cada zona del país y detalles del esquema en distintas zonas pueden ser encontrados en distintos reportes emitidos por el CDEC. El esquema actual (emitido en Noviembre del 2013) se encuentra en vigencia hasta el año 2015 y considera la planificación del SIC [10].

El CDEC impone ciertos requisitos en el esquema. Existen 2 tipos de activación: por frecuencia absoluta y por gradiente de frecuencia (sujeto también a activación por umbral de frecuencia). La Tabla 2.2 muestra los requisitos impuestos.

Tabla 2.2: Resumen estructura de EDAC.

Porcentajes de Participación en EDAC por Baja Frecuencia							%
Ajuste umbral de Frec	49,0[Hz]	48,8[Hz]	48,9[Hz]	48,7[Hz]	48,5[Hz]	48,3[Hz]	
Ajuste Grad de Frec	- 0,6[Hz/seg]	- 0,6[Hz/seg]	---	---	---	---	
Zona	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	
Atacama	7,2%	7,2%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	21,6%
Coquimbo	7,2%	7,2%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	21,6%
Quinta Región	7,2%	7,2%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	21,6%
Metropolitana (*)	7,2% (3,6%)	7,2% (3,6%)	1,8% (3,6%)	1,8% (3,6%)	1,8% (3,6%)	1,8% (3,6%)	21,6%
Troncal Centro	7,2%	7,2%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	21,6%
Sist. 154-66 [kV]	7,2%	7,2%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	21,6%
Charrúa	7,2%	7,2%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	21,6%
Concepción	7,2%	7,2%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	21,6%
Araucanía	7,2%	7,2%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	21,6%
% Total de Carga del SIC que Participa del Esquema							21,6%

(*) Porcentajes entre paréntesis corresponden a lo solicitado a la empresa Chilectra

La enumeración de bloques se realiza del 1 al 6, ordenándose según el umbral de frecuencia de activación. Por consiguiente, aquéllos activados por gradiente de frecuencia son los bloques 1 y 3; y los activados por frecuencia absoluta son los bloques 2, 4, 5 y 6 [10]. Actualmente se encuentra en proceso la implementación de EDAC contra contingencias extremas (SIC) que es un esquema complementario e independiente al EDAC BF.

En el presente los niveles asignados por cada bloque de desconexión no se cumplen en su totalidad, habiendo excesos y déficit en distintas zonas, pero que a fin de cuentas se obtiene un balance positivo (excedente) respecto a lo impuesto. Aparte del EDAC expuesto, es exigido un EDAC ante contingencia específica a la empresa distribuidora.

La importancia de recalcar esta estructura es que la desconexión de carga no discrimina entre aplicaciones. Si bien se mantiene el suministro a cargas críticas, puede resultar en una molestia no menor a algún cliente que termine desconectado. Se enfocará entonces en las siguientes secciones la introducción de métodos para la desconexión de cargas (selectiva) en redes inteligentes emergentes.

2.4. Smart Cities

Los principales fundamentos de una ciudad inteligente se basan en la implementación de tecnología y sistemas de comunicación bidireccionales para lograr la automatización y optimización de distintos aspectos dentro de ésta (ejemplos serían el sector eléctrico y/o transporte), e integrando también a las personas para que puedan ser agentes activos de este proceso [1].

Los sectores que eventualmente pueden verse beneficiados de forma más destacada son el energético, transporte y telecomunicaciones; bajo la premisa de que la infraestructura que conlleva la implementación de una ciudad inteligente facilitaría el ingreso de tecnologías de punta (domotización, protecciones eléctricas inteligentes, vehículos eléctricos, etc.) o permitiría nuevas líneas de investigación, en pos de un desarrollo más sustentable y eficiente gracias a una mayor flexibilidad del sistema.

Específicamente en el sector eléctrico, idealmente se busca que tenga las siguientes características [11]:

- **Auto-reparable:** que sea capaz de detectar y responder ante situaciones de falla.
- **Interactiva:** que sea capaz de conectar consumidores y mercado y que sea un nexo también entre los distintos participantes del sector eléctrico.
- **Optimizada:** que sea eficiente en la gestión oferta-demanda.

- **Seguridad y Confiabilidad:** que sea capaz de asegurar suministro continuo y robusto ante ataques por agentes externos (sistema de comunicación).
- **Adaptativa y Flexible:** que permita la integración de distintos elementos en el futuro a la red eléctrica.
- **Normada:** para asegurar calidad mínima y se ajuste todo a un estándar.

Se introduce el concepto de ciudades inteligentes como punto de partida para exponer las bases en las cuales se fundamenta la desconexión selectiva de cargas. A continuación se exponen las técnicas y situaciones en las que esta herramienta se puede desempeñar y algunos aspectos a considerar en la hora de diseñar un esquema de manejo/desconexión de cargas.

2.4.1. Respuesta a la Demanda

La evolución de este concepto se ha ido adaptando a los distintos requerimientos y objetivos a alcanzar con esta acción a través de los años. Inicialmente como *Demand Side Management* (DSM) y actualmente como *Demand Side Response* (DSR): incluyen funciones de control de cargas en situaciones normales, de operación limitada (consumos *peaks* y tiempos críticos) y de contingencia; otorgando distintos beneficios sociales o económicos tanto para el sistema como para los clientes involucrados.

Concerniente al problema de frecuencia, la atención debe ser enfocada a los primeros instantes luego de acontecer una falla. En particular, es necesario encontrar formas de limitar la desviación de frecuencia durante la respuesta inercial; pues es imposible apurar el control primario por restricciones físicas de cómo operan los distintos tipos de generadores (toma de carga depende de procesos como combustión, apertura de válvulas, etc.), ni tampoco es posible variar instantáneamente la inercia equivalente del sistema.

La solución que se discute en esta ocasión es la de tratar a la misma demanda como una reserva de potencia para eventuales despachos [12] [13], apelando a la función de control de cargas ante contingencias en un esquema DSR y un sistema de comunicación que lo respalde. Bajo la misma forma de operación, se distinguen 2 situaciones en las que se puede recurrir a una interrupción temporal de suministro: desplazamiento de cargas o *load shifting* para reducir *peaks* de consumo y desconexiones ante situaciones de contingencia (falla) [14].

El primer enfoque se ha utilizado en otros trabajos y trata de desplazar consumos en horario de máxima demanda a bloques horarios con menor demanda (ver Figura 2.7) mediante, por ejemplo, el “despacho” de lavadoras o refrigeradores (aplicaciones no esenciales en cuanto a instante de uso) [15].

En el segundo enfoque se utiliza la desconexión de cargas selectiva ante situaciones de contingencia para asegurar la operación estable, dentro de intervalos aceptables, del sistema [16].

Viendo esta estrategia desde otro punto de vista, dado que la respuesta inercial sólo comprende los primeros instantes luego de la contingencia, se podría pensar que existen cargas o aplicaciones que puedan ser desconectadas temporalmente sin repercutir en el bienestar de los clientes [17].

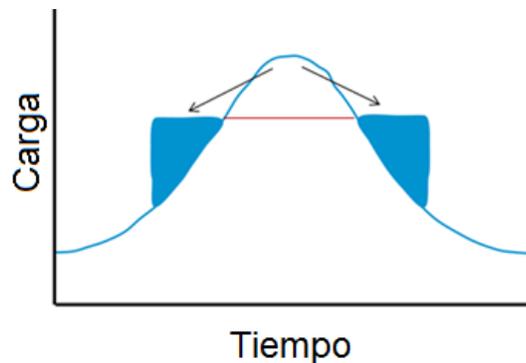


Figura 2.7: Descripción Gráfica – “Load Shifting”.
(Fuente: Marsden Jacob Associates' analysis)

El tiempo de respuesta de desconexión de carga dependería netamente del tiempo de muestreo y el tiempo que demore la comunicación entre aplicación y centro de control (y tal vez un poco más si la estrategia del control central sea más compleja); lo que no debiera resultar en un gran retraso, habilitando prácticamente esta metodología para realizar pseudo-control primario capaz de ayudar a la respuesta inercial. Recordar que la magnitud de la caída de frecuencia durante la respuesta inercial viene dada por la ecuación del Swing y la rapidez de acción del control primario (esquemas alternativos en [18]).

Una de las opciones que cobró fuerza hace poco tiempo atrás es la de hacer operar centrales eólicas o fotovoltaicas en puntos sub-óptimos, de modo que se tenga una reserva primaria (para control primario) de acción casi inmediata. Recordar que éstos trabajan en base a electrónica de potencia y

los cambios de referencia y punto de operación de éstos se rige solamente en el tiempo de muestreo de las mediciones y simples cálculos/decisiones binarias. A pesar de lo anterior, tampoco es deseable que una central de este estilo opere de dicha forma: económicamente hablando ayudan bastante a reducir los costos de operación si se tiene una gran penetración de este tipo de energías.

2.4.2. Aspectos Previos a Considerar

Factor importantes en la confección de un esquema de desconexión es la capacidad de diferenciar/clasificar el tipo de cargas. Esto permite tener una vista amplia de las posibilidades que las cargas puedan otorgar durante la regulación [19]. Algunos de estos factores:

Regulación discreta o continua: Se refiere a cargas que sólo pueden optar por los estados ON-OFF o aquellas que admiten un control más flexible (intervalos de operación). Ejemplo de este último podría ser el aire acondicionado.

La regulación puede ser realizada por la misma aplicación que se encuentre en comunicación con algún controlador centralizado. Sería ésta una solución más compleja de realizar al tener que haber algún estándar/norma en cuanto a protocolos de comunicación y posiblemente mayor dificultad (e inversión no justificada) para quienes producen estas aplicaciones.

Otra opción más simple, y que sólo podría ser capaz de regular discretamente, sería la de intervenir directamente con la toma de corriente (enchufes) o alimentación de las aplicaciones que participarían.

Comodidad/Prioridad: Se refiere específicamente al grado de importancia/incomodidad que le pueda dar el consumidor a la desconexión de cierta aplicación. Es un punto bastante significativo pues fija la cantidad de tiempo que puede actuar esta "reserva primaria". Ejemplo sería la desconexión de refrigeradores, lavadora o aplicaciones de climatización resultando en poco o nada de molestia durante unos minutos; pero la desconexión de iluminación o terminales/computadores podría afectar de forma severa al consumidor.

Modelo de carga: Se debe tener en cuenta la idoneidad de la carga para la regulación de frecuencia. Ésta debe ser capaz de ser desconectada y reconectada, por lo que aplicaciones que puedan sufrir desperfectos al

interrumpir/restablecer el suministro, o peor aún, disminuir la estabilidad de cualquier tipo de la red por estas acciones deben ser descartadas.

Dimensiones: Dependiendo del sistema eléctrico, es importante dimensionar y contabilizar la cantidad de aplicaciones que pueden participar en la regulación primaria. El problema de dimensionar se relaciona más con sistemas de comunicación unidireccionales, donde no se tiene información precisa (cuantitativamente hablando) de los elementos que en el momento están disponibles para maniobrar.

Es por lo anterior que es necesario tener siempre disponible un *pool* de cargas o de potencia equivalente entre ellas que aseguren permanentemente una reserva primaria mínima en distintos bloques horarios. Ejemplo de lo anterior podría ser el alumbrado público: se sabe con certeza desde cuándo y hasta cuándo están en estado de carga.

Coordinación: La orden de desconexión de cargas puede llevar al sistema a dar vuelta el desequilibrio entre potencia generada y demandada si no se tiene el cuidado necesario. Establecer un orden de desconexión de las cargas es primordial: si bien es posible categorizarlas por tipo de carga, puede aún darse el escenario en donde se invierte la respuesta de la frecuencia (aceleración) [20].

Sistema de Comunicación: Un poco alejado del resto, el sistema juega cierto rol no menor. Pudiendo ser bidireccional o unidireccional: el primero otorgando una actualización constante del estado de las distintas aplicaciones que podrían participar en la regulación, pero a un costo mayor; y el último estima una cantidad de aplicaciones disponibles, ya sea por algún tipo de registro o cantidad de ventas de aplicaciones habilitadas para participar, enviando "a ciegas" las señales de control (resultando no tan confiable si la estimación no es adecuada) [21].

2.5. Costo de Falla

El costo de falla mide el daño económico causado a los consumidores a causa del no suministro (o suministro deficitario) de energía eléctrica y juega un rol importante en la planificación de SEP en sus aspectos económico y de seguridad [22]. Se distinguen generalmente 2 tipos de costo de falla: de larga y corta duración. Aparte de la obvia diferenciación entre duración de falla, éstos apuntan a distintos fenómenos: el de larga duración refiere a la insuficiencia de energía, mientras que el de corta duración a la insuficiencia

de potencia; siendo ejemplos aplicables el racionamiento y la caída de un generador importante (con activación de EDAC) respectivamente.

Dado el perfil del trabajo a realizar, se enfatizará sólo sobre el costo de falla de corta duración (o intempestivo). La metodología para el cálculo de este costo puede ser encontrado en [23], enlistándose los criterios que se deben tener en cuenta para este cálculo:

- **Sector:** Residencial, comercial/servicios, industrial, etc.
- **Momento de Ocurrencia:** diferenciación horaria (día/noche), semanal (laboral, festivo, etc.) y estacional (primavera/verano u otoño/invierno).
- **Frecuencia de falla:** ocurrencia dentro de un período de tiempo.
- **Duración:** tiempo de reposición de suministro.
- **Profundidad:** falla total/parcial del consumo.

A grandes rasgos, el valor de costo se calcula como un promedio ponderado de los costos por no suministro de energía de distintos sectores (residencial/comercial/industrial disponible en [9]) y sus niveles de participación/penetración. A lo anterior, se debe tomar en cuenta un factor dependiente de la ocurrencia media de fallas y otro relacionado con la re-indexación.

Si bien esta metodología de cálculo permite cuantificar el costo para situaciones de déficit energético con duración prolongada (situación de racionamiento), ésta no refleja exactamente el perjuicio ocasionado en un evento de desconexión de carga real (puntual y de duración breve).

A la hora de buscar responsables y buscando posibles beneficiados por la implementación de un esquema de desconexión selectiva, la ley general de servicios eléctricos [24] (artículo 245) establece que en un período de 12 meses:

- El límite de **cantidad de cortes** de duración **mayor a 3 minutos** es:
 - 22 cortes para usuarios BT
 - 14 cortes para usuarios MT
- **Duración total** límite del **conjunto de interrupciones** es:
 - 20 horas para usuarios BT
 - 10 horas para usuarios MT

Además, respecto a las compensaciones por cortes eléctricos la SEC establece "*Las empresas distribuidoras de electricidad están obligadas a compensar automáticamente a sus clientes -sin que medie trámite alguno-, cuando se produzcan interrupciones o suspensiones no autorizadas en el suministro.*", siendo el monto a compensar como el costo de la energía no suministrada tasada al doble del costo de falla (utilizado en el cálculo de precios de nudo vigente en el último mes).

Dichas compensaciones sólo podrán ser efectuadas en el caso de que la interrupción tenga una duración de al menos 3 minutos.

3. Metodología

La presente sección da a conocer los pasos del trabajo realizado (resumen en Figura 3.1).

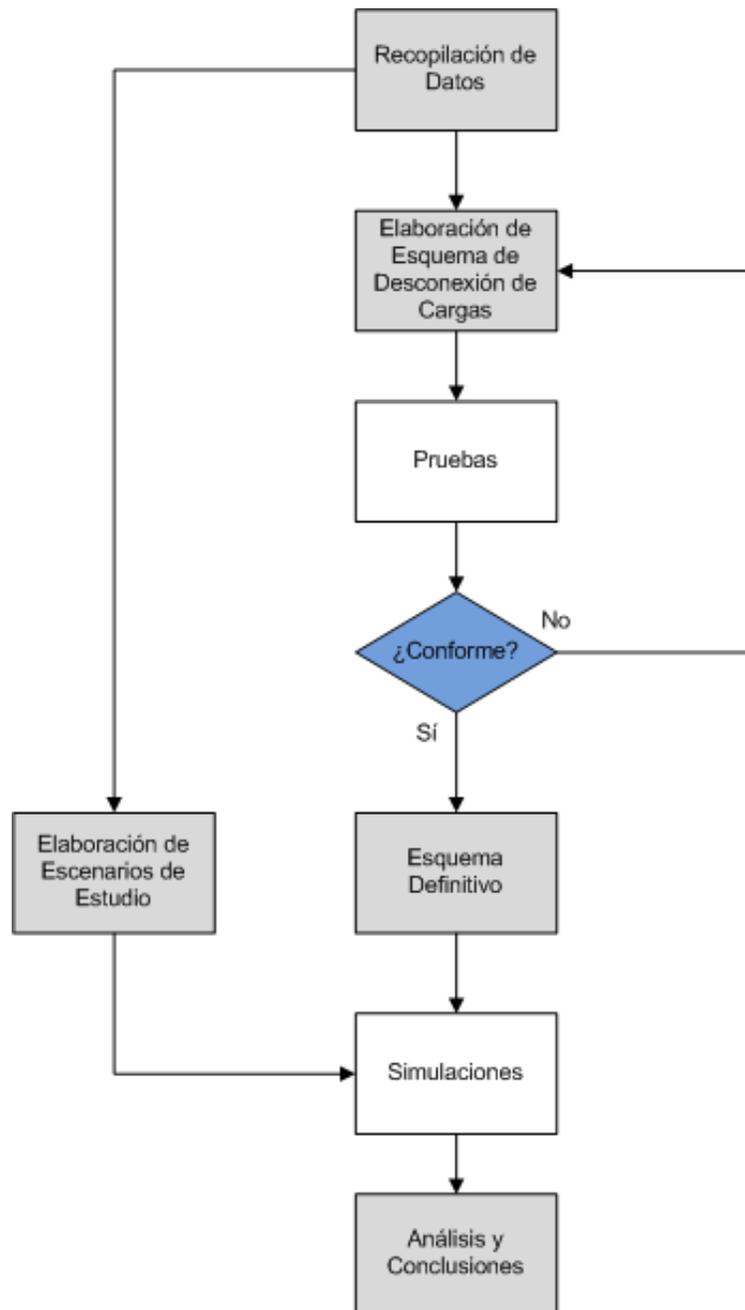


Figura 3.1: Diagrama de Bloques – Metodología de Trabajo.
(Fuente: Elaboración propia)

3.1. Recopilación de Datos

Obtención de modelos (sistema eléctrico) a utilizar y datos pertinentes para elaboración de esquemas. Procesamiento de estos últimos bajo ciertos supuestos para cubrir posibles vacíos en la elaboración del esquema.

Información como modelos del SIC (DIgSILENT) y documentos tales como la norma técnica de calidad y servicio y estudios de EDAC son las bases que le dan fundamento al modelo propuesto.

Datos sobre perfiles de consumo en conjunto a una serie de supuestos fueron necesarios para ajustar los parámetros finales. Dados los alcances, la recopilación se realizó a nivel de la capital. Se procesaron los datos bajo supuestos y según datos disponibles (topología definida por DIgSILENT) para obtener los datos que sean necesarios para la elaboración de los esquemas de desconexión selectiva.

Para el aspecto de operación económica se buscaron detalles sobre el costo de falla en Chile. Cabe destacar, por la naturaleza del problema, que se enfocó en el costo de falla a corto plazo (intempestivo).

3.2. Elaboración de Esquema

Se definen (o modifican si no existió conformidad con el desempeño) parámetros claves para la elaboración del esquema de desconexión propuesto. La mayoría de ellos (dimensiones y categorías en bloques de desconexión) mediante los supuestos realizados en la parte anterior. Finalmente, el software escogido para implementar el esquema es DIgSILENT (PowerFactory)[25] [26].

Se definieron las bases del esquema en base a la norma vigente, formándose los modelos propuestos en torno a las exigencias mínimas y las holguras que existen en la actualidad. La implementación del esquema en DIgSILENT consistió en la modificación del esquema de desconexión actual (EDAC), agregando bloques de medición, lógicos y actuación para las nuevas etapas.

Para el ajuste de tiempos de reconexión y condiciones de activación se realizaron pruebas (iteraciones) sobre un modelo hasta obtener conclusiones satisfactorias. Respecto a lo primero se probaron distintas configuraciones y se observaron la respuesta de cada una de ellas; evaluándose variables

típicas como mínimos/máximos, valores de estabilización, etc. Para lo otro, se hicieron pruebas tomando en cuenta principalmente problemas de coordinación entre bloques.

Sobre el dimensionamiento de los bloques, se categorizan los consumos según sectores (residencial, comercial e industrial) y horarios (peak y valle) y luego por aplicación específica. Es en esta parte en donde los supuestos cobran fuerza, pues es importante primero constatar el potencial máximo que se puede tener en cada etapa. Se debe cuidar que las dimensiones sean las correctas, pues un sobredimensionamiento puede llevar a una descoordinación entre bloques y un sub-dimensionamiento a una respuesta no satisfactoria.

Tabla 3.1: Desglose para Diseño de Esquema.

Esquema				
Parámetro a Ajustar	Condición de Activación	Tiempos de Reconexión	Carga Participante	Dimensionamiento de Bloques
Criterios de Diseño	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Selectividad 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Respuesta Sistémica Óptima 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Comodidad ▪ Uso y Penetración 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Respuesta Sistémica Óptima
Sujeto a (restricciones)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Norma Técnica ▪ Coordinación de Bloques 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Coordinación de Bloques 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Potencial Máximo ▪ Sector RCI ▪ Seguridad 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Coordinación de Bloques

La Tabla 3.1 resume un desglose para el diseño del esquema. Detalladamente:

- Las condiciones de activación se ajustarán de forma tal que se desconecte carga solamente en caso de que el sistema no sea capaz de soportar por sí mismo la falla (necesidad eventual de EDAC).
 - La norma técnica exige bandas muertas de operación y otros límites que pueden afectar el ajuste.
 - Se comprobará iterativamente que el ajuste del parámetro no afecte de forma negativa en la interacción entre bloques de desconexión.
- Los tiempos de reconexión y dimensionamiento de bloques serán ajustados iterativamente hasta que se obtenga una respuesta satisfactoria del sistema.
 - Se comprobará en paralelo que la interacción entre bloques de desconexión no sea perjudicial. Esto es, que la reconexión de un bloque (evento "intempestivo") no induzca una caída severa en la frecuencia, activando/desconectando una etapa/bloque posterior.

- El tipo de carga que participará se elegirá en base al nivel de uso, comodidad y penetración que tengan en ciertos sectores.
 - Será limitado por el potencial máximo de carga disponible por la aplicación elegida (de acuerdo al sector RCI).
 - No se considerarán como candidatos cargas que puedan afectar gravemente la seguridad de las personas.

3.3. Pruebas

Se realizan pruebas al modelo elaborado. El escenario de simulación es único y sirvieron para contrastar distintos esquemas y llegar a un modelo final (desprendimiento de ~ 700 [MW] de generación). La elección del escenario se basó en un balance entre posibilidad de ocurrencia y nivel de contingencia (falla considerable). Las iteraciones evaluaron el desempeño de modelos en los que se varió solo uno de los cuatro parámetros de diseño mencionados en el apartado anterior (fijando los demás).

3.4. Decisión y Esquema Definitivo

Se elaboró un número de esquemas tal que se puedan observar las variaciones de respuesta al modificar ciertos parámetros. Se eligió dentro de este conjunto el esquema definitivo a utilizar en las simulaciones bajo ciertos criterios (posible *trade-off*).

Cabe destacar que el esquema final es aplicable solamente al sistema interconectado central del país y de ninguna manera es válido como modelo genérico para otras redes eléctricas.

3.5. Elaboración de Escenarios de Estudio

Dentro de la recopilación de datos fue necesario buscar los distintos estudios realizados por los organismos correspondientes concernientes al problema a solucionar. Existen, en este caso, los estudios de EDAC emitidos por la DO del CDEC, en donde se exponen escenarios de prueba para evaluar el desempeño del esquema actual y otros de ocurrencia real.

3.6. Simulaciones, Análisis y Conclusiones

Ya definidos tanto el esquema como los escenarios se procede a simular y graficar las respuestas del sistema. Para cada caso se hizo el cálculo

respectivo de los costos por no suministro de energía, intentando diferenciar por cada sector para llegar a resultados lo más fidedignos posibles.

El análisis se enfocó en la comparación técnica/económica entre la implementación del esquema propuesto (con distintos niveles de penetración) y la situación actual del sistema eléctrico chileno.

Respecto a la parte técnica se graficarán sólo los resultados del nodo Alto Jahuel, se supuso el sistema como sólo de segundo orden para simplificar los cálculos y se supuso también el desprendimiento de generadores (falla) como el escalón unitario en la referencia, pues no va al caso simular una respuesta sistémica en la que éste parta desde cero ($f=0$ [Hz]). Por consiguiente, las variables a considerar:

- **Frecuencia mínima (F_{\min}):** auto explicativo.
- La **frecuencia de estabilización (F_{ss})** (régimen permanente) se tomó como el último valor registrado. Si bien no es una medida exacta (pues todavía actúa el CPF en algunos casos) se aproxima bastante a lo deseado.
- **Tiempo de estabilización (T_{ss}):** tiempo (desde el momento de falla) a partir del cual la señal se mantiene dentro de una banda del 10% en torno a la frecuencia de estabilización.
- **Tiempo de subida (T_r):** o tiempo de crecimiento. En este caso es el tiempo que le toma al sistema en ir desde el 10% al 90% de la diferencia entre la referencia (50[Hz]) y la frecuencia de estabilización.
- **Sobre oscilación (OVR):** u "Overshoot" es el sobrepaso de la señal por sobre la frecuencia de estabilización.
- **Amortiguación (ξ):** se obtuvo mediante la relación con la sobre oscilación (2do orden):

$$OVR = e^{-\frac{\pi\xi}{\sqrt{1-\xi^2}}}, \quad \xi = \frac{(\ln(OVR))^2}{\pi^2 + (\ln(OVR))^2}$$

- Esta es la variable con mayor imprecisión al medir solamente la sobre oscilación (sin tomar en cuenta las respuestas dinámicas generadas por la reconexión de bloques).
- Se prefirió este método por sobre el establecido en la Norma Técnica, dado que ésta requiere de las amplitudes de la forma de onda de potencia (dato no extraíble).

El análisis económico contrasta el costo asociado al no suministro de energía al sistema comparando los casos de estudio con y sin la

implementación del esquema de desconexión selectivo. Se calculó el valor para cada sector RCI, indexando adecuadamente a la fecha del modelo utilizado en DIgSILENT (Julio 2013). Respecto a lo último, la metodología de trabajo es la que sigue:

- Diferenciación de carga RCI desprendida (con y sin esquema selectivo).
- Cálculo y re-indexación de CFCD según sector RCI.
- Suma ponderada de CFCD según sector RCI

La Figura 3.2 muestra una descripción más gráfica (diagrama de flujo) de la metodología a utilizar para obtener los valores económicos a comparar.

El proceso de diferenciación de carga desprendida es especialmente importante, dado que no necesariamente la activación de una etapa en una zona incurre en la activación de otras zonas. En casos particulares sólo es necesario obtener un costo de falla asociado a la zona norte del SIC (la zona de Atacama tiene un perfil de frecuencia particularmente precario).

Los sectores participantes en el esquema selectivo fueron el comercial y el residencial. Lo anterior se justifica en la dificultad de discriminar la aplicación que se le da a la potencia en distintos tipos de industria, dificultando el cálculo del potencial en este sector. Otra razón de peso es el alto costo económico que podría incurrirse en paralizar la actividad industrial (por lo general tienen altos costos por reiniciar actividades).

La interrupción de suministro por acción de EDAC sólo se evaluó para períodos no tan extensos (a lo más un par de horas) por dos razones: el perfil de carga varía hora a hora y prolongar aún más la evaluación probablemente aleje de la realidad los resultados, y porque la reposición de suministro tarda en general 1 hora.

Escenario a Comparar

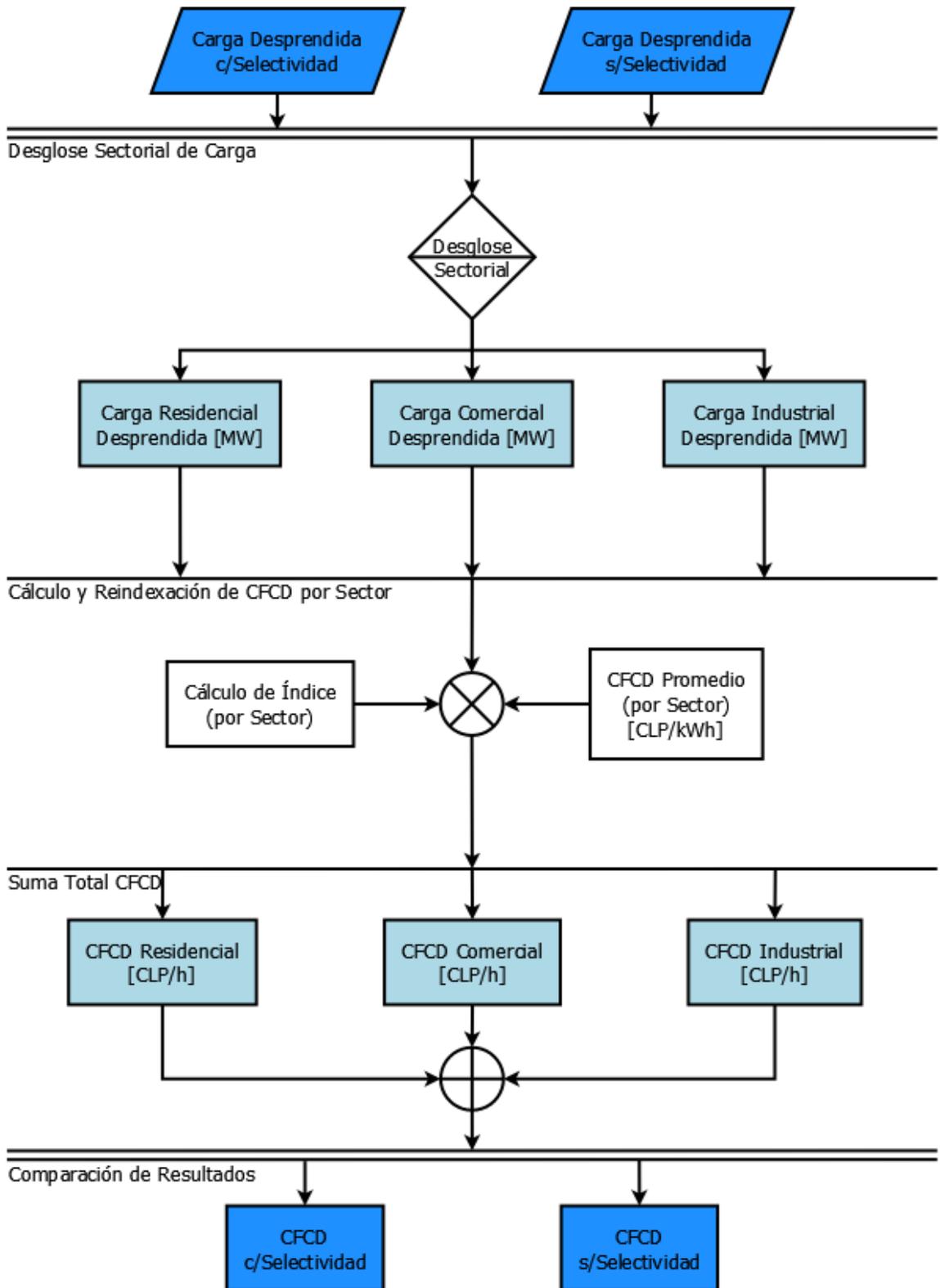


Figura 3.2: Diagrama de bloques – Metodología Comparación Económica. (Fuente: Elaboración propia)

4. Implementación

En el presente capítulo se presenta la confección del esquema de desconexión selectiva en base al modelo disponible para realizar simulaciones, además de los datos y supuestos correspondientes.

Recordando los alcances del trabajo, se tomó en cuenta sólo la participación de la región metropolitana, por lo que los datos a extraer provienen del anillo de Chilectra (DIgSILENT). Esto, dada la marcada tendencia de consumo (residencial y comercial predominante) que posee la capital [27], teniendo cierto grado de facilidad en la hora de hacer supuestos.

4.1. Recopilación de Datos - Modelo SIC

Se tiene a disposición un modelo en DIgSILENT del Sistema Interconectado Central (completo) que data de Julio del año 2013, por lo que se abordó el problema desde una perspectiva multinodal.

La importancia del punto anterior se refiere a la no unicidad de la frecuencia eléctrica en un sistema de potencia en régimen transitorio, esto es, en cada nodo (o barras) se tendrán distintas frecuencias. Ejemplo de esto es la formación de "islas" al fallar alguna línea o generador importante en una zona o áreas que oscilan entre sí.

A pesar de lo anterior, se pueden establecer comportamientos similares entre cada una de estas barras dependiendo de la topología de la red. Nodos contiguos (y a poca distancia eléctrica entre sí) muy probablemente tengan variaciones similares durante el tiempo, pudiéndose identificar zonas con un mismo patrón.

Los efectos producidos en las variables eléctricas de un nodo por una falla tienen una relación directa con la distancia (eléctrica) a la que se encuentra la falla a dicho nodo. Un ejemplo podría ser sobre oscilaciones de mayor amplitud o disparo de alguna variable respecto a nodos más lejanos, activando protecciones cercanas (apelando a la selectividad); siendo los EDAC no una excepción.

El modelo en DIgSILENT cuenta con los esquemas de desconexión automática registrados en esa fecha, y se tomó, en conjunto al estudio de

EDAC emitido por el CDEC, como punto de inicio para realizar las pruebas base para comparar los resultados finales.

Cabe destacar que las cargas modeladas en cada sector de la capital (zona de interés) son una amalgama de distintas categorías, dificultando el proceso de implementación de un EDAC. Si se quiere llegar a un detalle mayor respecto a qué porcentaje de consumo utiliza cierta aplicación respecto a la totalidad de la carga, sería necesario “desarmar” la carga equivalente.

Algunos datos de interés para futuras referencias concernientes al modelo a utilizar y el anillo de Chilectra:

Tabla 4.1: Carga total en Anillo de Chilectra (DIgSILENT).

	Potencia[MW]
Demanda Baja(*)	1.282
Demanda Alta(*)	2.465

(*) Correspondientes a día laboral y obtenidos desde modelo DIgSILENT.

4.2. Recopilación de Datos – Carga Participante

Se propone un esquema de sólo 3 etapas:

- **Bloque 1:** contiene cargas prescindibles en intervalos de tiempo considerables. Su interrupción debe pasar desapercibida por el cliente final. Ejemplo claro en esta categoría sería toda aplicación que tenga como función la de refrigeración. Este último tiene también la ventaja de ser uno de los tipos de carga con mayor consumo energético del país. Hervidores de agua y lavadoras son otras aplicaciones con potencial para participar en esta etapa.
- **Bloque 2:** la desconexión de cargas produce cierto nivel de incomodidad, siendo también probablemente perceptible por el cliente. La interrupción debe ser breve para no incurrir en costos notables. Aplicaciones del tipo climatización y entretenimiento/ocio (con bastante cuidado en la elección) se ajustan perfectamente en este bloque.
- **Bloque 3:** la desconexión produce incomodidad, es perceptible por el usuario y se debe minimizar lo más posible el tiempo de desconexión. La iluminación es elegida como ejemplo en esta etapa: si bien es importante para las personas es mucho más preferible que desconectar un terminal de trabajo o computador (costo de falla alto).

Es importante recalcar que puede existir cierta interacción entre los distintos bloques. En el caso en que no se tenga una reserva primaria en demanda suficiente en algún bloque, y que además se tenga un excedente en algún bloque superior (menos crítico), sería posible “mover” reservas desde una etapa a otra. Esta característica es fundamental en partes siguientes del trabajo, donde se establece que la reconexión de bloques muy grandes luego del CPF puede desencadenar resultados no deseados.

4.2.1. Segregación Por Sector

Como ha sido expuesto anteriormente es esencial el poder distinguir qué cargas pueden ser interrumpidas. Para esto, es primordial dividir los consumos en sectores (generalmente en residencial, industrial, comercial y otros) y temporalmente (demanda baja y alta); pues dependiendo del bloque de demanda en el que se esté se podrán desconectar distintos tipos de aplicaciones. La Figura 4.1 muestra el perfil de consumo por sector comercial/residencial/industrial típico que se puede encontrar en la mayoría del mundo.

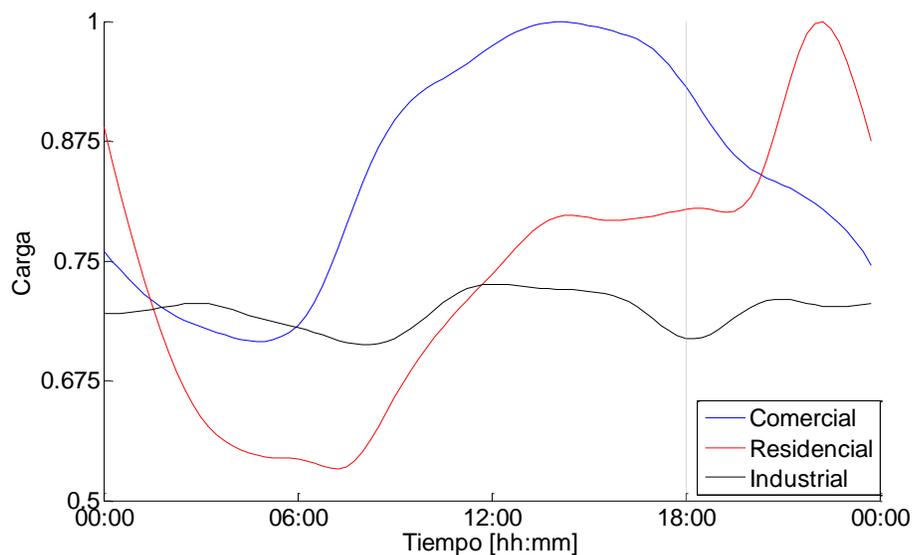


Figura 4.1: Perfil de Consumo por sector y temporal – Alimentadores arbitrarios.
(Fuente: Elaboración propia).

- **Comercial:** consumo sostenido durante el período de jornada laboral y decaimiento fuera de éste.
- **Residencial:** aumenta levemente en la mañana y se sostiene durante la tarde (jornada laboral). Se obtiene un peak de consumo durante la noche.
- **Industrial:** Consumo sostenido durante el día. Dependiendo del tipo de industria puede decaer durante la noche o no.

La capital se caracteriza por tener una menor contribución de la industria respecto a otras regiones (norte de Chile, por ejemplo), siendo los sectores comercial y residencial los principales demandantes de potencia.; alterándose estos últimos su máxima penetración dependiendo si es horario laboral o post-laboral. Se complementa a lo anterior la distribución de carga aproximada propuesta que tiene cada sector en la capital durante tanto jornada laboral como en horario nocturno (Figura 4.2). Los datos presentados se aproximan bastante a los reales, pero por motivos de confidencialidad no se darán mayores detalles.

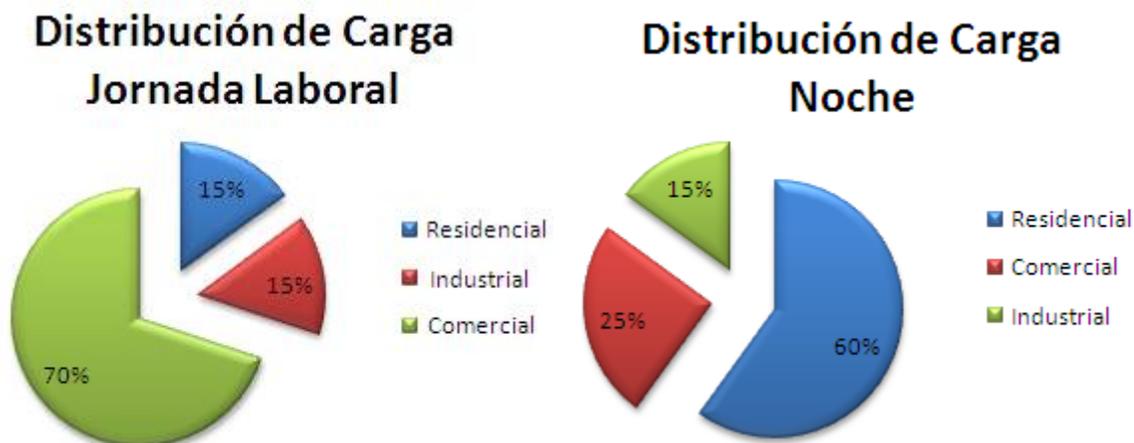


Figura 4.2: Distribución RCI de Carga Propuesta (Potencia) horaria en la capital. (Fuente: Elaboración propia)

El peak local de consumo de potencia en la capital se alcanza durante la jornada laboral (dada la alta penetración del sector comercial), mientras que a nivel SIC el peak se alcanza durante la noche (predominancia residencial). La potencia máxima consumida por la capital en ambos horarios es aproximadamente el mismo (diferencia en torno al 5%), por lo que se utilizó un valor único (2465 [MW]) para efectos de diseñar el esquema.

Respecto al horario valle, no es posible determinar un patrón claro o si existe algún sector (RCI) que destaque por sobre las otras. Excepción quizás sea algunas industrias que trabajan continuamente las 24 horas del día.

Para poder definir la cantidad de carga a desconectar, se presenta en la Tabla 4.2 la cantidad de clientes que maneja Chilectra (año 2013) en cuanto a cada sector RCI (informe de sostenibilidad) [3] [28].

Tabla 4.2: Cantidad de Clientes RCI – Chilectra.

	Residencial	Comercial	Industrial	Total
Cantidad	1.515.932	132.086	11.860	1.659.878
Porcentaje	91,32%	7,96%	0,71%	100%

4.2.2. Segregación por Aplicación – Sector Público

No se consideró el alumbrado público como participante en el esquema por motivos obvios de seguridad. Para el cálculo de este descuento en carga desprendible se hicieron los siguientes supuestos:

- Dado que la mayor parte del consumo del sector público se debe a los alumbrados, se consideró el peor escenario en que la totalidad del consumo del sector público se debe a AP (peor caso).
- Se consideró un uso promedio de 10 horas diarias durante el transcurso de un año completo, además de que el consumo (en potencia) del AP es relativamente constante en el tiempo.
- Para simplificar el problema se consideraron los 2 sistemas eléctricos del país más grandes (SIC y SING).

El sector público del sistema consumió un total de 2.023 [GWh] durante el 2012 [29], monto que por los supuestos mencionados se destinan sólo a AP.

Dado el segundo supuesto, se obtiene que la potencia del AP en el sistema eléctrico chileno es de $P_{AP} = \frac{2023[GWh]}{\frac{10}{24} * 8760[h]} = 554,246[MW]$.

Dadas las dimensiones de cada uno de los sistemas (SIC ~70%, SING ~30% [29]) y el tercer supuesto, el consumo por concepto de AP en el SIC es de 388[MW].

Finalmente, se considera que la participación de la RM en cuanto al SIC es del 30% de su total¹, obteniéndose 116[MW] como consumo en potencia del AP en la capital.

4.2.3. Segregación por Aplicación – Sector Industrial

No se consideró la industria como participante del esquema. Lo anterior, dado que es mucho más difícil estimar consumos por aplicación interrumpible. Los costos por desconectar alguna máquina posiblemente sean demasiado altos como para siquiera considerarlos como participantes.

¹ Dato Extraído desde base de datos DiGILENT del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC 2013)

4.2.4. Segregación por Aplicación – Sector Residencial

Se realizó un estudio del comportamiento del consumidor residencial [30] el cual muestra el nivel de penetración que tienen ciertas aplicaciones de gran consumo en los hogares de Chile. Se muestran en la Tabla 4.3 algunos valores de interés para analizar la disponibilidad de cargas en el esquema [31].

Tabla 4.3: Aplicaciones Residenciales de Consumo Considerable.

Aplicación	Penetración[%]	Pot. Prom.[W]
Refrigerador	95,6	370
Microondas	52,6	1.200
Hervidor	56,4	2.000
Lavadora	86,5	400
Televisión	97,3	120
Ventilador	20,2	60
Estufa Eléctrica	11,4	1.300

Otro consumo importante que se puede mencionar es el de la iluminación en los hogares. La Tabla 4.4 muestra cantidades de ampollitas y consumo promedio de un hogar.

Tabla 4.4: Iluminación Residencial – Datos Varios.

	Tipo de Ampolleta	Penetración [%]	Cantidad Promedio	Potencia Promedio [W]
Interior	Tradicional	92,0	7,6	74,3
	Halógena	11,4	6,0	85,1
	Alta Eficiencia	20,5	6,0	32,3
	Tubos Fluorescentes	37,9	2,3	44,5
Exterior	Tradicional	48,3	2,2	76,4
	Halógena	6,3	1,9	124,3
	Alta Eficiencia	6,8	4,6	50,8
	Tubos Fluorescentes	18,1	2,1	45,4
	No Utiliza	30,7	-	-

4.2.4.1. Participación en Jornada Laboral

La penetración del sector residencial en este bloque horario es del 15% (ver Figura 4.2). Se realizaron los siguientes supuestos:

- Se consideraron solamente las cargas de refrigeradores e iluminación.

- Se consideró que el 20% del sector puede participar en cierto grado. Esta aproximación se justifica porque en realidad no es probable que todos los hogares se encuentren consumiendo potencia de forma considerable y sostenida con aplicaciones específicas.
 - Se supone que toda la población participante cuenta con el equivalente de consumo de un refrigerador dada su alto nivel de penetración en los hogares ($\sim 370[W]$).
 - Se supone que cada hogar participante tiene el equivalente de una ampolleta tradicional como consumo por concepto de iluminación ($\sim 80[W]$).

Realizando un cálculo simple y utilizando los supuestos y datos de la Tabla 4.2 y la Tabla 4.4 la cantidad de hogares participando es aproximadamente de 304.000, lo que resulta en un total de $\sim 112[MW]$. En cuanto a la iluminación, se tiene una carga aproximada de $\sim 24,3[MW]$.

$$P_{ref} \approx 112[MW]$$

$$P_{cli} = 0 * P_{tot}$$

$$P_{ilu} \approx 24,3[MW]$$

4.2.4.2. Participación en Horario Nocturno

Este sector alcanza una penetración del 60% del consumo total en la capital (ver Figura 4.2). Se considera en esta parte el siguiente set de supuestos:

- El 20% de los clientes están habilitados para participar en el bloque de refrigeración del esquema (Bloque 1).
- El 90% de los clientes están habilitados para participar en el resto de las etapas (Bloques 2 y 3).
- No se consideraron consumos por parte de climatización (calefacción o ventilación) dado que su uso no es tan masificado en cuanto a consumo eléctrico como tal (ver Tabla 4.3).
- No se consideraron consumos por parte de otros electrodomésticos que tengan un uso más intermitente.
- Se supone que cada hogar participante tiene el equivalente de dos ampolletas tradicionales como consumo por concepto de iluminación.

Análogo a la parte anterior, se tiene que el total de potencia que puede ser desprendido en el primer bloque es de $\sim 112[MW]$ o el $\sim 5\%$ del consumo total en este bloque horario.

Si bien no se consideró el consumo por parte de aplicaciones del tipo climatización, en este bloque se encuentra una gran participación de televisores en cuanto a carga [32]. Dados los supuestos y un consumo promedio de 120[W] por televisor (1 televisor por cliente), se tiene un total de ~146[MW] en la segunda etapa. Respecto a la iluminación se tiene un consumo de ~218,29[MW].

$$P_{ref} \approx 112[MW]$$

$$P_{cli} \approx 146[MW]$$

$$P_{ilu} \approx 218,29[MW]$$

4.2.4.3. Participación en Horario Valle

Por simplicidad, se extendió la potencia del bloque de refrigeración y la de iluminación (jornada laboral):

$$P_{ref} \approx 112[MW]$$

$$P_{cli} = 0 * P_{tot}$$

$$P_{ilu} \approx 24,3[MW]$$

4.2.5. Segregación por Aplicación – Sector Comercial

Dado que es demasiado general tratar a la totalidad del sector como "Comercial", se distinguen en [30] las siguientes subdivisiones:

- Grandes tiendas comerciales: Malls y grandes tiendas (departamentos)
- Supermercados y sus cadenas
- Comercio menor: ejemplos son almacenes de barrio.
- Otros sectores comerciales: hoteles, restaurantes, bancos, oficinas, etc.

Se muestra en la Figura 4.3 la distribución de consumo según subsector a lo largo del SIC y los porcentajes destinados a distintas aplicaciones dentro de los mismos subsectores.

Si bien se hace esta clasificación, todos estos tienen el mismo perfil de consumo "Comercial": se sostienen durante la jornada laboral y decaen fuera de éste.

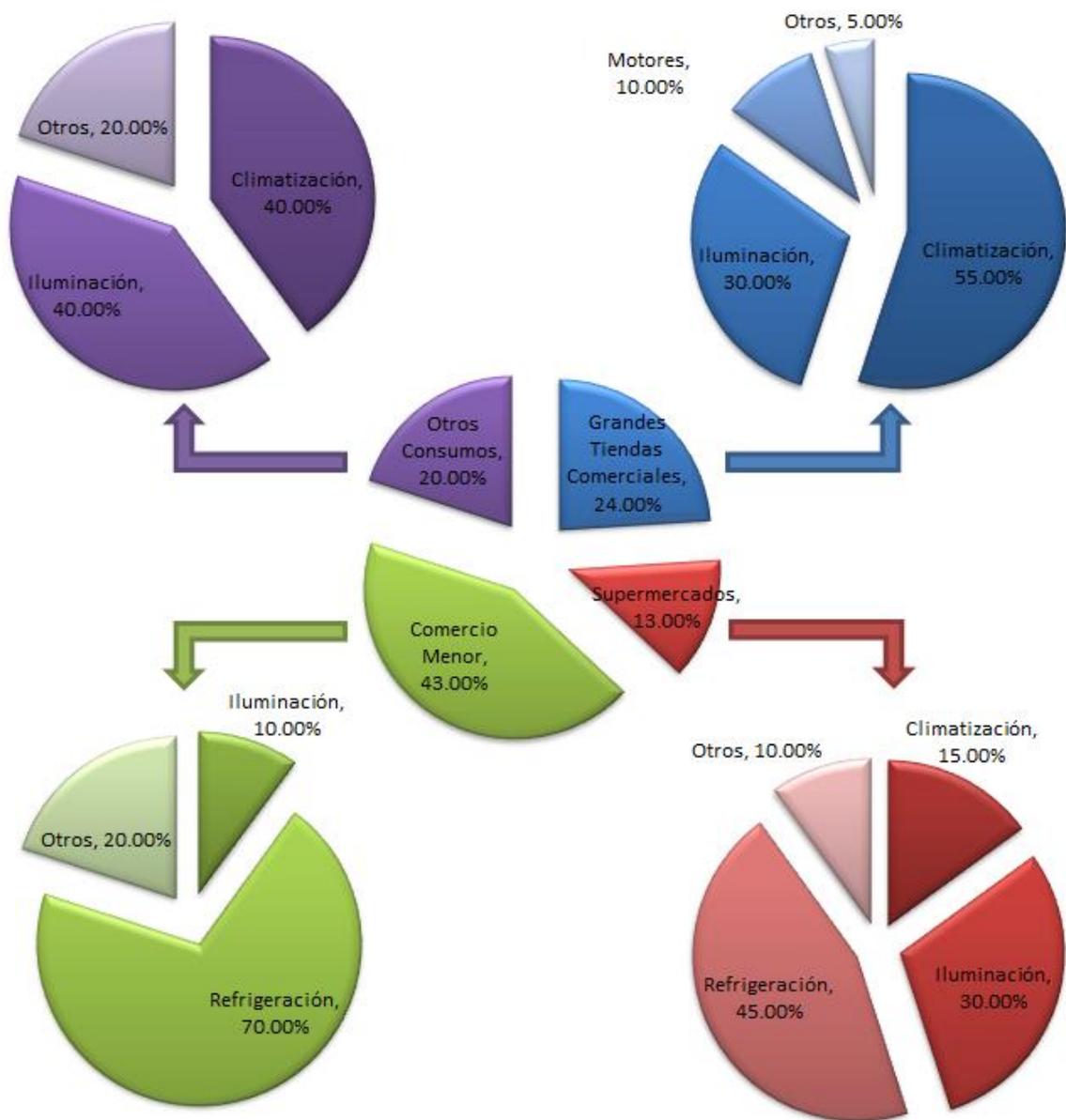


Figura 4.3: Consumo Energético Comercial por Subsector (SIC).
(Fuente: Elaboración propia).

4.2.5.1. Participación en Jornada Laboral

Se debe realizar una distinción entre los distintos subsectores que existen en el área comercial, dado que sus perfiles de consumo varían unos respecto a otros. La Figura 4.3 muestra un desglose de penetración desde el total de consumo hasta cada subsector y su perfil específico de consumo. Para obtener el consumo en potencia, se toman los siguientes supuestos:

- La carga promedio de refrigeración se mantiene constante por el día
- La carga promedio de climatización es no nula sólo en jornada laboral (9 horas)
- Las carga promedio de iluminación es no nula sólo en jornada laboral (9 horas)

Se tiene el siguiente set de ecuaciones:

$$P_{ref} * T_{día} = \eta_{ref} * E_{día}$$

$$P_{cli} * T_{día} * \frac{9}{24} = \eta_{cli} * E_{día}$$

$$P_{ilu} * T_{día} * \frac{9}{24} = \eta_{ilu} * E_{día}$$

$$P_{ref} + P_{cli} + P_{ilu} = P_{comercial}$$

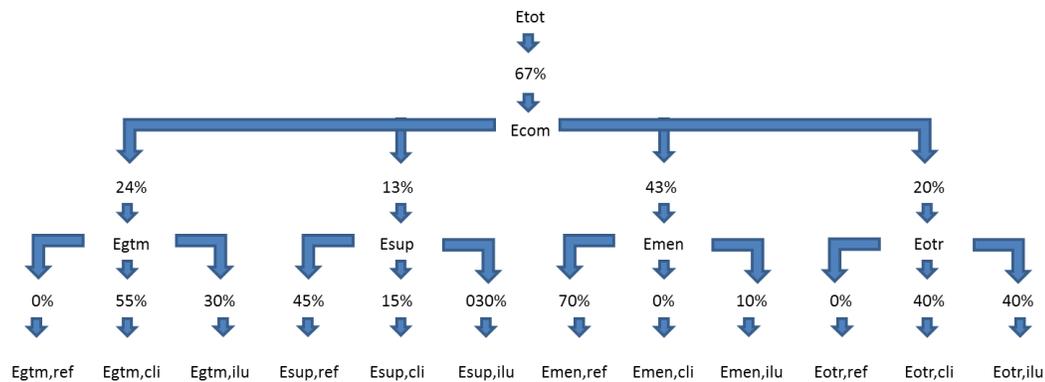


Figura 4.4: Desglose de Energía – Sector Comercial.
(Fuente: Elaboración propia)

Dados los valores:

$$T_{día} = 86400[s]$$

$$\eta_{ref} = 0,24 * 0 + 0,13 * 0,45 + 0,43 * 0,70 + 0,20 * 0 = 0,3595$$

$$\eta_{cli} = 0,24 * 0,55 + 0,13 * 0,15 + 0,43 * 0 + 0,20 * 0,40 = 0,2315$$

$$\eta_{ilu} = 0,24 * 0,3 + 0,13 * 0,30 + 0,43 * 0,70 + 0,20 * 0,40 = 0,235$$

$$P_{comercial} = 0,70 * P_{tot,laboral} \approx 1.725[MW]$$

Finalmente, los consumos por bloque:

$$P_{ref} = 353[MW]$$

$$P_{cli} = 681[MW]$$

$$P_{ilu} = 691[MW]$$

4.2.5.2. Participación en Horario Nocturno

Se consideraron los siguientes supuestos:

- Carga por concepto de climatización es nula.
- Carga por concepto de iluminación se reduce al 5% del valor en jornada laboral: valor por luces exteriores o seguridad y por comercio menor (subestimación desacoplada del set de ecuaciones anterior).
- Se mantiene el consumo por refrigeración respecto al horario laboral, con el fin de ser consecuente con la metodología para obtener las potencias promedio en la subsección anterior.

$$P_{ref} = 353[MW]$$

$$P_{cli} = 0$$

$$P_{ilu} \approx 34,1[MW]$$

4.2.5.3. Participación en Horario Valle

Como se está fuera de la jornada laboral, se extendieron los valores del horario nocturno para el horario valle (madrugada). Por tanto:

$$P_{ref} = 353[MW]$$

$$P_{cli} = 0$$

$$P_{ilu} \approx 34,1[MW]$$

4.2.6. Potencial Máximo Participante

La Tabla 4.5 muestra los totales potenciales en cada bloque según los supuestos y cálculos realizados en las secciones anteriores.

Tabla 4.5: Resumen de Potencial Máximo Participante.

Horario	Bloque	Cond. Activ.	Sector	Máx. Part. [MW]		Desp. Máx [%] (*)	Desp. Máx [%] (**)
Laboral	I	Abs/Grad	Residencial	112	465,0	18,86%	5,71%
		Abs/Grad	Comercial	353			
	II	Abs/Grad	Residencial	0	681,0	27,62%	8,36%
		Abs/Grad	Comercial	681			
	III	Abs/Grad	Residencial	24,3	715,3	29,02%	8,78%
		Abs/Grad	Comercial	691			
Nocturno	I	Abs/Grad	Residencial	112	465,0	18,86%	5,71%
		Abs/Grad	Comercial	353			
	II	Abs/Grad	Residencial	163	163,7	6,64%	2,00%
		Abs/Grad	Comercial	0			
	III	Abs/Grad	Residencial	218,29	252,39	10,24	3,1%
		Abs/Grad	Comercial	24,3			
Valle	I	Abs/Grad	Residencial	112	465,0	36,27%	7,82%
		Abs/Grad	Comercial	353			
	II	Abs/Grad	Residencial	0	0,00	00,00%	0,00%
		Abs/Grad	Comercial	0			
	III	Abs/Grad	Residencial	24,3	58,4	4,56%	0,98%
		Abs/Grad	Comercial	34,1			

(*) Participación/Desprendimiento máximo respecto Pmax de Anillo de Chilectra.

(**) Participación/Desprendimiento máximo respecto a Pmax de SIC.

4.3. Elaboración de Esquema – Requisitos de Operación

El diseño debe seguir una idea fundamental, pues participa como un complemento al EDAC actual y no como un reemplazo de éste. Además, debe cumplir ciertos requisitos (normativa eléctrica, por ejemplo):

- Su misión no es la de prevenir desvíos de frecuencia ante situaciones de contingencia extrema (catástrofes naturales o caídas de S/E importantes).

- El esquema debe activarse en situaciones anómalas de operación (fuera de banda muerta en torno a valor nominal), pero tampoco debe ser activado ante pequeñas perturbaciones (seguimiento/toma de carga lenta, por ejemplo) [9].
 - Debe tener umbrales de frecuencia de activación superiores a 49[Hz]
 - Debe tener umbrales de frecuencia de activación inferiores a la banda muerta de control primario (25[mHz])
 - Debe tener umbrales de frecuencia de activación inferiores a 49,8[Hz] que corresponde a la frecuencia de régimen permanente mínima permitida (estado de alerta y normal)
 - Debe tener umbrales de frecuencia de activación inferiores a 49,5[Hz] que corresponde a la frecuencia de régimen permanente mínima permitida (estado de emergencia)
 - Se ignoró el requisito de la norma que establece que los EDAC deben ser situados por debajo de los 49,2[Hz] dado que el esquema contempla la reconexión automática de la carga desprendida.
- Se debe en todo momento tener habilitado al menos un bloque para participar en el esquema de desconexión.
- Carga participante provendrá exclusivamente del sector comercial y residencial. Desconexiones en el sector público y el industrial pueden tener consecuencias de seguridad y económicas demasiado severas como para tenerlas en cuenta en el esquema.

Además, se tuvieron en cuenta los siguientes supuestos:

- Las cargas son reguladas de forma discreta (ON/OFF) para simplificar el problema
- Se trató al conjunto de cargas como una sola equivalente (por zona) a la cual se le desprende carga dependiendo del bloque activado
- Al detectarse el sobrepaso de algún umbral en una de las zonas, se desprende toda la carga asignada al bloque respectivo de forma inmediata y al unísono.

4.4. Elaboración de Esquema – Condiciones de Activación

Además de un requisito de frecuencia absoluta por cada etapa, se añade también uno de gradiente de frecuencia (métodos alternativos en [18]).

Las razones por la adición de este último se debe a que:

- Si las dimensiones de un bloque a reconectar durante el transiente (baja de frecuencia) son demasiado grandes, se puede producir un nuevo transitorio que eventualmente podría gatillar el siguiente bloque por una mala coordinación.
- Cabe la posibilidad de que el sistema sea capaz de soportar la falla sin la necesidad de activar ninguna etapa del EDAC, por lo que tampoco tendría sentido activar bloques del esquema selectivo – teniendo en cuenta que sus umbrales por frecuencia absoluta son menos exigentes que los del EDAC convencional.

Las condiciones para el valor del gradiente de activación deben ser tales que:

- No sea demasiado grande o mayor (en magnitud) que los del EDAC convencional, pues en caso de activarse deben ser los primeros en hacerlo.
- No sea demasiado pequeño, pues cabe la posibilidad de que la falla no sea de mayor magnitud, abriendo la posibilidad de que el sistema se repare de manera autónoma mediante solamente el CPF.

4.5.Elaboración de Esquema – Dimensionamiento de Bloques

Anticipándose al análisis de este parámetro (*5.1.5.1.Dimensiones de Bloques*), se prefirió por no utilizar el máximo potencial directamente en cada uno de los bloques. La reconexión intempestiva de un conjunto de carga masivo puede causar más problemas que beneficios, pudiendo llevar a la activación de etapas posteriores de EDAC.

Se apuesta a la flexibilidad de las cargas: excedentes en el potencial máximo de carga de tipo dispensable pueden ser utilizados para cubrir el déficit de bloques más críticos.

4.6.Elaboración de Esquema – Tiempos de Reconexión

Nuevamente anticipándose al análisis particular de este parámetro (*5.1.5.2.Tiempos de Reconexión*), se eligieron tiempos de reconexión más bajos en pos del beneficio a la respuesta dinámica del sistema. El enfoque a

utilizar es el de desplazar temporalmente la carga (bloques) sólo lo suficiente y necesario y sin desacoplar completamente las 3 reconexiones.

4.7. Esquema Propuesto

Siguiendo la línea de las subsecciones anteriores, se propone el siguiente esquema (resumen en la Figura 4.5 mediante un diagrama de bloques):

- Tres niveles o bloques de desconexión
 - Bloque 1: Cargas no esenciales que permiten mayor tiempo de interrupción.
 - Cantidad de carga variable según bloque de demanda
 - Bloque 2: Cargas no esenciales o de comodidad que permiten interrupciones cortas.
 - Cantidad de carga variable según bloque de demanda
 - Bloque 3: Carga esencial que al interrumpirse podría afectar al usuario.
 - Cantidad de carga mínima fija durante el día.
- Los bloqueos se hicieron sólo bajo criterio de frecuencia absoluta y gradiente de frecuencia.
- Tiene una implementación similar al EDAC convencional: se utilizan las mismas mediciones de frecuencia, y en consecuencia, sus desconexiones son también en "zonas". Lo anterior se debe a que el modelo poseído en DIgSILENT representa las cargas mediante un equivalente (conectadas directamente a las SS/EE) y no muestra un detalle.
- Tiempo de retraso en muestreo de 10[ms] y tiempo de desprendimiento de 5[ms].

Tabla 4.6: Resumen de Esquema Propuesto

	F.Act. [Hz]	Grad. Act. [Hz/s]	Carga [%](*)	T Bloq. [s]	Participantes
Bloque 1	49,5	-0,3	10	30	Refrigeradores, lavadora (**).
Bloque 2	49,3	-0,2	12	5	Climatización, televisores, calentadores de agua (**), etc.
Bloque 3	49,1	-0,1	14	2	Iluminación.

(*) Porcentajes para DA/DB respecto a la consumo de la capital.

(**) No incluidos en el dimensionamiento, pero representan posibles participantes.

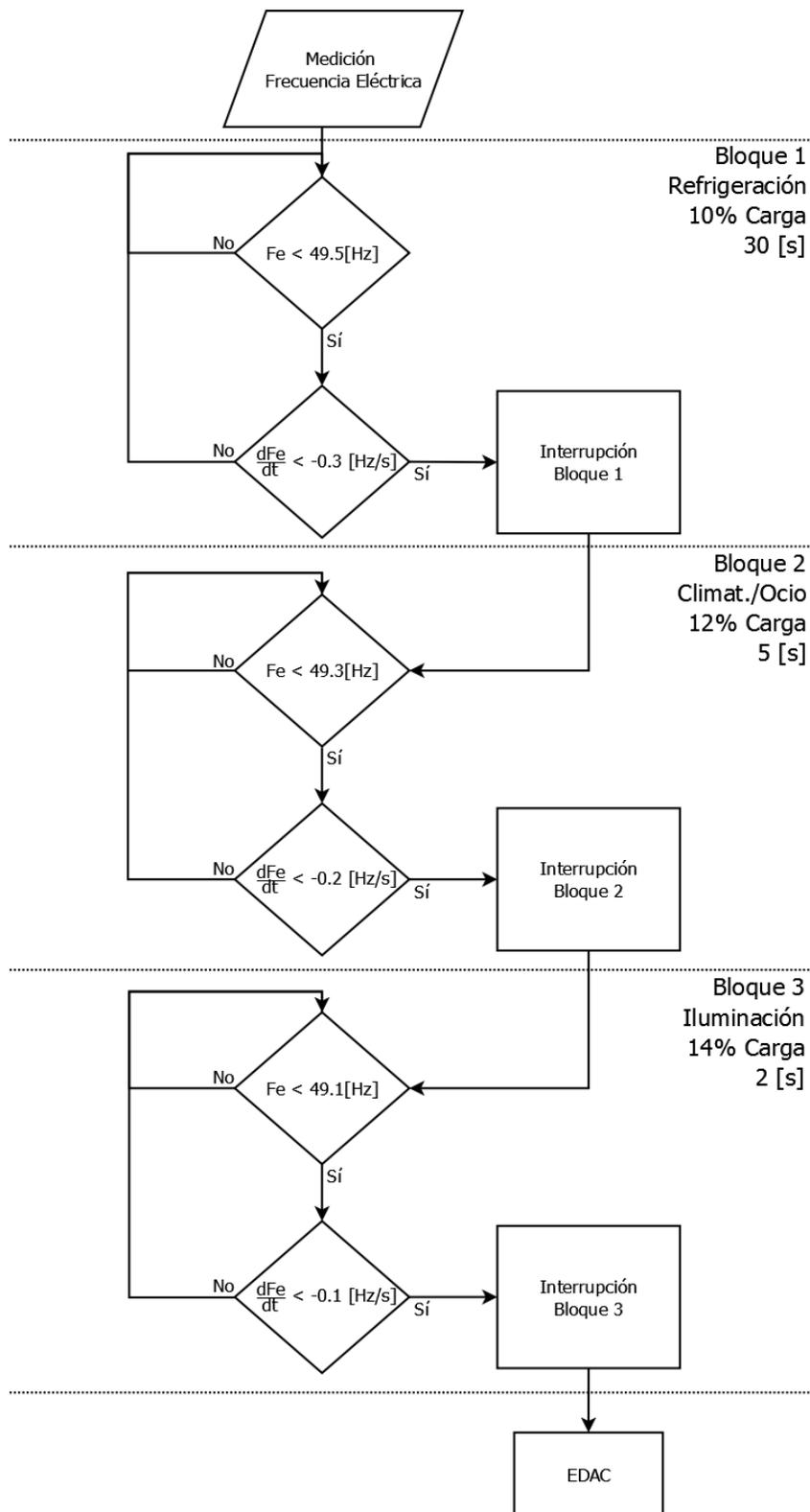


Figura 4.5: Diagrama de Bloques – Resumen de Funcionamiento de Esquema.
(Fuente: Elaboración propia)

Tomando en cuenta el conjunto entre datos entregados/analizados y la estructura expuesta, el esquema se resume en la Tabla 4.6: Los umbrales de frecuencia responden a una extensión menos exigente del EDAC por

frecuencia absoluta convencional, con la excepción que existe también un gradiente de habilitación. Los tiempos de bloqueo se definieron tal que se obtuviera la mejor respuesta en régimen permanente, arriesgando una posible activación de bloques más críticos en el transiente. Los tipos de aplicaciones por bloque fueron escogidas de forma tal que cumplieren los requisitos impuestos anteriormente. Finalmente, las dimensiones se decidieron pensando en el tamaño ideal de (des/re)conexión: bloques más grandes implicaban más un perjuicio al sistema al reconectarse y bloques más pequeños no influían demasiado en la respuesta final.

Si se comparan las dimensiones de los bloques con los potenciales máximos en la Tabla 4.5, se observa que estas cantidades no calzan correctamente bloque por bloque. Dadas las restricciones de diseño es necesario hacer un desplazamiento de carga entre bloques: carga excedente del primer bloque puede pasar a la segunda o tercera etapa, o carga excedente del segundo bloque puede pasar al tercero. Lo anterior no implicaría una mayor incomodidad (si es que existe, tomando en cuenta el tipo de aplicaciones) al usuario dado que se estaría bloqueando carga por menor cantidad de tiempo. El caso más representativo es la del horario nocturno, en donde existe un déficit notorio en el segundo y tercer bloque; pero moviendo estratégicamente carga es posible tener la distribución adecuada.

Cabe destacar que un modelo final a implementar debe tener en cuenta el perfil de carga de todo el día. Dependiendo de la distribución de cargas que tenga la zona habría que hacer un estudio detallado de qué tipos de cargas (RCI) estén disponibles en cada hora. La temporada del año y otros factores externos podrían influir en el pool de reservas primarias en demanda: verano e invierno podrían beneficiar la dimensión del segundo y tercer bloque.

La implementación real del esquema a nivel macro (sistema) necesitaría de una interfaz de comunicación entre medidores inteligentes y un centro de control. A nivel de detalle (casa por casa, por ejemplo) se presentan dos alternativas [33]:

- Para edificios nuevos (a construir) la incorporación de circuitería en su diseño inicial.
- Dispositivos (relés) que mantengan comunicación (in)alámbrica con el medidor inteligente. Haciendo de mediador en el suministro de energía y conectados entre la toma de corriente y el enchufe de la aplicación.

4.8. Casos de Estudio

Como punto de inicio, se utilizaron pruebas dinámicas similares realizadas en el estudio de EDAC realizado por el CDEC [10]. Se realizó una comparación entre el esquema convencional actual y aquel a proponer, contrastando los resultados ante escenarios de demanda baja/alta y caídas intempestivas de bloques de generación. Cabe destacar que no se replicaron en forma perfecta los escenarios del estudio de EDAC, dado que el modelo (DIgSILENT) tiene el despacho de generadores para un tiempo dado, definiendo la topología que no necesariamente es igual a la del modelo en posesión (escenarios en Tabla 4.7).

Tabla 4.7: Escenarios de simulación.

Caso	Contingencia	
Demanda Alta 8150[MW]	I	Desconexión Pehuenche (U1)
	II	Desconexión Santa María
	III	Desconexión Pehuenche (U1, U2), Loma Alta y San Isidro (U2 TV)
	IV	Desconexión Ralco (U1, U2), Antuco (U1) y Pangué (U2)
	V	Desconexión Santa María y Bocamina (U2)
	VI	Desconexión Santa María. Bocamina (U2), Ventanas (U1) y Nueva Ventana
Demanda Baja 5950[MW]	I	Desconexión San Isidro (U1 TV, U2 TV)
	II	Desconexión Nueva Ventanas
	III	Desconexión Santa María
	IV	Desconexión de Santa María y Ralco (U1)
	V	Desconexión Santa María y Bocamina (U2)
	VI	Desconexión Santa María. Bocamina (U2), Ventanas (U1) y Nueva Ventanas

Tabla 4.8: Pérdida de Potencia e Inercia en Escenarios de simulación.

Caso		Pérdida Potencia Despachada [MW]	Pérdida Potencia Despachada [%]	Pérdida Reservas [MW]	Pérdida Reservas [%]	Pérdida Inercia [s^{-1}]	Pérdida Inercia [%]
Demanda Alta 8150[MW]	I	230	2,82	60,0	2,82	4	1,03
	II	370	4,54	27,8	1,31	5,31	1,37
	III	616	7,56	140,6	6,61	18,55	4,79
	IV	680	8,34	473,8	22,28	14,49	3,74
	V	720	8,83	65,4	3,08	9,24	2,39
	VI	1.105	13,56	80,9	3,8	15,59	4,03
Demanda Baja 5950[MW]	I	200	3,36	76,55	2,95	12,42	4,0
	II	270	4,54	10,5	0,40	2,71	0,87
	III	370	6,22	27,8	1,07	5,31	1,71
	IV	500	9,58	209,7	8,07	8,28	2,67
	V	720	12,10	65,4	2,52	9,24	2,98
	VI	1.105	18,57	80,9	3,11	15,59	5,03

5. Análisis de Resultados

La totalidad de los resultados pueden ser encontrados en la sección "Anexo B". La respuesta dinámica del sistema dista mucho de ser regular. Las desconexiones de carga permiten alcanzar mejores niveles de frecuencia a cambio de nuevos transitorios debido a las reconexiones durante la recuperación del sistema.

Como primer acercamiento al análisis, se propone el Caso 3 en Demanda Alta, al tener la mejor respuesta y más completa en cuanto a comportamiento esperado. La Figura 5.1 muestra la comparación gráfica del caso base y aquel con el esquema selectivo implementado en cuanto a frecuencia y la Tabla 5.1 muestra el contraste respecto a otros parámetros.

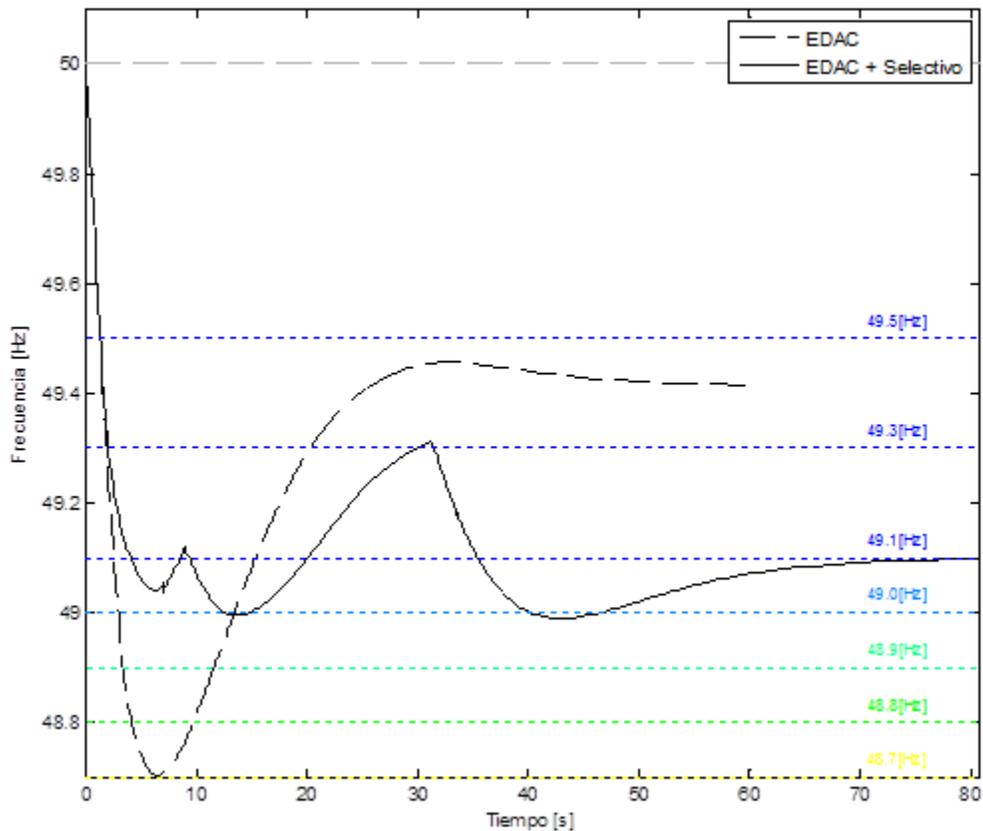


Figura 5.1: Comparación comportamiento dinámico Caso 3 DA.

El desprendimiento temprano de carga logra impedir el accionamiento de cualquiera de las etapas del EDAC (subida de mínimo de frecuencia). A pesar de que la frecuencia llega a umbral de la primera etapa (49 [Hz]), éste no es activado al ser del tipo gradiente.

Tabla 5.1: Comparación Técnica – Caso 3 DA.

	Demanda Alta – 616[MW] desprendidos	
	s/Esquema	c/Esquema
Bloques Activados	2 y 4	I , II, III
F_{min} [Hz]	48,7019	48,9898
T_{min} [s]	6,6132	43,2777
F_{ss} [Hz]	49,4162	49,1001
T_{ss}[s]	22,483	48,3032
T_r [s]	1,231	2,6507
OVR	122,3284%	12,2545%
ξ	-6,402%	55,56%
ω_n [s⁻¹]	-2,2232	0,11924

La respuesta tiene una caída menos abrupta, reflejándose en la sobre oscilación y amortiguación; evolucionando también a menor rapidez (mayor tiempo de subida) y dándole mayor tiempo al sistema para que se recupere.

Tabla 5.2: Comparación Económica – Caso 3 DA.

Duración	Costo [MCLP] – Caso 3 DA	
	S/Esquema	C/Esquema
20 min	443,98	7,93
1 hr	1.015,02	7,93
2 hr	1.849,47	7,93

Respecto a lo económico (ver Tabla 5.2), dado que existe una reconexión de carga desprendida, se puede observar una reducción considerable de los costos por no suministro de energía. Considerando que el tiempo de reposición de servicio (distribuidoras) tarda en promedio 1 hora para evitar reembolsos por no suministro, el ahorro en este caso de estudio asciende prácticamente a mil millones de pesos por falla de esta magnitud.

A continuación, las tablas presentadas en esta sección tendrán el siguiente formato (columna mostrando resultados con selectividad):

- Desempeño general del esquema en la respectiva variable.
- Tablas: números en negro representan un caso sin cambios, en verde mejoras y en rojo empeoramiento respecto al caso base.
- Opciones o alternativas para mejorar el desempeño en la respectiva variable.

5.1. Respetto a lo Técnico

5.1.1. Condiciones de Activación

Como primer acercamiento, el modelo sigue la directriz de ser un apoyo al EDAC actual del sistema, activándose solamente en el caso en que el sistema no es capaz de soportar la falla por sí solo (ver Tabla 5.3).

Tabla 5.3: Resultados de Simulación – Etapas de EDAC activadas.

Etapas Activadas		
Demanda Alta	S/Selectividad	C/Selectividad
Caso 1	-	-
Caso 2	-	-
Caso 3	2, 4	I, II, III
Caso 4	2, 4	I, II, III, 2
Caso 5	1, 2, 3, 4	I, II, III, 2
Caso 6	1, 2, 3, 4, 5, 6(*)	I, II, III, 1, 2, 3
Demanda Baja	S/Selectividad	C/Selectividad
Caso 1	-	-
Caso 2	-	-
Caso 3	-	-
Caso 4	-	-
Caso 5	1, 2, 3, 4, 5	I, II, III, 1, 2(*)
Caso 6	1, 2, 3, 4, 5, 6	I, II, III, 1, 2, 3, 4, 5(*), 6(*)

Es claro que para contingencias mayores el esquema se ve imposibilitado en evitar la activación de etapas del EDAC, fundamentándose en que topológicamente se está desprendiendo un gran porcentaje de generación respecto a la demanda total del sistema. En particular, esto se enfatiza aún más cuando se está en períodos de demanda baja. Dentro de las fallas que generalmente activan alguna etapa del EDAC se destaca la salida de la central Santa María (caso 2 DA y caso 3 DB), siendo ésta bastante recurrente durante el período 2012-2013 y también la desencadenante de otras fallas más severas. Por lo general la salida intempestiva de esta central produce el rechazo de carga de otras centrales generadoras (por baja frecuencia), llegando a contingencias de desprendimientos de generación en torno a los 700[MW] (Caso 3 DA).

Frente a lo anterior el esquema tendría un desempeño óptimo al tener que recurrir solamente, dentro de las contingencias de mayor ocurrencia, a la segunda etapa de EDAC. Para mejorar aún más su rendimiento, se podría

recurrir a desprender mayor cantidad de carga aumentando la población participante (si la hay) o la variedad de aplicaciones participantes, pero teniendo a su vez cuidado con la coordinación de éstos pues la reconexión podría empeorar en vez de mejorar la situación.

5.1.2. Mínimo de Frecuencia

Se aprecian mejorías sustanciales en el nivel mínimo de frecuencia (Tabla 5.4), pudiendo evitar la activación de etapas de EDAC más críticas. Es ésta una de las ventajas que posee el esquema de desconexión selectiva: es posible desprender una cantidad similar de carga que el EDAC convencional, pero con restricciones (umbrales) de activación menos exigentes y, por tanto, permitiendo una acción más temprana.

Tabla 5.4: Resultados de Simulación – Frecuencia Mínima Alcanzada.

Frecuencia Mínima [Hz]		
Demanda Alta	S/Selectividad	C/Selectividad
Caso 1	49,4868	49,4868
Caso 2	49,1476	49,1476
Caso 3	48,7019	48,9898
Caso 4	48,7015	48,8943
Caso 5	48,6537	48,8667
Caso 6	48,3830	48,5130
Demanda Baja	S/Selectividad	C/Selectividad
Caso 1	49,7023	49,7023
Caso 2	49,5460	49,5460
Caso 3	49,1631	49,1631
Caso 4	49,0494	49,0494
Caso 5	48,5078	48,8489
Caso 6	48,0944	48,4209

Los mínimos de frecuencia aumentan al menos en 0,2[Hz] para las contingencias de mayor ocurrencia; valor no despreciable pues equivale a que no se activen, por lo bajo, 2 etapas del EDAC y potencialmente hasta 4 etapas (2 etapas por frecuencia absoluta separadas por 0,2[Hz] y posiblemente 2 etapas de gradiente con umbrales menos restrictivos y también separados por 0,2[Hz]).

Al igual que en las condiciones de activación, se puede mejorar el nivel de mínimo de frecuencia aumentando la población participante. La carga

adicional participante influye fuertemente en otras variables según en qué bloque sea agregada:

- Bloque 1: reconexiones tardías ayudan a que el sistema se recupere más rápido. Se maximiza el mínimo que es posible alcanzar, pero el transitorio por reconexión puede llevar a que la frecuencia final en estado estacionario sea demasiado baja o inclusive la activación de alguna etapa de EDAC si no está correctamente coordinado.
- Bloque 2: es éste o el bloque siguiente los que definen el mínimo de frecuencia. Si el sistema ya pasó su punto de máxima toma de carga, es muy probable que este sea el bloque que defina el mínimo global de frecuencia. Esto se fundamenta en lo que tardaría en actuar y regular el CPF al detectar nuevamente un desvío negativo en frecuencia.
- Bloque 3: dependiendo de la topología del sistema, podría ser (o no) beneficioso añadir mayor cantidad de carga en este bloque. Si el sistema tiene una alta tasa de toma de carga, es posible expandir esta etapa, pues probablemente el CPF se encuentre cerca de llegar (si no lo está) a su máximo.

5.1.3. Frecuencia en Estado Estacionario

La frecuencia de estabilización o de régimen permanente es uno de los parámetros que no mostró mejoras (Tabla 5.5). La falla simulada entrega intrínsecamente un error estacionario (CPF consta de sólo acción proporcional), pero es la reconexión de cargas (escalón de potencia) la que desencadena otro transitorio y haciendo operar nuevamente el CPF, añadiendo otro error por sobre el ya acumulado por la falla original.

El Escenario 4 en demanda alta supone la única excepción de la regla. Esto se debe a la topología del sistema: la baja toma de carga no permitió que el sistema se recuperara lo suficiente como para que el sistema soportara la reconexión del primer bloque, terminando en la activación de la segunda etapa del EDAC (por frecuencia absoluta de 48,9 [Hz]). Otro factor importante es que el escenario de simulación supone la caída de generadores que aportan una gran cantidad de inercia y reservas primarias del sistema (ver Tabla 4.8), acelerando la caída de frecuencia por un lado y retrasando la toma de carga por otro.

Las bajas en la frecuencia de estado estacionario podrían perjudicar al sistema, pues existen directrices impuestas por la norma técnica y calidad de

servicio. Particularmente, el sistema tiene ciertos intervalos de tiempo máximo que puede estar con frecuencias fuera de la nominal (normal, alerta y emergencia). A pesar de lo anterior, es el rol del operador corregir este error lo antes posible mediante el CSF pues el CPF contiene intrínsecamente este error y los márgenes de tiempo aceptables dan bastante holgura como para permitirse este aumento.

Tabla 5.5: Resultados Simulaciones – Frecuencia en Régimen Permanente.

Frecuencia en Régimen Permanente [Hz]		
Demanda Alta	S/Selectividad	C/Selectividad
Caso 1	49,7871	49,7871
Caso 2	49,6576	49,6576
Caso 3	49,4162	49,1001
Caso 4	49,1232	49,2502
Caso 5	49,5950	49,3042
Caso 6	49,5128	48,9525
Demanda Baja	S/Selectividad	C/Selectividad
Caso 1	49,7793	49,7793
Caso 2	49,7050	49,7050
Caso 3	49,6721	49,6721
Caso 4	49,6017	49,6017
Caso 5	49,5193	49,4146
Caso 6	49,4124	49,2682

Claramente para mejorar esta variable sería necesario movilizar carga desde el bloque 1 a otras etapas más críticas. En pocas palabras se reduciría la amplitud del transitorio generado, llevando a su vez a un menor error asociado. Otra opción a evaluar sería la de reconectar de forma progresiva las cargas del primer bloque, permitiendo que con un primer conjunto de cargas haga volver a “partir” el CPF y reconectar el resto cuando se maximice la toma de carga.

5.1.4. Otras Variables

Hasta ahora los resultados indican un desempeño exitoso del modelo, manteniendo la frecuencia del sistema en márgenes más estrechos. A pesar de esto, a causa de la acción de reconexión de cargas se obtienen respuestas que demoran el **tiempo de estabilización** (ver Tabla 5.6), retrasando a su vez el CSF; aunque esto último puede que no tenga mayor influencia si se piensa que el CSF tarda varios minutos en realizarse (frente a los 10~20 segundos de demora) y, siendo a su vez, de acción manual.

Descontando el tiempo de reconexión, que supone un retraso intrínseco, el tiempo de estabilización de frecuencia depende mayoritariamente de factores topológicos del sistema: tasa de toma de carga y disponibilidad de reservas primarias en generadores.

Los tiempos de subida sólo aumentan respecto a los casos base. Principalmente se debe a su definición, pues utiliza el tiempo requerido para pasar del 10% al 90% del valor en régimen permanente: la reducción de frecuencia en estado estacionario y el aumento de su mínimo provocan que se obtengan respuestas restringidas a bandas más estrechas, resultando una respuesta sinusoidal de menor amplitud (pseudo-amortiguación).

Tabla 5.6: Resultados Simulaciones – Tiempo de Subida y Estabilización.

Demanda Alta	Tiempo de Subida [s]		Tiempo de Estabilización [s]	
	S/Selectividad	C/Selectividad	S/Selectividad	C/Selectividad
Caso 1	1,318	1,318	22,2335	22,2335
Caso 2	1,2175	1,2175	33,8936	33,8936
Caso 3	1,231	2,6507	22,483	48,3032
Caso 4	2,0345	2,0437	29,7704	49,9112
Caso 5	0,6935	1,2252	32,3592	51,1172
Caso 6	0,52	1,2177	29,3683	33,9001
Demanda Baja	S/Selectividad	C/Selectividad	S/Selectividad	C/Selectividad
Caso 1	1,3835	1,3835	22,6969	22,6969
Caso 2	1,3864	1,3864	24,6060	24,6060
Caso 3	1,0720	1,0720	22,2555	22,2555
Caso 4	1,1824	1,1824	27,2385	27,2385
Caso 5	0,5815	0,89182	24,0311	50,1013
Caso 6	0,5100	0,64958	30,1580	50,8620

La gran connotación positiva sería que el sistema se está tardando más en llegar a su mínimo, significando que se le está dando mayor margen de tiempo al CPF para que aumente su toma de carga. Hay que recordar que lo importante del esquema es que restablece (reconecta) la carga en un momento tal que el sistema se encuentra mejor preparado para enfrentar la falla.

Para mejorar los tiempos de estabilización sería necesario apremiar la reconexión del primer bloque (menos de 30 segundos). El problema radica en que podrían darse descoordinaciones con los bloques anteriores, además

de una baja en la frecuencia de estado estacionario al no darle tiempo suficiente al sistema para que recupere su frecuencia a niveles aceptables para el siguiente transitorio.

En el caso del tiempo de subida es un poco más complejo poder establecer una forma de mejorarla directamente, pero dada la forma de su cálculo, un aumento en cualquiera de los 3 bloques debiera ser beneficioso.

Los valores de **sobre oscilación** mejoran al estar relacionados directamente con la frecuencia mínima. En cierta forma este resultado se ve condicionado también por el efecto de baja en la frecuencia de estado estacionario, reduciendo aún más la diferencia entre mínimo alcanzado y valor de estabilización.

La desconexión de cargas impide el desvío pronunciado de la frecuencia, permitiendo sobre oscilaciones menores. El escalón en el balance de carga se ve amortiguado efectivamente por la mayor tasa de toma de carga del sistema. A fin de cuentas el objetivo principal del esquema era la de impedir la acción de EDAC, cometido realizable sólo si se frenaba (gradiente) o se impedían incursiones grandes (absoluto) de frecuencia.

La amortiguación mostró en algunos casos comportamiento inestable. La razón principal se debe al método de cálculo, ya que sistemas de segundo orden controlados por lo general no exceden sobre oscilaciones del 100%, y en caso de que suceda, se cataloga como inestable. A pesar de lo anterior, se puede observar que el sistema en todos los casos de estudio converge a un nuevo punto de operación estable, contradiciendo los resultados obtenidos. Esto se puede explicar si se considera el sistema como uno de fase no mínima (su función característica tiene un cero fuera de la región estable), otorgando un desfase a bajas frecuencias y haciendo ver el sistema como uno inestable cuando no lo es.

Dada la reducción de la sobre oscilación en todos los casos, estos resultados se replican en la amortiguación. Se traduce entonces en la capacidad del sistema de poder mantener la frecuencia en una banda más pequeña con la ayuda del esquema.

Análogo al tiempo de subida, tanto la amortiguación como la sobre oscilación se ven beneficiadas por el incremento de carga en cualquiera de los bloques.

El primero permite bajar la frecuencia en régimen permanente y los dos últimos permiten subir la frecuencia mínima.

Tabla 5.7: Resultados Simulaciones – Sobre oscilación y Amortiguación.

Demanda Alta	Sobre oscilación		Amortiguación	
	S/Selectividad	C/Selectividad	S/Selectividad	C/Selectividad
Caso 1	141,0736%	141,0736%	-10,888%	-10,888%
Caso 2	148,9277%	148,9277%	-12,577%	-12,577%
Caso 3	122,3284%	112,2545%	-6,402%	55,56%
Caso 4	48,0939%	47,4769%	22,693%	23,072%
Caso 5	232,4477%	62,8837%	-25,931%	14,607%
Caso 6	231,885%	41,9573%	-25,861%	26,646%
Demanda Baja	S/Selectividad	C/Selectividad	S/Selectividad	C/Selectividad
Caso 1	34,881%	34,881%	31,787%	31,787%
Caso 2	53,8983%	53,8983%	19,304%	19,304%
Caso 3	155,2467%	155,2467%	-13,865%	-13,865%
Caso 4	138,6686%	138,6686%	-10,35%	-10,35%
Caso 5	210,4631%	96,6438%	-23,049%	1,0866%
Caso 6	224,3076%	115,7838%	-24,904%	-4,6599%

5.1.5. Parámetros del Diseño Final

Se detallan en la presente parte las razones por las cuales se decidió por los valores de ciertos parámetros de diseño. La distinción de este par de parámetros se debe a su efecto adverso en la respuesta final del sistema en caso de ajustarlas erróneamente.

5.1.5.1. Dimensiones de Bloques

La prueba de distintos esquemas de desconexión de cargas permitió reconocer un nivel óptimo de carga a desprender por etapa. Según se puede observar en la Tabla 4.5, no fue utilizado el máximo potencial de desconexión por cada bloque en el diseño final. Se muestran en la Figura 5.2 una comparación de respuestas dinámicas entre los casos base, esquema final y un esquema con máximo desprendimiento posible. El caso de estudio base a utilizar es el Caso 3 de Demanda Alta.

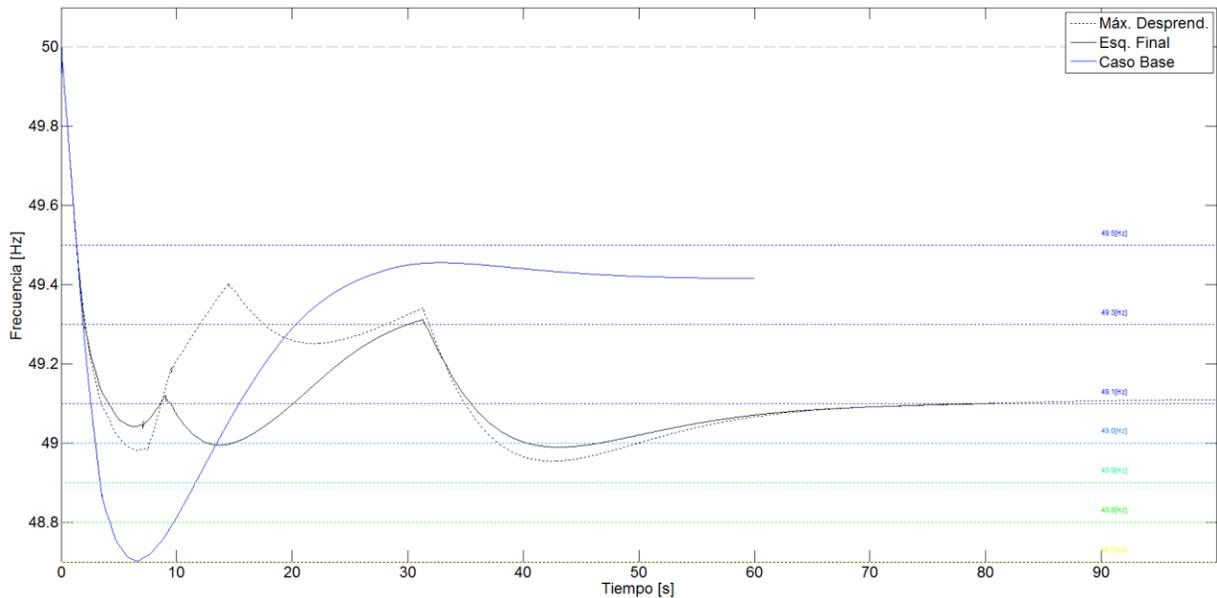


Figura 5.2: Respuesta Dinámica para Dimensionamientos de Bloques Distintos.
(Fuente: Elaboración propia)

El esquema logra su objetivo de mejorar el perfil de frecuencia independientemente de la dimensión de cada bloque. Comparando el diseño final y el esquema con máximo desprendimiento, las diferencias no son muy notorias. Detalladamente:

- Obviamente, el diseño final logra el mismo objetivo desconectando **menor** cantidad de carga.
- El diseño final tiene un **mejor** mínimo de frecuencia global
- Al desprender la máxima cantidad de carga se permite una recuperación más rápida del sistema, pero a su vez apura demasiado el CPF, coincidiendo las reconexiones con niveles de toma de carga más bajos.

Otra justificación al valor final de diseño se debe a la movilidad de cargas entre bloques. Dado que se tiene déficit de cargas en ciertos horarios, debiera ser posible trasladar cargas desde un bloque a otro dependiendo de la disponibilidad de carga desprendible que se tenga a disposición. La Figura 5.3 muestra una comparación entre caso base, esquema final y otro esquema sin reordenamiento de cargas (sin traslación de carga entre bloques).

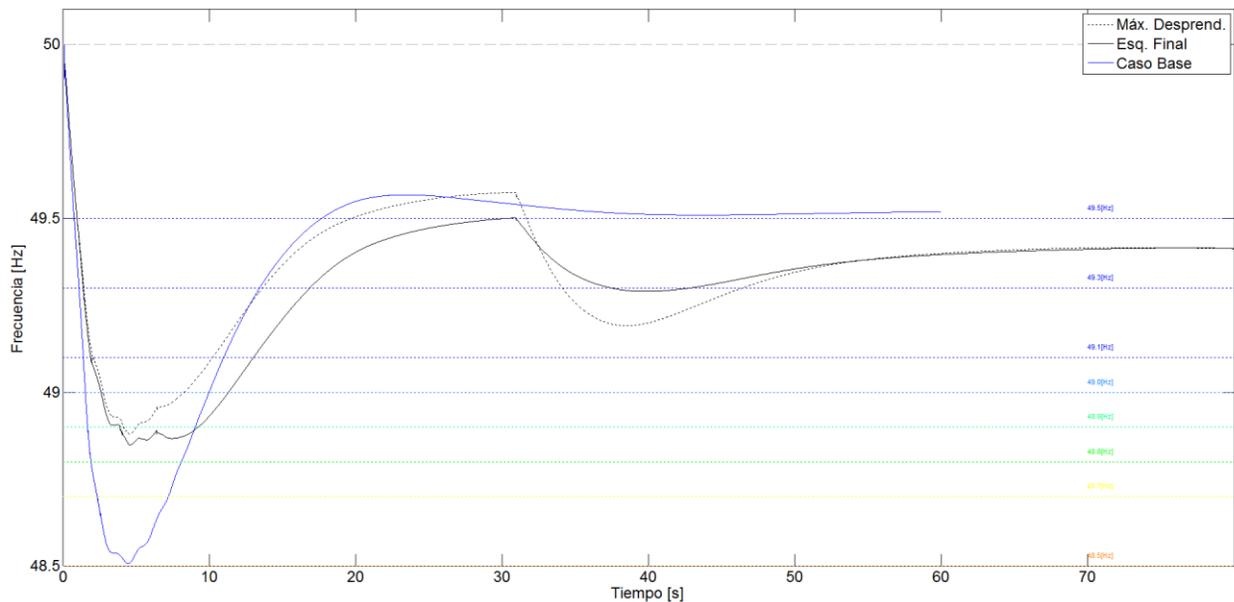


Figura 5.3: Respuesta Dinámica para Dimensionamiento de Bloques Distintos (II)
(Fuente: Elaboración propia)

Nuevamente las respuestas son similares. En este caso en particular, el diseño sin reordenamiento tiene un mejor (muy leve) mínimo global de frecuencia, pero también se observa que el transitorio por la reconexión del bloque de refrigeración (aproximadamente a los 30 segundos) es mucho más pronunciado. Esto significa que para contingencias más severas o en situaciones en las que la topología del sistema tenga una recuperación precaria por concepto de CPF, el transitorio por reconexión pueda desenlazar una gran baja de frecuencia y finalmente activar etapas de EDAC.

5.1.5.2. Tiempos de Reconexión

Se utilizó como base el caso 5 en Demanda Alta, con desconexiones (arbitrarios) del 6, 5 y 10% del total de la carga en la capital en los bloques 1, 2 y 3 del esquema, respectivamente.

Se realizaron simulaciones en las cuales se probaron distintos tiempos de reconexión de bloques. Los criterios a definir los tiempos de reconexión fueron: maximización del tiempo de bloqueo de suministro, minimización del tiempo de bloqueo de suministro y puntos intermedios entre mínimos y máximos. Se enlistan 4 diseños distintos con tiempos de reconexión:

- **I:** 60, 30 y 5 segundos.
- **II:** 90, 60 y 10 segundos.
- **III:** 60, 40 y 10 segundos.
- **IV:** 30, 5 y 2 segundos.

El caso IV corresponde al propuesto en [12]. Los resultados en cada uno de los estudios se encuentran en la Figura 5.4.

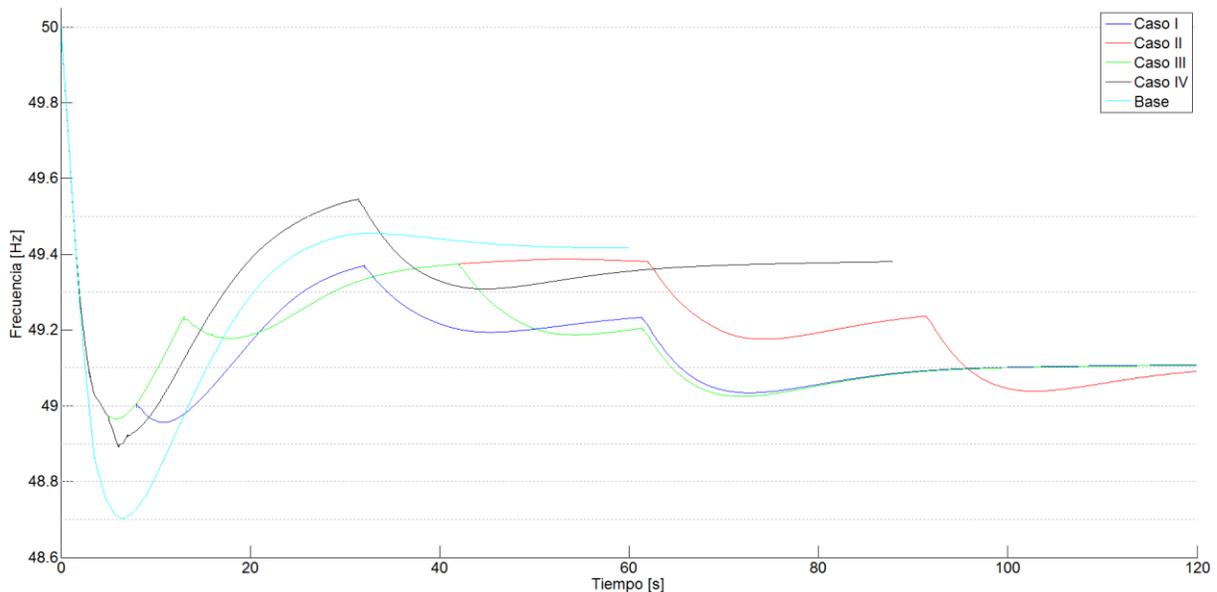


Figura 5.4: Comparación de Escenarios.
(Fuente: Elaboración propia)

En los primeros 3 escenarios se tienen comportamientos bastante parecidos. La reconexión de cada uno de los bloques produce un nuevo transiente que concluye en un mínimo de frecuencia (global para el bloque más crítico y local para los demás); mientras que en el régimen permanente se estabilizan en torno a un mismo valor. En el caso del último escenario se tiene se llega a un mínimo de frecuencia más bajo, pero con un mejor valor en régimen permanente. En resumidas cuentas se debiera tener en cuenta los siguientes factores en la hora de confeccionar el esquema:

- **Frecuencia mínima:** Afectado tanto por el tamaño de bloque a reconectar como su instante de reconexión (bloque crítico). Es de importancia ya que un desvío demasiado grande puede activar bloques del EDAC convencional.
- **Frecuencia en régimen permanente:** Afectado principalmente por el instante de reconexión (bloques post-estabilización). Importante por temas normativos: existen exigencias respecto a la cantidad de tiempo que puede estar el sistema en ciertos niveles de frecuencia (normal, alerta o emergencia).

A pesar de que todos los esquemas resultan en mínimos de frecuencia mayores al del caso base (sin esquema), es el último modelo el de comportamiento deseado. A pesar de tener el mínimo más bajo de los esquemas, el balance con el tiempo de estabilización y la frecuencia en

régimen permanente hacen que éste sea mucho más atractivo. La Figura 5.5 muestra detalladamente los tiempos de conexión y reconexión de cada bloque del caso IV.

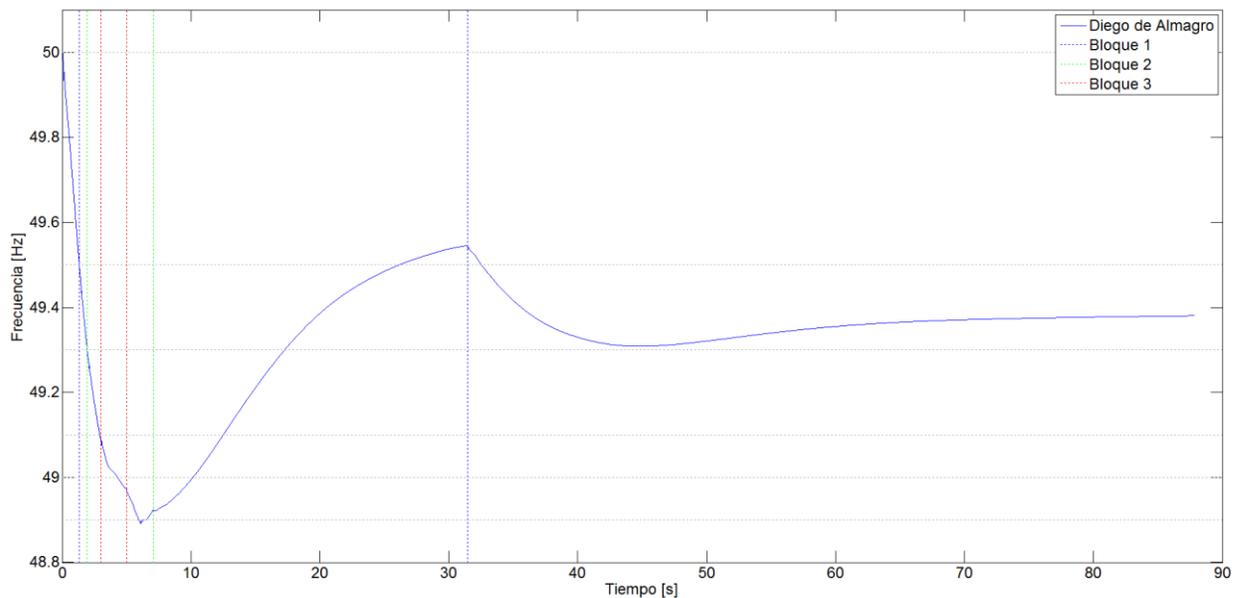


Figura 5.5: Gráfico de Frecuencia v/s Tiempo – Escenario IV.
(Fuente: Elaboración propia)

Temporalmente las primeras 3 líneas verticales (punteadas) muestran los tiempos de desconexión de cada bloque, mientras que las otras 3 los tiempos (aproximados) de reconexión. Estos últimos nos son exactos dado que el problema dinámicamente no es uninodal, esto es, no existe una frecuencia única por lo que los desprendimientos se realizan dependiendo de la frecuencia de la zona en la que estén.

Si bien los escalones producidos por la desconexión/reconexión de cargas no debieran influir en el régimen permanente de la frecuencia (debería siempre llegar al mismo nivel simulando una misma falla), existen otros factores que complejizan el sistema. Estos últimos introducen funciones de transferencia (filtros), obteniéndose respuestas distintas al variar los tiempos de reconexión.

Una posible explicación gráfica al comportamiento de la frecuencia en régimen permanente se muestra en la sección de "A.4.Simulación CPF". El aplazamiento de las reconexiones implica que se deba vencer nuevamente la inercia asociada al control primario, ralentizando la respuesta del sistema para restablecerse en régimen permanente.

Es por lo anterior que es preferible la reconexión en ventanas de tiempo cortas o cuando el CPF se encuentre actuando con la mayor tasa de toma de carga. Ante esto, existen 2 posibilidades para la reconexión de cargas:

- Reconectar bloques durante el transitorio de la falla (cuando la frecuencia se encuentra cerca del mínimo global)
- Reconectar bloques consecutivamente de tal forma en que se utilice la acción del CPF generada por el transitorio del bloque anterior.

El enfoque entonces que se le debe dar a la reconexión de cargas distinta: No es el objetivo frenar la frecuencia durante la respuesta inercial mediante la maximización de carga a bloquear, sino que es el de buscar el desplazamiento temporal óptimo de carga a un instante en el que el sistema sea capaz de responder de una mejor manera.

Existe además una sinergia con el dimensionamiento de bloques. Si se sobredimensionan los bloques es muy probable que el sistema sea capaz de recuperarse de manera más rápida y pudiendo a su vez reconectar los bloques en un menor tiempo, pero se arriesga a transitorios por reconexión más severos, que eventualmente podrían desenlazarse en una contingencia peor a la original.

5.2. Respecto a lo Económico

Según el último estudio de EDAC emitido por el CDEC [10], durante el período Enero 2012 y Octubre 2013 el EDAC por BF operó 10 veces a distinta magnitud en cada ocasión. Todas estas ocurrencias están en torno a las magnitudes de los casos de estudio 2 y 3 en demanda alta y 3 y 4 en demanda baja. A pesar de lo anterior, no es posible extrapolar un costo asociado en base a los CFCD calculados en el presente documento, dado que la topología del sistema tiene un gran peso sobre la cantidad de carga que es desprendida en el EDAC.

Concerniente a los casos de estudio, la comparación de costo por no suministro se puede ver en la Tabla 5.8. Sólo se muestra el CFCD para un tiempo de reposición de servicio de 1 hora (tardanza promedio), destacando en la última columna la cantidad en millones de pesos que se ahorrarían por la implementación del esquema.

Si bien los valores de ahorro no son tan altos – en comparación a valores operacionales del sistema –, éste sigue siendo no menor si se toma en

cuenta que este esquema vendría siendo una de las tantas funcionalidades que podría tener la instalación de medidores inteligentes, además del ahorro total que podría lograrse en una ventana de tiempo de, por ejemplo, 10 años o más.

Tabla 5.8: Resultados – Cálculo de CFCD (Costo Real).

CFCD – Costo Real [MCLP]			
Tiempo de Reposición 1 hora			
Demanda Alta	S/Selectividad	C/Selectividad	Ahorro
Caso 3	1.015,02	7,93	1.007,09
Caso 4	1.015,02	35,51	979,51
Caso 5	2.302,62	526,59	1.776,03
Caso 6	2.762,37	1.383,16	1.379,21
Demanda Baja	S/Selectividad	C/Selectividad	Ahorro
Caso 5	2.192,52	739,28	1.453,24
Caso 6	2.441,78	2.003,41	438,37

La gran diferencia de costos se debe a que en el caso con esquema implementado se impide (en muchos casos) la activación de etapas de EDAC. Al haber solamente desprendimiento temporal de cargas (el bloqueo más largo es de 30 segundos), se obtiene un costo mucho menor. Una descripción de un caso ideal en forma gráfica se representa en la Figura 5.6.

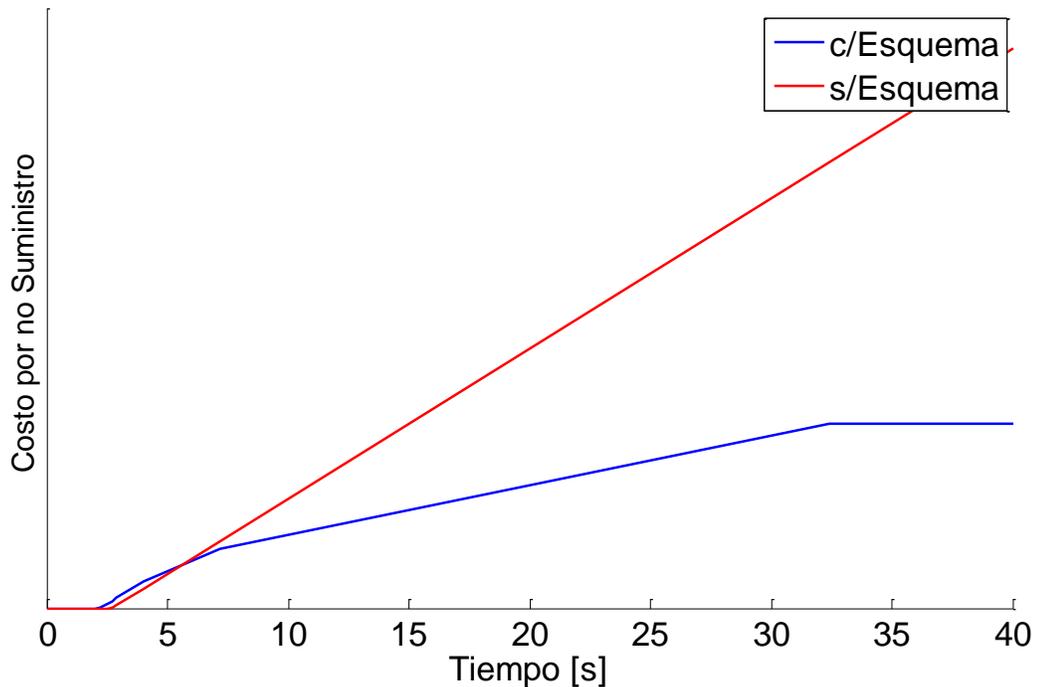


Figura 5.6: Crecimiento de Costo por no Suministro en el Tiempo.
(Fuente: Elaboración propia)

Al tener umbrales menos estrictos, el esquema selectivo desprende carga antes que el EDAC, por lo que el costo total por no suministro asciende (en un principio) más rápido. Al ocurrir las reconexiones la pendiente de ascenso del costo empieza a decaer, pues hay menor cantidad de carga suministrada hasta que eventualmente se reconecten todos los bloques participantes (el costo total deja de crecer).

En el caso en que no está implementado el esquema, la carga desprendida por EDAC no es reconectada, por lo que el costo sigue aumentando hasta que se reponga el suministro de energía.

Los valores calculados serían una aproximación a las pérdidas por parte de los usuarios finales. El monto de reembolso por no suministro (duración de falla mayor) podría ascender aún más al utilizar el doble del costo de falla fijado en el período, actualmente fijado en 13.230 [USD/kWh] [9]. Esta comparación puede verse en la Tabla 5.9. El cálculo es una simple ponderación entre cantidad de energía no suministrada y costo de racionamiento (al doble), por lo que la sección de anexos no tiene una sección de cálculo detallada.

Tabla 5.9: Cálculo de Compensaciones.

CFCD – Costo Real [MCLP]			
Tiempo de Reposición 1 hora			
Demanda Alta	S/Selectividad	C/Selectividad	Ahorro
Caso 3	2.294,61	0	2.294,61
Caso 4	2.294,61	1.815,29	479,32
Caso 5	6.880,66	1.815,29	5.065,37
Caso 6	8.767,53	6.401,34	2.366,19
Demanda Baja	S/Selectividad	C/Selectividad	Ahorro
Caso 5	8.678,09	2.984,38	5.693,71
Caso 6	9.903,32	7.101,31	2.802,01

Como se puede observar, las compensaciones ascienden más todavía llegando en muchos casos doblar el costo percibido por el usuario (Tabla 5.8). El valor nulo en el caso 3 de demanda alta se debe a que se utilizaron solamente los bloques de desconexión selectiva. Al tener una reconexión bajo los 3 minutos, por reglamento, no es necesaria una compensación económica a los afectados.

Dentro de los beneficios que se pueden apreciar del esquema se enlista:

- Importancia para la industria al no ser participante del esquema. La mayor parte del ahorro viene por este sector al tener altos costos de reinicio de operación. Se fundamenta en la dificultad de discriminar un perfil de carga.
- Importancia para el grupo de generadores, ya que (por ley) éstos son los responsables de compensar por toda la energía no suministrada a clientes finales (usuarios, distribuidoras, etc.).
- Importancia para el grupo de distribuidoras, ya que son los responsables **inmediatos** por el no suministro de energía si el corte se prolonga demasiado (descuento en facturación siguiente [34]).
 - Además como la interrupción de suministro tiene como duración máxima de 30 segundos, en caso de que sólo se activasen los bloques de desprendimiento selectivo, la empresa distribuidora no deberá compensar por el no suministro de energía (corte menor a 3 minutos).
- Importancia para el sector residencial, al impedir la desconexión de aplicaciones críticas que necesiten sostenidamente de energía.
- Importancia técnica para el sistema (frecuencia)
- Potencial reducción de cantidad de cortes de duración mayor a 3 minutos.
- Este esquema es un complemento a la instalación de medidores inteligentes (que es la inversión de real peso)

El aumento de carga participante aumentaría (despreciablemente) el costo de reconexión, pero en teoría aumentaría notablemente el ahorro para las contingencias más severas. A esto hay que añadir los problemas de coordinación de bloques, traduciéndose en un problema de equilibrar costos y estabilidad; balance fácilmente de lograr si se consideran las probabilidades de ocurrencia de fallas (y respectivas magnitudes).

Por último, mencionar que todo corte de suministro incurre de alguna forma en un costo para el usuario final (incomodidad y detención de producción), pero no todo corte debe ser compensado por las empresas distribuidoras. Existe una cantidad mínima de tiempo por no suministro para que los consumidores tengan compensación (descuento en la próxima facturación).

6. Cierre y Trabajo Futuro

6.1. Conclusión

Una implementación real del esquema deberá tener consigo un estudio más detallado sobre el potencial de carga desprendible en la capital o país, pues los supuestos propuestos en su mayoría tratan de plantear el peor escenario posible en cuanto a resultado final.

Este primer acercamiento a la integración de un esquema selectivo de desconexión de carga entrega resultados bastante positivos. Técnicamente se cuenta con mejores niveles de frecuencia al mantenerla en bandas más estrechas y en niveles todavía aceptables de operación. Recalcar también que el esquema no es infalible, pues una falla lo demasiado grande (o específicamente crítica para el sistema) o que ésta ocurra en un momento en que el sistema se encuentre con cierta topología (topológicamente hablando), terminará de una u otra forma en una situación de emergencia.

Económicamente logra brindar un ahorro no despreciable por falla ocurrida (costo tanto percibido como compensado). Sumado a lo anterior, se debe considerar la tasa de ocurrencia de fallas que logran activar el EDAC convencional y que éste es un proyecto a largo plazo; pudiendo bajar los costos por no suministro en varios millones de dólares en un horizonte de evaluación no tan extenso, y más aún si se recuerda que las compensaciones se tasan al doble del costo de racionamiento.

Otra razón de la gran cantidad de ahorro es el método de valorización de interrupción de carga en el sector residencial y comercial (costo percibido): éste se toma como un valor constante independiente de la duración del corte, a diferencia del sector industrial que sí cuenta con un costo inicial por reposición. Esto podría tener resultados un tanto más adversos si se toma en cuenta que uno de los bloques de desconexión (ocio y climatización) contiene cargas como televisores.

Se logró mejorar la respuesta dinámica del sistema, frenando la caída de frecuencia y postergando el arribo de la frecuencia mínima para darle mayor holgura a su recuperación. El objetivo es crear una estrategia tal que permita darle tiempo al sistema para recuperarse por sí solo (desconexión de carga + CPF) y reconectarla en un instante clave (máxima toma de carga), en vez de

solamente maximizar el mínimo de frecuencia alcanzado o desconectar la mayor cantidad de carga posible.

Para una implementación definitiva se deberá trazar desde un inicio cuáles serán los criterios de desempeño: mínimos de frecuencia, niveles de estabilización, etc.; pues de ellos dependen fuertemente los parámetros a ajustar del esquema y la coordinación entre los bloques que lo componen.

Por último se debe tomar en cuenta la importancia de dimensionar la cantidad de carga disponible o participante en el esquema. Existe una interacción y movilidad entre carga de bloques que permite cierta flexibilidad. Cargas que cumplan con el perfil de los bloques I o II pueden participar en etapas posteriores, permitiendo que excedentes de carga no crítica formen parte de bloques críticos; no así el caso inverso, en donde cargas críticas (bloque III) participen en bloques con mayor tiempo de desconexión.

6.2. Trabajo Futuro

Dada la expansión del sistema en los siguientes años y la adición de fuentes ERNC será necesario realizar un estudio más acabado para distintas topologías. Escenarios con proyección de demanda y generación debieran ser elaborados para poder trabajar en un esquema de desconexión selectiva definitiva.

Referente al párrafo anterior, el avance a un sistema más flexible e implementación del esquema debería, en teoría, facilitar la integración de ERNC. Una posible arista a estudiar es el impacto que podría tener el esquema de desconexión selectiva en escenarios de alta penetración de ERNC y, por tanto, baja inercia.

Respecto al mismo diseño del esquema se debería evaluar la posibilidad de reconectar las cargas de forma progresiva y no intempestivamente. Propuesta válida para el primer bloque (refrigeración) al haber mayor facilidad de manejar, cantidad de tiempo y menor impacto en la comodidad del usuario (no es una aplicación que afecte directamente o necesite la atención permanente del cliente).

Se podría también agregar mayor variedad en la carga participante si se planea expandir el concepto de *Smart City* a otras regiones del país u otros

consumos de tipo pasivo (LEDs de televisores o cualquier dispositivo eléctrico, por ejemplo). Tomando en cuenta el comportamiento de la frecuencia en distintas zonas, en particular sería importante una contribución en la zona norte del SIC, lugar en donde ocurre con mayor frecuencia activaciones de EDAC.

Finalmente sería ideal la incorporación de un esquema alternativo enfocado a más en la parte de operación económica y descongestionante del sistema en horarios de demanda alta (*load shifting* y *peak shaving*). Si bien operaría en distintas ventanas de tiempo, necesita de la misma infraestructura para su implementación.

Glosario

AGC	: Control Automático de Generación
AP	: Alumbrado Público
BF	: Baja Frecuencia
CDEC	: Centro de Despacho Económico de Carga
CFCD	: Costo de Falla de Corta Duración
CPF	: Control Primario de Frecuencia
CSF	: Control Secundario de Frecuencia
CTF	: Control Terciario de Frecuencia
DFIG	: Generador de Inducción Doblemente Alimentado
DA	: Demanda Alta
DB	: Demanda Baja
DO	: Dirección de Operación
DSM	: <i>Demand Side Management</i>
DSR	: <i>Demand Side Response</i>
EDAC	: Esquema de Desconexión Automática de Carga
EDAG	: Esquema de Desconexión Automática de Generación
ERNC	: Energía Renovable No Convencional
GWh	: Giga Watt hora
Hz	: Hertz
kWh	: Kilo Watt hora
MCLP	: Millones de Pesos Chilenos
MT	: Media Tensión
mHz	: Mili Hertz
MW	: Mega Watts
RCI	: Residencial/Comercial/Industrial
RM	: Región Metropolitana
SEC	: Superintendencia de Electricidad y Combustibles
SEP	: Sistema Eléctrico de Potencia
SIC	: Sistema Interconectado Central
SING	: Sistema Interconectado del Norte Grande
SS/EE	: Sub Estaciones
TG	: Turbina a Gas

7. Bibliografía

- [1] A. Vojdani, «Smart Grid Needs Infrastructure That is Dynamic and Flexible,» *IEEE Power & Energy Magazine*, vol. 6, nº 6, pp. 71-79, Diciembre 2008.
- [2] L. Zhou, F.-Y. Xu y Y.-N. Ma, «Impact of Smart Metering on Energy Efficiency,» *IEEE 2010 International Conference on Machine Learning and Cybernetics (ICMLC)*, vol. 6, pp. 3213-3218, Julio 2010.
- [3] Chilectra, «Memoria Anual y Estados Financieros de Chilectra,» 2013. [En línea]. Available: http://www.chilectra.cl/wps/wcm/connect/a94aae00438144e8a732bfc8eb86c293/Memoria_Chilectra_2013.pdf?MOD=AJPERES&Tipo=DOC.
- [4] C. Rahmann y R. Palma, *Cátedras curso Sistemas de energía y Equipos Eléctricos (EL4103)*, Santiago, 2012.
- [5] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, 1994.
- [6] L.-R. Chang-Chien, L. Ngoc An, T.-W. Lin y W.-J. Lee, «Incorporating Demand Response With Spinning Reserve to Realize an Adaptive Frequency Restoration Plan for System Contingencies,» *IEEE Transactions on Smart Grids*, vol. 3, nº 3, pp. 1145-1153, 2012.
- [7] C. Rahmann, *Cátedras curso Fenómenos Dinámicos en Redes Eléctricas (EL7019)*, Santiago, 2013.
- [8] ESTUDIOS ELÉCTRICOS SRL, DESE CDEC-SIC, «Estudio Específico: Implementación de un AGC en el SIC,» Octubre 2011. [En línea]. Available: http://www.cdec-sic.cl/wp-content/uploads/2013/11/EE-ES-2011-336_Estudio-Especifico-de-AGC.pdf.
- [9] Comisión Nacional de Energía, «Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio,» Agosto 2013. [En línea]. Available: http://www.centralenergia.cl/uploads/2013/08/NTSyCS_2013.pdf.
- [10] DO CDEC-SIC, «Estudio: Esquemas de Desconexión Automáticos de Carga Noviembre 2013 - Octubre 2015,» Octubre 2013. [En línea]. Available: http://www.cdec-sic.cl/wp-content/uploads/2013/08/ESTUDIO_EDAC_Nov2013-Oct2015_version_Preliminar.pdf.
- [11] L. A. López Reyes, «Análisis de Alternativas de Desarrollo de Sistemas de Medida Avanzada Bajo el Concepto de Redes Inteligentes en Chilectra S.A.,» Octubre 2008. [En línea]. Available: http://tesis.uchile.cl/bitstream/handle/2250/103149/lopez_lr.pdf?sequence=3.
- [12] K. Samarakoon and J. Ekanayake, "Demand Side Primary Frequency Response Support through Smart Meter Control," in *2009 Proceedings of the 44th International Universities Power Engineering Conference*, Glasgow, 2009.

- [13] K. Samarakoon y J. Ekanayake, «A Survey of Frequency Control Methods and Demand Side Contribution in Sri Lanka and in Great Britain,» *IEEE 2009 International Conference on Industrial and Information Systems (ICIIS)*, pp. 454-459, Diciembre 2009.
- [14] L. Thomas, J. Wu, J. B. Ekanayake y N. Jenkins, «Enabling Distributed Frequency Response Using Smart Meters,» *2012 3rd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe)*, pp. 1-5, Octubre 2012.
- [15] P. Wang y T. Hong, «On the Impact of Demand Response: Load Shedding, Energy Conservation, and Further Implications to Load Forecasting,» de *2012 IEEE PES General Meeting*, San Diego, CA, 2012.
- [16] M. Khederzadeh, «Frequency Control of Microgrids by Demand Response,» de *Integration of Renewables into Distribution Grid, CIRED 2012 Workshop*, Lisboa, 2012.
- [17] K. Samarakoon, J. Ekanayake y N. Jenkins, «Investigation of Domestic Load Control to Provide Primary Frequency Response Using Smart Meters,» *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, nº 1, pp. 282-292, 2012.
- [18] L.-R. Chang Chien, L. Ngoc An y T.-W. Lin, «Demand Response Plan Considering Available Spinning Reserve for System Frequency Restoration,» de *2012 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, Auckland, 2012.
- [19] P. J. Douglas, R. Garcia-Valle, P. Nyeng y J. Østergaard, «Smart Demand for Frequency Regulation: Experimental Results,» *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 4, nº 3, pp. 1713-1720, 2013.
- [20] M. R. V. Moghadam, R. T. Ma y R. Zhang, «Distributed Frequency Control Via Demand Response in Smart Grids,» de *2013 IEEE International Conference on Acoustics, Speech and Signal Processing (ICASSP)*, Vancouver, BC, 2013.
- [21] S. Lu, N. Samaan, R. Diao, M. Elizondo, C. Jin, E. Mayhorn, Y. Zhang y H. Kirkham, «Centralized and Decentralized Control for Demand Response,» de *Innovative Smart Grid Technologies, 2011 IEEE PES*, Hilton Anaheim, CA, 2011.
- [22] Intelis - Facultad de Economía y Negocios, Universidad de Chile, «Consultoría Estudio de Costo de Falla de Corta y Larga Duración SIC, SING, SSMM,» Mayo 2012. [En línea]. Available: <http://www.cne.cl/tarifacion/electricidad/precios-de-nudo-de-corto-plazo/681-Costo-de-falla>.
- [23] M. E. C. Orellana, «Metodología de Cálculo de Costo de Falla Intempestivo,» Marzo 2008. [En línea]. Available: http://www.tesis.uchile.cl/tesis/uchile/2008/cisterna_m/sources/cisterna_m.pdf.
- [24] Comisión Nacional de Energía, «Ley General de Servicios Eléctricos,» 10 Septiembre 1998. [En línea]. Available: http://www.cne.cl/archivos_bajar/reglamento_electrico.pdf.
- [25] Power Factory, «DIgSILENT User Manual,» [En línea]. Available:

<http://es.scribd.com/doc/176440480/User-s-Manual-DigSilent-Version-14-PDF#scribd>.

- [26] T. Lund, «PowerFactory and DSL models,» Diciembre 2011. [En línea]. Available: http://www.risoecampus.dtu.dk/Research/sustainable_energy/wind_energy/projects/VEA_OffshoreDC/Events/~media/Risoe_dk/Research/VEA_offshoreDC/Documents/workshop_dec_2011/Torsten%20Lund%20-%20PowerFactory%20and%20DSL.ashx.
- [27] Instituto Nacional de Estadísticas, «Enfoque Estadístico: Distribución y Consumo Energético en Chile,» Septiembre 2008. [En línea]. Available: http://www.ine.cl/canales/sala_prensa/archivo_documentos/enfoques/2008/septiembre/energia_pag.pdf.
- [28] Chilectra, «Informe de Sostenibilidad,» 2013. [En línea]. Available: <http://www.chilectra.cl/wps/wcm/connect/1857c80043e98d4c8d3aff75f2cb66ad/Informe-Sostenibilidad-Chilectra-2013.pdf?MOD=AJPERES&Tipo=DOC>.
- [29] Ministerio de Energía de Chile, «Balance Nacional de Energía 2012,» 2013. [En línea]. Available: http://antiguo.minenergia.cl/minwww/export/sites/default/14_portal_informacion/06_Estadisticas/Documentos/BNE2012.xls.
- [30] Programa de Estudios e Investigación en Energía, Instituto de Asuntos Públicos Universidad de Chile, «Estimación Preliminar del Potencial de la Eficiencia en el Uso de la Energía Eléctrica al Abastecimiento del Sistema Interconectado Central,» Junio 2008. [En línea]. Available: <http://www.chilesustentable.net/wp-content/plugins/downloads-manager/upload/Estimaciones.pdf>.
- [31] Comisión Nacional de Energía, Departamento de Economía de la Universidad de Chile, «Comportamiento del Consumidor Residencial y su Disposición a Incorporar Aspectos de Eficiencia Energética en sus Decisiones y Hábitos,» Diciembre 2005. [En línea]. Available: http://www.bcn.cl/carpeta_temas_profundidad/temas_profundidad.2007-07-26.7558737107/documentos_pdf.2007-07-19.2778696662/archivos_pdf.2007-07-19.2805012750/archivo1/baja_archivo.
- [32] Instituto Nacional de Estadísticas, «Encuesta Experimental sobre Uso del Tiempo en el Gran Santiago,» Mayo 2008. [En línea]. Available: http://www.ine.cl/canales/sala_prensa/noticias/2008/mayo/pdf/presentacion300508.pdf.
- [33] W. M. T. Vijayananda, K. Samarakoon y J. Ekanayake, «Development of a Demonstration Rig for Providing Primary Frequency Response Through Smart Meters,» *IEEE 2010 45th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, pp. 1-6, 2010.
- [34] Superintendencia de Electricidad y Combustibles, «Proceso Compensaciones Dx,» 7 Octubre 2014. [En línea]. Available: http://www.sec.cl/portal/page?_pageid=33,5815699&_dad=portal&_schema=PORTAL.

ANEXO A.
Modelo SIMULINK:
Tiempos de
Reconexión

A.1. Sistema Eléctrico

Por efectos de simplicidad, se ocupó un modelo (no exacto) de un sistema de potencia (similar a [6], pero más simple). Esto con el fin de poder mostrar la acción del control primario, el retraso intrínseco que lleva de por sí este proceso, el efecto que causa la reconexión de cargas en distintos instantes y principalmente por la demora que supone iterar sobre el mismo modelo en DIGSILENT.

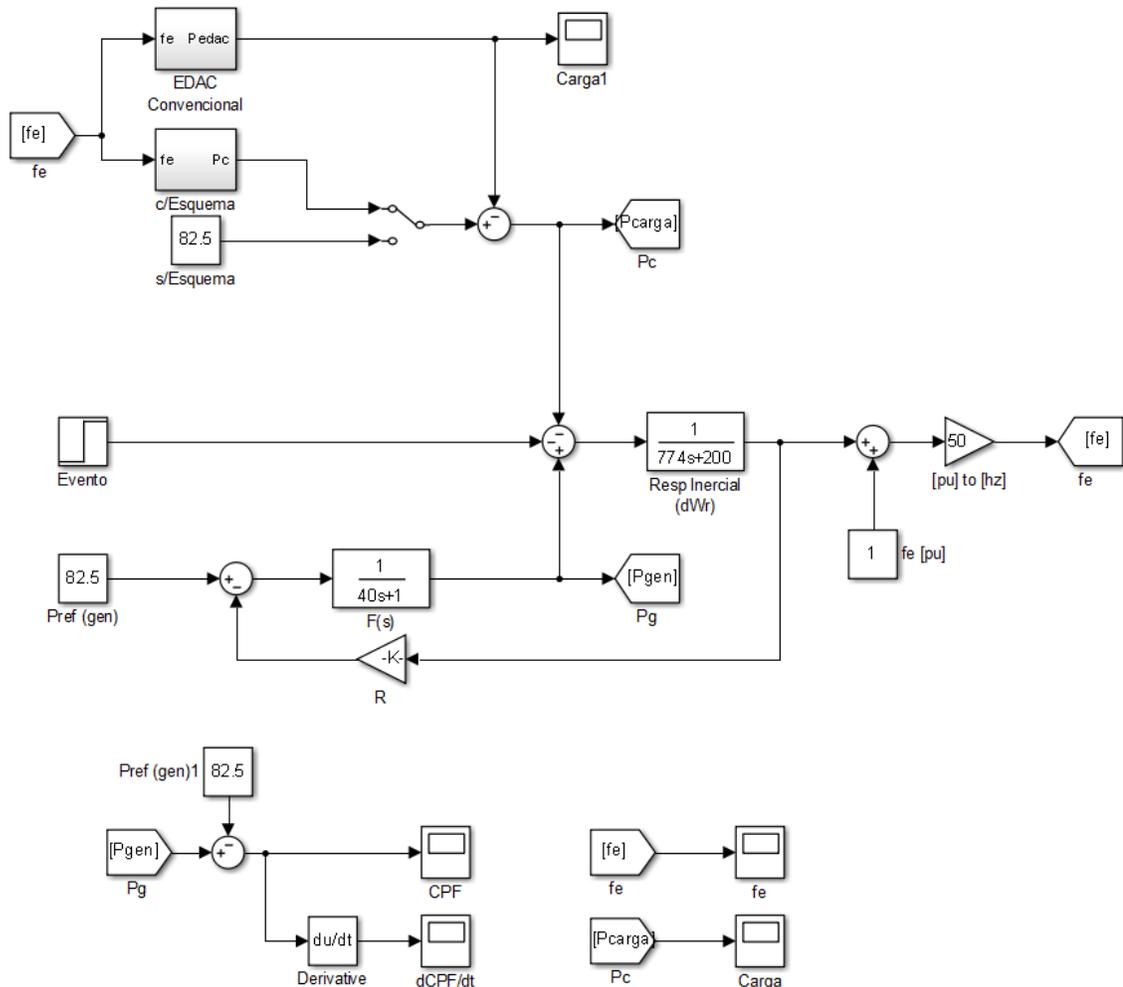


Figura A.1: Modelo SIC – Simulink (MATLAB).
(Fuente: Elaboración propia)

Las partes que lo componen se enlistan (superior a inferior):

- **Carga:** Considera el desprendimiento de carga mediante EDAC convencional. También da el nivel de carga dependiendo de si se quiere un escenario de demanda constante sin el esquema propuesto u

otro con éste. Se puede variar de escenario conmutando el switch que se observa.

- **Evento:** Modela la falla a simular.
- **Respuesta Inercial:** Auto-explicativo. Como salida se obtiene el delta de frecuencia.
- **Conversión de unidades:** desde p.u. a Hz.
- **Generador:** Modela la referencia del generador, la realimentación por estatismo \otimes y la función de transferencia que existe por la conversión de potencia generado en la turbina.
- **Mediciones varias:** Se realizan las operaciones adecuadas para obtener las variables deseadas.

Parámetros importantes que se utilizaron en la modelación²:

- **H:** 378
- **D:** 200
- **F:** 40
- **R:** 500
- **Pref:** 82,5
- **Pfalla:** 7,2

² Parámetros obtenidos de forma iterativa (a prueba y error) hasta que tuviera una respuesta parecida al sistema real.

A.2.EDAC

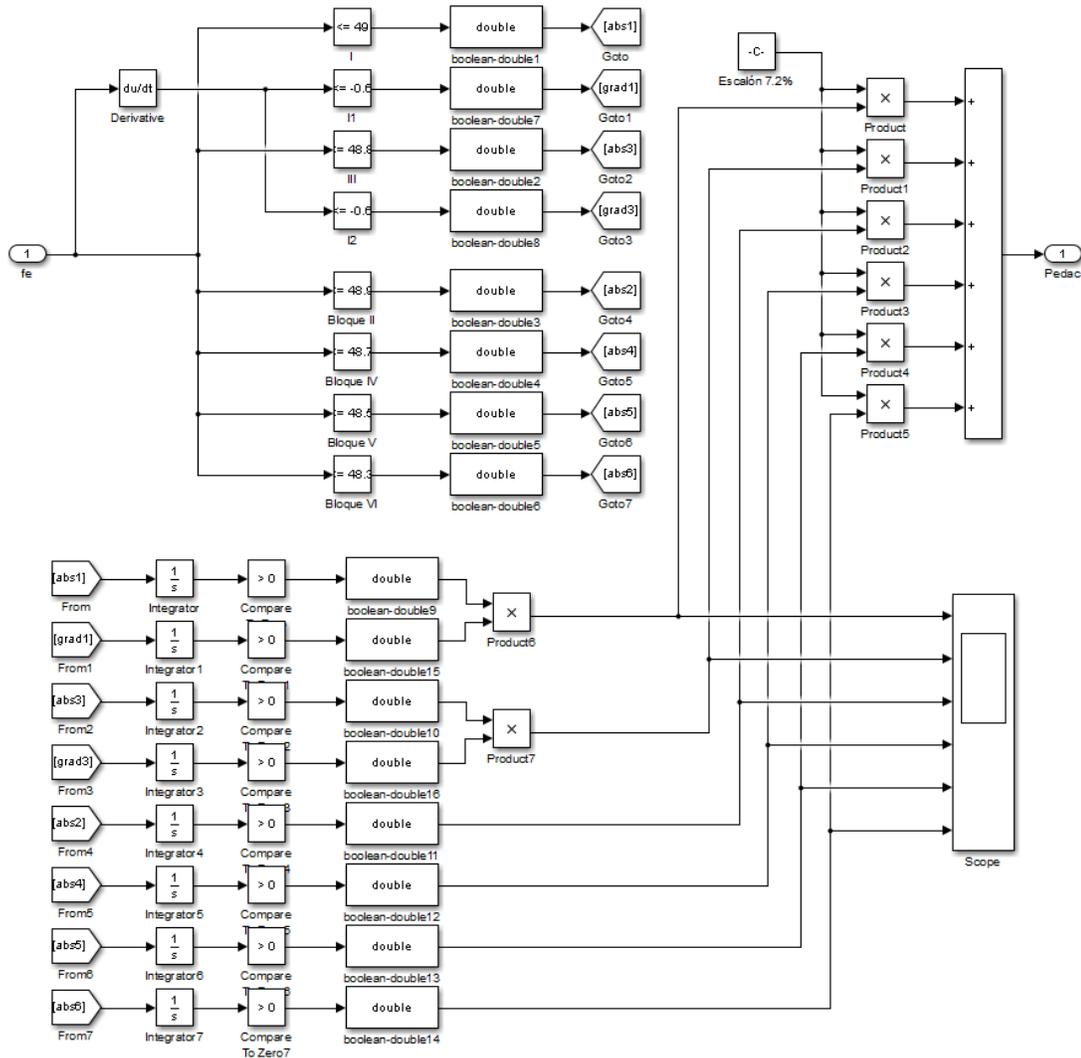


Figura A.2: Modelo EDAC Convencional – Simulink (MATLAB).
(Fuente: Elaboración propia)

El EDAC se modeló de la siguiente forma (parte superior a inferior):

- **Comparadores:** para confirmar las condiciones de frecuencia absoluta y de gradiente. Entregan booleans al comparar con los umbrales establecidos.
- **Escalones:** Desprendimientos homogéneos del 7,2% por etapa.
- **Verificadores:** se aseguran de que los EDAC se activen una sola vez. Impiden que se activen/desactiven cada vez que (no) se cumplan las condiciones anteriores. En el caso de los bloques 1 y 3 se verifica además que ambas condiciones sean cumplidas para que se active el bloque.

A.3.EDAC y Esquema de Desconexión Selectivo

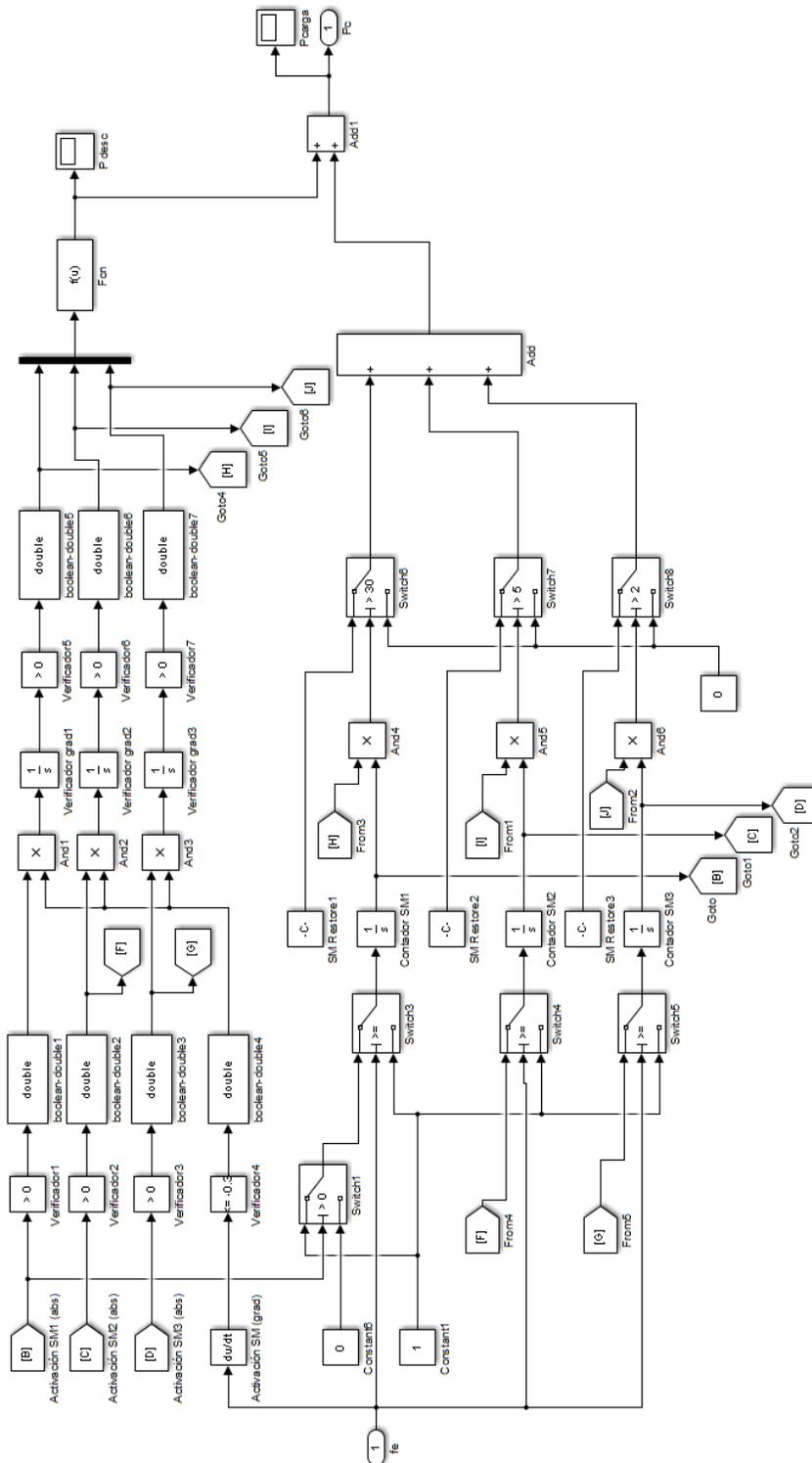


Figura A.3: Modelo Esquema Propuesto – Simulink (MATLAB).
(Fuente: Elaboración propia)

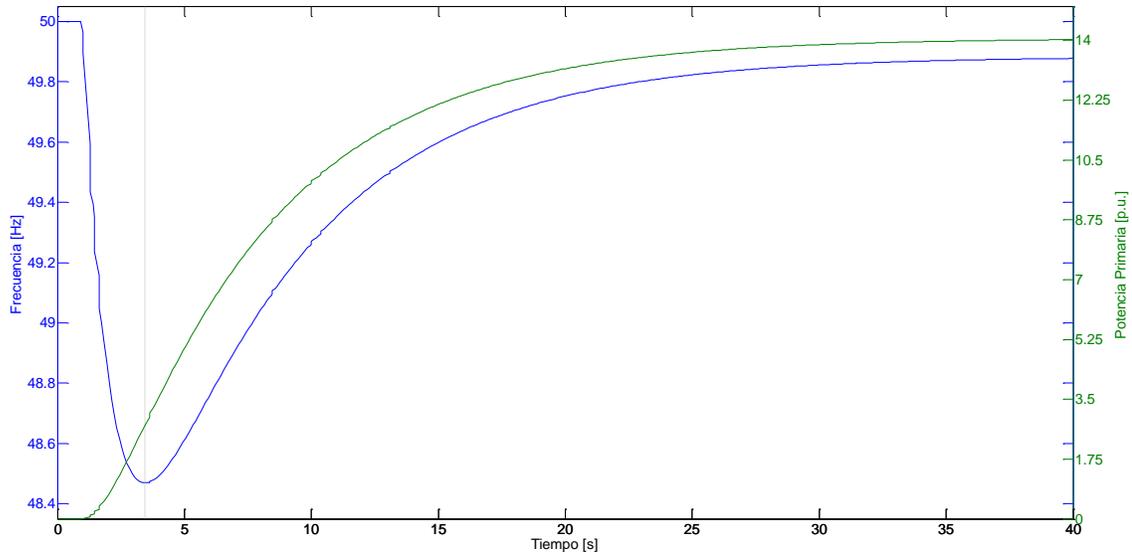
Conformado por (superior a inferior y de izquierda a derecha):

- **Desprendimiento de Carga**
 - **Comparadores:** Verifican las condiciones de frecuencia absoluta y gradiente de frecuencia. Entregan booleans.
 - **Verificadores:** Aseguran que la desconexión se active una sola vez y no sea “intermitente”
 - **Fcn:** función que entrega la cantidad desprendida. Funciona de forma independiente al bloque de funciones de reconexión.
- **Reconexión de Carga**
 - **Contadores:** Reciben la señal de activación desde los comparadores y llevan la cuenta para la reconexión.
 - **Verificadores:** Aseguran que la reconexión se active una sola vez.
 - **Reconectador:** Reciben el conteo y activan la reconexión al pasar el tiempo límite de bloqueo.
 - **Sumador:** Suma los bloques a reconectar. Actúa de forma independiente al bloque de funciones de desconexión.

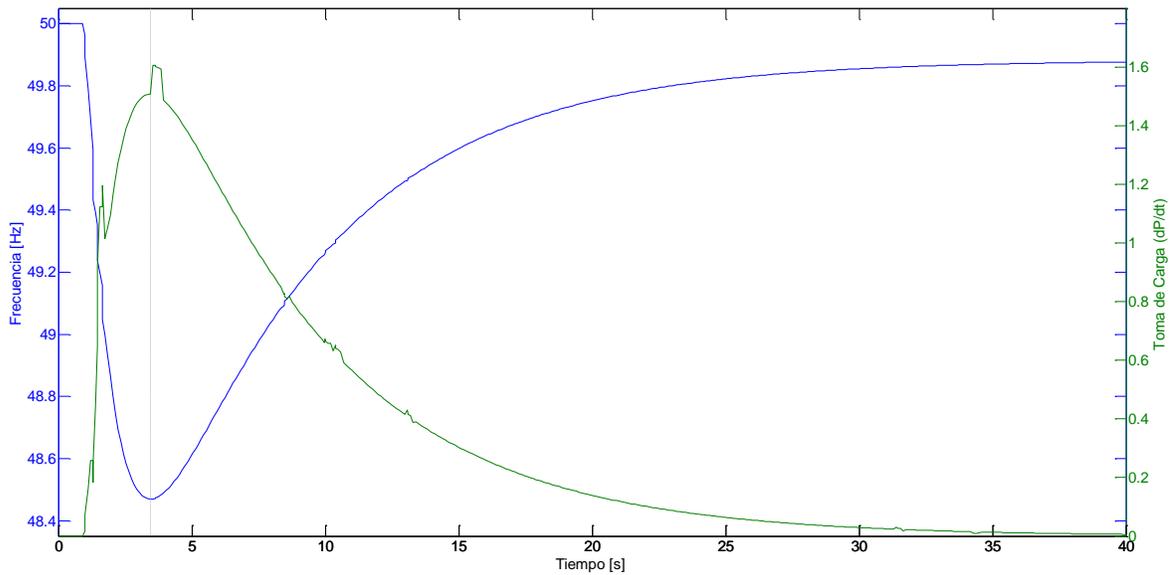
A.4.Simulación CPF

Posibles explicaciones del mejor nivel de frecuencia en régimen permanente se podría deber a que la reconexión de las cargas se realiza cuando el control primario se encuentra actuando en su mayor expresión; o que la reconexión se realiza en “un mismo transitorio”, pues la demora de éstos pueden traducirse en pequeñas “fallas”, apilando mayor error al ya establecido por la falla original.

Como ejemplo ilustrado se realizó un modelo en SIMULINK-MATLAB con parámetros aproximados del sistema interconectado central (Referirse a Anexo A para mayor detalle). A esto se simularon fallas y se obtuvo la respuesta del control primario ante contingencias, contrastándola con la frecuencia del sistema. La Figura A.4 muestra la potencia del control primario que es entregado durante el CPF comparado con la frecuencia eléctrica, y la Figura A.5 muestra la toma de carga que se produce por el CPF en comparación a la frecuencia.



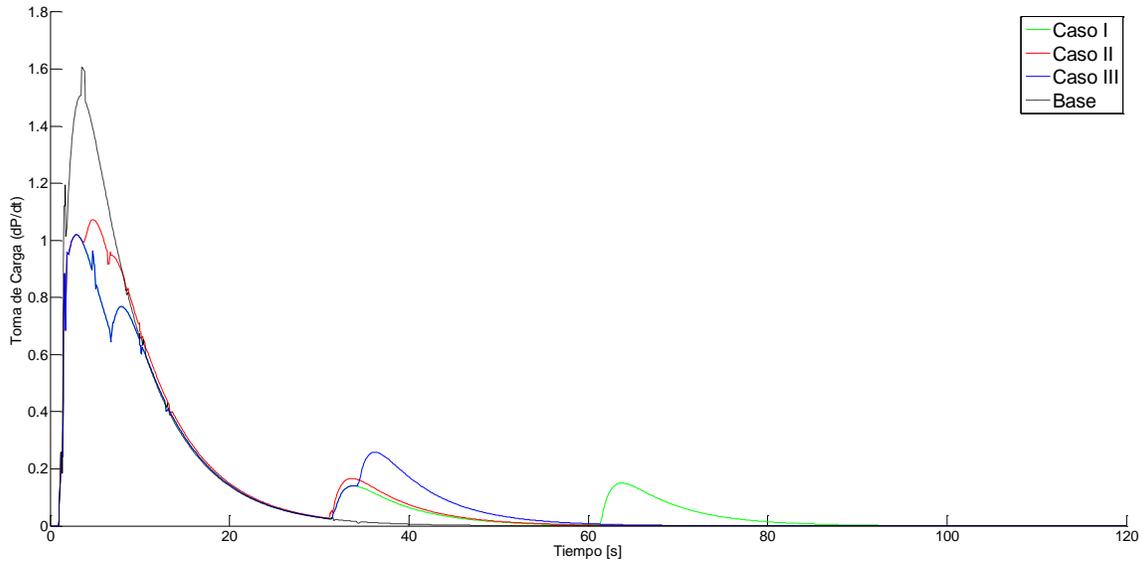
**Figura A.4: Frecuencia y Potencia (CPF) v/s Tiempo.
(Fuente: Elaboración propia)**



**Figura A.5: Frecuencia y Tasa de Toma de Carga v/s Tiempo.
(Fuente: Elaboración propia)**

Se añadió al modelo en SIMULINK un esquema de desconexión adicional, y se estudió la tasa de toma de carga del sistema para cuando se tienen distintos tiempos de reconexión. Los casos de estudio fueron:

- I: 60, 30, 5 [s]
- II: 30, 5, 2 [s]
- III: 33, 30, 5 [s]
- Base



**Figura A.6: Tasa de Toma de Carga (CPF) con Distintos Tiempos de Reconexión.
(Fuente: Elaboración propia)**

Cabe destacar que los resultados no son idénticos a una simulación hecha en DIgSILENT, puesto que no se modela la totalidad de controladores y limitantes que un SEP complejo podría tener.

Analizando la Figura A.6, se puede observar claramente las reconexiones de cada bloque por caso (se generan nuevos peaks en la toma de carga).

ANEXO B.

Resultados de

Simulaciones

B.1.Resultados: Demanda Alta

B.1.1. Escenario 1 -230 [MW] desprendidos

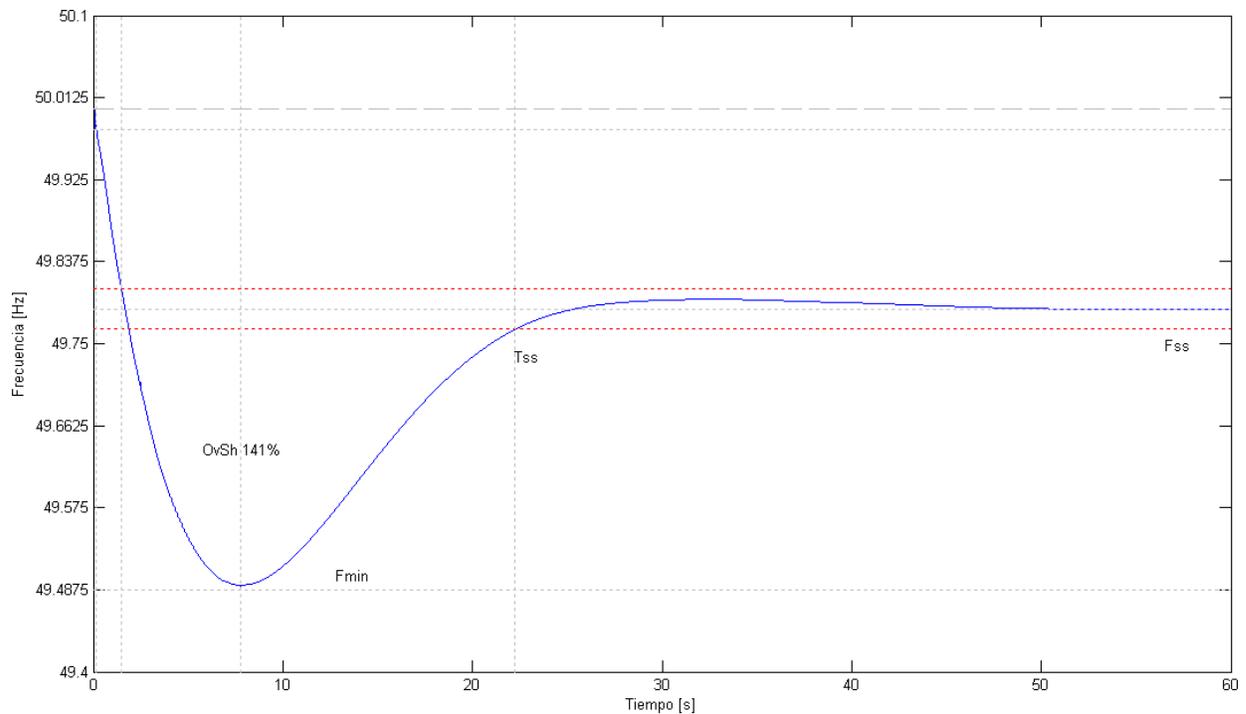


Figura B.1: Resposta Dinâmica – Caso 1 Demanda Alta.

Tabla B.1: Variables de Control – Caso 1 Demanda Alta.

Bloques Activados	Demanda Alta – 230[MW] desprendidos	
	s/Esquema	c/Esquema
F_{min} [Hz]	49,4868	49,4868
T_{min} [s]	7,7939	7,7939
F_{ss} [Hz]	49,7871	49,7871
T_{ss}[s]	22,2335	22,2335
T_r [s]	1,318	1,318
OVR	141,0736%	141,0736%
ξ	-10,88%	-10,88%

B.1.2. Escenario 2 – 370 [MW] desprendidos

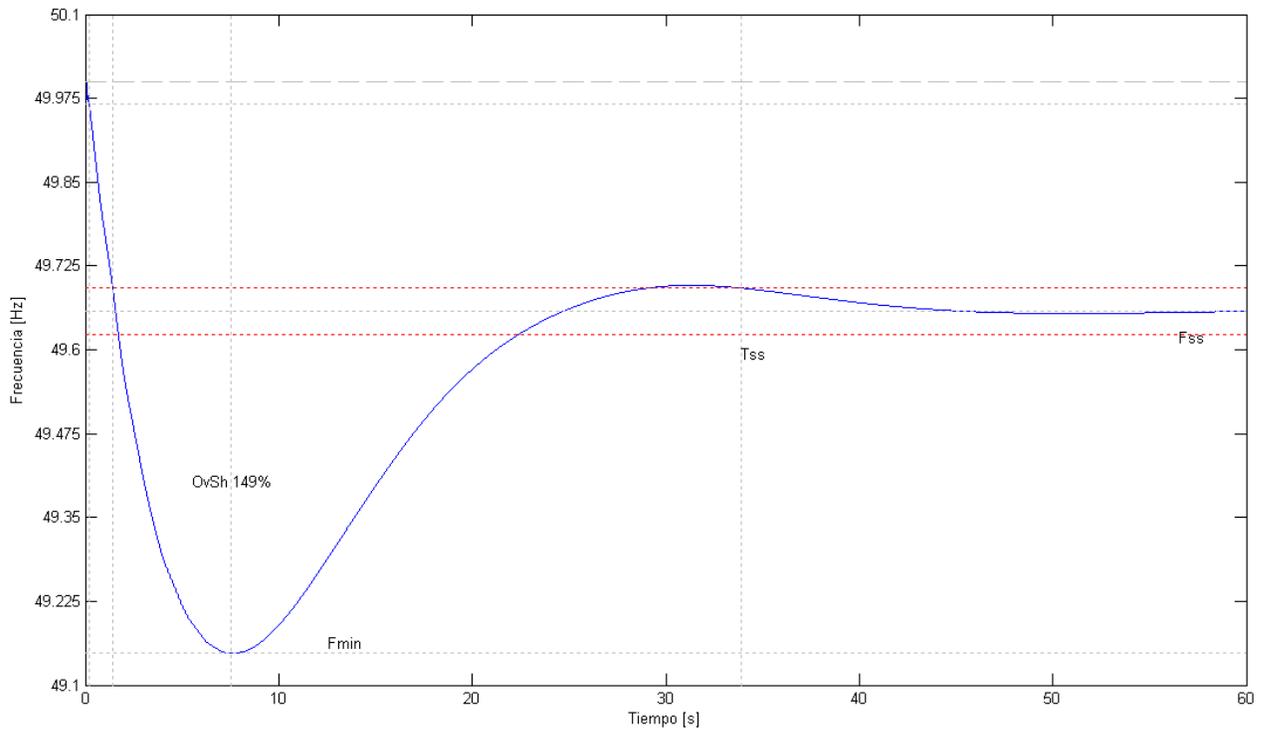


Figura B.2: Resposta Dinâmica – Caso 2 Demanda Alta.

Tabla B.2: Variables de Control – Caso 2 Demanda Alta.

	Demanda Alta – 370[MW] desprendidos	
	s/Esquema	c/Esquema
Bloques Activados	-	-
F_{min} [Hz]	49,1476	49,1476
T_{min} [s]	7,5418	7,5418
F_{ss} [Hz]	49,6576	49,6576
T_{ss}[s]	33,8936	33,8936
T_r [s]	1,2175	1,2175
OVR	148,9277%	148,9277%
ξ	-12,577%	-12,577%

B.1.3. Escenario 3 – 616 [MW] desprendidos

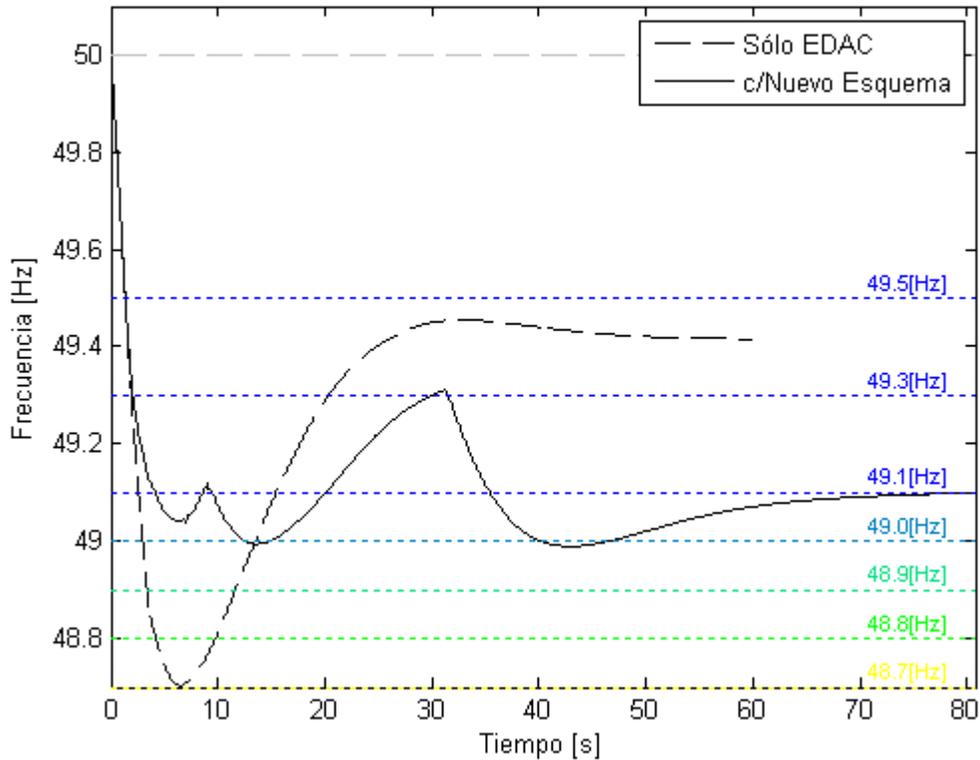


Figura B.3: Respuesta Dinámica – Caso 3 Demanda Alta (Comparación).

Tabla B.3: Variables de Control – Caso 3 Demanda Alta.

	Demanda Alta – 616[MW] desprendidos	
	s/Esquema	c/Esquema
Bloques Activados	2 y 4	I , II, III
F_{min} [Hz]	48,7019	48,9898
T_{min} [s]	6,6132	43,2777
F_{ss} [Hz]	49,4162	49,1001
T_{ss}[s]	22,483	48,3032
T_r [s]	1,231	2,6507
OVR	122,3284%	12,2545%
ξ	-6,402%	55,56%

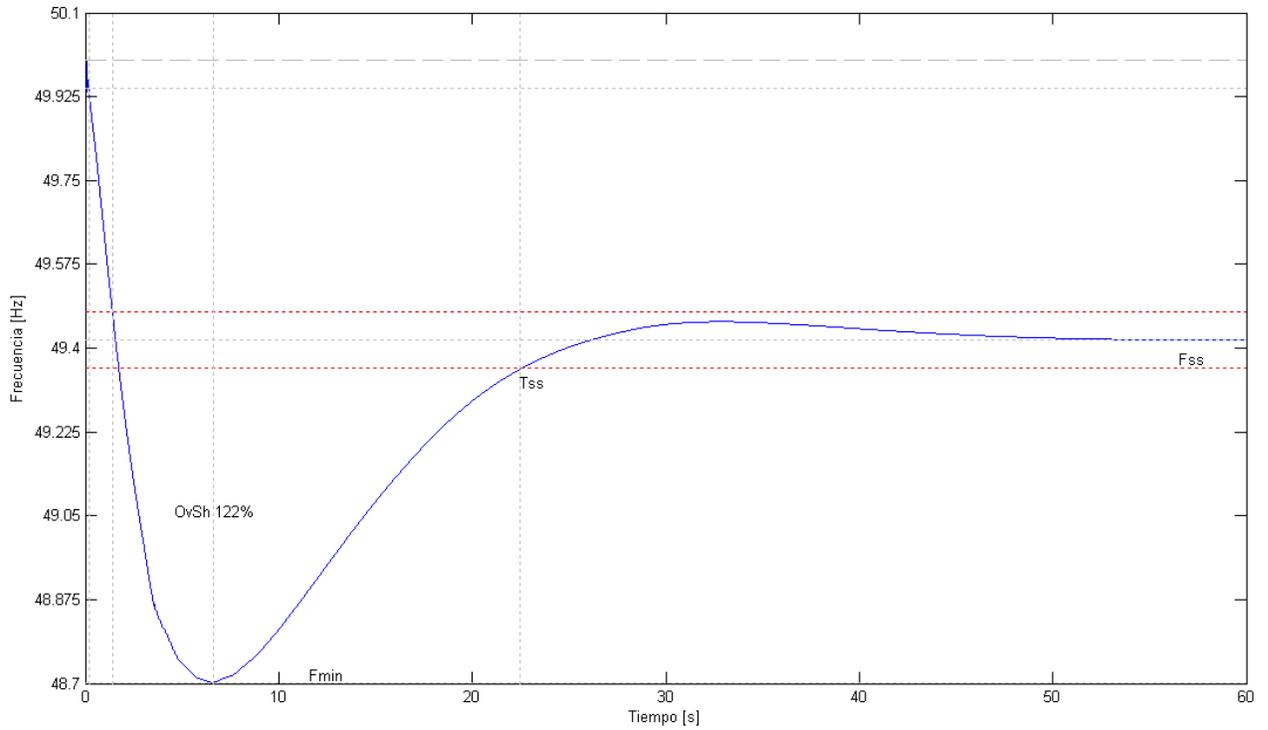


Figura B.4: Respuesta Dinámica – Caso 3 Demanda Alta s/Esquema.

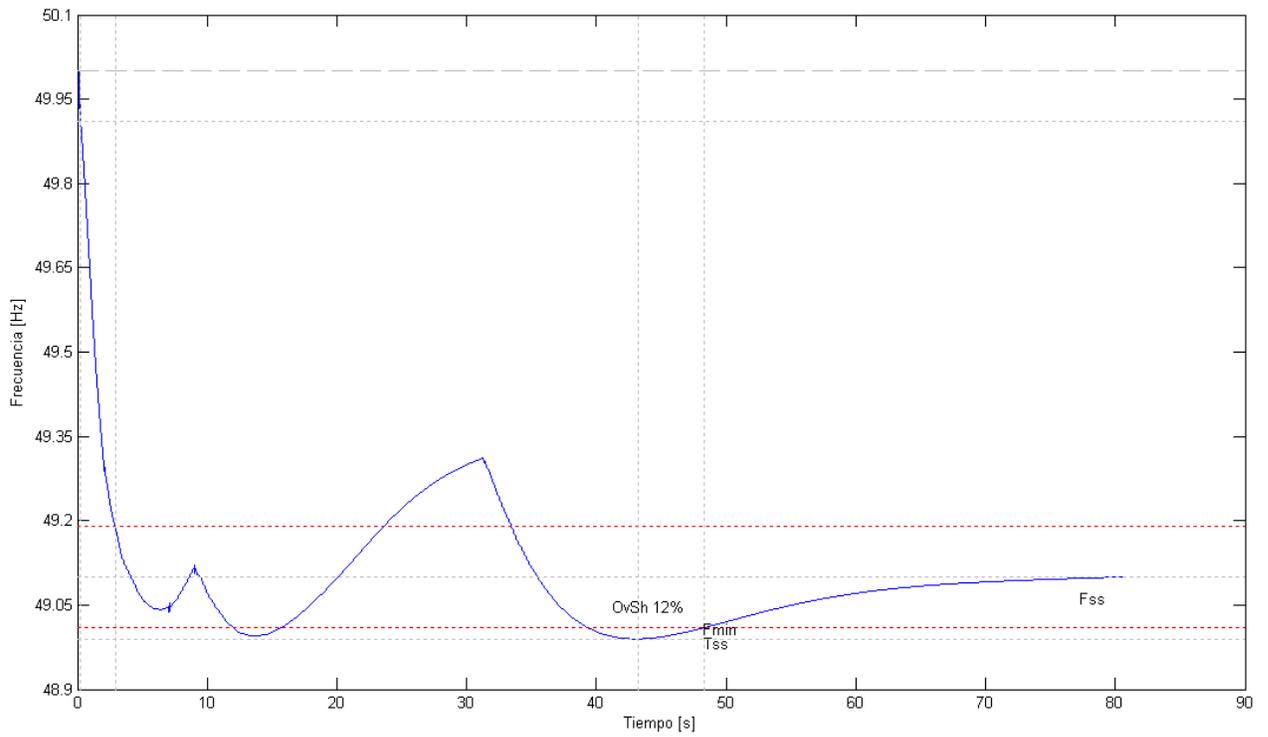


Figura B.5: Respuesta Dinámica – Caso 3 Demanda Alta c/Esquema.

B.1.4. Escenario 4 – 680 [MW] desprendidos

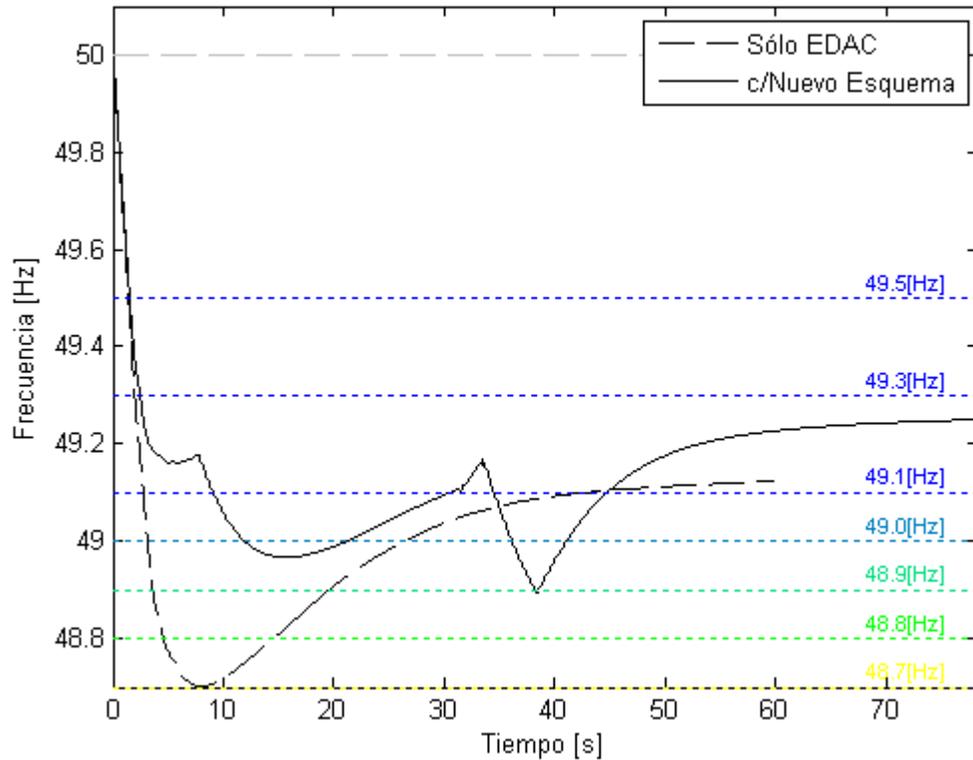


Figura B.6: Resposta Dinâmica – Caso 4 Demanda Alta (Comparación).

Tabla B.4: Variables de Control – Caso 4 Demanda Alta.

	Demanda Alta – 680[MW] desprendidos	
	s/Esquema	c/Esquema
Bloques Activados	2 y 4	I, II, III, 2
F_{min} [Hz]	48,7015	48,8943
T_{min} [s]	7,9329	38,4253
F_{ss} [Hz]	49,1232	49,2502
T_{ss}[s]	29,7704	49,9112
T_r [s]	2,0345	2,0437
OVR	48,0939%	47,4769%
ξ	22,693%	23,072%

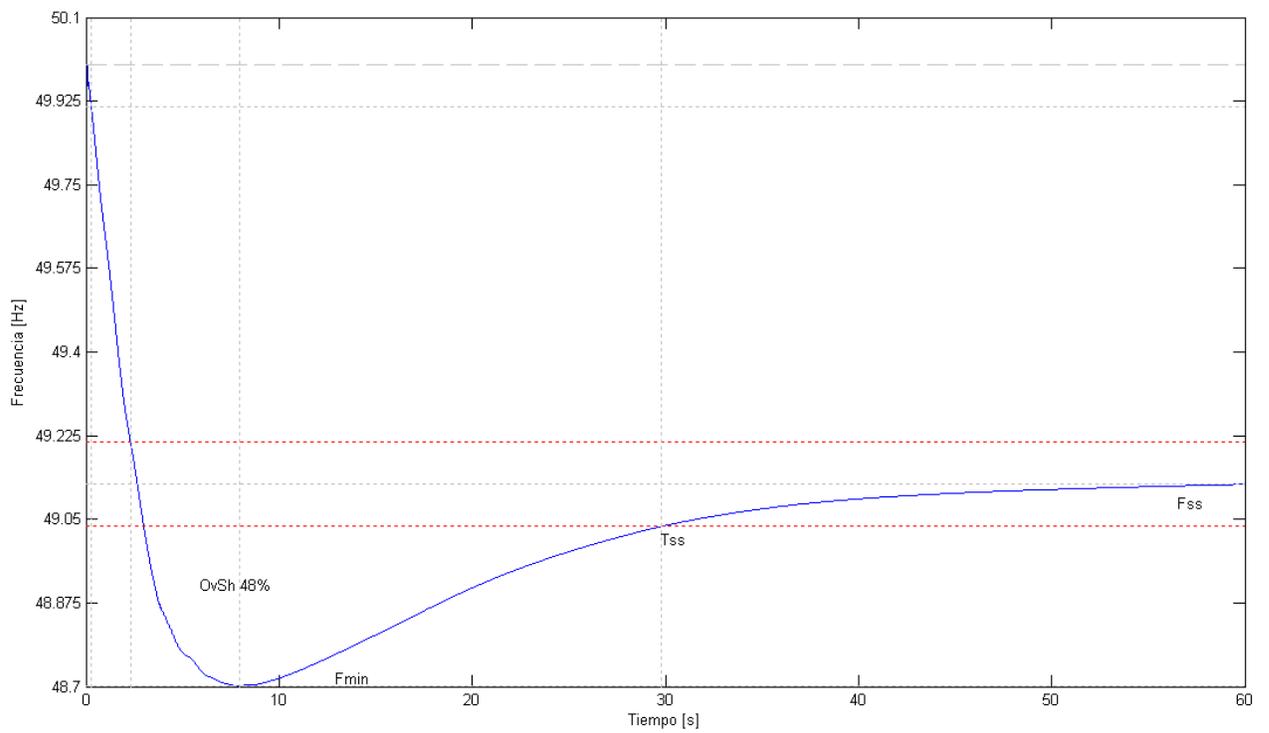


Figura B.7: Respuesta Dinámica – Caso 4 Demanda Alta s/Esquema.

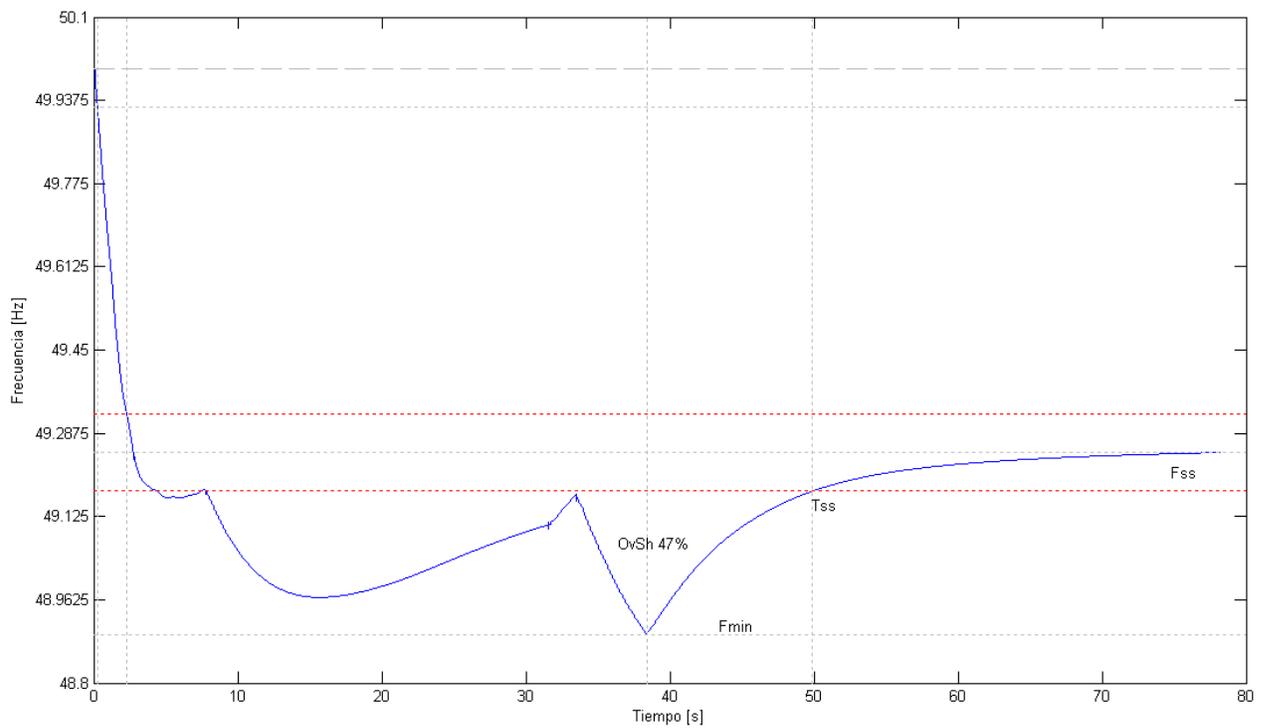


Figura B.8: Respuesta Dinámica – Caso 4 Demanda Alta c/Esquema.

B.1.5. Escenario 5 – 720 [MW] desprendidos

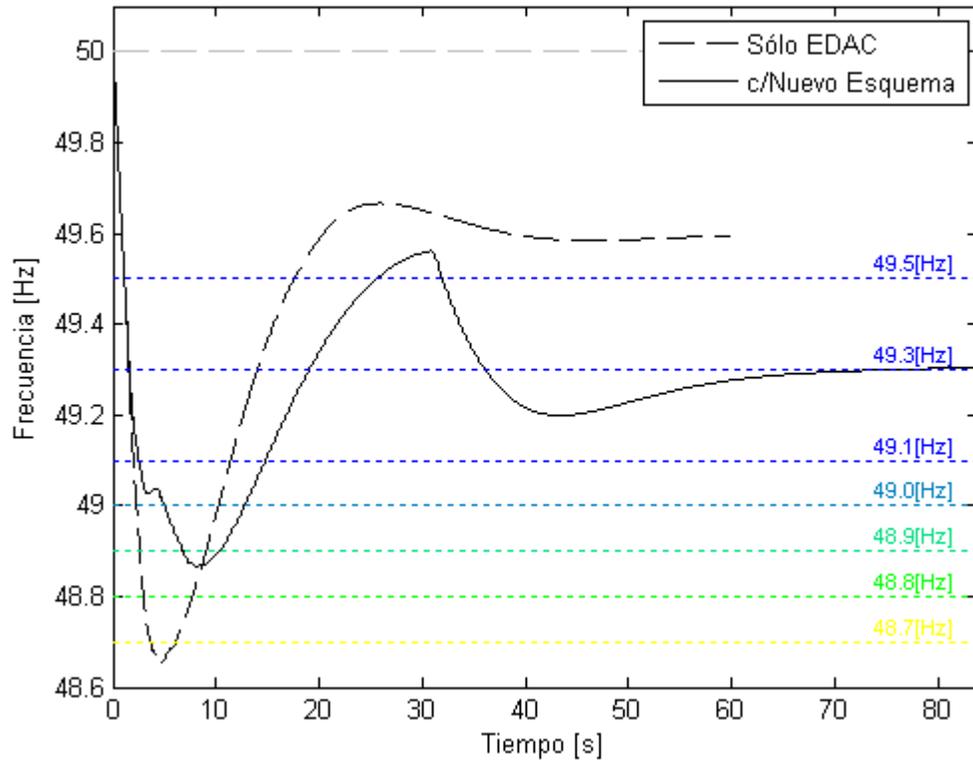


Figura B.9: Resposta Dinâmica – Caso 5 Demanda Alta (Comparación).

Tabla B.5: Variables de Control – Caso 5 Demanda Alta.

	Demanda Alta – 720[MW] desprendidos	
	s/Esquema	c/Esquema
Bloques Activados	1, 2, 3, 4	I, II, III, 2
F_{min} [Hz]	48,6537	48,8667
T_{min} [s]	4,6893	8,1696
F_{ss} [Hz]	49,595	49,3042
T_{ss}[s]	32,3592	51,1172
T_r [s]	0,6935	1,2252
OVR	232,4477%	62,8837%
ξ	-25,931%	14,607%

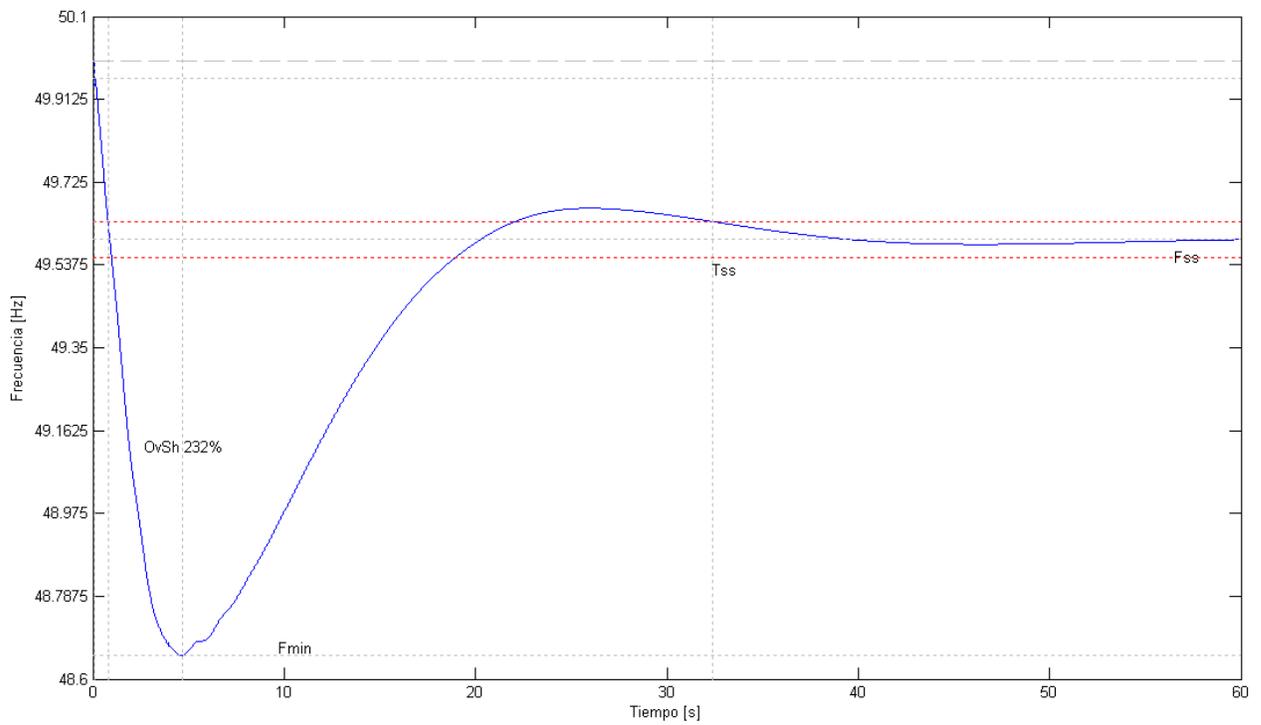


Figura B.10: Respuesta Dinámica – Caso 5 Demanda Alta s/Esquema.

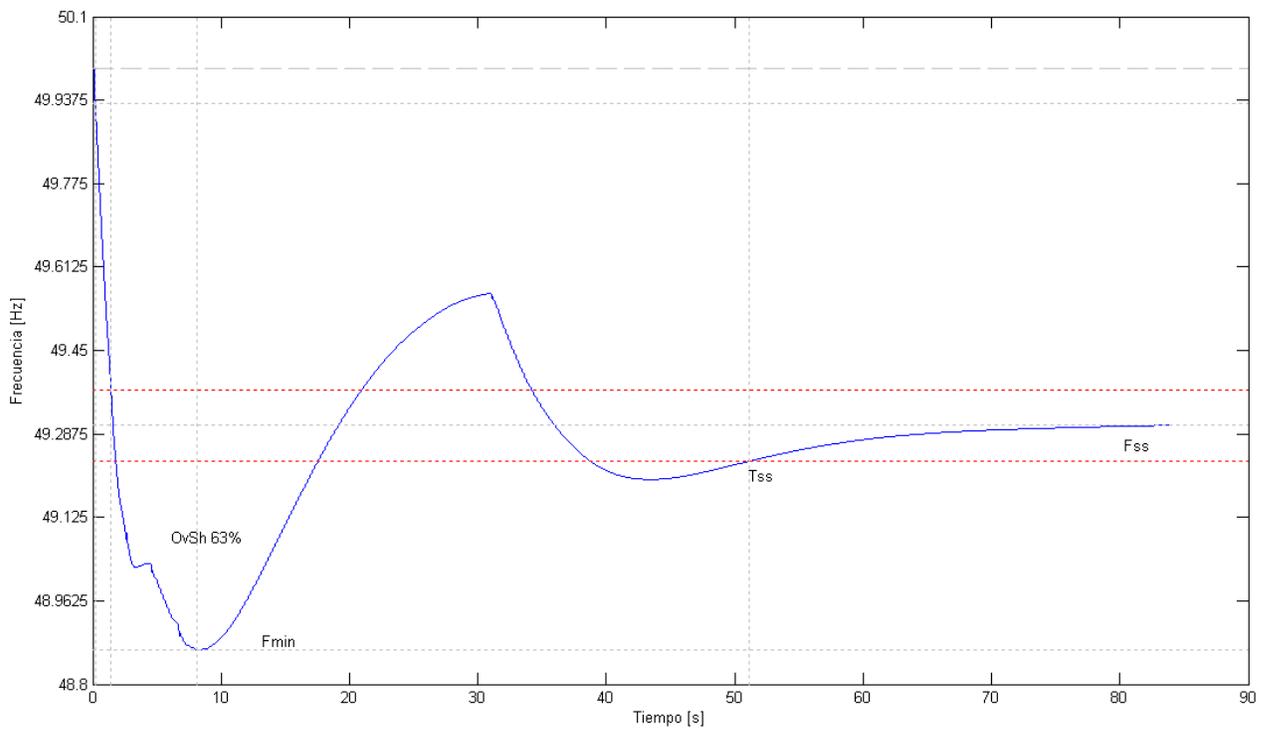


Figura B.11: Respuesta Dinámica – Caso 5 Demanda Alta c/Esquema.

B.1.6. Escenario 6 – 1105 [MW] desprendidos

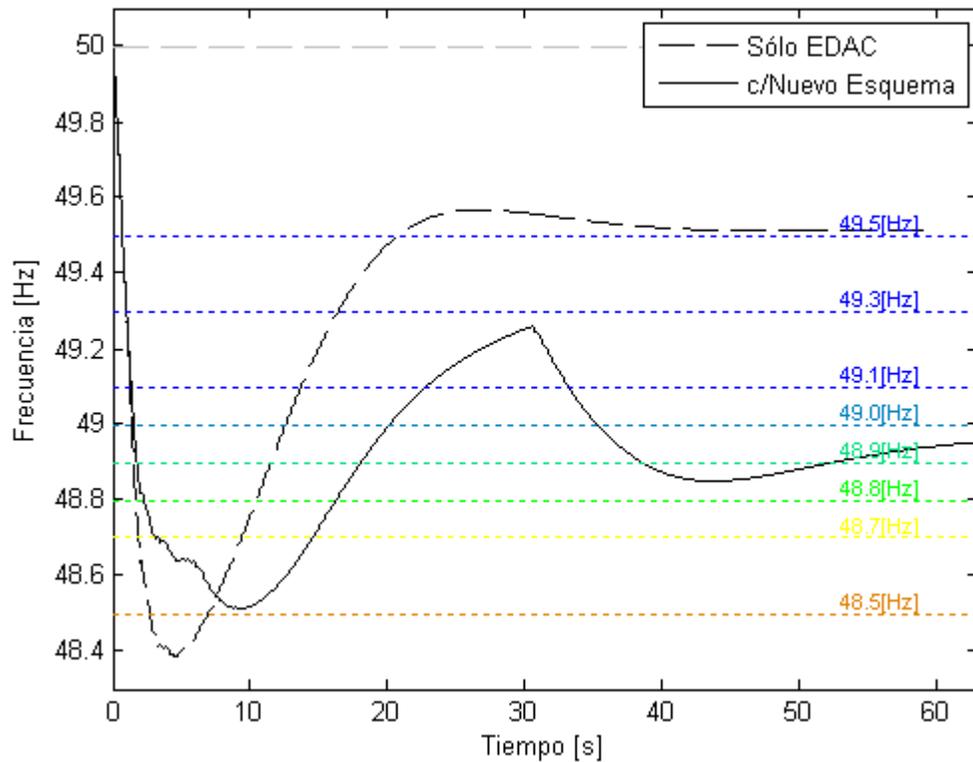


Figura B.12: Resposta Dinâmica – Caso 6 Demanda Alta (Comparación).

Tabla B.6: Variables de Control – Caso 6 Demanda Alta.

	Demanda Alta – 1105[MW] desprendidos	
	s/Esquema	c/Esquema
Bloques Activados	1, 2, 3, 4, 5, 6(*)	I, II, III, 1, 2, 4
F_{min} [Hz]	48,383	48,513
T_{min} [s]	4,5747	9,233
F_{ss} [Hz]	49,5128	48,9525
T_{ss}[s]	29,3683	33,9001
T_r [s]	0,52	1,2177
OVR	231,885%	41,9573%
ξ	-25,861%	26,646%

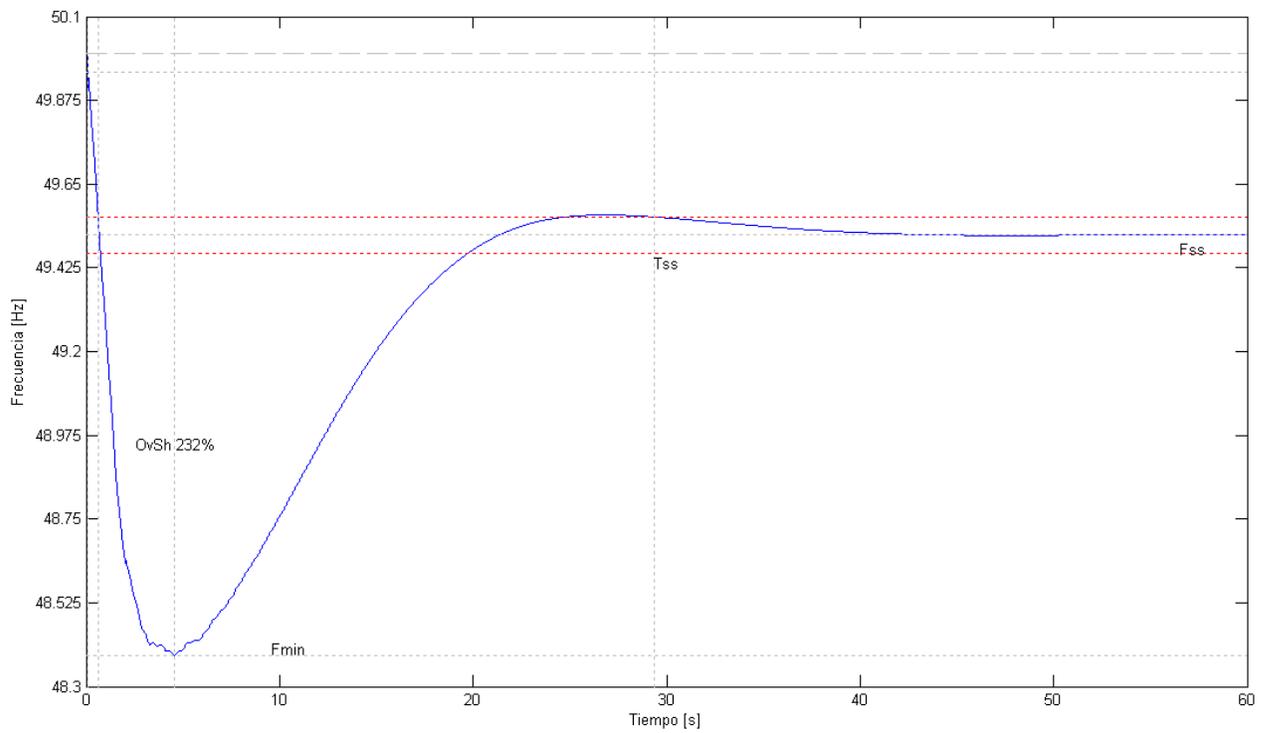


Figura B.13: Respuesta Dinámica – Caso 6 Demanda Alta s/Esquema.

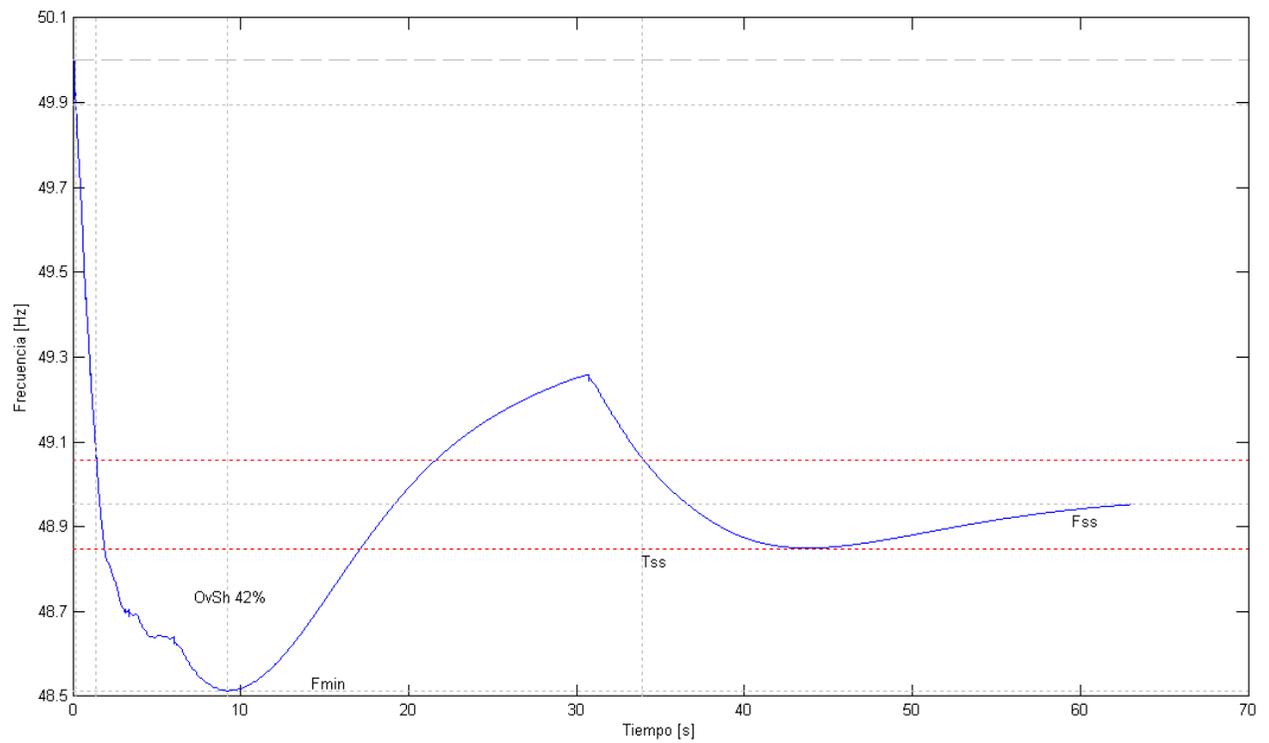


Figura B.14: Respuesta Dinámica – Caso 6 Demanda Alta c/Esquema.

B.2.Resultados: Demanda Baja

B.2.1. Escenario 1 – 200 [MW] desprendidos

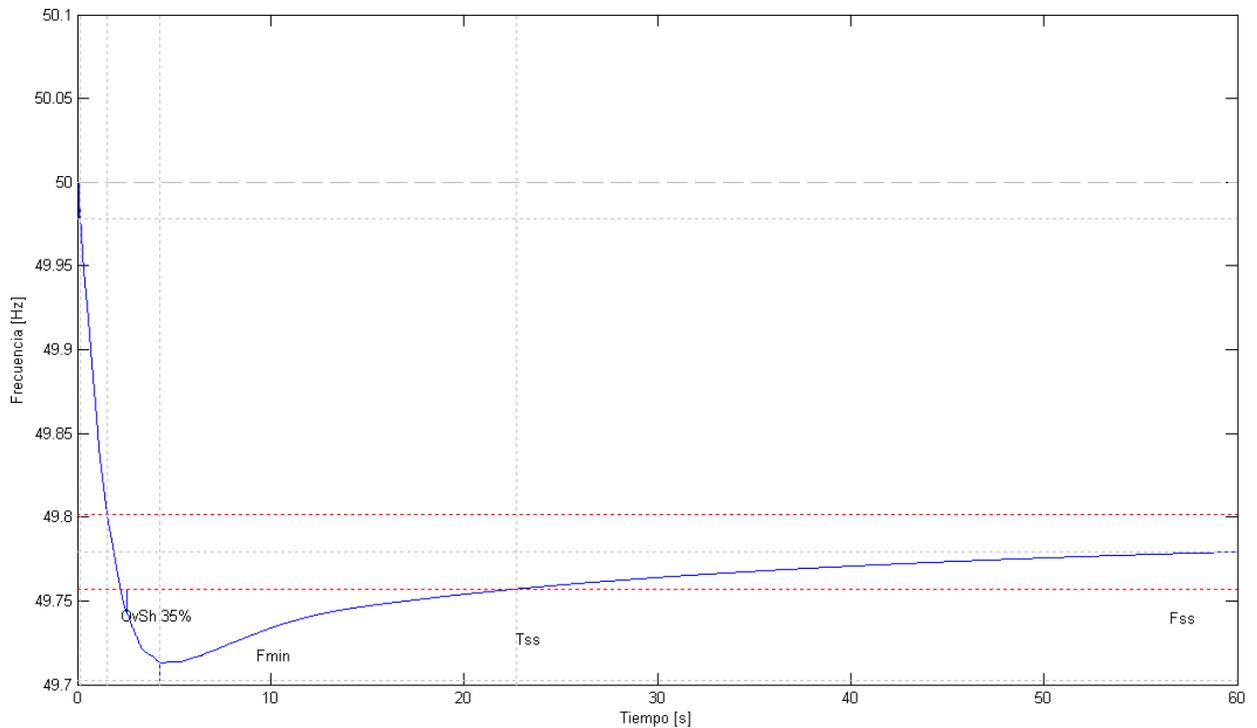


Figura B.15: Resposta Dinâmica – Caso 1 Demanda Baja.

Tabla B.7. Variables de Control – Caso 1 Demanda Baja.

	Demanda Baja – 200[MW] desprendidos	
	s/Esquema	c/Esquema
Bloques Activados	-	-
F_{min} [Hz]	49,7023	49,7023
T_{min} [s]	4,2679	4,2679
F_{ss} [Hz]	49,7793	49,7793
T_{ss}[s]	22,6969	22,6969
T_r [s]	1,3835	1,3835
OVR	34,881%	34,881%
ξ	31,787%	31,787%

B.2.2. Escenario 2 – 270 [MW] desprendidos

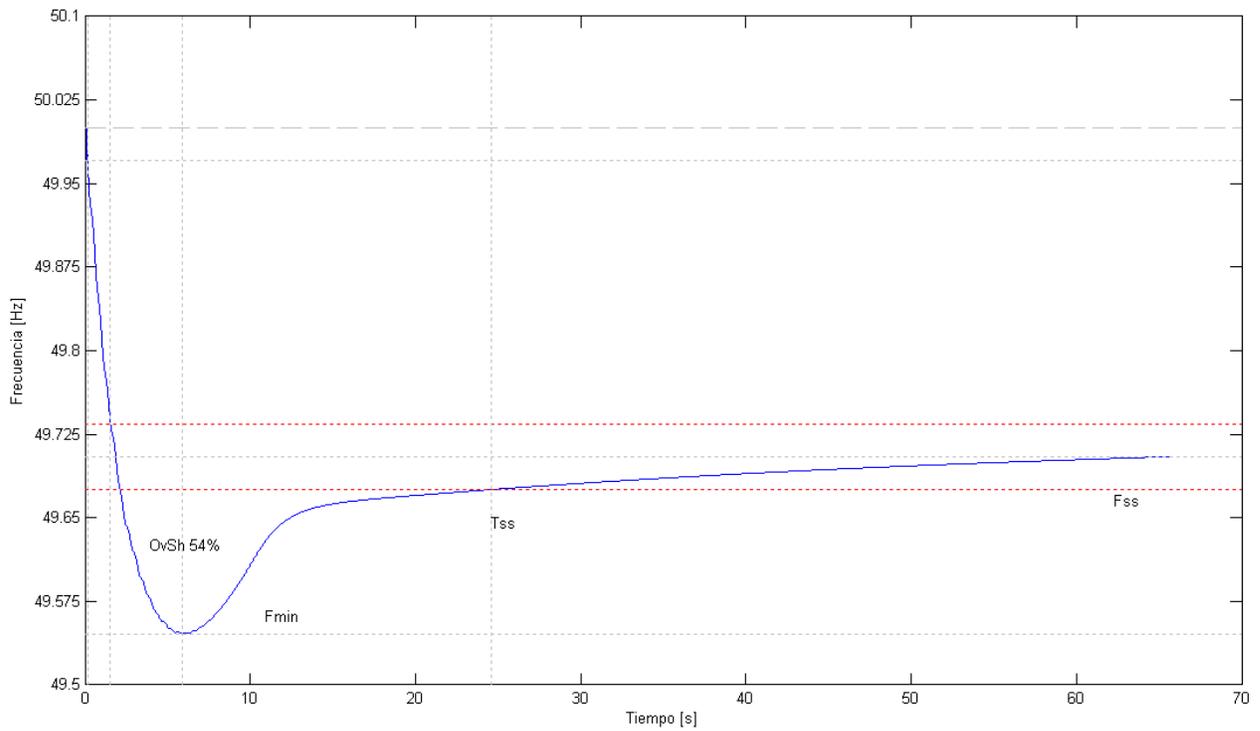


Figura B.16: Resposta Dinâmica – Caso 2 Demanda Baja.

Tabla B.8: Variables de Control – Caso 2 Demanda Baja.

	Demanda Baja – 270[MW] desprendidos	
	s/Esquema	c/Esquema
Bloques Activados	-	-
F_{min} [Hz]	49,546	49,546
T_{min} [s]	5,926	5,926
F_{ss} [Hz]	49,705	49,705
T_{ss}[s]	24,606	24,606
T_r [s]	1,3864	1,3864
OVR	53,8983%	53,8983%
ξ	19,304%	19,304%

B.2.3. Escenario 3 – 370 [MW] desprendidos

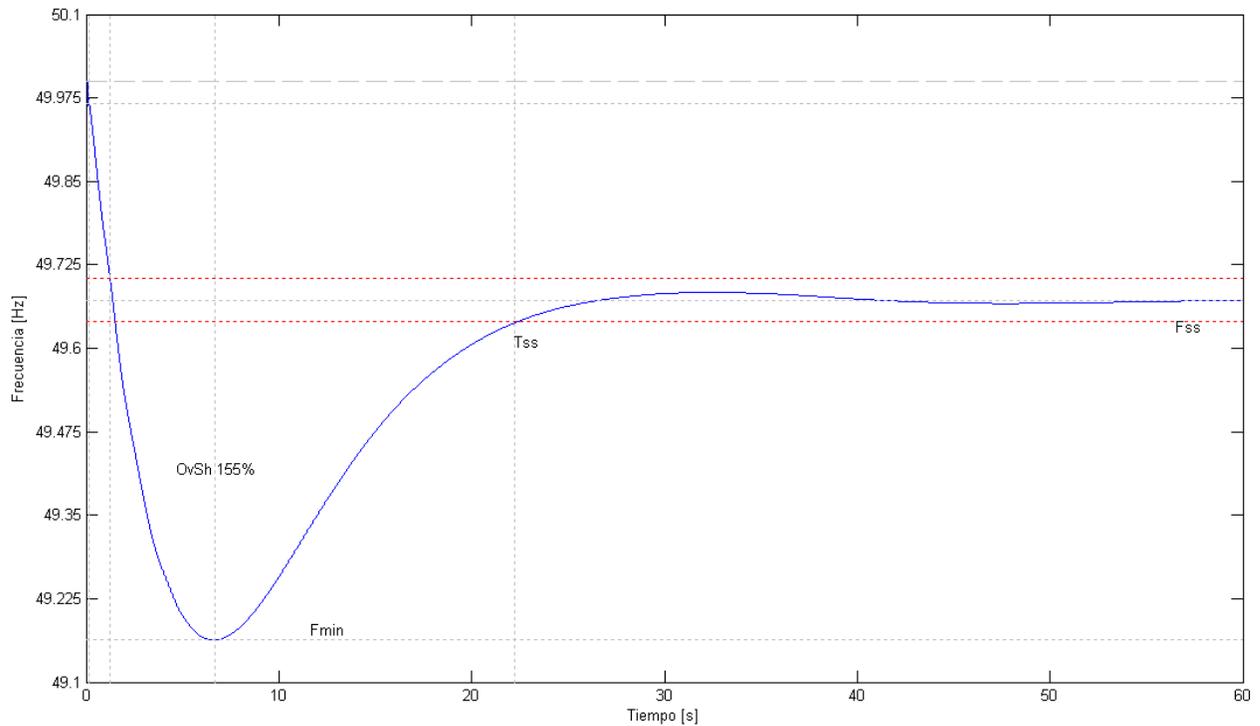


Figura B.17: Resposta Dinâmica – Caso 3 Demanda Baja.

Tabla B.9: Variables de Control – Caso 3 Demanda Baja.

	Demanda Baja – 370[MW] desprendidos	
	s/Esquema	c/Esquema
Bloques Activados	-	-
F_{min} [Hz]	49,1631	49,1631
T_{min} [s]	6,6735	6,6735
F_{ss} [Hz]	49,6721	49,6721
T_{ss}[s]	22,2555	22,2555
T_r [s]	1,072	1,072
OVR	155,2467%	155,2467%
ξ	-1,865%	-13,865%

B.2.4. Escenario 4 – 500 [MW] desprendidos

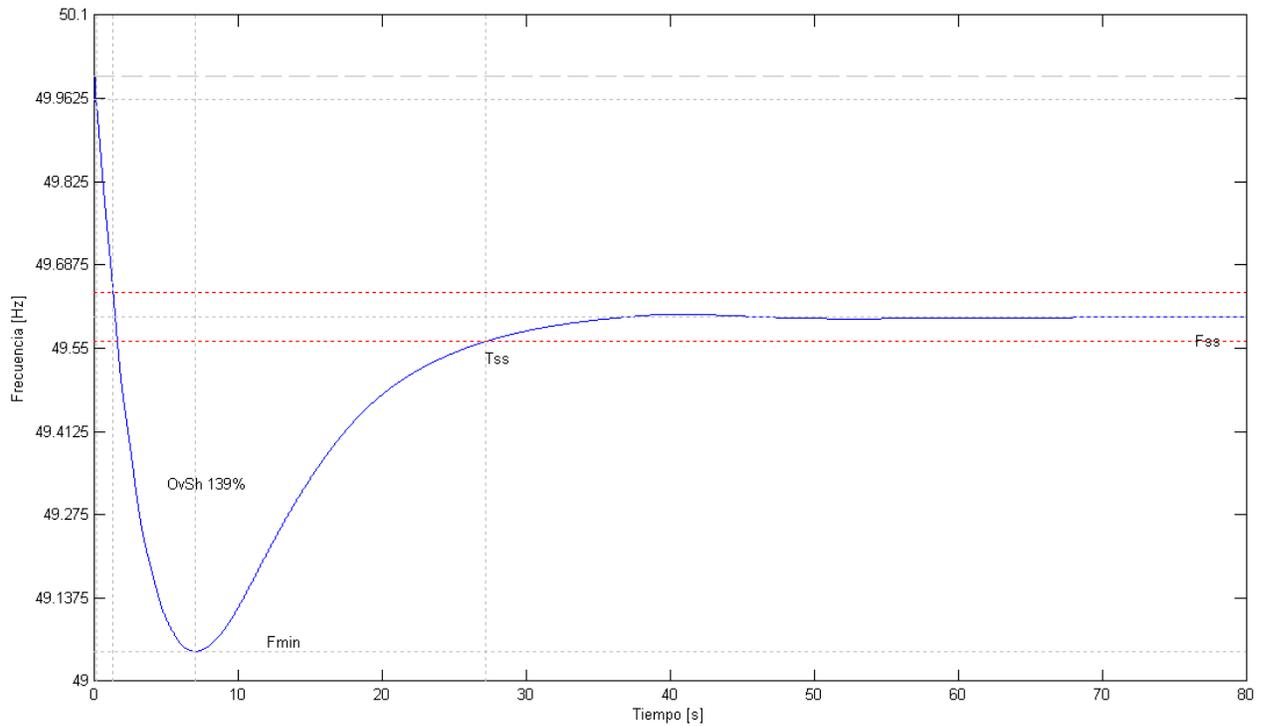


Figura B.18: Resposta Dinâmica – Caso 4 Demanda Baja.

Tabla B.10: Variables de Control – Caso 4 Demanda Baja.

	Demanda Baja – 500[MW] desprendidos	
	s/Esquema	c/Esquema
Bloques Activados	-	-
F_{min} [Hz]	49,0494	49,0494
T_{min} [s]	7,093	7,093
F_{ss} [Hz]	49,6017	49,6017
T_{ss} [s]	27,2385	27,2385
T_r [s]	1,1824	1,1824
OVR	138,6686%	138,6686%
ξ	-10,35%	-10,35%

B.2.5. Escenario 5 – 720 [MW] desprendidos

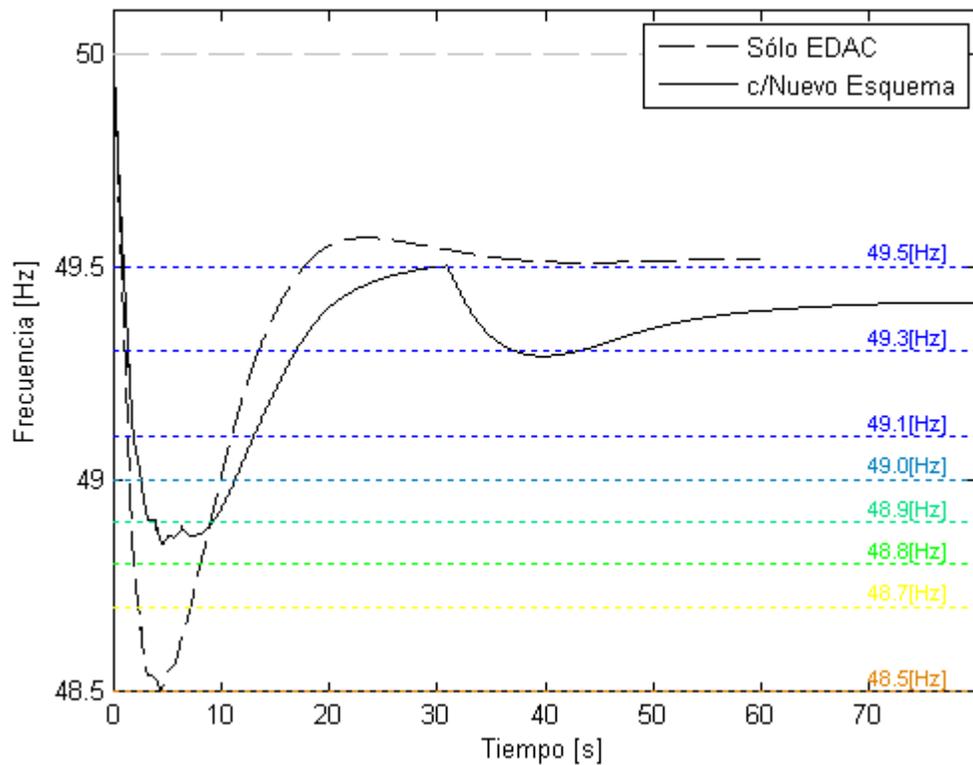


Figura B.19: Resposta Dinâmica – Caso 5 Demanda Baja (Comparación).

Tabla B.11: Variables de Control – Caso 5 Demanda Baja.

	Demanda Baja – 720[MW] desprendidos	
	s/Esquema	c/Esquema
Bloques Activados	1, 2, 3, 4, 5	I, II, III, 1, 2*
F_{min} [Hz]	48,5078	48,8489
T_{min} [s]	4,4656	4,614
F_{ss} [Hz]	49,5193	49,4146
T_{ss}[s]	24,0311	50,1013
T_r [s]	0,5815	0,89182
OVR	210,4631%	96,6438%
ξ	-23,049%	1,0866%

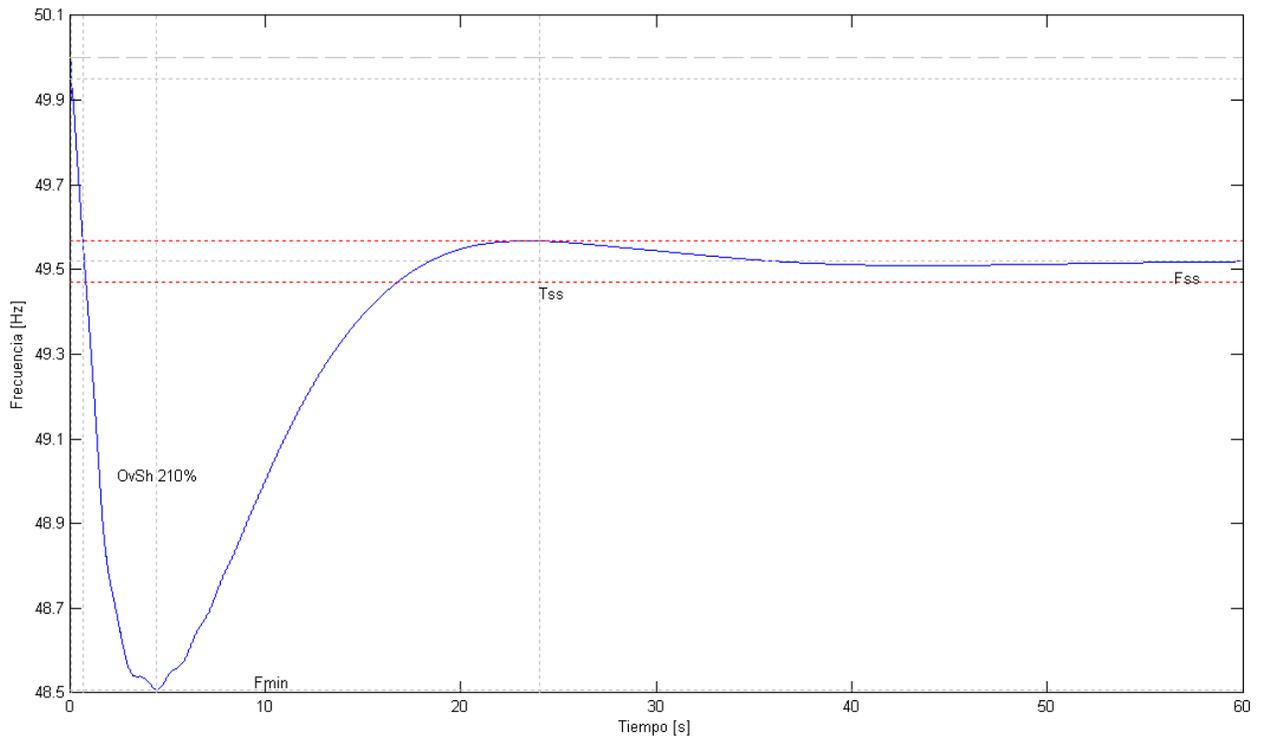


Figura B.20: Respuesta Dinámica – Caso 5 Demanda Baja s/Esquema.

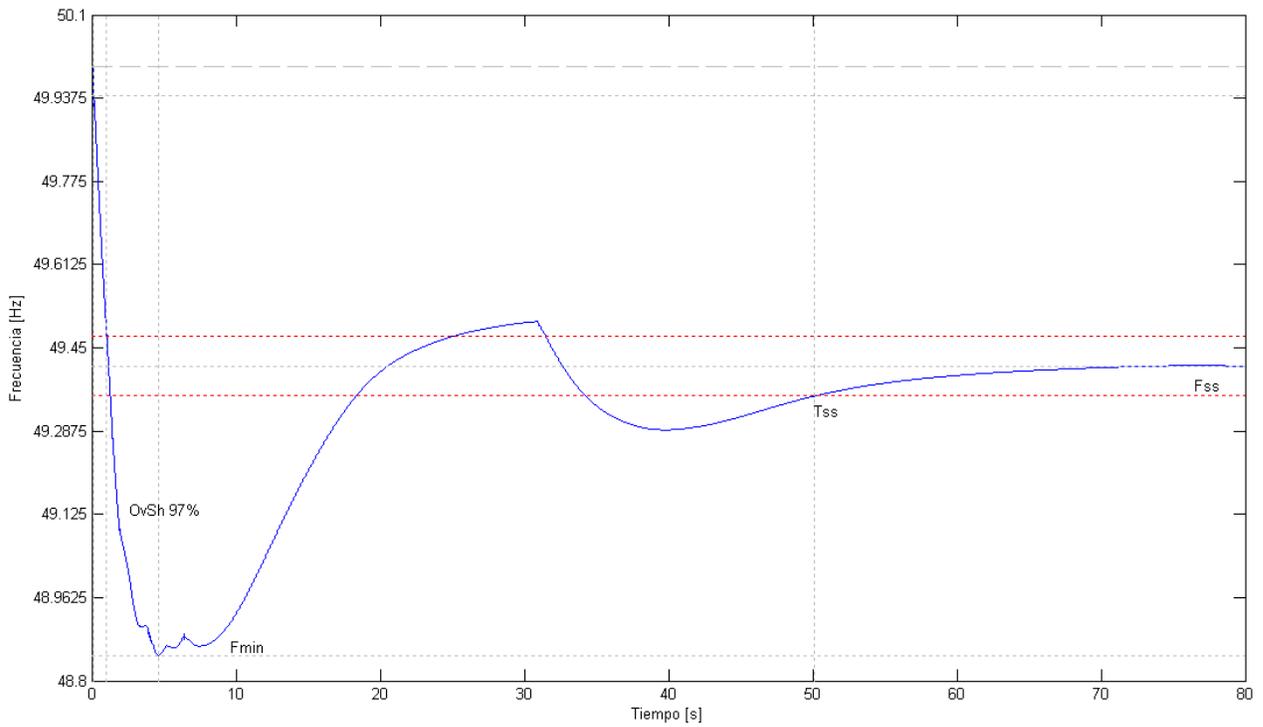


Figura B.21: Respuesta Dinámica – Caso 5 Demanda Baja c/Esquema.

B.2.6. Escenario 6 – 1105 [MW] desprendidos

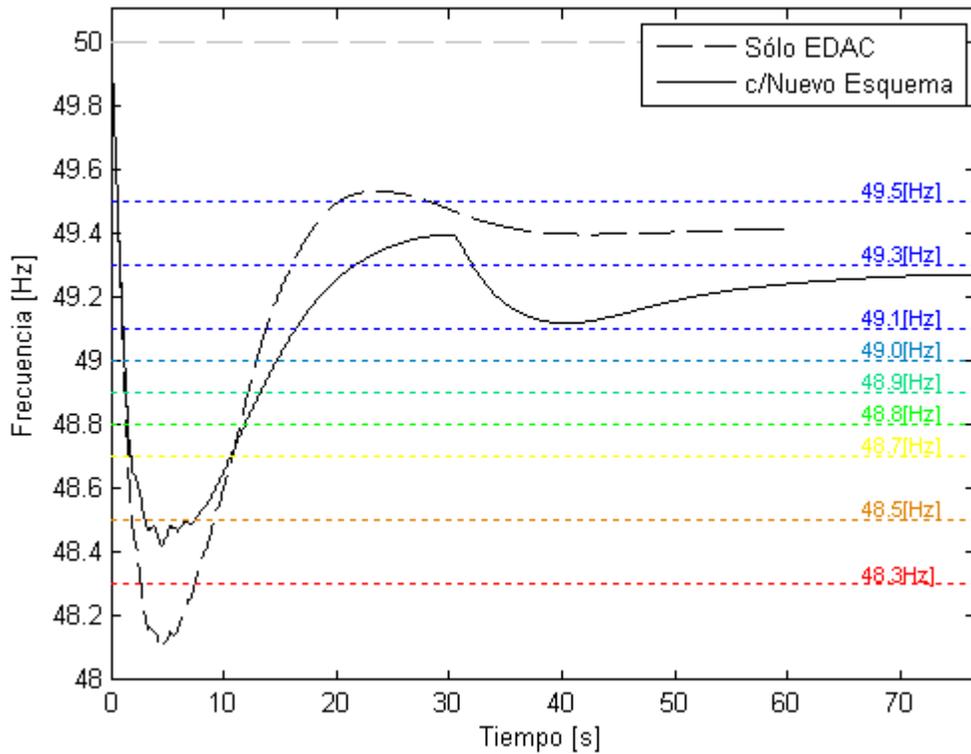


Figura B.22: Resposta Dinâmica – Caso 6 Demanda Baja (Comparación).

Tabla B.12: Variables de Control – Caso 6 Demanda Baja.

	Demanda Baja – 1105[MW] desprendidos	
	s/Esquema	c/Esquema
Bloques Activados	1, 2, 3, 4, 5, 6	I, II, III, 1, 2, 3, 4, 5*, 6*
F_{min} [Hz]	48,0944	48,4209
T_{min} [s]	4,5626	4,5552
F_{ss} [Hz]	49,4124	49,2682
T_{ss}[s]	30,158	50,862
T_r [s]	0,51	0,64958
OVR	224,3076%	115,7838%
ξ	-24,904%	-4,6599%

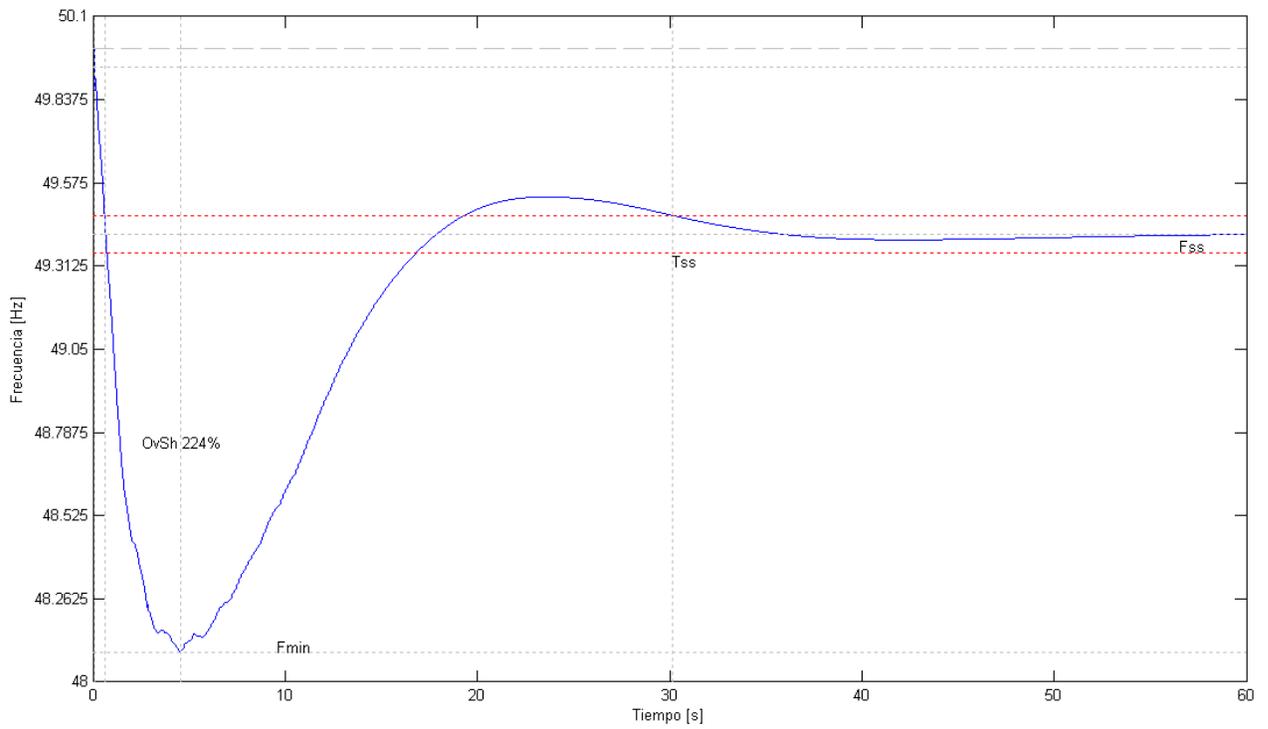


Figura B.23: Respuesta Dinámica – Caso 6 Demanda Baja s/Esquema.

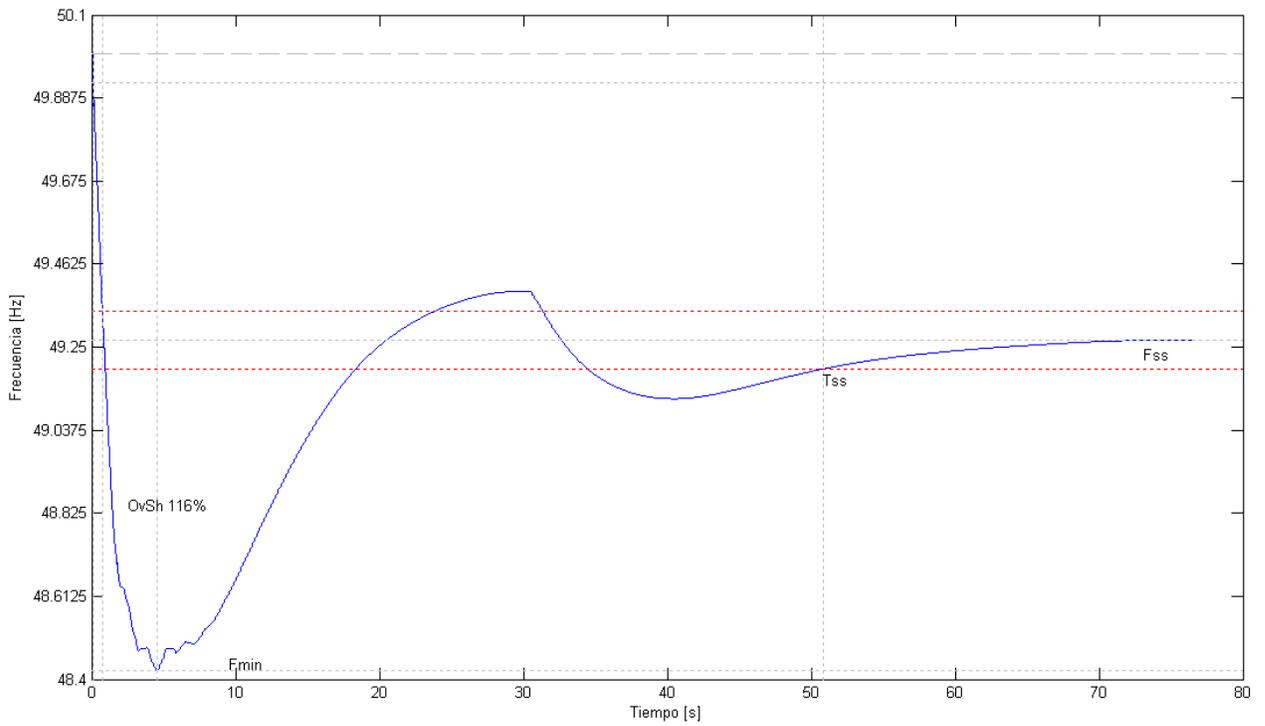


Figura B.24: Respuesta Dinámica – Caso 6 Demanda Baja c/Esquema.

ANEXO C. Cálculo de Costo de Falla de Corta Duración

C.1. Indexación

Por motivos obvios, sólo se calcularán los costos en los casos en que el esquema actúe. Por tanto, los escenarios a comparar son:

- Casos Demanda Alta: 3, 4, 5 y 6.
- Casos Demanda Baja: 5 y 6.

Tabla C.1: CFCD estimado (SIC) según sector y duración de falla.

Duración	Costo de Falla Promedio estimado [CLP/kWh] - SIC				
	Minero	Industria	Transporte	Residencial	Comercial
20 min	15.422,65	16.841,13	2.094,78	5.341,50	2.324,54
1 hora	6.180,44	7.084,71	992,69	5.341,50	2.324,54
2 horas	4.383,27	3.895,64	664,49	5.341,50	2.324,54
6 horas	2.586,29	2.054,25	413,66	5.341,50	2.324,54
24 horas	1.521,02	1.168,44	254,71	5.341,50	2.324,54

Tabla C.2: Producción Perdida según sector y duración de falla.

Duración	Producción Perdida (P) [%]		
	Minero	Industria	Transporte
20 min	63,4%	16,5%	97,2%
1 hora	61,6%	17,6%	96,7%
2 horas	52,6%	19,2%	97,5%
6 horas	55,7%	28,9%	94,3%
24 horas	61,4%	35,3%	94,9%

Tabla C.3: Costo Adicional según sector y duración de falla.

Duración	Costo Adicional (CA) [%]		
	Minero	Industria	Transporte
20 min	19,3%	81,4%	2,8%
1 hora	24,0%	80,3%	3,3%
2 horas	37,2%	78,4%	2,5%
6 horas	38,5%	68,2%	5,7%
24 horas	36,0%	60,6%	5,1%

Tabla C.4: Costos por Daños según sector y duración de falla.

Duración	Costos por Daños al M.A. (MA) [%]		
	Minero	Industria	Transporte
20 min	17,3%	2,1%	0,0%
1 hora	14,4%	2,1%	0,0%
2 horas	10,2%	2,4%	0,0%
6 horas	5,8%	2,9%	0,0%
24 horas	2,6%	4,1%	0,0%

Indexación genérica de sector minero, industrial y transporte:

$$I_k = P_k \frac{IP_t}{IP_0} + CA_k \frac{RH_t}{RH_0} + MA_k \frac{CMA_t}{CMA_0}$$

Indexación de Sector Residencial:

$$IB = \frac{RH_t}{RH_0}$$

Indexación de Sector Comercial:

$$IC = \frac{PIBC_t}{PIBC_0}$$

- I : Parámetro de Indexación (Minero IPPM, industrial Ppm/IPPI o transporte IPCT).
- P : Producción perdida.
- IP : Índice de precios de productor (varía según sector). Publicado por INE: promedio móvil de los 6 meses anteriores a partir del tercer mes anterior al que se le aplique la indexación.
- CA : Costo Adicional
- RH : Índice real de remuneraciones por hora. Publicado por INE: valor del tercer mes anterior al cual se aplique la indexación.
- MA : Costos por daños al M.A.
- CMA : $CMA = GES * DO(1 + TA)$
- GES : NYSE BNEF Global Energy Smart Technologies Index: correspondiente al promedio del mes anterior al cual se

- aplique la indexación.
- DO : Valor del tipo de cambio del dólar observado (USD) promedio correspondiente al mes anterior al cual se aplique indexación.
 - TA : Tasa arancelaria aplicable a equipos electromecánicos fuera de zona franca: correspondiente al mes anterior al cual se aplique la indexación.
 - IB : Parámetro de Indexación del sector Residencial.
 - IC : Parámetro de Indexación del sector Comercial.
 - PIBC : Producto Interno Bruto del último trimestre publicado por el Banco Central.

Tabla C.5: Valores de Indexadores período base (Diciembre 2011 y Julio 2013).

Indexador	Valor en período "0"	Valor en período "t"
IPPM	158,98	140,71
IPPm	111,19	110,82
IPPI	134,44	126,85
IPCT	111,69	123,79
Ta	0,06	0,06
DO	491,80	502,89
GES	1.095,68	1.471,96
CMA	571.182,51	784.648
RH	105,81	112,38
PIBC	2.698.858	3.270.751

En consecuencia, los ponderadores:

Tabla C.6: Valores de Indexadores aplicables al mes de Julio del 2013.

Duración	Índices				
	Minero	Industria	Transporte	Residencial	Comercial
20 min	100,38%	105,78%	110,70%	106,21%	121,19%
1 hora	99,79%	105,71%	110,68%	106,21%	121,19%
2 horas	100,08%	105,70%	110,72%	106,21%	121,19%
6 horas	98,16%	105,22%	110,57%	106,21%	121,19%
24 horas	96,15%	105,18%	110,60%	106,21%	121,19%

Finalmente los costos de falla indexados (actualizados):

Tabla C.7: Costo de Falla Promedio Estimado Indexado al mes de Julio del 2013.

Duración	Costo de Falla Promedio estimado [CLP/kWh] - SIC				
	Minero	Industria	Transporte	Residencial	Comercial
20 min	15.480,93	17.815,26	2.319,01	5.673,17	2.817,11
1 hora	6.167,63	7.489,41	1.098,72	5.673,17	2.817,11
2 horas	4.386,65	4.117,73	735,71	5.673,17	2.817,11
6 horas	2.538,63	2.161,53	457,38	5.673,17	2.817,11
24 horas	1.462,47	1.228,94	281,70	5.673,17	2.817,11

C.2. Evaluación de Casos

C.2.1. Demanda Alta

Tabla C.8: Desglose de etapas EDAC: Potencias por Sector (Laboral)

DA Jor. Laboral	Desglose de Potencia por sector – EDAC Convencional [MW]							Esquema Selectivo [MW]			
	Etapas 1	Etapas 2	Etapas 3	Etapas 4	Etapas 5	Etapas 6	Total EDAC	Bloque I	Bloque II	Bloque III	Total
Carga R	221,3	142,4	137,9	137,9	115,6	106,9	862,0	246,5	295,8	345,1	887,4
Res.	33,19	21,36	20,68	20,69	17,34	16,04	129,3	0	112	0	112
Com.	154,9	99,67	96,52	96,54	80,9	74,85	603,4	246,5	183,8	345,1	775,4
Carga I	27,49	16,19	13,88	15,53	2,95	1,72	77,76	0	0	0	0
Min.	15,62	3,39	11,67	7,09	2,95	1,72	42,44	0	0	0	0
Ind.	11,87	12,79	2,21	8,45	0	0	35,32	0	0	0	0
Transp.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	248,8	158,6	151,8	153,4	118,5	108,7	939,7	246,5	295,8	345,1	887,4

Tabla C.9: Costo por no suministro de energía (SIC) – EDAC (Laboral).

Duración	Costo por no suministro de energía (SIC) – EDAC Convencional					
	Etapas 1 [MCLP]	Etapas 2 [MCLP]	Etapas 3 [MCLP]	Etapas 4 [MCLP]	Etapas 5 [MCLP]	Etapas 6 [MCLP]
20 min	359,3	227,43	203,09	216,55	156,54	109,5
1 hr	809,84	518,66	477,76	496,36	442,14	312,47
2 hrs	1.484,01	938,99	899,04	910,48	873,77	618,81

Tabla C.10: Costo por no suministro de energía (Atacama) – EDAC (Laboral).

Duración	Costo por no suministro de energía (Atacama) – EDAC Convencional					
	Etapa 1	Etapa 2	Etapa 3	Etapa 4	Etapa 5	Etapa 6
	[MCLP]	[MCLP]	[MCLP]	[MCLP]	[MCLP]	[MCLP]
20 min	88,32	22,78	68,36	38,97	17,16	11,21
1 hr	106,08	27,58	82,24	46,73	24,01	17,61
2 hrs	147,75	37,07	113,66	65,49	37,51	29,09

Tabla C.11: Costo por no suministro de energía – Esq. Selectivo (Laboral).

Duración	Costo por no suministro de energía – EDAC Selectivo		
	Bloque I [MCLP]	Bloque II [MCLP]	Bloque III [MCLP]
2 segs	-	-	0,54
5 segs	-	1,6	-
30 segs	5,79	-	-

Tabla C.12: Comparación de Costo por no Suministro – Caso 3 DA.

Duración	Costo [MCLP] – Caso 3 DA	
	S/Esquema	C/Esquema
20 min	443,98	7,93
1 hr	1.015,02	7,93
2 hr	1.849,47	7,93

Tabla C.13: Comparación de Costo por no Suministro – Caso 4 DA.

Duración	Costo [MCLP] – Caso 4 DA	
	S/Esquema	C/Esquema
20 min	443,98	30,71
1 hr	1.015,02	35,51
2 hr	1.849,47	45,00

Tabla C.14: Comparación de Costo por no Suministro – Caso 5 DA.

Duración	Costo [MCLP] – Caso 5 DA	
	S/Esquema	C/Esquema
20 min	1.006,37	235,36
1 hr	2.302,62	526,59
2 hr	4.232,52	946,92

Tabla C.15: Comparación de Costo por no Suministro – Caso 6 DA.

Duración	Costo [MCLP] – Caso 6 DA	
	S/Esquema	C/Esquema
20 min	1.174,12	633,63
1 hr	2.762,37	1.383,16
2 hr	5.135,38	2.496,42

C.2.2. Demanda Baja

Tabla C.16: Desglose de etapas EDAC: Potencias por Sector (DB)

DA Jor. Laboral	Desglose de Potencia por sector – EDAC Convencional [MW]							Esquema Selectivo [MW]			
	Etap 1	Etap 2	Etap 3	Etap 4	Etap 5	Etap 6	Total EDAC	Bloqu e I	Bloqu e II	Bloqu e III	Total
Carga R	134,5	84,06	82,1	70,18	52,19	59,39	482,4	128,5	154,2	179,9	462,6
Res. Com.	80,71	50,44	49,26	42,11	31,31	35,63	289,5	0	0	109,6	109,6
	33,63	21,02	20,53	17,55	13,05	14,85	120,6	128,5	154,2	70,3	353
Carga I	23,72	12,52	13,25	15,4	3	1,68	69,57	0	0	0	0
Min. Ind.	15,71	3,39	11,56	7,1	3	1,68	42,44	0	0	0	0
Transp.	8,01	9,13	1,68	8,3	0	0	27,12	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	158,2	96,58	95,35	85,58	55,19	61,07	552,0	128,5	154,2	179,9	462,6

Tabla C.17: Costo por no suministro de energía (SIC) – EDAC (DB).

Duración	Costo por no suministro de energía (SIC) – EDAC Convencional					
	Etap 1 [MCLP]	Etap 2 [MCLP]	Etap 3 [MCLP]	Etap 4 [MCLP]	Etap 5 [MCLP]	Etap 6 [MCLP]
20 min	312,84	186,83	182,06	182,04	86,94	88,3
1 hr	709,5	434,66	421,18	394,29	232,89	249,26
2 hrs	1.309,09	795,67	789,85	707,32	455,1	492,54

Tabla C.18: Costo por no suministro de energía (Atacama) – EDAC (DB).

Duración	Costo por no suministro de energía (Atacama) – EDAC Convencional					
	Etapa 1	Etapa 2	Etapa 3	Etapa 4	Etapa 5	Etapa 6
	[MCLP]	[MCLP]	[MCLP]	[MCLP]	[MCLP]	[MCLP]
20 min	87,42	21,29	66,36	38,54	17,82	11,29
1 hr	104,9	25,7	79,76	46,19	25,55	18,23
2 hrs	146,64	35,01	110,73	64,93	40,43	30,49

Tabla C.19: Costo por no suministro de energía – Esq. Selectivo (DB).

Duración	Costo por no suministro de energía – EDAC Selectivo		
	Bloque I [MCLP]	Bloque II [MCLP]	Bloque III [MCLP]
2 segs	-	-	0,46
5 segs	-	0,6	-
30 segs	3,02	-	-

Tabla C.20: Comparación de Costo por no Suministro – Caso 5 DB.

Duración	Costo [MCLP] – Caso 5 DB	
	S/Esquema	C/Esquema
20 min	950,71	338,21
1 hr	2.192,52	739,28
2 hr	4.057,03	1.348,18

Tabla C.21: Comparación de Costo por no Suministro – Caso6 DB

Duración	Costo [MCLP] – Caso 6 DB	
	S/Esquema	C/Esquema
20 min	1.039,01	892,88
1 hr	2.441,78	2.003,41
2 hr	4.549,57	3.672,85