



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

**SISTEMA DE MONITOREO PARA EL ANÁLISIS DEL MANEJO
ESTRATÉGICO DE CAPACIDAD DE CORTO PLAZO EN EL MERCADO
ELÉCTRICO CHILENO (SISTEMA SIC)**

TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA,
MENCION ELÉCTRICA

ENRIQUE SALINAS ESCOBAR

PROFESOR GUIA:
RODRIGO PALMA BEHNKE

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
MARCOS SEPÚLVEDA FERNÁNDEZ
GUILLERMO JIMÉNEZ ESTÉVEZ

Este trabajo ha sido financiado por AGCI y FONDECYT

SANTIAGO DE CHILE
OCTUBRE DE 2013

RESUMEN

El desarrollo de los mercados eléctricos competitivos en el mundo ha traído como consecuencia tener que abordar diversas fallas en el diseño y estructura de los mismos. Una de estas fallas tiene que ver con el comportamiento estratégico de algunos agentes para distorsionar los precios a través del ejercicio del poder de mercado. Es por ello que se están desarrollando Sistemas de Monitoreo de Mercado (SMM) que permitan alertar y detectar de manera ex-ante y ex-post posibles alteraciones y/o comportamientos anticompetitivos de algunos agentes. En esta línea, se han desarrollado diversas metodologías que muestran las distorsiones en el mercado, tales como los modelos de simulación oligopólicos, modelos estadísticos, modelos econométricos, métodos de análisis comparativo, entre otros.

Una de las formas de actuar estratégicamente para ejercer poder de mercado, es a través del manejo de la capacidad de generación (Capacity Withholding). En el corto y mediano plazo esta situación puede ser aprovechada por medio del manejo del mantenimiento de las unidades de generación, por parte de una empresa que cuenta con diversos tipos de tecnología y gran capacidad de generación. De la revisión bibliográfica se determinó que no se han desarrollado estudios o análisis con relación a los efectos que tiene la declaratoria de indisponibilidad de mantenimiento en mercados tipo pool obligatorio, y si dicha situación puede ser aprovechada para ejercer poder de mercado.

En tal sentido, el presente trabajo se dirige al análisis de posibles conductas anticompetitivas a través de un SMM, basado en una serie de indicadores que entregan señales con relación a este tipo de comportamiento estratégico. En concreto, la metodología propuesta se basa en la técnica de análisis comparativo o benchmark, en la cual se comparan dos situaciones, la primera considerando la indisponibilidad por mantenimiento de una central y la segunda sin considerar dicha indisponibilidad. Si se producen efectos sobre los precios e indicadores, esto entregaría señales que se podría estar produciendo manejos estratégicos de capacidad. Para validar el método propuesto se analiza el mercado eléctrico chileno, en el Sistema Interconectado Central (SIC), por cuanto tiene una estructura de mercado altamente concentrada. Para cuyo efecto se utiliza información de la programación semanal del año 2011, habiendo efectuado simulaciones con el programa de operación de corto plazo (PCP) que utiliza el Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC).

Los resultados y el análisis realizado permiten concluir que el sistema de indicadores propuesto permite entregar de manera proactiva y práctica señales de la posible presencia de comportamientos estratégicos generados a partir del retiro de centrales de generación por mantenimiento. Se determina que cuando una empresa es excedentaria en su generación e indispensable para la operación del sistema (Indicador de Productor Residual – RSI menor a uno), está en mejor posición para efectuar comportamientos anticompetitivos. Es así que el sistema de indicadores permitió revelar que debido al retiro de centrales por mantenimiento, una empresa como Endesa podría contar con mayores posibilidades de manipulación del mercado. Esta situación permite señalar que en el corto y mediano plazo, en mercados tipo pool obligatorio, también es posible que se ejerzan conductas anticompetitivas que distorsionen los precios del mercado.

Finalmente, el alto nivel de concentración verificado en el mercado eléctrico del sistema SIC, genera la necesidad de establecer un esquema de monitoreo, además de implementar medidas de mitigación, tales como un mayor incentivo a la competencia a través de la disminución de barreras de entrada, contar con una red de transmisión robusta y con acceso abierto, así como establecer reglamentaciones que limiten la concentración de propiedad en forma acorde.

Dedicatoria

*Para mis padres Florencia y
Enrique, y para todos mis
hermanos. Pero en especial para
esas dos personas que me
motivan y son mi soporte día a
día Marita y Nicolás*

Agradecimientos

En estas líneas quisiera expresar mis sinceros agradecimientos a aquellas personas e instituciones que han sido parte del proceso que culmina con este trabajo.

En primer término quiero agradecer a mi profesor guía Dr. Rodrigo Palma B. por su gran apoyo, dedicación y confianza durante el desarrollo de este trabajo de tesis, sus consejos y sugerencias, fueron primordiales para sacar adelante este trabajo de tesis.

Asimismo, un agradecimiento a Carlos Benavides Farías, por su colaboración, sus comentarios y discusiones fueron importantes para apuntalar el presente trabajo de tesis. Aprecio su disposición a atender mis inquietudes a lo largo del desarrollo del presente trabajo.

A la Agencia de Cooperación Internacional de Chile (AGCI), por el apoyo económico, al haber financiado mis estudios del magister a través de un beca, brindándome la posibilidad de concretar este gran anhelo en mi vida profesional.

Al Fondo Nacional de Desarrollo Científico y Tecnológico (FONDECYT), Proyecto N° 1120317, por brindarme la ayuda en el desarrollo del presente trabajo.

Al mismo tiempo, quiero agradecer a las personas que hicieron de mi paso por el magister una experiencia tremendamente agradable e inolvidable, Nataly, Alexys, Fabián, Oscar, Sixtary, Henry, Gonzalo, Osvaldo, Diego A., Diego O., Jacqueline, Roberto, Camila y Benjamín, gracias por gran su amistad.

Del mismo, un agradecimiento a aquellas personas, con las que compartí y me brindaron su amistad y apoyo, haciendo de mi estancia en Chile una experiencia inolvidable, a los que se quedan y a los que ya regresaron: Eduardo, César, Maggie, Minh, Ramiro, Elizabeth, Sergio Pablo, Jennifer, Marcelo, Juan, Héctor, Lurys y Melisa, a esa gran comunidad de amigos.

Tabla de Contenido

Capítulo 1	Introducción	1
1.1	Motivación	1
1.2	Objetivos	3
1.2.1	Objetivo General	3
1.2.2	Objetivos Específicos	3
1.3	Alcances	4
1.4	Estructura del Trabajo	4
Capítulo 2	Conceptos de Poder de Mercado	6
2.1	Los Mercados Eléctricos de Energía	6
2.1.1	Modelos de Organización de los Mercados de Energía	7
2.1.2	Características del Modelo Pool Obligatorio	11
2.1.3	Manipulación de los Mercados Eléctricos	14
2.2	Poder de Mercado	17
2.2.1	Definición de Poder de Mercado	17
2.2.2	Tipos de Poder de Mercado	19
2.3	Estrategias de ejercicio de poder de mercado	21
2.3.1	Manejo estratégico de la capacidad	21
2.3.2	Manejo estratégico de los precios	23
2.3.3	Manejo estratégico de la red de transmisión	24
2.4	Manejo de la Capacidad en Mercados con Modelo Pool Obligatorio	25
2.4.1	Estrategias de corto y mediano plazo	25
2.4.2	Estrategias de largo plazo	28
2.5	Indicadores de poder de mercado	30
2.5.1	Indicadores estructurales y de concentración de mercado	30
2.5.2	Indicadores de comportamiento	32
2.5.3	Indicadores obtenidos por simulaciones de mercado	34
Capítulo 3	Mecanismos de Detección y Monitoreo de Poder de Mercado	37
3.1	Introducción a los Sistemas de Monitoreo	37
3.1.1	Sistemas de Monitoreo de Mercado	37
3.1.2	Función de Detección de Poder de Mercado	39
3.2	Métodos de Análisis de Poder de Mercado	40
3.2.1	Análisis de indicadores de estructura y comportamiento	41
3.2.2	Análisis Comparativo (benchmarking)	42
3.2.3	Análisis estadístico de los datos del mercado	44

3.2.4	Análisis con modelos de simulación	45
3.3	Experiencias internacionales	54
3.3.1	Argentina	55
3.3.2	Australia	55
3.3.3	Inglaterra y gales	56
3.3.4	Canadá (Ontario).....	56
3.3.5	Nueva Zelanda.....	57
3.3.6	New York.....	57
3.3.7	PJM.....	58
3.3.8	Nueva Inglaterra	58
Capítulo 4	Propuesta del Sistema de Monitoreo	60
4.1	Descripción del problema.....	60
4.2	Fundamento teórico de la propuesta.....	62
4.3	Propuesta metodológica	65
4.4	Sistema de indicadores propuestos	67
4.4.1	Indicadores estructurales	68
4.4.2	Indicadores del nivel de ingresos.....	69
4.4.3	Indicadores del precio medio del mercado.....	71
4.4.4	Indicadores para comparación (análisis benchmark).....	72
4.5	Implementación de la propuesta.....	76
Capítulo 5	Aplicación al Sistema Interconectado Central.....	78
5.1	Descripción del sistema interconectado central.....	78
5.1.1	Características de Sistema Interconectado Central.....	78
5.1.2	Planificación de la operación en el SIC.....	80
5.1.3	Programación de mantenimientos en el SIC.....	82
5.2	Descripción de los casos de estudio	84
5.2.1	Antecedentes de los casos de estudio	84
5.2.2	Selección de casos de estudio.....	86
5.3	Análisis de la racionalidad de resultados	87
5.3.1	Caso: Semana del 25-02-2011 al 03-03-2011, AES GENER	87
5.3.2	Caso: Semana del 19-08-2011 al 25-08-2011, ENDESA.....	95
5.3.3	Caso: Semana del 09-12-2011 al 15-12-2011, ENDESA.....	102
5.4	Análisis estratégico de resultados.....	109
5.5	Lineamientos y medidas de mitigación	110
Capítulo 6	Conclusiones y Trabajo Futuro	114
6.1	Conclusiones	114

6.2 Trabajo Futuro	117
Referencias	118
Anexos	124
Anexo I: Centrales de Generación y Empresas Propietarias - Sistema SIC.....	125
Anexo II: Casos Seleccionados para Análisis	131
Anexo III: Resultados de Análisis Comparativo	133
Anexo IV: Implementación de metodología	223

Índice de Figuras

Figura 2.1: Estructuras básicas existentes de mercados de energía	8
Figura 2.2: Interacciones en el Modelo Pool	11
Figura 2.3: Modelo Pool o mancomunado.....	12
Figura 2.4: Elementos básicos de una situación de manipulación de mercado.....	17
Figura 2.5: Estrategia básica de manejo de capacidad	22
Figura 2.6: Estrategia básica por manejo de precios.....	23
Figura 2.7: Efectos precio cantidad	35
Figura 4.1: Manejo la capacidad por mantenimiento	62
Figura 4.2: Flujograma de metodología propuesta.....	66
Figura 4.3: Etapas de implementación	76
Figura 5.1: Programación de la operación	80
Figura 5.2: Etapas de programación de mantenimientos	83
Figura 5.3: Análisis comparativo (Benchmark).....	85
Figura 5.4: Comparación de costos marginales – Barra Quillota220, Semana del 25-02-2011 al 03-03-2011	89
Figura 5.5: Comparación de generación horaria empresa AES GENER, Semana del 25-02-2011 al 03-03-2011	89
Figura 5.6: Comparación energía producida y contratada empresa AES GENER, Semana del 25-02-2011 al 03-03-2011	91
Figura 5.7: Comparación del índice de concentración HHI sistema SIC, Semana del 25-02-2011 al 03-03-2011	92
Figura 5.8: RSI operacional empresa AES GENER, Semana del 25-02-2011 al 03-03-2011 ..	92
Figura 5.9: Comparación del ingreso horario mercado spot, empresa AES GENER, Semana del 25-02-2011 al 03-03-2011	93
Figura 5.10: Comparación del ingreso horario total, empresa AES GENER, Semana del 25-02-2011 al 03-03-2011	94
Figura 5.11: Comparación del precio medio horario, empresa AES GENER, Semana del 25-02-2011 al 03-03-2011	94
Figura 5.12: Comparación de costos marginales – Barra Pehuenche220, Semana del 19-08-2011 al 25-08-2011	96
Figura 5.13: Comparación de generación horaria empresa ENDESA, Semana del 19-08-2011 al 25-08-2011	97
Figura 5.14: Comparación energía producida y contratada empresa ENDESA, Semana del 19-08-2011 al 25-08-2011.....	98

Figura 5.15: Comparación del índice de concentración HHI sistema SIC, Semana del 19-08-2011 al 25-08-2011	99
Figura 5.16: RSI operacional empresa ENDESA, Semana del 19-08-2011 al 25-08-2011	99
Figura 5.17: Comparación del ingreso horario mercado spot, empresa ENDESA, Semana del 19-08-2011 al 25-08-2011	100
Figura 5.18: Comparación del ingreso horario total, empresa ENDESA, Semana del 19-08-2011 al 25-08-2011	101
Figura 5.19: Comparación del precio medio horario empresa ENDESA, Semana del 19-08-2011 al 25-08-2011	101
Figura 5.20: Comparación de costos marginales – Barra SanLuis220, Semana del 09-12-2011 al 15-12-2011	103
Figura 5.21: Comparación de generación horaria empresa ENDESA, Semana del 09-12-2011 al 15-12-2011	104
Figura 5.22: Comparación energía producida y contratada empresa ENDESA, Semana del 09-12-2011 al 15-12-2011	105
Figura 5.23: Comparación del índice de concentración HHI sistema SIC, Semana del 09-12-2011 al 15-12-2011	106
Figura 5.24: RSI operacional empresa ENDESA, Semana del 09-12-2011 al 15-12-2011	106
Figura 5.25: Comparación del ingreso horario mercado spot, empresa ENDESA, Semana del 09-12-2011 al 15-12-2011	107
Figura 5.26: Comparación del ingreso horario total, empresa ENDESA, Semana del 09-12-2011 al 15-12-2011	108
Figura 5.27: Comparación del precio medio horario empresa ENDESA, Semana del 09-12-2011 al 15-12-2011	108

Índice de Tablas

Tabla 3.1: Categorización de técnicas de detección de poder de mercado	40
Tabla 3.2: Análisis preliminares de poder de mercado.....	42
Tabla 3.3: Modelos para simulación de poder de mercado.....	45
Tabla 5.1: Casos Seleccionados.....	87
Tabla 5.2: Comparación de costos marginales promedio de sistema SIC, Semana del 25-02-2011 al 03-03-2011.....	88
Tabla 5.3: Comparación de la generación horaria empresa AES GENER, Semana del 25-02-2011 al 03-03-2011.....	90
Tabla 5.4: Variación porcentual de generación diaria por empresa – Esc3, Semana del 25-02-2011 al 03-03-2011.....	90
Tabla 5.5: Comparación de costos marginales promedio de sistema SIC, Semana del 19-08-2011 al 25-08-2011.....	96
Tabla 5.6: Comparación de la generación horaria empresa ENDESA, Semana del 19-08-2011 al 25-08-2011.....	97
Tabla 5.7: Variación porcentual de generación diaria por empresa – Esc3, Semana del 19-08-2011 al 25-08-2011.....	98
Tabla 5.8: Comparación de costos marginales promedio de sistema SIC, Semana del 09-12-2011 al 15-12-2011.....	103
Tabla 5.9: Comparación de la generación horaria empresa ENDESA, Semana del 09-12-2011 al 15-12-2011.....	104
Tabla 5.10: Variación porcentual de generación diaria por empresa – Esc3, Semana del 09-12-2011 al 15-12-2011.....	105

Acrónimos

ACCC	Australian Competition and Consumer Commission
ACP	Análisis de Componentes Principales
BETTA	British Electricity Trading Transmission Arrangements
CAISO	California Independent System Operator
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista
CDEC	Centro de Despacho Económico de Carga
CNE	Comisión Nacional de Energía
CSF	Conjectured Supply Function
DO	Dirección de Operación del CDEC
ENRE	Ente Nacional Regulador de la Electricidad
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
IMM	Independent Market Monitoring
IMO	Ontario Independent Electricity Market Operator
IOM	Informes de Operación mensual
ISO/RTO	Independent System Operator/ Regional Transmission Organization
ISO-NE	Independent System Operator–New England
HHI	Índice Herfindahl-Hirschman
LI	Índice de Lerner
MAU	Unidad de Evaluación de Mercado
MMPD	Market Monitoring and Performance Division
MMU	Market Monitoring Unit
MSP	Ontario’s Market Surveillance Panel
NECA	National Electricity Code Administrator
NEM	Australian National Electricity Market
NEMMCO	National Electricity Market Management Company Limited
NETTA	New Electricity Trading Arrangements

NYISO	New York Independent System Operator
NZEM	New Zealand Electricity Market
OEB	Ontario Energy Board
OFFER	Office of Electricity Regulation
OFGEM	Office of Gas and Electricity Markets
OM	Operador del Mercado
OS	Operador del Sistema
PCMI	Price-Cost Margin Index
PCP	Programación de Corto Plazo
PDDD	Programación Dinámica Dual Determinística
PJM	Pennsylvania–New Jersey–Maryland Pool
PMG	Pequeños Medios de Generación
PMGD	Pequeños Medios de Generación Distribuidos
PSI	Pivotal Supplier Index
RSI	Residual Supply Index
SFE	Supply Function Equilibrium
SIC	Sistema Interconectado Central
SMM	Sistema de Monitoreo de Mercado

Capítulo 1

Introducción

1.1 Motivación

El desarrollo de los mercados eléctricos competitivos en el mundo ha traído como consecuencia la aparición de diversas fallas en el diseño y estructura de mercado. Una de estas fallas tiene que ver con el comportamiento estratégico de algunos agentes para distorsionar los precios a través del ejercicio del poder de mercado. Es por ello que se están desarrollando Sistemas de Monitoreo de Mercado (SMM) que permitan alertar y detectar de manera ex-ante y ex-post posibles alteraciones y/o comportamientos anticompetitivos de algunos agentes. En esta línea, se han desarrollado diversas metodologías que muestran las distorsiones en el mercado, tales como los modelos de simulación oligopólicos, modelos estadísticos, modelos econométricos, métodos de análisis comparativo, entre otros. Claramente, el seguimiento del comportamiento de mercado de la electricidad ha sido identificado como una tarea importante en los mercados eléctricos competitivos.

Al respecto, se han desarrollado diversos trabajos referidos a la implementación de sistemas de monitoreo de mercado en los diversos mercados eléctricos del mundo, sobre todo en aquellos mercados más liberalizados como PJM, NYISO, CAISO, etc., donde la mayoría de los trabajos se centran en el sistema de monitoreo como herramienta para supervisar la eficiencia del mercado. Para dicho efecto se han desarrollado diversos indicadores y metodologías que permitan medir y monitorear el poder de mercado, a través de modelos de simulación (Cournot, Bertrand, Función de Equilibrio de Oferta, teoría de juegos, teoría de subastas). También existen metodologías que se basan en análisis estadísticos con modelos econométricos (Bresnahan–Lau) o a través de Análisis de Componentes Principales (ACP). Asimismo, se han desarrollado trabajos referidos al análisis de benchmarking competitivo en los mercados eléctricos, es decir comparar un hipotético estado competitivo con el estado real o actual, los cuales han dado muy buenos resultados en mercados con estructura centralizada.

En el caso particular de Chile, como antecedentes recientes se tienen los trabajos desarrollados por Sharo Escobar y Tomas Reid, referidos a sistemas de monitoreo de mercado. Así por ejemplo, en el trabajo de Sharo Escobar [1], se desarrollan los fundamentos respecto al sistema de monitoreo de mercado como una herramienta para analizar el riesgo en los proyectos de inversión desde el punto de vista del segmento de generación, por cuanto los inversionistas pueden tomar la información del sistema de monitoreo para poder planificar sus proyectos de inversión. El sistema de Monitoreo de Mercado básicamente está constituido por índices que permiten medir el comportamiento y la estructura del mercado eléctrico.

Por otra parte, Tomas Reid [2] desarrolla una herramienta computacional para el Mercado Eléctrico Chileno, tomando la información del Sistema Interconectado Central. Esta información es sistematizada en una base de datos, en base a la cual se calculan los principales indicadores del sistema, con el objetivo de supervisar variables de riesgo, apoyado a través reportes gráficos. Esta herramienta fue implementada sobre el programa "DeepEdit" desarrollado en el departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Chile, este Sistema de Monitoreo de Mercado incluye básicamente elementos de la red eléctrica, el mercado eléctrico y la red hidráulica.

Otros trabajos en Chile fueron desarrollados por Villar [3] y Arellano [4], los mismos que utilizan el modelo de Cournot – Oligopólico para analizar el comportamiento del mercado eléctrico chileno, asumiendo que dicho mercado se comporta como una bolsa de energía; dichos análisis se efectúan en el largo plazo. Villar concluye que para periodos de corto plazo la demanda juega un papel importante en la determinación de precios, debido a que su comportamiento inelástico da oportunidad a los agentes de mercado de ofertar energía a precios demasiado altos. Así también señala que la utilización de contratos bilaterales reduce posibilidades para el potencial ejercicio de poder de mercado. Arellano determina que en sistemas hidrotérmicos los productores pueden ejercer poder de mercado, distorsionando la asignación intertemporal del agua de los embalses. El incentivo a ejercer poder de mercado está fuertemente determinado por la diferencia en la elasticidad precio de la demanda residual que se observa entre períodos, ello significa que el productor tiene incentivo a sub-utilizar el agua disponible en períodos en que la demanda es menos elástica y a sobre-utilizarla en períodos en que la demanda residual es más elástica.

Sin embargo, efectuada la revisión de la bibliografía no se han encontrado trabajos que desarrollen sistemas de monitoreo de poder de mercado que detecten o muestren señales de posibles comportamientos estratégicos de los agentes para mercados eléctricos

tipo pool obligatorio, tal como el mercado eléctrico chileno, por medio de la retención de capacidad por mantenimiento de centrales eléctricas, cuyos efectos se producen en el corto plazo. Por lo que, en primer término, la cuestión en discusión es si es posible manipular este tipo de mercados eléctricos en el corto plazo a través del manejo estratégico de capacidad (retiro de centrales por mantenimiento), por cuanto el control de la programación de los mantenimientos depende exclusivamente de los propietarios de las centrales

Por lo tanto, el presente trabajo pretende analizar las posibles razones que podrían originar la manipulación de precios en mercados eléctricos del tipo pool obligatorio en el corto plazo, a través de la retención de capacidad por mantenimiento de unidades. Un sistema de monitoreo eficaz debe analizar las operaciones de mercado y detectar un comportamiento no competitivo, por lo que se propone una metodología para el análisis de manejos estratégico de capacidad.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo General

El objetivo general es analizar comportamientos estratégicos de manejo de la capacidad a través de la declaratoria de indisponibilidad por mantenimiento de centrales de generación, para mercados con una organización tipo pool obligatorio, a través de herramientas de simulación, en el corto y mediano plazo.

1.2.2 Objetivos Específicos

Los objetivos específicos del presente trabajo de tesis son los siguientes:

- Desarrollar el estado del arte de los sistemas de monitoreo de mercado y las principales estrategias de manejo de capacidad en los mercados eléctricos
- Conocer las diversas metodologías de análisis de comportamientos estratégicos de retención de capacidad en los mercados eléctricos.

- Disponer de una propuesta metodológica para el análisis de retención de capacidad por mantenimiento de centrales, utilizando herramientas de simulación en el corto y mediano plazo.
- Disponer de una validación de la metodología propuesta.
- Proponer estrategias de monitoreo y mitigación del ejercicio de poder de mercado.

1.3 Alcances

El siguiente trabajo de tesis define los siguientes alcances:

- La propuesta se centra en el planteamiento de una metodología para el análisis de manejos estratégicos de capacidad a través los mantenimientos de las centrales en sistemas de mercado con diseño tipo pool obligatorio para un horizonte de corto y mediano plazo.
- Se contempla la implementación de un sistema de monitoreo a nivel de propuesta para la supervisión de comportamientos anticompetitivos en el sector eléctrico, para validar la propuesta.
- En la propuesta no se desarrolla aspectos de monitoreo de la seguridad del servicio.
- El estudio utilizará información disponible en los sistemas de información pública a partir del año 2011.
- El estudio de casos considera el análisis para el Sistema Interconectado Central SIC.

1.4 Estructura del Trabajo

El presente trabajo se divide en seis (6) capítulos, con el fin de abordar los objetivos del trabajo, cuyo contenido en forma resumida se describe a continuación.

En el Capítulo 2 se presenta brevemente el desarrollo de los conceptos de poder mercado, para una mejor comprensión se desarrollan también conceptos generales de modelos de organización de mercados eléctricos, resaltando las características operativas y

de funcionamiento de los mercados eléctricos tipo pool obligatorio. Asimismo, se desarrollan conceptos de manipulación de mercados eléctricos, tipos de poder de mercado, y las principales estrategias de ejercicio de poder de mercado, tales como manejo estratégico de capacidad, de precios y redes de transmisión. Además, se describen las estrategias de corto, mediano y largo plazo, así como los principales indicadores para detectar comportamientos anticompetitivos.

Luego, en el Capítulo 3, se desarrollan los principales mecanismos y metodología para la detección de poder de mercado que se encuentran en la literatura actual respecto a la detección y análisis de poder de mercado (modelos oligopólicos, modelos econométricos, análisis comparativos, análisis estadísticos y análisis de simulación) en los mercados eléctricos actuales, efectuando un análisis de su posible aplicación a la realidad de los mercados eléctricos tipo pool obligatorio. También se incluyen algunas experiencias internacionales de implementación de monitoreo de mercado.

En el Capítulo 4 siguiente, se presenta la propuesta metodológica para alcanzar los objetivos del trabajo que se desarrolla, el cual comprende la descripción del problema, el desarrollo teórico de la propuesta, el diagrama de flujo, el sistema de indicadores propuesto y la implementación de la propuesta.

Los resultados de aplicar la metodología descrita se exponen en el Capítulo 5, cuya validación se efectúa para el Sistema Interconectado Central, por lo que se describen las características del mercado, planificación y programación de mantenimientos para dicho sistema. Asimismo, se describen aspectos referidos a los casos de estudio, sus antecedentes y criterios de selección. A continuación, se efectúa el análisis de resultados desde el punto de vista de la racionalidad y estratégico, el primero porque analiza cada caso en específico de acuerdo a los supuestos e hipótesis planteadas y, el segundo porque analiza los resultados desde una mirada más global. En este sentido, se eligieron tres casos representativos, para mostrar la metodología planteada. En la última parte del capítulo, se difunden algunos lineamientos y medidas de mitigación de poder de mercado.

Finalmente, y considerando los distintos antecedentes, discusiones y resultados, en el Capítulo 6 se presentan las conclusiones del trabajo realizado, y a la vez se dan líneas sobre diversos trabajos futuros.

Capítulo 2

Conceptos de Poder de Mercado

2.1 Los Mercados Eléctricos de Energía

La imposibilidad de almacenar económicamente la electricidad, la existencia de diversos tipos de tecnología de generación con distintos costos de inversión y operación, la operación de una red interconectada donde existían restricciones de transmisión, llevaron a que en el pasado el sector eléctrico fuera usualmente operado por un monopolio verticalmente integrado. Subsistía la idea de que era difícil coordinar la generación y transmisión como empresas separadas, debido a que debía hacerse la operación en forma integrada, además de planificarse en forma conjunta las inversiones en generación y transmisión.

Sin embargo, para buscar una mayor eficiencia del sistema y debido al crecimiento de los sistemas, se implantaron reformas estructurales y regulatorias en el sector eléctrico trayendo consigo la creación de mercados eléctricos competitivos. Las nuevas formas de organización del sector consideran esquemas organizativos cuyos objetivos son buscar una mayor eficiencia económica de la industria a través de la separación de las actividades (generación, transmisión, distribución y comercialización) y promover la competencia donde esta sea posible (generación y comercialización).

En un mercado eléctrico competitivo la energía eléctrica se transa como cualquier otro bien, entre consumidores y productores, pero por sus características particulares también intervienen otros actores tales como los transportistas, los distribuidores, los comercializadores, intermediarios, etc. La operación de la red y del mercado pueden realizarse de manera separada, finalmente en este esquema es importante la participación del ente regulador que fija el marco regulatorio correspondiente.

El establecimiento de estos esquemas de mercados se ha dado en forma paulatina en gran parte de los países, cada uno con características particulares en la forma de

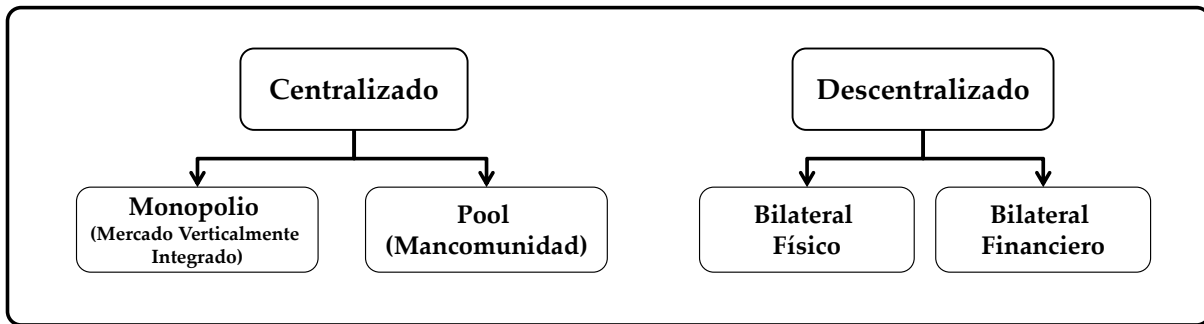
organización de los agentes participantes, adaptándose a la realidad de cada uno de los países, estando el mercado de electricidad en constante desarrollo, donde siempre aparecen nuevos problemas y retos sobre la organización del mercado eléctrico, a veces las experiencias de un país o lugar no pueden ser aplicadas en otro, debido a diversos factores políticos, sociales, económicos, geográficos, etc.

2.1.1 Modelos de Organización de los Mercados de Energía

No existe una clasificación única, aceptada internacionalmente de los distintos tipos de mercado. Según [5] y [6] a nivel internacional se han identificado cuatro modelos típicos de organización de mercados eléctricos de acuerdo al grado de competencia que se introduce en el sistema. Estos son: el monopolio verticalmente integrado, el comprador único, el sistema con competencia mayorista y el sistema con competencia minorista. A estos modelos se les conoce como diseños de mercado, pues suponen un conjunto de reglas, instrucciones e instrumentos que varían dependiendo de la complejidad de la organización adoptada y del fomento de la competencia.

Sin embargo, existen otras formas de clasificación de la organización de mercados eléctricos. Una clasificación ampliamente aceptada es aquella que separa los mercados competitivos existentes en aquellos que tienen una estructura centralizada (modelo verticalmente integrado y modelo Pool) y en aquellos con tienen un énfasis en la descentralización en la toma de decisiones (modelo de contratos bilaterales físicos y modelo de contratos bilaterales financieros) [7].

El principio fundamental en el cual se basa la formación de un mercado eléctrico competitivo es la existencia de un mercado mayorista organizado de electricidad, cuya condicionante es la coordinación entre los diversos participantes de mercado: generadores, transportistas y consumidores. Aunque cada sistema eléctrico desarrolla su modelo de coordinación de acuerdo a sus características particulares, es posible distinguir dos modelos principales de organización de un mercado eléctrico que corresponden a dos formas de entender el mercado de la electricidad. El modelo Pool defiende la idea que debe existir un organismo centralizado (pool) el cual debe conducir al mercado a lograr la eficiencia económica, mientras que el modelo bilateral se basa en la idea que la eficiencia económica en el mercado (señal de precio eficiente) se logra a través de transacciones bilaterales directas entre los participantes, es decir es un modelo centralizado por cuanto la toma de decisiones la realizan los participantes del mercado.

Figura 2.1: Estructuras básicas existentes de mercados de energía

Fuente: [7]

A continuación se desarrolla en forma breve cada una de estos modelos de organización de mercados eléctricos.

2.1.1.1 Modelo Verticalmente Integrado

En este modelo se integran las tres principales actividades del sector eléctrico: generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, todo ello en torno a un mismo organismo. Las decisiones de planificación y operación son tomadas en forma centralizada por dicha entidad [1].

La adopción de este modelo por parte de los sistemas eléctricos se dio en forma natural desde sus orígenes, ya que éstos surgieron como pequeños sistemas de generación de electricidad, por cuanto además de la producción de energía se encargaban también del suministro a los consumidores. Posteriormente, con su crecimiento e interconexión con otros sistemas se mantuvo la forma de organización, y en varios países dichas entidades pasaron a ser administradas por entidades estatales. En otros países como Estados Unidos, muchas de ellas permanecieron como entidades privadas reguladas, constituyendo los denominados “utilities”.

Generalmente en esta clase de modelo la forma en la que se determinan los precios de la electricidad se realizaba en función a los costos que implicaba operar y mantener las instalaciones respectivas, aplicándoseles algún margen que cubriera algunos otros costos, así como posibles inversiones o subsidios, dependiendo de lo que la regulación vigente lo permita.

En la actualidad, si bien muchos países reestructuraron sus mercados y optaron por modelos competitivos, actualmente todavía es posible encontrar esta clase de modelos en

países donde no se ha hecho una reforma o en sistemas que por su tamaño o por la existencia de condiciones de monopolio natural se dificultaría su aplicación (como puede suceder en sistemas aislados o rurales).

2.1.1.2 Modelo Pool

El concepto central de un sistema mancomunado, usualmente denominado pool, establece una estructura de mercado tal que productores y consumidores no entran en una relación comercial directa. La mancomunidad, por medio de un mecanismo preestablecido y reconocido por todos sus miembros, establece el precio de mercado de corto plazo de la electricidad (“clearing price” o “precio spot”), que es el precio de despeje del mercado. Este precio resulta de la realización de un despacho económico centralizado, por parte del operador de mercado (OM), basado en la entrega de costos o de ofertas de compra y venta por parte de los agentes involucrados. Como consecuencia, se obtiene el despacho del sistema, el que se opera como si tuviese un solo dueño [7].

La operación física del sistema se deja en manos de un operador del sistema (OS), el cual debe validar la factibilidad técnica del despacho determinado por el OM, de esta forma, el OS realiza las correcciones necesarias al plan de operación y determina los servicios auxiliares requeridos. Para las distintas etapas del procedimiento anteriormente descrito, se definen fechas y horarios que deben ser respetados por todos los participantes del Pool. De esta manera, entre el OM y el OS se llega a definir la operación coordinada del sistema. En algunos países ambas funciones se encuentran integradas dentro un mismo organismo, que realiza tanto las funciones de operador del mercado y del sistema [1].

El pool gestiona, además un esquema de tarificación para la transmisión y para el conjunto de servicios complementarios necesarios para la operación segura y confiable del sistema. Por último, debe actuar como intermediario frente a la aparición de discrepancias entre los participantes del mercado. Ejemplos de esta estructura de mercado eléctrico se encuentran en Chile, Perú, Inglaterra/Gales y Argentina.

Dentro de este modelo se pueden distinguir los denominados Pool Obligatorios y los Pool Voluntarios [1]. En los mercados Pool Obligatorios la participación de los agentes es obligatoria, estando la operación de las unidades de generación subordinada al despacho realizado por el Pool, basado en la casación que se haga entre la oferta y la demanda, la cual se puede realizar en función a costos de operación o de las ofertas de suministro. En el caso de los Pool Voluntarios la operación de las unidades generadoras es similar al caso anterior, sin embargo, la participación de los agentes en el Pool es de forma

voluntaria, dependiendo de si les resulta conveniente o no. Un caso particular de este modelo son las denominadas Bolsas de Energía o Power Exchange.

En las bolsas de energía también se determina el precio de equilibrio como producto de la casación de las ofertas de compra y venta que se reciben para una determinada hora. De acuerdo a [8], otros aspectos que caracterizan a una bolsa son: que en ellas se tranzan productos estandarizados, de manera que se facilite el proceso de oferta; existe reserva en el manejo de la información que se recibe, esto dado que dicha información tiene relevancia de tipo estratégico para cada participante; el enfoque central de una bolsa de energía tiene una mayor orientación comercial que la que tiene un pool clásico. Así mismo, en la Bolsa de Energía se hace necesario la coordinación con el operador de la red, el cual debe hacer los ajustes necesarios para asegurar el equilibrio de generación y demanda, así como la confiabilidad técnica de la operación.

2.1.1.3 Modelo Bilateral

En este modelo las relaciones comerciales son realizadas directamente entre comprador y vendedor, o mediante un comercializador, poniéndose de acuerdo ambos en el precio y las condiciones de venta. Dentro de estas transacciones se pueden distinguir dos tipos principales de contratos bilaterales como tales: los de tipo físico y los de tipo financiero [1].

En el caso de los Contratos Bilaterales Físicos, suministradores y consumidores establecen libremente relaciones de tipo comercial, ya sea en forma directa o a través de un comercializador, esto mediante el intercambio directo de ofertas. Lo que generalmente caracteriza a un modelo basado en contratos bilaterales físicos, de acuerdo a [8], es su relación directa con el despacho de la operación resultante. Mediante el contrato de abastecimiento de energía, el suministrador asegura la inyección en el sistema de la potencia especificada en un plan de operación, y a su vez, los consumidores orientan su consumo a la potencia especificada en el plan de operación.

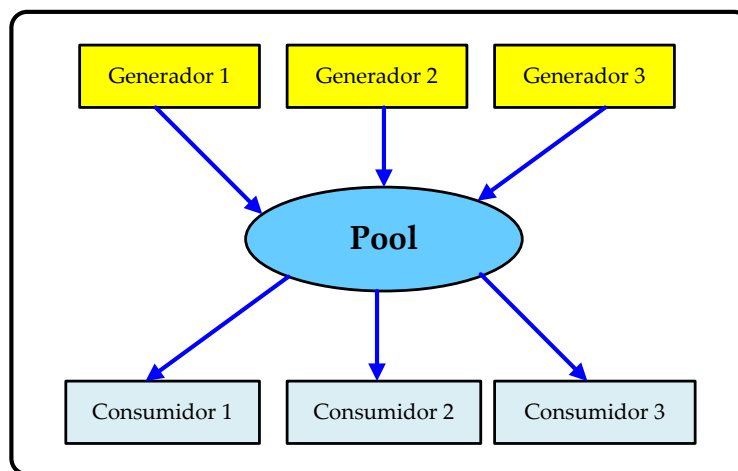
En cambio, en el caso de los Contratos Bilaterales Financieros, desde el punto de vista de la operación del sistema éstos no afectan la decisión en el despacho de las unidades generadoras, dado que tienen un carácter principalmente de intercambio de flujos de dinero más que el de un bien. Es por esto que una de las motivaciones que se tiene a la hora de firmarlos, es la cobertura frente a riesgos, como la volatilidad de los precios. Por ejemplo, esta forma de contratar es la que se establece en sistemas cuyo

mercado es de tipo Pool Obligatorio, donde el operador de mercado realiza el despacho sin tener en cuenta las obligaciones contractuales de los agentes participantes.

2.1.2 Características del Modelo Pool Obligatorio

Los mercados pool representan un concepto centralizado donde se vende y compra toda la energía a través del pool. Esto se consigue mediante la programación centralizada de todas las unidades de generación a través del pool, mientras que todos los consumidores retiran la totalidad de la demanda del pool. Por lo tanto un pool está caracterizado por el intercambio unidireccional de la energía desde los productores hacia el pool y desde el pool hacia los consumidores. El sistema es abierto únicamente para los generadores (competencia entre generadores).

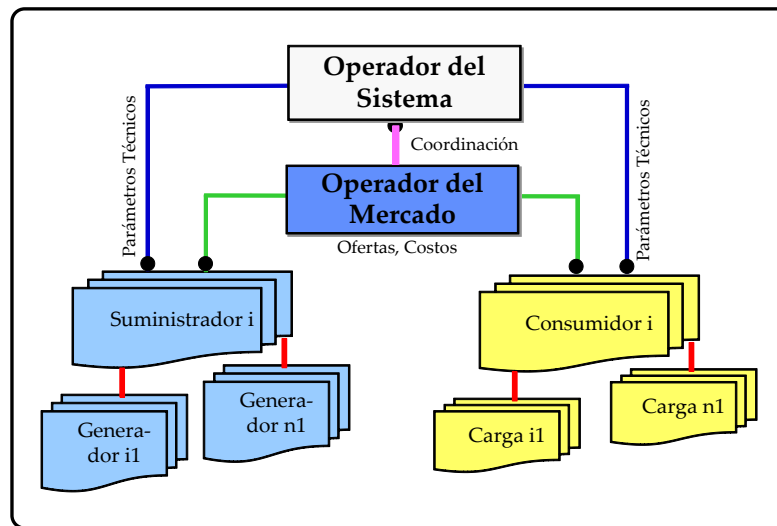
Figura 2.2: Interacciones en el Modelo Pool



Como se manifestó anteriormente, dentro de este modelo se pueden distinguir los denominados Pool Obligatorios y los Pool Voluntarios. En los mercados Pool Obligatorios (Mandatory Pool ó Compulsory Pool) la participación de los agentes es obligatoria, estando la operación de las unidades de generación subordinada al despacho realizado por el Pool en forma centralizada, basado en el precio de equilibrio que resulta de la intersección de las curvas de la oferta y de la demanda, la cual se puede realizar en función a costos de operación de las unidades de generación o de las ofertas de suministro. Los generadores son despachados siempre y cuando sus costos de producción o precios ofertados de operación sean inferiores o iguales al precio marginal del sistema, sujeto a las restricciones técnicas de operación [1].

Los modelos pool obligatorios pueden ser de diversos tipos, pueden ser con ofertas simples o con ofertas complejas, además la casación o el despacho de las unidades puede hacerse mediante costos auditados o mediante ofertas libres, para el caso particular del presente trabajo de investigación el estudio se centra en el modelo de pool obligatorio con costos auditados.

Figura 2.3: Modelo Pool o mancomunado



Fuente: [7]

Según [9] el mercado pool obligatorio con ofertas simples es aquel, en el que los productores presentan sus ofertas para suministrar una cierta cantidad de energía eléctrica a un precio determinado y por un período definido, a partir del cual se construye la curva de oferta de mercado; del mismo modo, la curva de demanda del mercado se establece sobre la base de las ofertas de venta de los consumidores, a determinadas cantidades y precios; dado que la demanda de electricidad es muy inelástica, a veces este paso se omite, y la demanda se fija como una línea vertical; la intersección de estas curvas de oferta y de demanda representa el equilibrio del mercado. El precio de equilibrio del mercado representa el precio de un megavatio-hora adicional de energía y por eso se llama el precio marginal del sistema. Los generadores son pagados a este precio por cada megavatio-hora que producen, mientras que los consumidores pagan dicho precio por cada megavatio-hora que consumen, independientemente de las ofertas y demandas que hayan presentado.

En cambio, en los pool obligatorio con ofertas complejas, los productores presentan ofertas complejas para cada una de sus unidades generadoras. Estas ofertas deben reflejar las características de costo de las unidades (incluyendo los costos marginales, puesta en

marcha y en vacío), así como algunos parámetros técnicos (potencia mínima y máxima, disponibilidad, etc.). En lugar de simplemente acumular las ofertas, el pool entonces realiza un cálculo del despacho de las unidades sobre la base de la información que entregan los productores, con lo cual se programa la producción y los precios de un determinado día, en periodos de tiempo de 15 min, media hora o una hora. Este enfoque de la programación y la fijación de precios se utilizaron entre 1990 y 2001 en el pool eléctrico de Inglaterra y Gales. Actualmente aplicable en los mercados eléctricos de Chile, Perú y Argentina.

Asimismo, en un sistema pool obligatorio con costos auditados, el operador del mercado calcula la programación óptima, sobre la base de los costos auditados de las centrales térmicas, en las entradas y niveles de los embalses de las plantas hidroeléctricas; los costos marginales del sistema que se toman en consideración para la remuneración de todas las unidades de generación en el sistema. Dado que las unidades generadoras no pueden recuperar sus costos de oportunidad ("costos evitados"), un mecanismo complementario es necesario para permitir la recuperación de los costos de inversión, esto se denomina pago por capacidad.

La tendencia reciente a nivel mundial en el diseño de mercados híbridos consistentes en permitir la existencia simultánea de un pool y contratos bilaterales, así según [6], el modelo pool obligatorio y contratos bilaterales financieros, aplicable en Perú y Chile, los pools son mercados multilaterales, donde toda la oferta y la demanda para un mismo periodo se igualan, sin necesidad de identificar las transacciones bilaterales que existan, todos los oferentes que han entrado a producir venden a todos los demandantes en cada periodo. Para compatibilizar los compromisos asumidos bajo los contratos con los despachos físicos que realizan efectivamente los generadores en el pool, se establece un mecanismo a través del cual el operador realiza las transacciones financieras con el generador que equivalgan al pago y cobro de energía retirada por el compromiso contractual, por ello los contratos con estos esquemas, se conocen como contratos bilaterales financieros, pues su firma no tiene implicancias en el despacho dentro del pool.

Características del Pool Obligatorio

El modelo pool obligatorio es **eficiente**, por cuanto el despacho económico se efectúa por orden de mérito, buscando la optimización de los costos del sistema, tomando en cuenta los costos de producción y parámetros técnicos de los participantes del pool. Del mismo modo, es un modelo con mayor **transparencia** en la fijación de precios, por cuanto

los precios reflejan las condiciones del mercado y estos son publicados diariamente y proporcionan una referencia confiable del mercado. Asimismo, favorece la entrada en el mercado de nuevos jugadores, por cuanto se garantiza un **acceso no discriminatorio** a los nuevos participantes en el pool. Los nuevos competidores en el negocio de generación pueden vender energía a precios justos. Los nuevos competidores en el negocio de suministro pueden comprar energía a precios justos. Finalmente, incrementa la **seguridad** del suministro, debido a la disponibilidad de capacidad de generación y gestión de la carga en las horas punta, que siguen las señales de los precios sobre la relación entre la demanda y la oferta.

Otra de las características del mercado pool obligatorio sería la **robustez** frente a posibles manipulaciones del mercado, ello debido a que las empresas generadoras al estar subordinadas a las acciones del operador del mercado, no podrían influir directamente en el despacho económico del sistema, sobre todo en mercados con modelos de costos auditados; sin embargo, el modelo de despacho económico que realiza el pool, depende de la **información** disponible que entregan las empresas generadoras, tales como los costos de generación, los parámetros técnicos de los equipos, disponibilidad de los equipos, información de recursos hidrológicos, niveles y cotas de embalses, etc., toda esta información es proporcionada por las empresas generadoras, por lo tanto esta muy probable que estas puedan tener **comportamientos estratégicos** con la finalidad de influenciar en los precios del mercado.

2.1.3 Manipulación de los Mercados Eléctricos

Con el desarrollo de los mercados eléctricos competitivos, muchos defectos en su estructura y diseño fueron apareciendo los cuales generaron problemas de eficiencia económica y seguridad en la operación, cuyos efectos principales se ven reflejados generalmente en el alza de precios del mercado. Con relación a los principales factores que ocasionan las subidas de precios, en [10], [11] y [12] se mencionan algunos de ellos:

- Fallas en las políticas y reglas del mercado, debido a la existencia de vacíos en la regulación, muchos originados por la falta de experiencia en la operación de los nuevos modelos de mercado, situaciones que son aprovechadas por algunos actores del mercado.
- Congestión en las líneas de transmisión, por cuantos se generan islas o áreas en el sistema, generando que en algunas de ellas los precios se incrementen debido a

comportamientos oportunistas de algunos generadores. La generación local es más costosa, debido a que la energía posiblemente más barata no es posible ser transferida debido a la restricción de transmisión.

- Brecha entre la oferta y la demanda en el largo plazo, debido al crecimiento subestimado de la demanda o a la falta de incentivos en inversión de nuevas plantas de generación, ocasionando que se tenga un margen de reserva reducido y por lo tanto precios altos, esto es que la tasa de crecimiento de la demanda se más alta de la estimada, aunado a que no existan proyectos de generación que incrementen la oferta generadora.
- Manipulación del mercado a través del ejercicio de poder de mercado, debido a la concentración de la propiedad de generación, congestión en la transmisión, etc. Este tipo de comportamientos indeseables impide la obtención de la competencia, que es un objetivo clave en la reestructuración del sector eléctrico.
- Factores inciertos, tales como el mal tiempo, accidentes, fallas, catástrofes naturales, etc.

Algunos de estos factores pueden darse de forma natural, pero otros pueden ser ocasionados intencionalmente a partir de comportamientos estratégicos por parte de algunos agentes del mercado, uno de ellos es la manipulación del mercado a través del ejercicio de poder de mercado, por lo que resulta clave analizar un poco más a fondo esta causa.

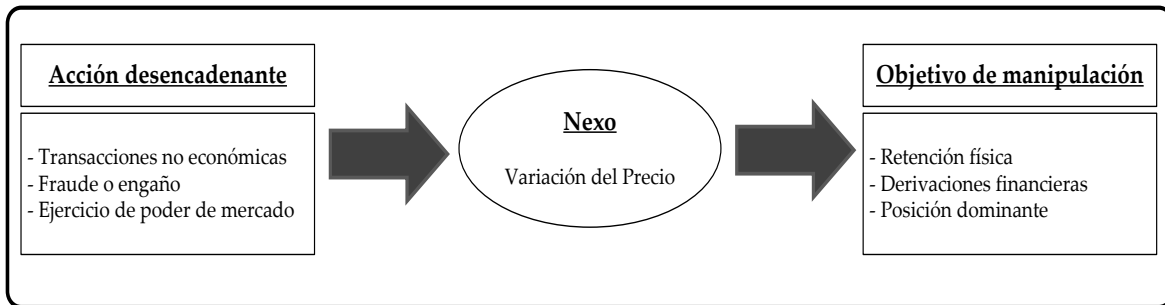
Según [13] la manipulación del mercado es un tema polémico, especialmente durante períodos donde los precios aumentan radicalmente. A pesar de la relevancia del tema, existiría una confusión acerca de lo que constituye la manipulación, hay hasta al menos dos categorías muy distintas de actos de manipulación, algunas manipulaciones aprovechan el poder de mercado, mientras que otros emplean el fraude y el engaño. Es posible ejecutar una manipulación a través del poder de mercado sin incurrir en el engaño (un productor dominante puede acaparar un mercado sin hacer declaraciones falsas o engañosas), y que no exista poder de mercado pero participar en un fraude basado en manipulaciones de mercado (un productor puede difundir información falsa o engañosa o rumores a través de los medios de comunicación, incluido Internet, o por cualquier otro medio que mueva los precios aunque su posición no sea dominante).

Es por ello que según [14] existen tres tipos de comportamientos estratégicos que pueden dar lugar a manipulación de precios en los mercados eléctricos:

- (a) **Transacciones antieconómicas o a pérdida**, un productor voluntariamente incurre en pérdidas a cambio de reducir el precio de mercado, por ejemplo un productor que no tiene poder de mercado (sin capacidad para retener su producción), voluntariamente está dispuesto a ofertar a un precio significativamente inferior al del mercado, lo que garantiza la ejecución de sus operaciones si la demanda es suficiente para absorber la cantidad ofrecida. Es importante destacar que esto demuestra que la manipulación puede ser provocada por las operaciones no rentables realizadas por los participantes del mercado que no poseen poder de mercado. Aunque la transacción pueda dar lugar a un beneficio contable, este podría estar por debajo del que hubiera resultado de haberse realizado la transacción de acuerdo con criterios esencialmente competitivos.
- (b) **Fraude o engaño**, La FERC¹ define el fraude en general, como cualquier acción, transacción o conspiración con el propósito de perjudicar, impedir o derrotar a un mercado que funcione correctamente. Por ejemplo entregar información falsa o la creación de acciones que busquen crear un precio artificial (transacciones que creen restricciones artificiales en las redes).
- (c) **Ejercicio de poder de mercado**: es el que tradicionalmente se estudia y analiza. Por ejemplo, la retención de capacidad disponible de un mercado con el objetivo de elevar el precio del mismo.

Adicionalmente, indican que para que exista manipulación en un determinado comportamiento deben existir tres componentes: a) **una acción desencadenante** (realizada con la intención de producir determinados movimientos de precios), b) **el objetivo** (una o más posiciones en los mercados cuyo valor aumentaría como consecuencia del movimiento de precios y c) **un nexo** (o vínculo causal entre el desencadenante y el objetivo). Por ejemplo, en el caso de un generador eléctrico mul-tiplanta que retiene la capacidad de alguna de sus plantas con el objetivo de aumentar la rentabilidad de sus unidades restantes, de tal manera que la retención es rentable en conjunto. La retención de capacidad sería la acción desencadenante, el nexo es aumento de los precios y el objetivo de la manipulación es incrementar la rentabilidad de los generadores.

¹ FERC Order No. 670 at P 50 & n.103 (emphasis added) (citing Dennis v. United States, 384 U.S. 855, 861 - 1966) (interpreting 18 U. S. C. § 371)

Figura 2.4: Elementos básicos de una situación de manipulación de mercado

Fuente [14]

Entre las principales aportaciones del trabajo de Ledgerwood y Harris [14] están, por un lado, que ilustra claramente la importancia que tiene la relación acción-consecuencia en la identificación de comportamientos que implican la manipulación de un mercado (resulta esencial encontrar un nexo entre la acción potencialmente punible y la consecuencia que beneficia a quien la lleva a cabo) y, por otro lado, que aporta una metodología sencilla para abordar casos de manipulación potencial de un mercado y sentar las bases de un esquema de supervisión de la competencia en los mercados de energía.

En el presente trabajo de investigación se centra mayormente en la manipulación de los mercados a través del ejercicio del poder de mercado, sobre todo las que se generan por retención de la capacidad.

2.2 Poder de Mercado

2.2.1 Definición de Poder de Mercado

Existen varias definiciones de poder de mercado. En general, el poder de mercado según la definición económica de Stoft [15], es "la capacidad de un agente de influir en el precio del mercado, independientemente de las acciones tomadas por otros agentes, con el objetivo de obtener mayores utilidades, durante un periodo determinado de tiempo", esta definición implica que el ejercicio de poder de mercado en el mercado eléctrico se refleja en la distorsión del precio, de manera que éste se encuentra alejado de su nivel competitivo.

Para Belsnes [16], el poder de mercado se define como la disponibilidad de alterar rentablemente los precios lejos del equilibrio competitivo. Los grandes generadores y grandes consumidores pueden tener la capacidad de alterar los precios. Esta definición señala que los grandes consumidores también pueden influir en los precios del mercado, aunque en la mayoría de los casos los grandes generadores son los que aprovechan su posición estratégica para poder ejercer poder de mercado.

La mayoría de las definiciones incluyen el requisito de que el ejercicio del poder de mercado debe ser rentable [17], [18]. También incluyen la disposición de que la capacidad de alterar los precios se debe mantener durante un período sustancial de tiempo. Sin embargo, para [16] un aumento de precios espectacular en un periodo corto, probablemente podría ser tan perjudicial como el aumento de precios relativos más bajos pero en un periodo más largo. Ambos tipos pueden dar una transferencia similar de la riqueza entre consumidores y productores. Los altos precios podrían por sí misma no ser una indicación clara del poder de mercado. Esto más bien podría deberse con el buen rendimiento del mercado competitivo, donde la oferta es escasa o debida a interrupciones de las líneas de transmisión, etc. Esta teoría, también es estudiada en [19], es por ello que a veces es difícil determinar si un determinado alza de precios surge como consecuencia del ejercicio de poder de mercado.

Según [20] para que exista un real ejercicio de poder de mercado debe existir “abuso de poder de mercado” que tome en cuenta los criterios de razonabilidad² y justificación³, conceptos que aluden que una distorsión de precios o de cantidades en el mercado debe cumplir ciertos pre-requisitos. Por ejemplo cuando el precio del mercado está muy elevado (irrazonable) por la escasez de recursos hídricos (justificable), no es materia de acción por parte de los entes encargados de supervisar el mercado. En cambio, si un precio es muy alto (irrazonable) por una negativa a contratar por parte de las generadoras (injustificable), entonces si es materia de acción pertinente.

En los mercados de electricidad es común la volatilidad del precio debido, muchas veces, a la escasez. Sin embargo, ello no es una prueba de ejercicio de poder de mercado,

2 Este concepto indica que la distorsión de los precios o cantidades resultantes en el mercado debe tener un límite aceptable que satisfaga tanto al consumidor y al productor, en tanto que a los productores no les sea permisible tener un alto nivel de dominio de mercado, es decir, que el mercado sea competitivo.

3 Este concepto alude a que las distorsiones de precios y cantidades en el mercado deben estar supeditadas a un criterio de verificación y validación, el cual les permita saber si el nivel de distorsión presentado en un momento del tiempo puede determinar una acción de sanción y mitigación por parte de los organismos respectivos.

sino que puede ser una consecuencia natural de las constantes expansiones de la demanda y contracciones justificadas de la oferta por diversos motivos tecnológicos o de falta de inversión en generación por motivos justificados.

Por último, para [17] el poder de mercado se produce cuando en el mercado no existe competencia perfecta, sino más bien existe un mercado de oligopolio, es decir un mercado en el que hay pocos productores que influyen en los precios del mercado. El ejercicio del poder de mercado es una cuestión que preocupa a los operadores y a los reguladores de mercado, y prácticamente casi todos los mercados de electricidad del mundo han experimentado este fenómeno, los ejemplos más emblemáticos son los casos presentados en los mercados de Reino Unido y el mercado de California de 2000 – 2001, debido principalmente a que las funciones de supervisión y monitoreo de mercado eran casi nulas [21].

2.2.2 Tipos de Poder de Mercado

2.2.2.1 Poder de Mercado Horizontal y Vertical

Poder de mercado vertical se ejerce cuando una empresa participa en dos actividades conexas, tales como la generación y transmisión de electricidad, la empresa utiliza su posición dominante en un determinada actividad para subir los precios y aumentar los beneficios de la empresa en general. **Poder de mercado horizontal** se ejerce cuando una empresa hace subir los precios a través del control de una sola actividad, como la generación de electricidad, donde posee una participación significativa de la capacidad total disponible en el mercado [17], [22] y [23]. En los mercados liberalizados de electricidad, las cuestiones relacionadas con el poder de mercado vertical se mitigan al no permitir a las empresas de generación el control de las actividades de red ó transmisión. Sin embargo, el poder de mercado horizontal sigue siendo el mayor problema en los mercados eléctricos.

2.2.2.2 Poder de Mercado Local y Total

En un mercado de electricidad pueden existir grados de ejercicio de poder de mercado, como el poder de mercado local y el poder de mercado total. Un mercado de energía que no tiene poder de mercado en el estado de funcionamiento normal, puede presentar problemas de poder de mercado como consecuencia de la congestión de su red.

Algunos proveedores de energía pueden aprovechar esta circunstancia para para ejercer **poder de mercado local** ó poder de mercado nodal para su beneficio, debido a la formación de mercados locales de energía o islas (load pockets). El concepto de poder de mercado local, puede incluso ser ejercido por aquellos proveedores pequeños tomadores de precios que en un mercado con funcionamiento normal no tienen posibilidades de ejercerlo. El **poder de mercado total**, es el concepto tradicional en el que una empresa puede ejercer poder de mercado sobre la base de manejar estratégicamente sus operaciones, cuya influencia afecta todo el sistema de energía [24] y [25].

2.2.2.3 Poder Mercado de Corto Plazo de Largo Plazo

Para [26] la definición económica de ejercicio de poder de mercado puede descomponerse en dos componentes: 1) la duración del ejercicio de poder de mercado, y 2) la magnitud del incremento de los precios por encima del nivel competitivo. En este sentido, el ejercicio del poder de mercado puede darse en lapsos cortos de tiempo ó este puede darse en periodos más largos.

El **poder de mercado de corto plazo**, es ejercido a través de estrategias de corto plazo (horas, días o semanas), por ejemplo estrategias de retención económica o física, la retención de la capacidad de producción por ejemplo en el corto plazo puede darse con la manipulación de los planes de mantenimientos de las unidades generadoras. El **poder de mercado** de largo plazo, es ejercido a través de estrategias de largo plazo (meses, trimestres o años), estos más bien se relacionan con inversiones en instalaciones nuevas de generación o ampliación de las instalaciones antiguas.

En el **largo plazo** la presencia de ejercicio de poder de mercado, atraerá a otras potenciales empresas a ingresar al mercado y el efecto será el aumento en la capacidad instalada a través de inversiones. Si existe un costo grande para entrar al mercado (barrera de entrada), este tendrá un efecto similar al poder de mercado, por lo que el regulador en el corto plazo debe aplicar políticas de contestabilidad del mercado, y en el largo plazo, debe incentivar mecanismos de inversión en capacidad de generación. La barrera de entrada es creada por una empresa, y la hace sostenible en el largo plazo, entonces con ello logra aumentar el precio del mercado, entonces la estrategia es rentable y deberá considerarse como un ejercicio de **poder de mercado en el largo plazo** [15] y [20].

2.2.2.4 Poder de mercado potencial y ejercicio real de poder de mercado

Existe una importante diferencia entre el potencial de poder de mercado y el ejercicio real del poder de mercado. Se hace esta distinción según el análisis que se hace respecto al espacio temporal en el que se realizan. Si dicho análisis se hace ex-ante se dice que se está buscando un **potencial ejercicio de poder de mercado**, o si el análisis es ex-post se está buscando indicios de **poder de mercado real ejercido**. En la medida en que lo mejor es prevenir antes de corregir, las herramientas de detección de poder de mercado que se desarrollan actualmente son en su mayoría de carácter preventivo (análisis ex-ante), aunque también se desarrollan herramientas para verificar la ocurrencia de ejercicio real de poder de mercado [17].

Incluso las funciones y roles para verificar este tipo de conductas son asumidas por diferentes entidades, así por ejemplo en USA las unidades de monitoreo de mercado (IMM ó MMU) son las encargadas del análisis ex-ante, y las entidades reguladoras ó fiscalizadores como la FERC son las encargadas del análisis ex-post. Un análisis amplio sobre dichos aspectos se efectúa en [27].

2.3 Estrategias de ejercicio de poder de mercado

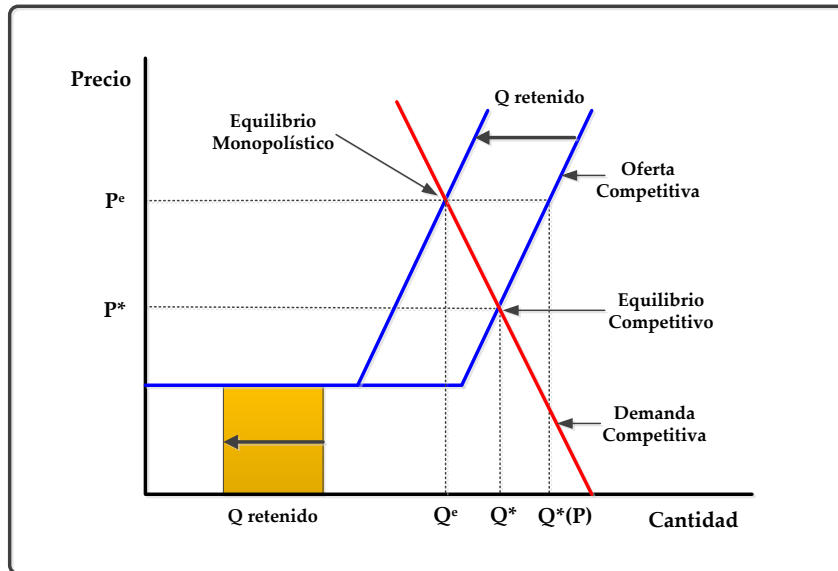
Si bien la forma precisa en que el poder de mercado puede ser ejercido depende de la estructura particular del mercado y de los mecanismos de fijación de precios, existe una tipificación general de las formas más importantes a través de las cuales se ejerce el poder de mercado en el segmento de generación. La mayoría de la literatura [18], [20] y [28] indica dos tipos de estrategias: manejo de la capacidad o manejo de los precios; sin embargo, para [15] la conducta estratégica también puede implicar el cambio de flujos en la red de transmisión, aunque, puede resultar de la combinación de estas estrategias. Sin embargo, a veces es difícil diferenciar si el poder de mercado es ejercido por manejo de la capacidad o de los precios. En la mayoría de los casos, los efectos de estas estrategias son iguales [18]. A continuación se detalla cada una de estas estrategias.

2.3.1 Manejo estratégico de la capacidad

El principio económico del manejo estratégico de la capacidad (Capacity Withholding ó Physical Withholding) se explica como sigue. Su principal estrategia es desplazar hacia la izquierda la curva de oferta competitiva hasta la curva de oferta

monopolista, mediante la retención de determinadas cantidades de producción, tal como se describe en la figura. El objetivo es aumentar el precio competitivo (P^*) hasta el precio de equilibrio monopolístico (P^e), que se convierte en el nuevo precio del mercado. Esta estrategia puede ser beneficiosa dependiendo de la cantidad de energía que queda en el mercado y la cantidad de energía retenida [18].

Figura 2.5: Estrategia básica de manejo de capacidad



Fuente [18]

Como resultado, hay tres pares de precios y cantidades: el equilibrio competitivo (P^* , Q^*), el nuevo equilibrio monopolística (P^e , Q^e) y la intersección entre el nuevo precio y el suministro competitivo curva (P^e , $Q^*(P)$). La cantidad retenida (ΔQ_w) es la diferencia entre la cantidad total ($Q^*(P)$) que sería producida por proveedores competitivos al precio monopolista (P^e) y la cantidad que realmente es producida en equilibrio monopolista (Q^e) y se puede escribir como:

$$\Delta Q_w = Q^*(P) - Q^e \quad (2-1)$$

Según [29] un productor realiza un manejo estratégico de la capacidad cuando retiene parte de su capacidad de producción en el mercado reduciendo así la oferta efectiva y haciendo subir el precio del mercado, lo que recibe como beneficios por el resto de su cartera de producción debe superar con creces la pérdida de beneficios por efecto de la retención de capacidad. Señala que la retención de capacidad puede ser ejercida por: 1) Cuando declara la indisponibilidad de una parte de su capacidad total, o 2) Cuando se

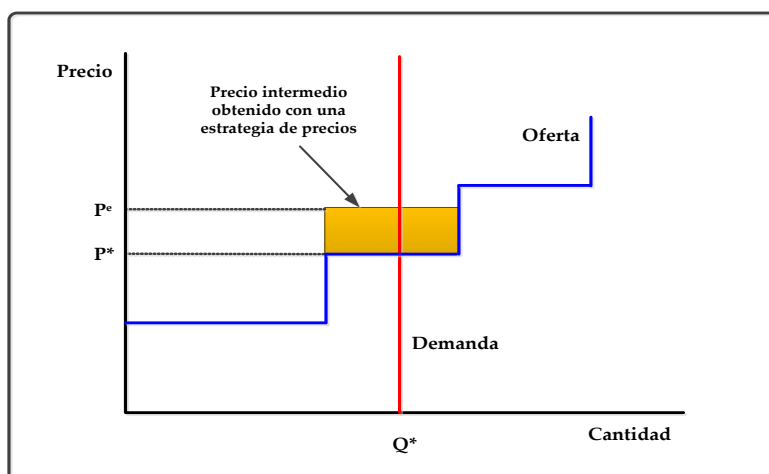
declara información falsa. Además la retención de capacidad puede ocasionar problemas de confiabilidad.

2.3.2 Manejo estratégico de los precios

El principio económico del manejo estratégico de los precios (Economic Withholding ó Financial Withholding), está relacionada con presentar ofertar a precios substancialmente mayores que los competitivos. Esta estrategia lo que se busca es que las unidades infra marginales no operen (retengan el energético primario que utilizan para producir), para que operen otras unidades más costosas. Sin embargo, podría ocurrir que aún en este caso sean convocadas a operar, con lo que el precio de equilibrio de todos modos aumentará, aunque esto ya no sería propiamente retención, pero el efecto de subir los precios sería el mismo. Por ejemplo, el productor podría tomar una estrategia de retención económica al declarar que el costo marginal de cierta planta de su propiedad es mayor que el verdadero costo [28].

Para [18] con la aplicación de una estrategia de fijación de precios o costos, se pueden obtener mejores beneficios económicos que una estrategia de manejo de la capacidad, debido a que con la estrategia de retención de capacidad, los precios pueden no llegar a incrementarse hasta la oferta más alta, pero considerando una estrategia de precios, los proveedores pueden lograr niveles de precios con un valor intermedio.

Figura 2.6: Estrategia básica por manejo de precios



Fuente: [18]

Según [19] el poder de mercado por medio de esta estrategia puede aparecer en dos formas: una oferta estratégica en el mecanismo de subasta, y en la gestión de la red. En el primer caso, un productor de energía oferta estratégicamente sobre la base una cuota de mercado mediante la observación y la predicción de las acciones de sus competidores. En el segundo caso, un productor es capaz de restringir su generación debido a la congestión de la red, lo que obliga al operador del sistema para despachar las unidades más costosas que impulsan al alza los precios (retención económica). En ambos tipos de estrategias el productor está contrayendo artificialmente la función de oferta debido a que se restringe la entrada eficiente en el despacho en generación. En la mayoría de los casos, ambas estrategias son equivalentes y es difuso identificar cuál de las dos estrategias se están aplicando ya que el resultado final es el mismo en ambos casos, el aumento de la utilidad del productor por encima del nivel competitivo.

Este tipo de estrategias como se puede desprender es más aplicable a mercados con modelos descentralizados con ofertas libres, en cambio para modelos con pool obligatorio con costos auditados, la única forma es la variación de los costos de las plantas de generación o variación de precios combustibles.

2.3.3 Manejo estratégico de la red de transmisión

Los generadores también pueden emplear estrategias basadas en afectar la confiabilidad de la transmisión. Son estrategias que involucran manejar estratégicamente la producción e inyección de energía por parte de los generadores, a fin de crear o agravar la congestión de una determinada línea de transmisión, y con ello ocasionar que una zona específica o nodo quede aislado, convalidando así precios más altos para los generadores locales en esa zona. Esta estrategia tomada unilateralmente por los generadores (es decir, sin acuerdo con los transportistas) no permanece por un periodo de tiempo considerable, debido a que los transportas pueden denunciar estos actos al operador de mercado [30].

La presencia de congestión en el sistema de transmisión otorga poder de mercado local a aquellas generadoras localizadas al interior de la zona afectada por las restricciones. En estas circunstancias, incluso un generador de pequeño tamaño podría beneficiarse: le bastaría con reducir su producción ocasionando un aumento en el nivel de precios local que no podría ser eliminado por otros productores debido a que la capacidad de la línea de transmisión que conecta al mercado local con el resto está copada [31] y [32]. Existen

una serie de artículos y estudios al respecto, la materia de análisis de esta tesis no se centra en este aspecto.

2.4 Manejo de la Capacidad en Mercados con Modelo Pool Obligatorio

Las estrategias aplicadas por los agentes del mercado para manejar su capacidad de generación pueden ser clasificadas en un horizonte de tiempo, por cuanto se encuentra asociada a los parámetros y variables de operación de las unidades, la planificación de las inversiones, las decisiones que se apliquen en un determinado horizonte de tiempo, pueden generar diversas reacciones en el mercado, por lo tanto es importante dividir las para comprenderlas adecuadamente.

2.4.1 Estrategias de corto y mediano plazo

Las estrategias de corto plazo (short-run) comprenden aquellas que son aplicadas en un tiempo corto que pueden en una hora ó una semana, dan principalmente razón a las estrategias de sobre la programación de operación de las unidades. En cambio, las estrategias de mediano plazo (medium-run), toman como base las semanas o los meses, sirven generalmente para calcular el programa de producción hidrológica óptima sobre la base mensual. Entre las principales estrategias de corto y mediano plazo para el manejo de la capacidad tenemos las siguientes:

a) Manejo de los mantenimientos de las unidades

Los planes de mantenimiento contemplan paradas programadas de las unidades de generación de debido a mantenimientos planificados, también estas paradas se pueden deber a mantenimientos correctivos de urgencia. Estos planes por lo general deben ser informados al operador del mercado y/o del sistema para efectuar la programación del despacho de unidades respectivo, por lo tanto esta situación puede ser aprovechada estratégicamente para obtener beneficios por parte de las empresas generadoras, reteniendo cierta capacidad de generación a través de los mantenimientos, parando las unidades de generación y permitir que otras unidades de mayor costo puedan participar en el mercado, ocasionando que el precio se eleve, distorsionando los precios del mercado [1].

Para [33], puede ser difícil distinguir las paradas prolongadas de mantenimiento no planificadas de la retención estratégica de la capacidad. Señala que es difícil para la autoridad regulatoria diferenciar si los propietarios de las centrales están dedicando tiempos muy prolongados al mantenimiento. Añade que el ejercicio de poder de mercado a través de las paradas de mantenimiento, puede ser más rentable en un mercado de la electricidad con predominancia hidroeléctrica que en un mercado dominado por la producción térmica. En un mercado con bastante hidroelectricidad la capacidad retenida puede ser sustituida por el aumento de la producción hidroeléctrica, mediante la reasignación de agua, no siendo el caso de los mercados con predominancia térmica.

b) Manejo de la capacidad de almacenamiento de las centrales de embalse

Las centrales que tienen embalses o reservorios para el almacenamiento de agua tienen la posibilidad de administrar estratégicamente el recurso agua, desplazando en el tiempo su uso según su conveniencia. Según [1], el relativo alto nivel de flexibilidad operativa provisto por las unidades hidráulicas permite que se pueda seguir en forma económica las fluctuaciones de la demanda en tiempo real y rápidamente responder a cambios inesperados en la generación o en el consumo, con lo que pueden actuar estratégicamente según la evolución del mercado.

En el caso de pool obligatorios basado en costos auditados, el manejo se puede realizar mediante el manejo de la información que se entrega de los volúmenes reales almacenados, esto se denomina manejo de cotas. La manera como se manejan estas decisiones es analizada por Villar [34] y Arellano [35].

El manejo de los recursos hídricos es un tópico que genera muchas dificultades en su estudio debido a la existencia de tres problemas: el primero es la variabilidad del ciclo de lluvias, el cual proporciona incertidumbre en la disponibilidad del uso de recurso hídrico, por ende en la cantidad a producir por las generadoras hidráulicas, lo que genera ciclos de abundancia y escasez y una alta volatilidad en el precio final, dado que las plantas de base son mayoritariamente hídricas. El segundo problema es la posibilidad de manejo estratégico en la utilización de los recursos hídricos ya que no existe una legislación que indique el uso óptimo del recurso en el tiempo. El tercer problema es que como recurso natural, está expuesto a externalidades por el agotamiento del recurso en el tiempo [20].

c) **Manejo de los parámetros técnicos de operación**

Par realizar la programación de las unidades de generación y el cálculo de los precios del mercado, el operador del mercado y/o sistema fuera de la información de los costos de producción de las plantas generadoras, requiere también como información básica los parámetros técnicos de las plantas (mínimos técnicos, máximos técnicos, tiempos mínimos de parada, tiempos mínimos de operación, etc.), los cuales tendrán influencia directa sobre los precios del mercado. En este sentido, que algunos generadores pueden aprovechar la oportunidad para entregar información que se adecue a sus intereses para poder influenciar en los precios del mercado.

En el corto plazo los costos de producción de un grupo térmico presenta zonas de no convexidad debido estos costos incluyen costos de arranque, costos de acoplamiento, costos de mantenimiento, lo cual hace difícil seguir de manera simple una estrategia consistente en el costo marginal de corto plazo. La unidad generadora participa en la formación del costo marginal únicamente cuando opera dentro de sus límites operativos (entre su potencia mínima y máxima), cuando la unidad alcanza uno de sus límites operativos antes señalado (potencia mínima o máxima), se convierte en una unidad tomadora del costo marginal resultante del sistema [36].

Aunque en ocasiones es difícil que las empresas puedan modificar o actualizar la información original de los parámetros técnicos, debido a que estos son suministrados por el fabricante, por lo que no existiría fundamento para que dichos datos sean actualizados o variados constantemente. Sin embargo, es posible que los parámetros técnicos puedan ser manipulados, por ejemplo cuando la unidad generadora entra en operación después de que ha sido sometida a un mantenimiento mayor, repotenciación que implique una modificación importante en la unidad o su conversión, etc.

d) **Manejo de precios y la disponibilidad de combustibles**

En los sistemas hidrotérmicos es relevante la importancia que tienen los precios de los combustibles en la definición de los programas de operación, por ende en los precios del mercado. En este sentido, las empresas generadoras podrían tener incentivos para manejar estratégicamente esta situación a su favor.

Así tenemos por ejemplo lo ocurrido en el mercado eléctrico de California en diciembre del 2000, en el cual se establecieron precios tope (price caps), dejando abierta la posibilidad que estos puedan ser modificados si es que se demostraba que los precios de compra de los combustibles eran mayores a los precios máximos fijados. De esta manera, algunos productores concordaron con sus proveedores de combustible en alterar los montos presentados en las facturas, de modo que se pudiese justificar ofertas por encima de los precios máximos permitidos.

Este asunto resulta aún más factible, en el caso de empresas generadoras que tienen integrada la parte de producción del energético primario (como el gas natural), a la producción de energía eléctrica, por lo que resulta complicado definir cuál es el precio real, y cuál es el precio de venta del combustible. Si bien el efecto directo de manejar el precio de los combustibles es elevar los precios (manejo estratégico de los precios), el efecto indirecto es que propiciar que la capacidad de generación de alguna planta pueda ser restringida en su operación (manejo estratégico de la capacidad).

2.4.2 Estrategias de largo plazo

Las estrategias de largo plazo (long-run) tienen como horizonte de tiempo a los años, las mismas que relacionan con las decisiones estratégicas referidas a incrementos de la capacidad de producción. Entre las principales estrategias de largo plazo para el manejo de la capacidad tenemos las siguientes:

a) Manejo de las inversiones en generación

Las decisiones de inversión en generación requieren de un horizonte de planificación del parque generador que puede ser de varios años, con el fin de extraer el máximo beneficio posible al parque generador disponible, a pesar de que los precios estén regulados, bajo el supuesto que el costo de largo plazo (la tarifa) sea el promedio del precio spot volátil. El motivo es que las decisiones de inversión en nueva capacidad suelen producirse cuando el precio spot de la electricidad es alto comparado con los costos medios de largo plazo, lo que permite rentabilizar la inversión realizada, y esto ocurre cuando hay escasez de capacidad [20].

El adelanto o atraso de las inversiones en nuevos proyectos o ampliaciones pueden ser manejadas estratégicamente en función a cómo se perciben las expectativas futuras en los precios del mercado, de manera tal que pueden ser adelantadas o retrasadas, según

los incentivos que se tengan. El efecto que tenga el manejo de la fecha de entrada en operación de estos proyectos dependerá de cómo se modifique la curva oferta del sistema, y por lo tanto, de los nuevos precios que se establecerían en el mercado. Esto más aún, en situaciones en las que se requiere con cierta urgencia su ingreso la operación.

Dado que las decisiones de inversión no son dictadas por un planificador centralizado y estas más bien dependen de las empresas generadoras, dicha situación tiene implicancias sobre el ejercicio de poder de mercado. Las empresas tienden a sub-invertir para incrementar su poder de mercado y la inversión tenderá a concentrarse en tecnologías especializadas que les otorguen ventajas en el proceso de formación de precios en el mercado spot, es decir una sobre inversión en centrales marginales (centrales térmicas) y sub inversión en centrales inframarginales (generadores hidráulicos) en el sistema [6] y [20].

b) Manejo de los contratos

Existe amplia evidencia empírica en torno al rol que cumplen los contratos en los incentivos que los generadores tienen para manipular el mercado. Por cuanto según estudios de [34] y [37], se ha demostrado que mientras más contratado está un productor, menor es el grado de poder de mercado que se puede ejercer y más cercano está el equilibrio de mercado al equilibrio competitivo en términos de precios y eficiencia de las decisiones de producción. Sin embargo, esto no aplica a cualquier tipo de contratos sino a aquellos en que el precio se ha determinado por adelantado y en que éste no está relacionado con el precio spot. Por lo tanto, las empresas generadoras pueden tener incentivos para manejar estratégicamente su capacidad de contratación para manipular los precios en el largo plazo.

Para [20] existen decisiones de contratación, subcontratación y sobrecontratación que afectan la dinámica de precios en el mercado spot. Estas decisiones ocurren porque las empresas pueden anticipar con cierto nivel de confianza los ciclos de estiaje y de avenida en el parque generador. Las empresas generadoras influyen sobre el precio spot al subcontratar en el mercado libre y regulado, por cuanto los precios pueden ser manipulados más fácilmente en el mercado spot. Las empresas generadoras influyen sobre el precio spot al subcontratar en el mercado libre y regulado, cuyo resultado son los precios elevados en el mercado de saldos, como una manera de maximizar aún más los beneficios en el corto plazo. La existencia de ciclos de inversión está fuertemente vinculada a una importante relación entre el

funcionamiento del mercado spot y las decisiones de contratación. Las empresas con una mayor cuota de mercado tienen más posibilidades de manejar el mercado.

2.5 Indicadores de poder de mercado

En la literatura existen una gran variedad de tipos de índices y análisis específicos para determinar la existencia de poder de mercado [16], [21], [28], [38]. En general estos pueden ser agrupados en tres categorías:

2.5.1 Indicadores estructurales y de concentración de mercado

Estos indicadores son los más tradicionales, no entregan información con una certeza total respecto a la existencia de poder de mercado, pero pueden dar indicios gruesos sobre la existencia del mismo. Son indicadores que tienen utilidad en el marco de un análisis ex-ante o preventivo. Tienen la ventaja de ser de fácil comprensión y pueden calcularse a partir de poca información. Según [28] presentan como principales desventajas: i) no se ha encontrado suficiente respaldo en análisis empíricos, ii) no incluyen el lado de la demanda del mercado, los comportamientos estratégicos y los problemas de congestión; iii) no son apropiados a la naturaleza particularmente dinámica de los mercados eléctricos y iv) existen dificultades para determinar la dimensión geográfica apropiada de los mercados respecto de los cuales se calculan.

- a) **Cuota de mercado (Market Share).** – Este indicador asocia la posición dominante de una empresa a su participación de mercado, la que se mide en función de la capacidad instalada que ésta puede disponer libremente en el mercado mayorista. Se calcula de la siguiente forma:

$$S_i = \frac{\text{Capacidad disponible del generador } i}{\text{Capacidad total disponible del sistema}} \quad (2-2)$$

Si la participación de mercado de una empresa es menor al 20% (de acuerdo con la FERC) en cada uno de los periodos considerados, entonces esta empresa no posee una posición dominante en el mercado. En cambio, si este indicador supera el 20% en alguna estación, se considera que existe evidencia rebatible de que el productor respectivo posee poder de mercado.

A partir de las cuotas de mercado, se puede determinar el indicador denominado "Tasa de concentración" que representa el porcentaje del mercado que es compartido por las r empresas más grandes de una industria. Su fórmula es la siguiente:

$$CR_r = \sum_{i=1}^r s_i = s_1 + s_2 + \dots + s_r \quad (2-3)$$

- b) **Índice de Concentración de Herfindahl-Hirschman (HHI).**- Es un indicador de la medida de concentración de mercado que toma en cuenta tanto la distribución de la cuota de mercado de cada agente (s_i), así como el número de empresas (n) que participan en la industria. La fórmula de este indicador es la siguiente:

$$HHI = \sum_{i=1}^n s_i^2 = s_1^2 + s_2^2 + \dots + s_n^2 \quad (2-4)$$

Su valor oscila entre 0 y 10000. Se considera que si $HHI < 1000$, el mercado no es concentrado; si $1000 < HHI < 1800$, el mercado es moderadamente concentrado; si $HHI > 1800$, el mercado se encuentra concentrado. Para [21] el índice HHI no toma en cuenta 4 factores y estos son: elasticidad de la demanda, el estilo de la competencia, los contratos futuros y el alcance geográfico del mercado.

Muchos mercados de electricidad utilizan este índice para identificar el efecto de las fusiones en el poder de mercado. Cuando se compara dos Indicadores HHI, el primero del mercado en su situación original, y el segundo luego de que hubo o se simuló cambios (concentraciones, caídas o retiros del sistema), se consideran inofensivas todas las fusiones que generan un incremento del HHI de menos de 50 puntos, y en esos casos, el valor no indica que no se requiere ningún análisis. Cuando el incremento es mayor a 50 puntos, se considera el valor absoluto que adquiere el índice post adquisición. Si éste supera los 1800 puntos la adquisición debe ser analizada con mayor detenimiento. Lo mismo ocurre cuando el HHI alcanza valores entre 1000 y 1800 pero el incremento supera los 100 puntos.

- c) **Indicador de Productor Pivotal (Pivotal Supplier Indicator ó PSI).**- El indicador informa cuándo un determinado generador es necesario ("pivote") para atender la demanda en un momento determinado. En forma específica, establece si en determinado período la capacidad de un generador es mayor que el margen de reserva (diferencia entre la oferta total y la demanda total). Es un indicador binario

que asume valor 1 en caso de que el generador estudiado sea pivotal y 0 en caso contrario.

$$\text{Capacidad Disponible Neta} = \text{Capacidad disponible del sistema} - \text{Demanda Máxima} \quad (2-5)$$

Si la Capacidad disponible del generador “i” es mayor o igual a la Capacidad disponible neta del sistema, se considera que el generador es “pivotal” y por lo tanto la planta i es fundamental para el sistema, en caso contrario no lo es.

- d) **Indicador de Productor Residual (Residual Supply Index  RSI).**- Es básicamente similar al indicador PSI pero se mide en una escala continua antes que una binaria, por lo cual presenta una mayor flexibilidad de utilización. El ndice establece qué porcentaje de la capacidad total de generación del mercado queda para satisfacer la demanda, una vez que se resta la capacidad de un determinado generador.

$$RSI_i = \frac{\text{Capacidad Total} - \text{Capacidad de Producción de la empresa } i}{\text{Demanda Total}} \quad (2-6)$$

Si el $RSI > 100\%$, los demás proveedores tienen suficiente capacidad para satisfacer la demanda del mercado, por lo cual la empresa i tiene muy poca influencia en el precio del mercado. Si el $RSI < 100\%$, entonces la empresa i es necesaria para satisfacer la demanda y por lo tanto, jugador fundamental que tiene una posición dominante para fijar el precio del mercado.

Para [28] las ventajas de estos dos últimos indicadores respecto de los dos primeros indicadores son: i) que incluyen determinantes del lado de la demanda del mercado, ii) que son apropiados para seguir el dinamismo del mercado eléctrico y para calcularse a nivel de áreas geográficas reducidas y iii) que existen estudios empíricos que indican su correlación con prácticas abusivas. Como principales desventajas, se mencionan que ignoran la posibilidad de comportamientos paralelos entre los generadores (colusiones tácitas) y las condiciones de entrada y salida del mercado (contestabilidad).

2.5.2 Indicadores de comportamiento

Los índices de comportamiento típicamente examinan la conducta real de las empresas, que evidencien la existencia de poder de mercado. Esto implica un examen de las ofertas individuales de precios y cantidades. La idea es identificar los casos en que los

precios de oferta superan de forma excesiva los niveles del costo marginal, que debería ser el precio en un mercado competitivo.

- a) **Índice de Lerner (L).**- Este índice mide la desviación existente entre el precio ofertado (P) y el costo marginal (CMg) o precio competitivo del sistema. Esto se basa en el hecho de que en un mercado competitivo el precio es igual al costo marginal. El índice de Lerner se calcula de la siguiente manera:

$$L_i = \frac{P - CMg}{P} \quad (2-7)$$

El Índice de Lerner, puede expresarse en términos de la cuota individual de mercado ($S_i = q_i/Q$) y elasticidad de la demanda (e) como:

$$L_i = \frac{P - CMg}{P} = \frac{S_i}{e} \quad (2-8)$$

Asimismo, puede calcularse el Índice de Lerner promedio del mercado en términos del índice de concentración $HHI = \sum_{i=1}^n S_i^2$, como:

$$L_{Promedio} = \frac{P - CMg}{P} = \frac{HHI}{e} \quad (2-9)$$

Este indicador puede ser utilizado tanto como parte de un análisis de competencia ex ante, de naturaleza preventiva y como parte de una investigación de un posible abuso de posición dominante por parte de un agente en particular (análisis ex post).

- b) **Índice del Margen Precio-Costo (Price-Cost Margin Index ó PCMI).**- También se denomina "Mark up", representa la diferencia del precio respecto al nivel competitivo, respecto a los costos marginales en términos porcentuales, se calcula como:

$$PCMI = \frac{P - CMg}{CMg} \quad (2-10)$$

En función del índice de Lerner puede calcularse de la siguiente forma:

$$PCMI = \frac{L}{1 - L} \quad (2-11)$$

Una de las desventajas asociadas a la estimación de los índices de comportamiento es la necesidad de determinar apropiadamente los costos, sin embargo ello representaría menos dificultades en el sector eléctrico, debido a que la mayor parte de los costos variables de corto plazo están integrados por el costo del combustible. No obstante debido a que los costos de producción de la industria no son convexos y tienen discontinuidades, puede complicar el cálculo de los indicadores.

La crítica más importante que se realiza a estos indicadores radica en cómo interpretar valores altos del índice, ya que no necesariamente indican ejercicio de poder de mercado, dado que los valores altos son también consistentes con un mercado eléctrico competitivo en el cual la oferta excedente (margen de reserva) es muy bajo. En ese caso, los márgenes altos no están indicando el abuso de posición dominante sino que la capacidad de generación del sistema es baja y existen rentas para financiar expansiones de los operadores existentes o para el ingreso de nuevos operadores. Además, los indicadores utilizan como insumos las elasticidades precio de la demanda, las cuales son difíciles de estimar dada la alta volatilidad de los precios en el mercado spot en el corto y mediano plazo.

2.5.3 Indicadores obtenidos por simulaciones de mercado

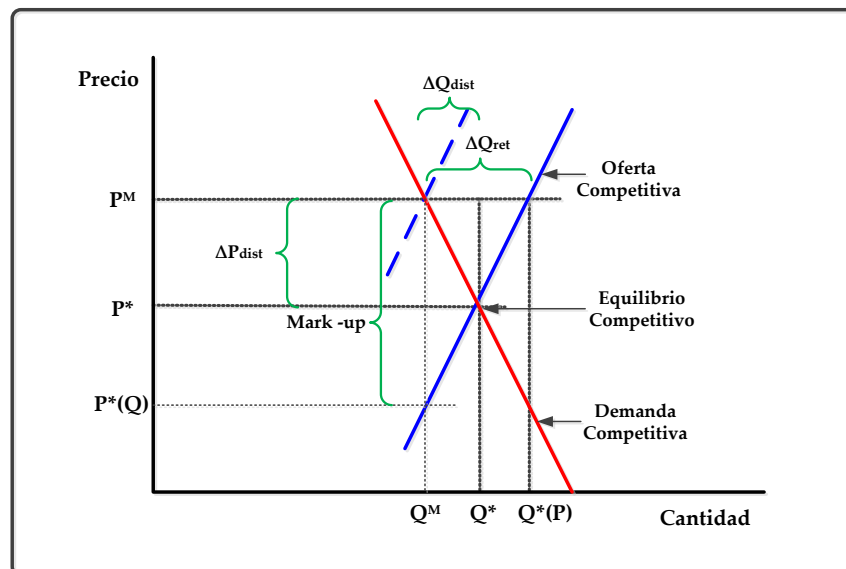
Los indicadores mencionados anteriormente se construyen con relaciones simples en función de la información disponible de los precios del mercado, los costos y la estructura del mercado. Sin embargo, no llegan del todo a determinar fehacientemente la existencia de poder de mercado, es por ello que en los últimos años se han desarrollado numerosos modelos, algunos más complejos que otros, que simulan en comportamiento de los agentes del mercado, a partir del cual se determina la existencia o no de ejercicio de poder de mercado. Estos modelos comparan los precios reales del mercado con los precios simulados, resultantes de la modelación de un mercado competitivo.

Para [38] existen tres enfoques para la simulación de los mercados eléctricos: i) el estudio de las estrategias óptimas de los productores de energía, estimando el probable precio spot del mercado, simulando esta situación y comparándolo con un escenario de competencia perfecta; ii) la adaptación del modelo de simulación como un modelo de producción, un modelo de simulación bien construido puede mejorar la exactitud del análisis de poder de mercado; iii) el análisis ex-post a partir de datos históricos del mercado y técnicas estadísticas para examinar el comportamiento del abuso de poder de mercado.

Asimismo, para [28] existen dos grandes tendencias en los modelos de simulación del mercado: (i) la representación del problema de una única empresa donde el comportamiento de sus competidores se sintetiza en el modelado del precio y (ii) la representación explícita del equilibrio de mercado mediante la consideración de la competencia entre todas las empresas.

Como hemos mencionado en el punto 2.3, la medición de las estrategias que los agentes del mercado efectúan para ejercer poder de mercado, se realizan en función a los efectos que estos producen sobre los precios y cantidades del mercado. Así por ejemplo para medir la retención de capacidad tienen que observarse los efectos en el precio y la cantidad del mercado.

Figura 2.7: Efectos precio cantidad



Fuente: [28]

En el gráfico anterior se pueden observar los efectos en precio y cantidad, y el Mark-up de la empresa generadora, por causa del manejo de la capacidad. Donde la curva discontinua es la oferta que ha sido contraída voluntariamente por el productor para obtener mayor utilidad. Entonces, si queremos identificar la existencia de un ejercicio de poder de mercado, del gráfico se puede identificar cuatro diferencias relevantes:

- | | |
|------------------------------------|---|
| 1) Si $\Delta Q_{ret} > 0$ | Sí y sólo sí, existe ejercicio de poder de mercado. |
| 2) Si $\Delta P^{dist} > 0$ | Sí y sólo si, existe ejercicio de poder de mercado. |
| 3) Si ΔP^M (Mark-up) > 0 | Como consecuencia del ejercicio de mercado. |
| 4) Si $\Delta Q_{dist} > 0$ | Implica ejercicio de poder de mercado. |

Por lo tanto, si alguna de las cuatro “diferencias” es positiva, entonces, ha existido ejercicio de poder de mercado. La mayor evidencia de ejercicio de poder de mercado es la distorsión del precio y la restricción de la cantidad.

Finalmente, debemos indicar que existen una serie de modelos de simulación, tales como análisis benchmark competitivo, los modelos de simulación de oligopolio, cournot, supply function equilibrium, métodos estadísticos, etc. En el siguiente Capítulo, se presentan el detalle de los modelos generalmente utilizados para el análisis y evaluación de las características competitivas de los mercados eléctricos.

Capítulo 3

Mecanismos de Detección y Monitoreo de Poder de Mercado

3.1 Introducción a los Sistemas de Monitoreo

3.1.1 Sistemas de Monitoreo de Mercado

El comportamiento estratégico de los agentes del mercado para ejercer poder de mercado, es uno de los grandes problemas de los mercados eléctricos competitivos, por cuanto resta eficiencia económica al mercado, es por ello que resulta importante que se desarrollen labores de monitoreo y detección con la finalidad de prevenir prácticas de ejercicio de poder de mercado. En sentido es deseable que en un mercado eléctrico se implemente un Sistema de Monitoreo de Mercado (SMM) que constantemente este vigilando las variables de riesgo y elaborando índices de desempeño sobre la base de información del mercado, que permitan visualizar y supervisar conductas estratégicas de los agentes participantes del mercado, adoptado y tomando las medidas correctivas necesarias para el funcionamiento competitivo y eficiente del mercado. Las distintas definiciones dan un carácter prospectivo a los sistemas de monitoreo de mercado, como una herramienta de ayuda a los diferentes agentes del mercado para la toma de decisiones, pero sobre todo a los entes supervisores de mercado para vigilar las posibles desviaciones o comportamientos estratégicos de los agentes [1], [19] y [39].

Los denominados SMM surgieron con el objetivo de supervisar el comportamiento de los agentes y detectar conductas anticompetitivas o fallas en el diseño del mercado que incentiven estas conductas, las cuales pudiesen estar llevando a un desempeño ineficiente del mercado y/o afectando negativamente la operación técnica y económica, para luego proponer medidas correctivas a dichas falencias. En muchos casos estas tareas de vigilancia eran realizadas por el mismo operador de mercado o por las entidades reguladoras y/o supervisoras. Sin embargo, no existía claridad con relación a las labores y

atribuciones de cada uno de estos organismos. En tal sentido, en algunos mercados se formaron entidades específicas para realizar labores de monitoreo, con funciones y responsabilidades definidas, que coordinen con el resto de los participantes del mercado y entidades reguladoras, de manera que la tarea de monitoreo se realice en forma más efectiva.

Así por ejemplo, en mercados más liberalizados como PJM, NYISO, CAISO, ISO-NE, se crearon las denominadas Unidades de Monitoreo de Mercado (UMM ó ingles MMU – Monitoring Market Unit), como instancias específicas dedicadas principalmente al monitoreo de mercado, que funcionan en forma independiente del ISO/RTO pero que dependen funcionalmente de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC). En los últimos años, esta función se ha dado a terceros a través contratos, denominándose ahora Monitores de Mercado Independientes o Independent Monitoring Market (IMM).

Las labores de monitoreo en los mercados eléctricos con modelos centralizados pool obligatorio, se preocupan principalmente en labores de medición de indicadores en el corto, mediano y largo plazo sobre la estructura del mercado, evolución de precios, seguridad del servicio, etc., labor que es realizada por el regulador o también por el operador del mercado; sin embargo, la labor de monitoreo de mercado debe ser proactiva y realizarse ex – ante, con la finalidad de detectar los problemas de mercado, a efectos de tomar una decisión adecuada.

En general según [1] el sistema de monitoreo de mercado debe cumplir tres funciones principales: i) el monitoreo de operaciones de mercado, que están relacionadas con las acciones del operador del mercado para mantener confiabilidad y seguridad del sistema; ii) monitoreo de poder mercado, es la función que en algunos mercados se le otorga una mayor importancia, está relacionada con las acciones que realiza el supervisor y/o operador de mercado para detectar conductas estratégicas de algunos agentes del mercado; iii) remediar problemas, estas generalmente se realizan de dos formas: una a través de la intervención directa para solucionar una situación específica y la segunda mediante a través de mejoras a los procedimientos, políticas, leyes, etc. En el siguiente acápite desarrollaremos con mayor amplitud la función de monitoreo de poder de mercado.

3.1.2 Función de Detección de Poder de Mercado

La detección y monitoreo de poder de mercado no es una tarea fácil, pero hay características particulares en los mercados de electricidad que ayudan a la detección de poder de mercado que no existen en la mayoría de los otros mercados. Por ejemplo, es posible construir curvas reales de demanda residual⁴ de los participantes individuales del mercado. La elasticidad de la curva de demanda residual proporciona una medida directa del poder de mercado potencial, en algunos casos, como el estudio desarrollado en [40]. Otra característica es que los parámetros técnicos de los generadores pueden ser monitoreados, por cuanto esta información depende de los estándares tecnológicos del fabricante y se encuentran disponibles públicamente. Las estimaciones de los costos son más precisas que en otras industrias, por cuanto dependen en el corto plazo del costo variable dado por los costos de combustibles, cuyos precios suelen estar disponibles públicamente [41].

El monitor de mercado debe identificar y examinar el comportamiento de los participantes durante las horas en el que el poder de mercado pueda estar presente. La presencia de poder de mercado no quiere decir que el poder de mercado se está ejerciendo. Es responsabilidad del monitor del mercado identificar a los participantes que ejercen poder de mercado, sobre todo cuando los precios del mercado se encuentran más allá de los niveles que se puedan justificar económicamente [42]. Durante los períodos en que la demanda del sistema es muy cercana a la oferta disponible total, la ausencia de elasticidad de la demanda (que es el caso en la mayoría de los mercados de la electricidad en tiempo real) permite que incluso un proveedor con un pequeño porcentaje de la capacidad total del mercado para convertirse en generador pivote (residual). En esta situación, los proveedores pivote pueden cobrar cualquier precio.

Cabe mencionar que muchas de las herramientas utilizadas por un SMM apuntan a la detección del ejercicio de poder de mercado, empero hasta ahora no es posible asegurar que alguna de ellas pueda establecer la existencia o no de ejercicio de poder de mercado con total certeza, sino que buscan indicios de dicho ejercicio para luego, con evaluaciones más concretas, poder establecerlo. Es así que se han desarrollado múltiples métodos y mecanismos de monitoreo y detección de poder de mercado, según las características

⁴ La demanda total $D(p)$ deducida por las cantidades suministradas por sus competidores. La curva de demanda residual $D_i(p)$, para el productor i está dado por: $D_i(p) = D(p) - \sum_{k \neq i} S_k(p)$, donde $S_k(p)$ es la oferta del competidor k [40].

particulares de los mercados eléctricos, métodos simples y también bastante sofisticados se han desarrollado, para poder monitorear la existencia de poder de mercado, estos métodos se explican más ampliamente en el siguiente acápite.

3.2 Métodos de Análisis de Poder de Mercado

La literatura revisada respecto a los métodos de análisis de poder de mercado [1], [16], [20], [38] y [41], presenta muchas técnicas que resuelven el problema del monitoreo y detección de poder de mercado. En [41], por ejemplo, se ha hecho un esfuerzo por clasificarlas según el horizonte de tiempo de análisis, tanto en el corto plazo (cercano al tiempo real) como en el largo plazo, además dicho análisis se hace ex-ante (buscando potencial ejercicio de poder de mercado) o ex-post (buscando indicios de poder de mercado ejercido). El resumen de dicha catalogación se presenta en siguiente tabla:

Tabla 3.1: Categorización de técnicas de detección de poder de mercado

	Ex - ante	Ex - post
Análisis de Largo Plazo	- Índices estructurales, cuota de mercado, HHI, Indicador Residual de Oferta.	- Análisis de Benchmark competitivo basado en costos históricos.
	- Modelos de simulación de comportamiento estratégico.	- Comparación de ofertas de mercado con ofertas maximizantes de beneficios
Análisis de Corto Plazo	- Visualización de ofertas comparadas con ofertas referenciales.	- Análisis y auditoria de salidas forzadas
	- Algún uso de índices estructurales como indicador de oferta pivote o indicadores de congestión.	- Análisis de demanda residual

Fuente: [41]

Algunas técnicas son aplicadas al mercado en su conjunto, por ejemplo, el Índice Herfindahl–Hirschman (HHI), no se identifican a las empresas como particulares. Otras técnicas se aplican en el ámbito de las empresas de manera individual, por ejemplo el índice de oferta residual. La mayoría de las técnicas se pueden aplicar tanto a nivel de mercado de todo el sistema y del nivel de participación individual en el mercado.

Por otra parte para [38] los siguientes métodos se han desarrollado para el análisis de poder de mercado en mercados de energía: análisis de la estructura del mercado,

estimación del precio a través de análisis de simulación y análisis de equilibrio oligopólico del mercado. Para [20] existen diferentes maneras en que se pueden detectar el ejercicio de poder de mercado. Estas aproximaciones son metodologías de monitoreo de mercado, las cuales no son necesariamente excluyentes unas de otras, estas son: modelos de simulación de mercado, análisis de benchmarking (comparación), análisis estadístico de los datos de mercado, cláusulas regulatorias explícitas o condiciones con respecto al poder de mercado y recolección de datos preliminares para la detección y control de poder de mercado.

Por lo tanto considerando estas referencias, se han agrupado los métodos de detección de mercado de acuerdo a los tipos de análisis que se hacen en los mercados eléctricos, desde aquellos métodos más simples hasta aquellos más sofisticados, por ende más precisos.

3.2.1 Análisis de indicadores de estructura y comportamiento

Por lo general, el primer paso en el análisis de la competitividad de un mercado eléctrico es evaluar su estructura, con los índices de cuotas de mercado y concentración de mercado, por cuanto se asocia la idea de que en mercados con alta concentración, es más factible el ejercicio de poder de mercado, por lo tanto este un problema estrechamente relacionado con la estructura del mercado. Asimismo, se deben evaluar los aspectos conductuales de algunos agentes del mercado a través de los índices de comportamiento.

En este sentido, como hemos mencionado un punto de partida natural en la discusión de las medidas del poder de mercado son los índices estructurales. Algunos de los primeros trabajos en la detección de poder de mercado, basaron su análisis en las cuotas de mercado y el Índice de Herfindahl-Hirschman (HHI). Las críticas a estas medidas, se centran en que son bastante estáticas en un mercado tan dinámico como la electricidad, además que solo recogen datos del lado de la oferta, ello ha llevado al desarrollo de otros índices que tengan en cuenta no solo el lado de la oferta, sino también las condiciones de la demanda, tales como el Índice de Productor Pivotal, el Índice de Productor Residual y Análisis de la Demanda Residual.

Por otro lado, mientras que los índices estructurales buscan detectar el ejercicio de poder de mercado, los índices de comportamiento buscan examinar el comportamiento real de las empresas productoras. Esto a menudo implica un análisis de los precios y cantidades. Por ello se debe tener en cuenta que los altos precios del mercado no son en sí mismos, evidencia concluyente de la existencia de poder de mercado. Por ello el reto es

determinar a través del análisis de los índices de Lerner y Margen Precio-Costo (Mark-up), si existe presencia real de poder de mercado. Sin embargo, ello por lo general plantea problemas de información para la determinación de los índices, por cuanto se requieren datos detallados de precios y cantidades del mercado, para los que existen la mayoría de las veces restricciones de disponibilidad, acceso y confidencialidad [41].

Tabla 3.2: Análisis preliminares de poder de mercado

Tipo	Índice
Análisis Estructura de Mercado	Cuotas de mercado (market share) Tasa de concentración Índice de Herfindahl-Hirschman (HHI) Índice de Productor Pivotal Índice de Productor Residual Análisis de la Demanda Residual
Análisis de Comportamiento de Mercado	Índice de Lerner Margen Precio-Costo (Mark-up)

Fuente: Elaboración propia

3.2.2 Análisis Comparativo (benchmarking)

El análisis de benchmark ha sido aplicado muchas veces a la industria eléctrica, en particular al segmento de distribución en aspectos de tarificación, pero no con la misma profundidad en los mercados de generación y comercialización. Sin embargo, existe mucha información en los mercados eléctricos que pueden ser utilizados para propósitos de benchmarking en la parte competitiva del mercado. Por ejemplo, si ocurriera una restricción de capacidad en generación, podría ser muy útil tener datos de despacho de capacidad de generación y el perfil del desempeño en diferentes momentos del tiempo en un sistema de monitoreo de mercado de tal manera que se pueda hacer una comparación entre periodos similares, o en último caso se puede realizar un benchmarking con datos de desempeño de mercados similares a nivel internacional, con las salvedades del caso al momento de hacer la comparación [20].

Existen algunas técnicas de benchmarking que son utilizadas en el análisis de poder de mercado, entre las principales tenemos:

- **Análisis competitivo referencial** (Competitive benchmark analysis). – La idea básica de ese método consiste en estimar el precio de mercado que se produciría si todas los participante del mercado se comportaran como tomadores de precios (es decir, que ningún agente tiene la capacidad de ejercer poder de mercado) y comparar ese precio con el precio observado (real) del mercado. El análisis más común de este método se basa en estimar el costo marginal de producción del generador marginal, simulando un mercado competitivo hipotético. Para esto por ejemplo, se puede reunir información sobre las tecnologías disponibles de generación en el mercado, y en función a ellas estimar las curvas de oferta. Así mismo, muchas veces es necesario realizar estimaciones simplificadas, como puede ser el no incorporar costos de partida o algunos efectos producto de la localización de la demanda [41].

Esta técnica aunque sus conceptos generales se basan en la comparación de escenarios, algunos autores lo consideran dentro de los métodos denominados de simulación.

- **Análisis comparativo del retorno neto** (Net revenue benchmark analysis).- Este método analiza los altos ingresos que las empresas que ejercen poder de mercado estarían obteniendo en el mercado. Si bien el tener grandes ganancias no es prueba por sí misma de ejercicio de poder de mercado, no obstante, muchos investigadores consideran que es de gran utilidad analizar las ganancias de las empresas para detectar ejercicio de poder de mercado.

En el largo plazo, los ingresos por venta de energía e ingresos por capacidad de una empresa generadora deben cubrir los costos de instalación de una nueva planta de generación, además deben cubrir los costos de operación, ello incluye también un rendimiento competitivo por el retorno de la inversión. Los ingresos obtenidos por debajo de este nivel podrían desalentar la entrada al mercado de nuevos participantes, con lo que se ejerce presión al alza de los precios. En caso contrario, la obtención de ingresos por encima este nivel debería dar lugar a la entrada al mercado de nuevos participantes, lo cual ocasiona que se ejerza presión a la baja de los precios [41].

3.2.3 Análisis estadístico de los datos del mercado

Este método simplemente analiza las anomalías estadísticas en los datos emitidos en el mercado eléctrico. El análisis estadístico puede ser aplicado para identificar de manera preliminar el ejercicio potencial de poder de mercado. Generalmente en dicho análisis se utilizan métodos como la correlación de ofertas, donde se analiza la correlación que existe entre las ofertas que aparentemente podrían estar relacionadas con el ejercicio de poder de mercado y situaciones específicas que se presentan durante la operación de la red. Estas situaciones pueden ser congestiones, salidas de operación, operación en horas de demanda de punta, entre otras, o situaciones en las que se evalúe la activación de medidas mitigatorias, como precios máximos de oferta (topes), etc.

Para [38] si bien los datos históricos son de gran utilidad en el análisis de poder de mercado, la excesiva dependencia de los mismos puede causar problemas, especialmente cuando se presentan procesos de transición o cambios. Por ejemplo, una empresa pueda cambiar radicalmente su conducta debido a una determinada disposición regulatoria, por lo tanto los registros de información pueden no ser muy relevantes a futuro. Es por ello que se debe manejar con sumo cuidado las consideraciones de los modelos estadísticos. Estas técnicas pueden ser utilizadas apropiadamente en mercados altamente consolidados o maduros, pero no son aplicables en mercados relativamente nuevos, dada la inexistencia de datos históricos.

Un estudio que utiliza técnicas estadísticas para el monitoreo de mercado es el realizado por [39], donde básicamente a través del método de Análisis de Componentes Principales (ACP)⁵, se correlacionan varios índices que reflejan la demanda y la oferta (demanda máxima, incremento neto de la capacidad instalada, margen de reserva en horas de máxima demanda), el funcionamiento y estructura del mercado (tasa media anual de interrupciones obligadas, índice de congestión de transmisión, índice de proveedor residual), el rendimiento económico del mercado (costo medio de la electricidad y el margen precio-costos), ello con la finalidad de encontrar un Índice Global (F) del mercado que sirva como una alarma en el mercado de electricidad. Su significado refleja el estado

⁵ El ACP es una técnica estadística multivariable que se utiliza para estudiar la correlación de un número de variables cuantitativas, se trata de estudiar la estructura de covarianza de las variables a través de unos pocos componentes principales. Tiene sentido si las series tienen una alta correlación, ya que esto indica que existe información redundante y pocas variables explicarían la variabilidad total. La elección de las series se hace de forma tal que la primera recoja la mayor información de la variabilidad de los datos; la segunda debe recoger la máxima variabilidad no recogida por la primera, y así sucesivamente [2].

general del mercado de la electricidad y sus tendencias a largo plazo. Dicho estudio fue válido en el mercado eléctrico de California desde el año 2000 al 2007, justamente en época de crisis de este mercado.

3.2.4 Análisis con modelos de simulación

Análisis más sofisticados, lo conforman los estudios que utilizan modelos de simulación que tratan de representar los comportamientos ex-ante y ex-post del mercado y de sus agentes, de manera que se pueda detectar comportamientos estratégicos de algunos sus participantes. Las herramientas de simulación de mercados de energía eléctrica han visto un apreciable desarrollo en los últimos años, convirtiéndose en poderosas herramientas para la detección de poder de mercado. Actualmente, son capaces de simular el comportamiento de mercados con una representación realista y detallada de las estrategias de los distintos agentes. Entre los principales métodos de simulación de poder de mercado tenemos los modelos oligopólicos (Cournot, Bertrand, Función de Equilibrio de Oferta y Stackelberg), los modelos de simulación mediante teoría de subastas, modelos econométricos, etc.

Tabla 3.3: Modelos para simulación de poder de mercado

Análisis	Método específico
Modelos Oligopólicos	Cournot Bertrand Supply Function Equilibrium (SFE) Stackelberg General Conjectural Variations (CVs) Conjectured Supply Function (CSF)
Teoría de Subastas	Subastas de primer precio, segundo precio, óptimas
Estimación Econométrica	Bresnahan – Lau Wolfram

Fuente: [20], [38] y [41]

3.2.4.1 Modelos oligopólicos

Los modelos oligopólicos son probablemente los modelos más comunes y más precisos para el análisis de poder de mercado. Estos modelos incorporan en el modelo muchas de las características conductuales y factores de diseño de mercado que están relacionadas con el poder de mercado, características estructurales, elasticidad de demanda, curva de oferta de producción, contratos bilaterales y en algunos casos las restricciones de transmisión, etc. Utilizando estructuras de teoría de juegos⁶, estos modelos pueden predecir los precios de mercado, sobre la base de los costos de producción y demás variables de comportamiento estratégico, con los que se pueden determinar indicios razonables de poder de mercado [16] y [38].

Existen varios modelos, pero los más destacados son los modelos de Cournot, Bertrand y Función de Equilibrio de Oferta. Estos modelos oligopólicos son básicamente modelos de equilibrio, donde el objetivo para cada uno de los actores del mercado es el de maximizar sus beneficios, por lo tanto la solución final es el equilibrio del mercado, que se denomina como Equilibrio de Nash⁷. La diferencia entre los modelos son los supuestos sobre como el resto de los actores del mercado se comportan cuando cada actor del mercado optimiza su propio beneficio. Los modelos con funciones de equilibrio de oferta puede dar lugar a equilibrios múltiples, mientras que los equilibrios encontrados por Bertrand y Cournot son respectivamente, modelos del equilibrio extremo "inferior" y "superior" que se puede encontrar con las funciones de oferta [16].

Los modelos más utilizados se describen a continuación:

6 La **Teoría de Juegos** es el estudio de cualquier situación en que los individuos hacen elecciones en un contexto de interacción y en un marco definido previamente. Se distinguen distintos casos de juegos dependiendo de las características del contexto en que interactúan los individuos. De esta forma se pueden observar juegos con información completa o incompleta, juegos simultáneos o secuenciales, etc. Su ámbito de aplicación es extremadamente amplio, pudiéndose utilizar en todas las actividades de los hombres que viven en sociedad [3] y [34].

7 Un **Equilibrio de Nash** se da cuando la elección de cada jugador es óptima, dada la elección de los demás jugadores. Un juego simultáneo está compuesto por un conjunto de jugadores, cada uno de ellos tiene distintas opciones o cursos de acción alternativos, además cada opción tiene asociada un resultado o beneficio para cada jugador [3] y [34].

- a) **Modelo de Cournot.**- El modelo de Cournot es el modelo oligopólico básico, donde la variable de decisión es el nivel de producción y las empresas toman sus decisiones simultáneamente en función al nivel de producción de las demás empresas competidoras. Esto implica que en la función de demanda que enfrenta cada empresa se tiene que considerar lo que hacen las empresas rivales, lo cual se refleja mediante la función inversa de demanda, donde el precio P depende de lo que ofrece la empresa "i" (q_i) y de lo que ofrecen las demás empresas (q_i^*):

$$P = p(q_1^*, \dots, q_i, \dots, q_n^*) \quad (3-1)$$

Por lo tanto, lo que se busca es maximizar el beneficio de un agente mediante la determinación de la cantidad óptima a producir, bajo los supuestos de que producto es homogéneo, que los jugadores tienen la misma información, que las decisiones no consideran que el otro pueda modificar su estrategia en función a lo que uno decide (juego estático), que la demanda responde ante el precio, entre otros. La solución óptima a la que llega cada agente resulta de resolver la siguiente función objetivo:

$$\underset{0 \leq q_i \leq \infty}{\text{Máx}} \pi_i(q_1^*, \dots, q_i, \dots, q_n^*) = q_i \times (p(q_1^*, \dots, q_i, \dots, q_n^*) - c_i) \quad (3-2)$$

Donde:

- π_i : Función de beneficio del agente i que depende de la cantidad (q_i) que decide ofertar y de la producción que supone que el resto de participantes ofertará.
- q_i : Cantidad ofertada por el agente i.
- q_i^* : Cantidad fija ofertada por los demás competidores.
- c_i : Costo marginal de producción del agente i.

El modelo de Cournot ha sido ampliamente utilizado en diversos trabajos como los de Borenstein y Bushnell [43] y, L. Barroso y M. Pereira [44], el primero analiza el potencial de poder de mercado en California, señalando que existe posibilidad de manipulación de precios por las centrales hidroeléctricas en las horas de mayor demanda; en el segundo estudio, se modela un mercado hidrotérmico con gran predominio hidráulico, como lo es el sistema brasileño, se muestra que la estrategia óptima de una central hidroeléctrica, se da cuando almacena agua para uso futuro, sobre todo cuando las épocas futuras son secas, además concluye que el uso de contratos bilaterales en el mercado reduce el potencial ejercicio de poder de mercado.

En Chile se han desarrollado trabajos bajo los supuestos del modelo Cournot, entre estas investigaciones tenemos el realizado por J. Villar y H. Rudnick [34] que simula el mercado chileno (SIC) bajo el supuesto que funciona como una bolsa de energía, concluyen que para periodos de corto plazo la demanda juega un papel importante en la determinación de precios, debido a que su comportamiento inelástico da oportunidad a los agentes de mercado de ofertar energía a precios demasiado altos. Así también señala que la utilización de contratos bilaterales reduce posibilidades para el potencial ejercicio de poder de mercado.

En Chile también están los trabajos desarrollados por Arellano [35] que básicamente determina que en sistemas hidrotérmicos los productores pueden ejercer poder de mercado distorsionando la asignación intertemporal del agua de los embalses, el incentivo a ejercer poder de mercado está fuertemente determinado por la diferencia en la elasticidad precio de la demanda residual que se observa entre períodos, ello significa que el productor tiene incentivo a sub-utilizar el agua disponible en períodos en que la demanda es menos elástica y a sobre-utilizarla en períodos en que la demanda residual es más elástica. Asimismo, Arellano en [4] analiza los incentivos para ejercer poder de mercado del mercado eléctrico chileno si fuera desregulado, mostrando que la empresa generadora más grande (Endesa), tendría el incentivo y la capacidad de ejercer poder de mercado, mediante la programación de sus recursos hídricos.

- b) **Modelo de Bertrand.-** En este modelo la variable estratégica de las empresas es el precio. Los supuestos de este modelo son similares al de Cournot. En este modelo cada firma determina el precio al que ofrece su producción de forma de maximizar sus utilidades. Además debe agregarse el supuesto de que cualquier firma puede capturar el mercado completo ofertando a precios más bajos que sus competidores y que tiene capacidad de producción suficiente para cubrir esa demanda.

$$Q = q(p_1^*, \dots, p_i, \dots, p_n^*) \quad (3-3)$$

La solución óptima a la que llega cada agente resulta de resolver la siguiente función objetivo:

$$\underset{0 \leq p_i \leq \infty}{M \acute{a}x} \pi_i(p_1^*, \dots, p_i, \dots, p_n^*) = q_i(p_1^*, \dots, p_i, \dots, p_n^*) \times (p_i - c_i) \quad (3-4)$$

Donde:

- π_i : Función de beneficio del agente i que depende del precio (p_i) que decide ofertar y del precio que supone al cual el resto de los participantes ofertará
- p_i : Cantidad ofertada por el agente i .
- p_i^* : Cantidad fija ofertada por los demás competidores.
- c_i : Costo marginal de producción del agente i .

El modelo Bertrand para algunos autores [38], [41] y [43] presentaría limitaciones y supuestos difíciles de aplicar a los mercados eléctricos. Por ejemplo, cuando las empresas compiten por precios, alguna firma puede capturar todo el mercado ofreciendo precios más bajos que las demás empresas competidoras, por lo tanto debe incrementar su producción para satisfacer la demanda, supuesto que no puede cumplirse en los mercados eléctricos, dadas las restricciones sobre la capacidad de generación en el corto y mediano plazo, por lo tanto este modelo no sería aplicable en los mercados eléctricos. Las restricciones de capacidad en los generadores son significativas en el mediano plazo, por cuanto no se pueden construir nuevas plantas o aumentar la capacidad de manera repentina. En el corto plazo, las plantas pudiesen no estar disponibles debido a mantenimientos y otras consideraciones de confiabilidad.

Sin embargo, para L. Barroso y M. Pereira [44] el modelo Bertrand puede ser aplicable para estudios de corto plazo, donde las cantidades se mantienen fijas y las empresas pueden efectuar comportamientos estratégicos a través de precios. Por ejemplo se ha revisado el estudio realizado por M. Belsnes y G. Warland [16] quienes analizan los mercados eléctricos Ingles y NordPool, utilizando el modelo de Bertrand con restricciones de capacidad, sugiriendo que dicho modelo es aplicable cuando la demanda es inelástica (corto plazo), por cuanto el modelo Cournot tiende a dar precios demasiado altos, mientras el modelo Bertrand tiende a permanecer cerca del equilibrio competitivo, demuestra que el mercado Inglés es oligopólico y susceptible a ser manipulado a través del ejercicio de poder de mercado, sobre todo en horas de máxima demanda. Para el mercado NordPool demuestra que cuando el sistema está descongestionado el mercado es totalmente competitivo y cuando se congestiona aparecen áreas mayormente térmicas donde es posible ejercer poder de mercado.

- c) **Equilibrio en Funciones de Oferta (Supply Function Equilibrium – SFE).**- El modelo⁸ simula la estrategia de cada firma para escoger su programa de producción y su función de oferta (precio-cantidad), suponiendo que se conoce la del resto de firmas. Este modelo surgió para describir situaciones donde las empresas buscan ofertar de manera óptima en presencia de incertidumbre, por cuanto los modelos de competencia en precios (Bertrand) o cantidades (Cournot) no alcanzan el nivel óptimo de precios y cantidades cuando existe incertidumbre en la demanda. En este modelo, no existe un único precio-cantidad, sino un conjunto de combinaciones óptimas, las empresas se adaptan a los cambios en la demanda ajustando simultáneamente precios y cantidades.

Cuando hay incertidumbre la demanda residual es estocástica, incluso en equilibrio y por tanto hay un conjunto de puntos óptimos, uno por cada realización de la demanda. Los supuestos son: producto homogéneo, las empresas son simétricas (mismos costos), duopolio, la incertidumbre es unidimensional y exógena, las estrategias de las empresas no afectan la curva de sus costes marginales, se analiza solamente el caso de equilibrio simétrico y el caso de estrategias puras y, se analiza un único periodo.

Con este modelo se puede simular el comportamiento de las firmas de una manera más precisa. Además sus resultados son más parecidos a los entregados por modelos competitivos. La aplicación del modelo es muy frecuente en los mercados eléctricos, al igual que el modelo de Cournot. Tiene la ventaja de representar mejor el modo en que las firmas efectivamente realizan sus ofertas. No obstante, este modelo posee la desventaja de no ser tan flexible como el modelo de Cournot para incorporar otros aspectos de los mercados eléctricos, como contratos, derivados financieros y límites técnicos, entre otros. Además, el equilibrio de Nash-Cournot es generalmente más fácil de calcular que el equilibrio del modelo de funciones de oferta, por lo tanto Cournot se ha utilizado más que el modelo SFE, a pesar de la superioridad conceptual de este último en los mercados de electricidad [3], [38] y [45].

Un trabajo que utiliza este modelo es el realizado por [46] donde se analiza a existencia de poder de mercado en el mercado eléctrico de Italia, para solucionar el modelo se utiliza un algoritmo genético coevolutivo, muestran que a pesar de la ausencia de las restricciones de transmisión en la red, las empresas estratégicas

⁸ Planteado Klemperer y Meyer, 1989, e introducido para el análisis de los mercados eléctrico por Green y Newbery en 1992.

pueden ejercer poder de mercado y aumentar el precio de la electricidad de manera significativa durante los períodos de máxima demanda, debido a la alta concentración del mercado. Además cuando el mercado se congestiona se crean zonas no competitivas sobre todo en las zonas norte y sur de Italia.

- d) **Modelo de Stackelberg.-** Este es un modelo de competencia por cantidades, pero a diferencia del modelo de Cournot, las empresas no eligen su producción al mismo tiempo, sino que existe una jerarquía entre ellas, por cuanto existe una empresa “líder” y empresas “seguidoras”. Las seguidoras toman como dada la producción de la líder y sobre esta base maximizan sus beneficios. La líder conoce como se van a comportar las seguidoras e incorpora esta información cuando decide su nivel de producción. Este es un modelo de *oligopolio secuencial*, donde primero decide el líder y en segundo lugar deciden los seguidores, dada la decisión del líder [47].

La forma de obtener el equilibrio de esta estructura de mercado es resolverlo como un juego secuencial finito mediante inducción hacia atrás (backward induction). Esto es, primero se obtiene la condición de equilibrio en el último periodo (los seguidores) y esa condición de equilibrio es incorporada en la decisión del agente que decide en la secuencia previa (el líder). De esta forma, el líder puede determinar cuál es el nivel de producción que maximiza sus beneficios, considerando la reacción que los seguidores tendrán luego que él decida [47].

El líder obtiene los mejores resultados ya que es quien manipula estratégicamente la conducta del seguidor. El modelo de Stackelberg puede ser analizado en forma extensiva (árbol de decisión), el cual muestra el orden en el cual las firmas realizan sus movimientos, sus estrategias y sus pagos. El modelo de Cournot es más aplicable a una estructura de mercado donde cada empresa, individualmente, no tiene ventajas respecto de las otras, mientras el modelo Stackelberg se aplica más cuando existe una estructura de mercado con alguna asimetría importante entre las empresas de un mercado que haga que alguna de ellas tenga un dominio sobre el resto.

3.2.4.2 Modelos de simulación con teoría de subastas

El análisis económico del poder de mercado mediante la teoría de subastas, se fundamenta en el hecho que muchas estructuras de mercado eléctrico funcionan mediante mecanismos de subastas, que básicamente son un conjunto de reglas que se establecen de

como se transa un bien o servicio. En si la teoría de subastas es una aplicación de la teoría de juegos para resolver interacciones entre diversos agentes de un mercado. La forma simple de subastas induce a juegos normales que son esencialmente resueltos aplicando directamente los conceptos básicos de equilibrio de juegos no cooperativos, tales como el equilibrio de Nash, sin recurrir a criterios para seleccionar entre equilibrios múltiples [48].

Los modelos de subasta capturan con mayor precisión las características discretas que presentan las funciones de oferta en los mercados eléctricos, por cuanto a diferencia del modelo SFE en la que las combinaciones de precio y cantidad puede ser especificado por una función continua (lineal o polinomial, etc.), mediante el modelo de subastas se pueden capturar con bastante exactitud la estructura discreta de las ofertas de las empresas, es decir funciones de oferta escalonadas que son representaciones más reales de las estrategias de oferta las empresas de generación. Por lo tanto, a veces este enfoque resulta más atractivo aplicarse a ciertos contextos estructurales de mercado [49].

Existen diferentes clases de subastas, entre ellas se encuentran la subasta de primer precio, la subasta de segundo precio y la subasta óptima, entre otras. En la subasta al primer precio, el ganador de la subasta con la mejor oferta paga su propia oferta (precio). En la subasta de segundo precio, el ganador de la subasta con la mejor oferta paga la siguiente mejor oferta. Las subastas óptimas, son las que maximizan la renta esperada del vendedor. También las subastas pueden ser estáticas o dinámicas. En las versiones estáticas, los negociantes presentan ofertas selladas, cada uno actúa sin información de las ofertas de los otros. En versiones dinámicas, los negociantes observan las ofertas de los otros y pueden revisar sus ofertas secuencialmente.

3.2.4.3 Modelos de simulación econométrica

Los modelos econométricos⁹ de precios resultan ser útiles para el seguimiento y monitoreo de poder de mercado. Un modelo econométrico, básicamente describe la relación matemática que existe entre una variable de interés (variable dependiente) y los factores que influyen en dicha variable (variables independientes). La estimación econométrica en su aplicación a los mercados eléctricos, trata de identificar una función de oferta y otra demanda en un sistema de ecuaciones simultáneas estimadas por el método

⁹ Una forma funcional simplificada de un modelo econométrico se muestra a continuación, donde "X" es la variable independiente, "Y" denota la variable dependiente, y la "a" y "b" son los coeficientes que describen la relación entre X e Y: $Y = a + bX$

de Mínimos Cuadrados Ordinarios, donde las variables dependientes son los principales factores que influyen en el precio, como los costos combustibles, máxima demanda, producción de energía, hidrología, ventas, restricciones de transmisión, etc. [20], [33] y [50].

Para M. Barmack y E. Kahn [50] el enfoque econométrico tiene tres virtudes principales: Primero, se puede adaptar a todos los datos que están fácilmente disponibles. Segundo, proporciona un marco para medir la precisión de los modelos. Tercero, los modelos econométricos se utilizan en una gran variedad de contextos de organización de mercados. Asimismo, para Udi Helman [51], ha habido un desarrollo sustancial de los métodos de simulación econométricos para llevar a cabo sobre todo análisis ex post de monitoreo de poder de mercado, con mejoras en la exactitud de sus resultados. Los análisis empíricos suelen agruparse en dos tipos. El primero analiza el comportamiento a nivel de empresa, tratando de mostrar las relaciones existentes entre sus ofertas de mercado, su producción real y la capacidad de afectar a los precios de mercado. El segundo tipo simula un precio de referencia del mercado competitivo mediante la estimación de los costos marginales de los generadores en el mercado y los compara con el precio observado del mercado. Actualmente, estos métodos se aplican en los mercados eléctricos para realizar una evaluación anual ex -post del mercado, sobre todo son utilizados por los monitores de mercado en Estados Unidos de Norteamérica.

Los modelos que mayormente han sido aplicados en los mercados eléctricos son siguientes:

- a) **Modelo de Bresnahan-Lou.-** Este modelo se basa en el hecho de que las firmas estratégicas que maximizan sus beneficios, colocando sus costos marginales igual al ingreso marginal percibido. El modelo permite identificar la presencia de poder de mercado, sin conocer la función de demanda o la función de costos a priori. En su lugar, la solución es estimar las relaciones de oferta y demanda en una estimación de ecuaciones simultáneas en dos etapas [20].

El modelo asume que los compradores son tomadores de precio y, si bien en competencia perfecta el ingreso marginal debe igualar a la demanda y al precio, cuando existe poder de mercado esta relación no se cumple de tal forma que el ingreso marginal es menor al precio por lo que se tiene que identificar la presencia de poder de mercado mediante la incorporación de una variable lambda que captura dicho efecto en la ecuación. Si bien no se conoce la función de oferta y demanda a priori para determinar el poder de mercado, es necesario hacer una estimación para poder medir el poder de mercado en todos los agentes involucrados a partir de

variables relevantes como hidrología, costos de potencia y energía, índices de concentración, ingreso promedio del consumidor, entre otras variables señaladas por la bibliografía sugerida en el marco teórico. Una de las ventajas de la metodología de Hjalmarsson resulta en que es la metodología más directa al estimar la elasticidad precio de la demanda, el grado de concentración y el índice de poder de mercado como variables dentro del sistema de ecuaciones de oferta y demanda [20].

- b) **Modelo de Wolfram.-** Este modelo fue desarrollado por Wolfram [52] para determinar un indicador que resuma el grado de competencia que ejercen los agentes en los mercados eléctricos, fue aplicado al mercado británico. Para ello se determinan las funciones de demanda y oferta. La función de la demanda (D) depende del precio del mercado (P), una serie de variables observables (X) y un error aleatorio (ε). Esta demanda se despeja para cada momento t. De manera análoga se plantea la función de oferta, que es representada por el costo marginal del sistema (MC), que depende de la cantidad generada por la planta (Qi), una serie de variables observables que influyen en los costos de generación (Zi) y un término de ruido en la estructura de costos (ε_{sit}).

La función de beneficios de cada firma se deriva de la diferencia entre ingresos y costos:

$$Max \pi_{it} = P(Q_t, X_t, \varepsilon_t) \times q_{it} - C(q_{it}, Z_{it}, \varepsilon_{sit}) \quad (3-5)$$

Donde P es la función inversa de la demanda agregada y C la función de costos cuya derivada es MC, Q la energía agregada demandada y π_{it} son los beneficios de la planta i en el período.

3.3 Experiencias internacionales

En esta sección se presentan casos de implementación de monitoreo de condiciones de competencia en el sector eléctrico. A continuación se detallan brevemente algunas de las implementaciones en los mercados eléctricos internacionales.

3.3.1 Argentina

El mercado eléctrico argentino, en cuanto a su dinámica, fue concebido bastante a la lógica del mercado eléctrico chileno, la reforma liberalizadora del sector eléctrico fue mucho más intensa, y abarcó a casi todas las áreas de la energía en un plazo de tiempo muy corto. En la Argentina la actividad de monitoreo recae parcialmente en la Compañía Administradora del Mercado Mayorista (CAMMESA), organismo encargado de las funciones de coordinación y despacho del sistema. CAMMESA tiene que controlar que las declaraciones de indisponibilidad forzada por parte de las empresas estén debidamente justificadas, inclusive realizando auditorias in situ. En cambio, no tiene la potestad de imponer multas, las que son impuestas por el regulador Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) a partir del análisis recibido por el operador.

3.3.2 Australia

El Australian National Electricity Market (NEM) fue establecido en 1998 como un mercado mayorista, con modelo pool obligatorio. Este mercado es operado por la National Electricity Market Management Company Limited (NEMMCO). Uno de los rasgos distintivos del modelo regulatorio Australiano, es que la Australian Competition and Consumer Commission (ACCC) es a su vez el regulador de electricidad nacional y la autoridad de competencia. La responsabilidad primaria del monitoreo del mercado es llevada a cabo por la National Electricity Code Administrator (NECA). NEMMCO también cumple el rol en el proceso de monitoreo de mercado cuando se requiere que se revise la conducta en significativos incidentes operativos, para revisar la adecuación de las facilidades o servicios.

NECA repara reportes semanales y mensuales de análisis de mercado, en los cuales incluye, i) el monitoreo a las potenciales infracciones de los procedimientos (evaluación y monitoreo de los oferentes para cumplir con los códigos, monitoreo de las variaciones entre los precios spot proyectados y los actuales), ii) investigaciones (sobre prácticas en el mercado), iii) NECA reportara incidentes en donde se encuentre que hay significativas variaciones que son causadas por actividades que son inconsistentes con los objetivos del mercado). El NEM es uno de los pocos mercados eléctricos que sigue una regla regulatoria muy estricta, en el sentido de que luego de cada día, revela las cantidades ofertadas, y los programas y niveles de producción.

3.3.3 Inglaterra y gales

De los países que han efectuado reformas en el sector eléctrico, es uno de los sistemas sobre el cual más se ha escrito en la literatura y sobre el cual se han realizado diversos análisis de poder de mercado. Durante los últimos veinte años, el mercado ha transitado a través de los modelos POOL, NETA y BETTA. La reforma del mercado eléctrico de Inglaterra se llevó a cabo en 1990 con la formación de un pool regulado por la Office of Electricity Regulation (OFFER), que monitoreaba el mercado, pero tenía poco poder para ejercer cambios lo que hizo que los actores abusaran del poder de mercado. Por ello, se debió reformar el sector y darle más poder al monitor de mercado, que pasó a llamarse Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM). Este organismo, tiene las funciones de intervenir y los solucionar los problemas de diseño de mercado, para proteger los intereses de los consumidores. Sus principales acciones son promover la competencia y regular los mercados monopólicos. Un cambio radical frente a los poderes que tenía la OFFER es que la OFGEM tiene la última palabra frente a las discusiones sobre los cambios regulatorios del mercado.

3.3.4 Canadá (Ontario)

El Ontario Independent Electricity Market Operator (IMO), es una corporación establecida en 1998 para dirigir las operaciones del mercado y red de transporte. El rol del regulador es en parte responsabilidad del IMO y en parte responsabilidad de la Ontario Energy Board (OEB). La IMO se encarga del monitoreo, la evaluación y el análisis de la efectividad de las reglas del mercado y la estructura subyacente, como así también la conducta de los participantes del mercado para asegurar la eficiencia y la competitividad del mercado eléctrico al por mayor. Esta responsabilidad la lleva a cabo el Ontario's Market Surveillance Panel (MSP), un cuerpo independiente que responde al Director Independiente del IMO.

La MSP monitorea, investiga y reporta sobre el comportamiento del mercado en el mercado eléctrico competitivo de Ontario. Su objetivo es contribuir al desarrollo de un eficiente, competitivo y confiable mercado de electricidad y servicios auxiliares en Ontario. Si el MSP detecta que un participante del mercado actuó de manera que tomo ventaja o abuso de su poder de mercado, el Panel iniciara investigaciones y hará recomendaciones a la Junta de Energía de Ontario (IMO). Estas organizaciones tienen la autoridad para penalizar e influir sobre la conducta de los participantes mediante penalizaciones, cambio de reglas, cambio en las condiciones de licencias y hasta juicios penales.

La Unidad de Evaluación de Mercado (MAU), que depende de la IMO, brinda soporte en estas áreas, observando muy de cerca los indicadores de mercado, como son el precio, curvas de costos, apagones y cargas. Comparando esta información contra modelos de mercado, aumenta el entendimiento de los factores que afectan la oferta y la demanda y los movimientos en el precio de mercado, y asiste en la detección de flujos en el diseño del mercado para detectar potenciales casos de abuso de mercado por alguno de sus participantes.

3.3.5 Nueva Zelanda

El mercado eléctrico de Nueva Zelanda Electricidad (NZEM) comenzó a operar desde 1996. Está regulada por la Comisión de Electricidad de Nueva Zelanda y el operador del mercado es TRANSPOWER. El mercado mayorista es a través un pool obligatorio para los generadores de más de 30 MW de capacidad. La Comisión de Electricidad de Nueva Zelanda tiene entre otras funciones, supervisar si las reglas del mercado de electricidad han sido vulneradas. Las cuestiones de competencia del mercado eléctrico son de responsabilidad de la Comisión de Comercio de Nueva Zelanda. Por lo funciones de monitoreo de mercado, están repartidas entre la Comisión de Electricidad y el operador de mercado TRANSPOWER.

3.3.6 New York

En Noviembre de 1999, el antiguo NY Power Pool, que estaba establecido desde 1960, se convirtió en NYISO, en español, el Operador Independiente del Sistema de Nueva York. El monitoreo del mercado es realizado por el Market Monitoring and Performance División (MMPD), una división de NYISO. La división está dividida en 3 unidades: Mitigación y conformidad, Análisis, Investigación y Servicios de Datos.

La unidad de Mitigación y Conformidad realiza un monitoreo diario del sistema. La unidad de Análisis se enfoca en las cuestiones de largo plazo, incluyendo el análisis de la performance del mercado y las cuestiones de diseño. La unidad de Investigación realiza investigaciones, incluyendo auditorias en las facilidades, que se guardan en forma confidencial, e investigaciones formales sobre un comportamiento irregular o posiblemente no competitivo. La unidad de Servicios de Datos se encarga de las necesidades de datos del resto de los grupos.

Dentro del Plan de Monitoreo de Mercado, la MMU (Monitoring Market Unit) reporta al CEO de NYISO, quien es de hecho el responsable al Directorio de ISO sobre las actividades de monitoreo. También, la MMU trabaja muy de cerca con un Asesor Externo quien tiene un rol activo en las actividades de monitoreo. Este asesor se encarga de preparar los procedimientos de mitigación y monitoreo, provee una evaluación independiente de la ISO y de la MMU, y prepara el reporte anual de mercado.

3.3.7 PJM

La interconexión Pennsylvania – New Jersey – Maryland (PJM) es el más antiguo pool de energía en los Estados Unidos, establecido en 1927. Desde 1998 PJM se convirtió en un operador independiente. Al igual que todos los ISO (independent system operators), PJM estableció una Unidad de Monitoreo del Mercado (siglas MMU en inglés). La MMU depende administrativamente del presidente de PJM, pero el Administrador tiene la autoridad para contactar independientemente al directorio de PJM o al FERC.

Los objetivos del monitoreo del mercado de PJM son delineados en el Plan de Monitoreo de Mercado, que es aprobado por la FERC. Los objetivos de la MMU son monitorear y realizar reportes sobre las distintas cuestiones concernientes a la operación del mercado PJM. Entre estas se incluyen la operación del pool y los mercados bilaterales para detectar defectos en las reglas del operador del mercado, como así también detectar problemas estructurales en el mercado, para evaluar mecanismos de coerción para asegurar que se cumplan las reglas del operador y asegurar que el programa de monitoreo será conducido de una manera independiente y objetiva. En particular, el Plan de Monitoreo de Mercado establece que la MMU debe ser responsable de monitorear que se cumplan las reglas de mercado establecidas por PJM, y también de buscar la potencialidad de que alguno de los participantes tenga ejercicio de poder de mercado.

3.3.8 Nueva Inglaterra

El mercado eléctrico en Nueva Inglaterra comenzó a operar en 1997, el operador del mercado es el ISO-NE (Independent System Operator New England), tiene un modelo de mercado “Day-Ahead-Market” con despacho de unidades centralizado. Cuenta con la Unidad de Monitoreo de Mercado (MMU) encargada de las funciones de monitoreo de mercado, sus principales responsabilidades del monitor de mercado son la revisión de la

competencia del mercado de electricidad al por mayor, informar a través de reportes los resultados del mercado y recomendar mejoras en el diseño del mercado.

Elabora, informes de monitoreo y supervisión de manera diaria, semanal, mensual y anual, con el objeto evaluar constantemente el comportamiento del mercado. Las tareas, del MMU comprenden el monitoreo en tiempo real para asegurar la competitividad y el cumplimiento de las reglas de mercado, analizar e informar sobre el desempeño del mercado, e identificar oportunidades para mejorar las reglas del mercado. Asimismo, es un apoyo para la FERC, por cuanto proporciona respuestas oportunas a los problemas específicos, informa de comportamientos potencialmente sancionables, además proporciona recomendaciones sobre el desarrollo del mercado regional.

Propuesta del Sistema de Monitoreo

4.1 Descripción del problema

En los mercados eléctricos, se puede considerar que la principal variable que determina el comportamiento de las empresas es su capacidad de generación, por cuanto a mayor capacidad de generación, mayor será la posibilidad de influir en los precios del mercado. Si a ello se le suma el hecho que su capacidad de generación está constituida por diferentes tipos de tecnologías con costos de operación diferenciados, esta situación aunará a que se ejerzan manipulaciones del mercado. Por lo que el primer aspecto que se analiza en los mercados eléctricos es su capacidad de generación de una empresa medida en términos relativos con respecto sus competidores y con respecto a la demanda, estos es la cuota de mercado. Existen numerosos estudios que evidencian la relación directa que existe entre la concentración de mercado y la potencial manipulación de mercados eléctricos. Por lo que, mercados eléctricos altamente concentrados como el chileno, se encuentran expuestos a este tipo de comportamientos estratégicos de las empresas más grandes.

Una de las formas de actuar estratégicamente en el mercado, como se analizó en el Capítulo 2, es a través del manejo estratégico de la capacidad de generación. En el corto y mediano plazo esta situación puede ser aprovechada por medio de la declaratoria de la indisponibilidad de las centrales de generación por mantenimiento. Una determinada empresa puede declarar el mantenimiento de una de sus unidades de generación, reduciendo su capacidad de generación en el corto plazo; sin embargo, al contar con gran capacidad de generación, otra unidad de generación más costosa puede reemplazar esta capacidad, teniendo como efecto el incremento de los precios del mercado. Como toda la energía se retribuye a ese precio, si la empresa tenía otras centrales produciendo, habrá conseguido beneficios económicos. Así por ejemplo, según [53] el poder de mercado de las empresas dominantes se manifiesta a través de las empresas que declaran ciertas plantas no disponibles para el suministro en determinados períodos.

En este contexto, es necesario evaluar si la declaratoria de indisponibilidad por mantenimiento de una central generadora en el corto plazo, constituye un comportamiento estratégico por parte de la empresa propietaria de la central, por cuanto en mercados tipo pool centralizado (como Chile y Perú), el operador del mercado realiza la programación de la operación en el corto y mediano plazo sobre la base de la información proporcionada por los participantes del mercado. En el caso que nos atañe son los planes de mantenimiento de las centrales de generación.

La programación de la generación consiste en encontrar la estrategia óptima de operación de las unidades generadoras. Para alcanzar este objetivo, debe procurarse que el costo de operación del sistema sea el mínimo, satisfaciendo simultáneamente tanto las restricciones de cada unidad generadora como del sistema en su conjunto. En un sistema hidrotérmico, en general, la resolución del problema de operación se realiza en varias etapas, cada una en forma secuencial, debido a que la solución de una de ellas sirve como información de entrada para la siguiente etapa.

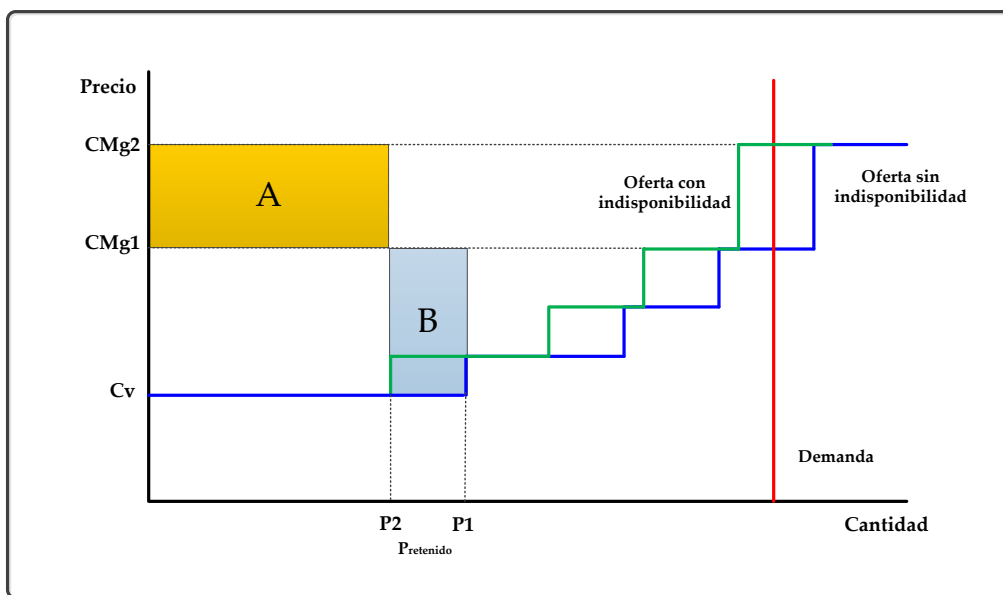
Primeramente se realiza una coordinación hidrotérmica de corto plazo (semanas, días), cuyo objetivo es determinar la energía hidráulica disponible en los embalses de manera que se minimice el costo de operación para todo el periodo de estudio. En seguida, se realiza predespacho de las unidades térmicas (o unit commitment), que consiste en definir qué unidades deben entrar en funcionamiento en cada etapa (en este caso horas), de forma de minimizar los costos de combustible, de partida y de apagado de las unidades termoeléctricas. Finalmente, se realiza el despacho económico de carga, que consiste en asignar la cantidad de potencia que suministrará cada unidad termoeléctrica durante un período determinado (una hora), de forma de satisfacer la demanda a mínimo costo y cumpliendo simultáneamente las restricciones de operación.

Es conveniente remarcar que el control sobre la declaración de indisponibilidad de las plantas por mantenimientos, lo tienen las empresas de generación, por cuanto esta información es proporcionada al operador del mercado para realizar la programación de la operación del sistema. En este contexto, es necesario analizar los efectos y/o impactos que produce la indisponibilidad por mantenimiento de una central, con el fin de detectar posibles comportamientos anticompetitivos por parte de los agentes componentes del mercado.

4.2 Fundamento teórico de la propuesta

El manejo estratégico de la capacidad por parte de una empresa dominante que cuenta con gran capacidad de generación y con variedad de tecnologías de generación con diferentes costos variables, puede realizarse a través de la declaración de salida por mantenimiento. Aduciendo la disminución de la capacidad disponible, los efectos sobre los precios pueden evaluarse tal como se muestra en la siguiente figura:

Figura 4.1: Manejo la capacidad por mantenimiento



Como se puede observar en la figura, al declararse la indisponibilidad de una parte de la capacidad de la central que tiene un costo variable (C_v), debido a la reducción de capacidad ($P_{\text{retenido}}=P_1-P_2$) por mantenimiento de la central generadora, la curva de oferta se eleva un escalón debido a que otra central generadora de mayor costo ocupa su lugar. Como consecuencia, el precio de mercado se incrementa desde CMg_1 a CMg_2 . La empresa que retira la central por mantenimiento, deja de ganar el área B. Sin embargo, por efecto del incremento del precio obtendrá un beneficio extra dado por el área A. Por lo tanto, en caso de que el propietario del generador declarado indisponible tenga el control de las unidades generadoras de bajo costo, será conveniente para éste retirar capacidad si el área A es superior a la B, esto es:

$$Area A = P_2 \times (CMg_2 - CMg_1) \quad (4-1)$$

$$Area B = P_{retenido} \times (CMg_1 - Cv) \quad (4-2)$$

Respecto de este tipo manejo estratégico de la capacidad, es importante contar con una caracterización del parque de generación, por cuanto las posibilidades técnicas y económicas de retirar una central son muy distintas según el tipo de tecnologías de generación. Así, existen las denominadas centrales de generación modulables (típicamente el parque térmico) que son centrales que técnicamente pueden ser retiradas y puestas en marcha sin restricciones sustanciales. La diferencia con las centrales no modulables (como las hidroeléctricas) está fundamentalmente en sus distintos costos marginales. Las centrales modulables se las caracteriza como centrales retirables, ya que su propietario puede retirarlas del sistema según su estrategia de producción.

En tal sentido, una compañía que controla centrales de distintos costos marginales puede decidir retirar una central de bajo costo e incorporar otra que fijará un precio en el mercado mayorista superior al que hubiese determinado la central retirada. Como toda la energía se retribuye al precio establecido por la generadora más costosa (generador marginal), si la empresa tenía otras centrales produciendo, habrá conseguido un mayor precio para toda la energía que genera. Por lo tanto, una empresa generadora que tiene diversos tipos de tecnología puede influenciar notablemente en los precios del mercado. Como se ha visto, este tipo de estrategia es totalmente aplicable a mercados con modelo pool obligatorio y red multinodal.

En dicho caso si se tienen distintas empresas participando en el mercado, las cuales cuentan con varias centrales de diferentes tipos de tecnología, la variación de los ingresos para una determinada empresa se puede establecer, con la comparación del nivel de ingresos considerando la indisponibilidad de la central y sin considerar el retiro de la central. Así tenemos que los ingresos en el mercado spot, en el mercado de contratos y los ingresos totales para una empresa "j", en una hora serán los siguientes:

$$Ing. spot_j = \sum_{i=1}^N (CMg_{j,i} - CV_{j,i}) \times Eg_{j,i} \quad (4-3)$$

$$Ing. contr_j = \sum_{k=1}^L (Pc_{j,k} - CMg_{j,k}) \times Er_{j,k} \quad (4-4)$$

$$Ing_j = Ing. spot_j + Ing. contr_j$$

$$Ing_j = \sum_{i=1}^N (CMg_{j,i} - CV_{j,i}) \times Eg_{j,i} + \sum_{k=1}^L (Pc_{j,k} - CMg_{j,k}) \times Er_{j,k} \quad (4-5)$$

Donde:

$Ing. spot_j$: Ingresos en el mercado spot para la empresa "j"
N	: Número de centrales de propiedad de la empresa "j"
$CMg_{j,i}$: Costo marginal en la barra de inyección de la central "i" de la empresa "j"
$CV_{j,i}$: Costo variable de la central "i" de la empresa "j"
$Eg_{j,i}$: Energía generada por la central "i" de la empresa "j"
$Ing. contr_j$: Ingresos en el mercado de contratos para la empresa "j"
L	: Número de clientes de la empresa "j"
$Pc_{j,k}$: Precio de contrato del cliente "k" de la empresa "j"
$CMg_{j,k}$: Costo marginal en la barra de retiro del cliente "k" de la empresa "j"
$Er_{j,k}$: Energía retirada por el cliente "k" de la empresa "j"
Ing_j	: Ingreso total en el mercado spot y contratos de la empresa "j"

En tal sentido, los ingresos en el mercado spot, los ingresos en el mercado de contratos y los ingresos totales para una determinada empresa, pueden ser calculados considerando la indisponibilidad por mantenimiento y sin considerar la indisponibilidad por mantenimiento, en el caso de que los ingresos obtenidos considerando la indisponibilidad sean mayores a los ingresos sin considerar la indisponibilidad, entonces la indisponibilidad por mantenimiento de la central estaría favoreciendo a la empresa que retira la central de la operación del sistema.

Asimismo, este análisis debe estar acompañado de otros indicadores que contribuyan a una mejor evaluación y muestren con mayor certeza que se está produciendo un comportamiento estratégico por parte de la empresa propietaria de la central retirada. Uno de estos indicadores el RSI (Residual Supply Index por su sigla en inglés), el cual establece qué porcentaje del total de la capacidad disponible de generación del mercado que queda para satisfacer la demanda, una vez que se resta la capacidad de un determinado generador. A continuación se presenta la forma de cálculo de este indicador, para una hora:

$$RSI_j = \frac{Cap. sist - Cap. emp_j}{D} \quad (4-6)$$

$$Cap. emp_j = \sum_{i=1}^N Pdisp_{j,i} \quad (4-7)$$

$$Cap. sist = \sum_{j=1}^M Cap. emp_j = \sum_{j=1}^M \sum_{i=1}^N Pdisp_{j,i} \quad (4-8)$$

$$RSI_j = \frac{\sum_{j=1}^M \sum_{i=1}^N Pdisp_{j,i} - \sum_{i=1}^N Pdisp_{j,i}}{D} \quad (4-9)$$

Donde:

- RSI_j : Indicador de productor residual para la empresa "j"
 $Cap. sist$: Capacidad disponible total del sistema
 $Cap. emp_j$: Capacidad disponible para la empresa "j"
 $Pdisp_{j,i}$: Potencia disponible de las centrales "i" de la empresa "j"
 D : Demanda horaria
 N : Número de centrales disponibles de propiedad de la empresa "j"
 M : Número de empresas participantes del mercado

Así puede establecerse, para un momento dado para qué empresa el indicador asume un valor menor a uno, lo cual convierte a la empresa en indispensable para operar el sistema, lo cual la coloca en una posición favorable para manejar estratégicamente el mercado.

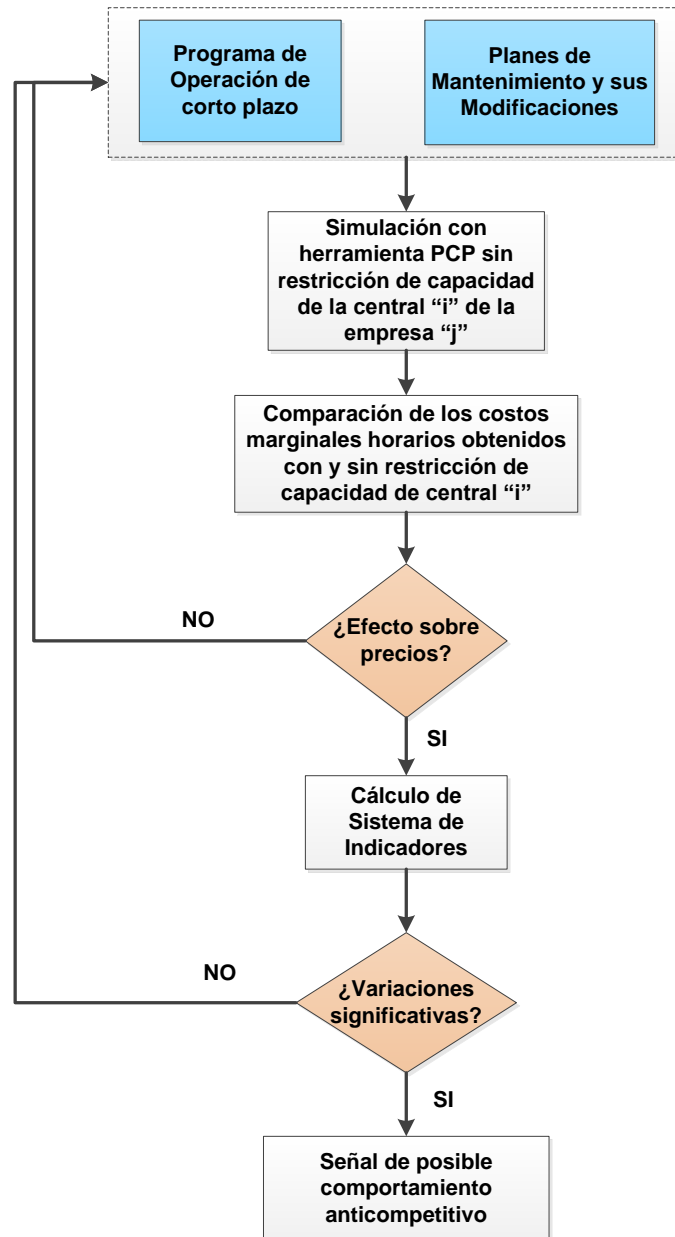
Otro factor, importante para analizar es la condición que tiene una empresa frente al mercado en un determinado lapso de tiempo. Si la producción de energía de una determinada empresa supera a la energía vendida mediante contratos, indica que tiene un exceso de generación, la cual la vende al mercado spot, por lo tanto si tiene la condición de excedentaria es más propensa a efectuar manipulaciones del mercado. Existen diversos trabajos que evidencian esta situación [20], [34] y [37], donde se demuestra que mientras más contratado está un productor, menor es el grado de poder de mercado que se puede ejercer y más cercano está el equilibrio de mercado al equilibrio competitivo en términos de precios y eficiencia de las decisiones de producción. Por lo tanto, es importante determinar en el corto y mediano plazo, si una empresa tiene condición excedentaria o deficitaria para evaluar posibles comportamientos anticompetitivos.

4.3 Propuesta metodológica

En concreto, la metodología se basa en la técnica de análisis comparativo o benchmark. Lo que se propone es realizar el análisis comparativo de un sistema de indicadores que permitan dar señales de posibles comportamientos estratégicos. Esto es comparar dos situaciones concretas, la primera considerando la indisponibilidad por mantenimiento de una central y la segunda sin considerar la indisponibilidad por

mantenimiento. Si se producen efectos sobre los precios y en el sistema de indicadores, entonces ello entregaría señales que se estaría produciendo manejos estratégicos de capacidad por parte de la empresa que retiene la capacidad de la central indisponible. El diagrama de flujos de la metodología propuesta para una determinada hora es el siguiente:

Figura 4.2: Flujograma de metodología propuesta



Lo que se pretende es comparar de manera ex – ante de manera proactiva, una vez que salen los datos de la programación de corto plazo, los posibles comportamientos estratégicos de algunas empresas debido al retiro de capacidad de una de sus centrales. En dicho caso, utilizando el modelo de programación de corto plazo, se simula nuevamente un escenario en el que no se considera la restricción de capacidad de la central por mantenimiento, obteniéndose de este modo nuevos precios del mercado. Este escenario de alguna forma se acercaría más al nivel competitivo, por lo tanto se comparan los costos marginales obtenidos en la programación de corto plazo y la simulación realizada sin considerar la restricción de capacidad.

En dicho caso, si se producen variaciones significativas en los costos marginales de sistema, daría una primera señal con respecto a la estrategia de retención de capacidad por mantenimiento, por lo que será necesario calcular un sistema de indicadores que permitan evaluar comportamientos estratégicos en el mercado. En tal sentido se calculan indicadores de la estructura del mercado como cuota de mercado, tasa de concentración, índice de HHI (Índice de Herfindahl-Hirschman), Índice RSI (Residual Supply Index) por empresa, nivel de ingresos en el mercado spot por empresa, nivel de ingresos en el mercado de contratos por empresa, nivel de ingresos totales por empresa, precios medios por empresa, así como una forma de Índice de Lerner. El sistema de indicadores propuestos se detalla en el siguiente acápite de la presente tesis.

Es necesario precisar, que para la evaluación del sistema de indicadores se debe tener en cuenta sobre todo, si se producen cambios significativos en los costos marginales del sistema, si los ingresos de la empresa se incrementaron, si la empresa propietaria responsable del retiro de la central es indispensable en la operación del sistema (Indicador RSI) y si la empresa tiene una condición de excedentaria. Una lectura adecuada de estos indicadores indicaría la posibilidad de descubrir potenciales comportamientos anticompetitivos por parte de los participantes del mercado.

4.4 Sistema de indicadores propuestos

De acuerdo con la metodología presentada en la sección anterior se propone un sistema de indicadores que permitan evaluar y detectar posibles comportamientos anticompetitivos por parte de los participantes del mercado, lo cuales fueron seleccionados teniendo en cuenta criterios que nos permitan realizar un adecuado análisis a las empresas generadoras y que permitan revelar conductas sospechosas. Estos

indicadores pueden ser calculados sobre la base de la información de entrada y salida de la programación de operación de corto plazo. El sistema de indicadores es el siguiente:

4.4.1 Indicadores estructurales

Los indicadores estructurales en el corto plazo, no ayudan a determinar comportamientos estratégicos; sin embargo, estos pueden ayudar a revelar características del diseño y estructura del mercado, que si bien no son relevantes en el corto plazo, pueden complementar el análisis de la retención de capacidad por indisponibilidad de las centrales de mantenimiento, es por ello que se calculan los siguientes indicadores para una determinada hora:

- a) **Cuota de mercado (Market Share).**- Mide la participación de una empresa en mercado, ello en términos operacionales es decir en energía generada.

$$S_{t,j} = \frac{\text{Generación de energía de la empresa "j" en la hora "t"}}{\text{Generación de energía total del sistema en la hora "t"}} \quad (4-10)$$

Donde:

$S_{t,j}$: Participación en el mercado de la empresa "j"

- b) **Tasa de Concentración.**- Con la finalidad de medir el grado de concentración del mercado por parte de las empresas generadoras más grandes, y para verificar su tendencia en el corto plazo, en términos de energía, también se puede obtener la curva de concentración.

$$CR_{t,r} = \sum_{j=1}^r S_{t,r} = S_{t,1} + S_{t,2} + S_{t,3} \cdots \cdots S_{t,r} \quad (4-11)$$

Donde:

$CR_{t,r}$: Tasa de concentración en la hora t, para las r empresas con mayor producción de energía.

$S_{t,r}$: Participación en el mercado de la empresa "j"

- c) **Índice Herfindahl-Hirschman (HHI) operacional.**- Con el fin de medir la concentración del mercado y su variación, así como para conocer la tendencia, que sigue dicho índice.

$$HHI_t = \sum_{j=1}^M S_{t,j}^2 = S_{t,1}^2 + S_{t,2}^2 + S_{t,3}^2 + \dots \dots S_{t,M}^2 \quad (4-12)$$

Donde:

HHI_t : Índice de concentración HHI del mercado en para una hora t, medido en términos de generación de energía.

$S_{t,j}$: Participación en el mercado de la empresa "j"

M : Número de empresas participantes en el mercado

d) Indicador de Productor Residual (Residual Supply Index ó RSI).- Este indicador si es importante determinarlo, por cuanto un valor menor a uno indica que la empresa es indispensable para la operación del sistema.

$$RSI_j = \frac{Cap.sist - Cap.emp_j}{D} \quad (4-13)$$

Donde:

RSI_j : Indicador de productor residual para la empresa "j"

$Cap.sist$: Capacidad disponible total del sistema

$Cap.emp_j$: Capacidad disponible para la empresa "j"

D : Demanda horaria

Así puede establecerse en una hora determinada, para cualquier empresa si el indicador asume el valor menor a uno, ese productor es el más importante. Lo deseable para que no exista posibilidad de manipular el mercado es que dicho valor asuma un valor superior a 110% en el 95% de las horas [54].

4.4.2 Indicadores del nivel de ingresos

Es importante determinar el nivel de ingresos que obtiene una empresa por acción de la retención de capacidad, por cuanto cuando un agente tiene la capacidad de influir en el precio del mercado, lo hará con el objetivo de obtener mayores beneficios durante un periodo determinado de tiempo, por lo tanto si se mide la rentabilidad que se genera como el efecto de la retención de capacidad, dicho indicador nos dará señales más precisas de un comportamiento anticompetitivo. Los ingresos pueden ser calculados para el mercado spot, para el mercado de contratos y la suma de ambos ingresos.

- a) **Nivel de ingresos por empresa en el mercado spot.**- El cálculo de los ingresos en el mercado spot se puede efectuar en forma horaria y en forma diaria, además se puede calcular un ingreso medio por empresa que vendría a ser la los beneficios que obtiene una empresa por la cantidad de energía diaria, descontados los costos variables de sus plantas de generación. Las fórmulas de cálculo para una determinada hora y día son las siguientes:

$$Ing. spot_j^t = \sum_{i=1}^N (CMg_{j,i}^t - CV_{j,i}^t) \times Eg_{j,i}^t \quad (4-14)$$

$$Ing. diario. spot_j = \sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^N (CMg_{j,i}^t - CV_{j,i}^t) \times Eg_{j,i}^t \quad (4-15)$$

$$Ing. medio. spot_j = \frac{Ing. diario. spot_j}{\sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^N Eg_{j,i}^t} \quad (4-16)$$

Donde:

- $Ing. spot_j^t$: Ingreso neto horario en el mercado spot, de la empresa "j"
 $Ing. diario. spot_j$: Ingreso neto diario en el mercado spot, de la empresa "j"
 $Ing. medio. spot_j$: Ingreso medio diario en el mercado spot, de la empresa "j"
 $CMg_{j,i}^t$: Costo marginal en la barra de inyección de la central "i"
 $CV_{j,i}^t$: Costo variable de la central "i"
 $Eg_{j,i}^t$: Energía generada por la central "i"
 N : Número de centrales de la empresa "j"

- b) **Nivel de ingresos por empresa en el mercado de contratos.**- De la misma forma, se pueden calcular los ingresos por venta de energía para satisfacer los contratos de los clientes de una empresa. El cálculo se puede efectuar de manera horaria y diaria, además se puede calcular un ingreso medio por empresa que vendría a ser la los beneficios que obtiene una empresa por la cantidad de energía diaria vendida por contratos. Las fórmulas de cálculo para una determinada hora y día son las siguientes:

$$Ing. contr_j^t = \sum_{k=1}^L (Pc_{j,k}^t - CMg_{j,k}^t) \times Er_{j,k}^t \quad (4-17)$$

$$Ing. diario. contr_j = \sum_{t=1}^{24} \sum_{k=1}^L (Pc_{j,k}^t - CMg_{j,k}^t) \times Er_{j,k}^t \quad (4-18)$$

$$Ing.medio.contr_j = \frac{Ing.diario.contr_j}{\sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^N Er_{j,k}^t} \quad (4-19)$$

Donde:

- $Ing.contr_j^t$: Ingreso neto horario en el mercado de contratos, de la empresa "j"
 $Ing.diario.contr_j$: Ingreso neto diario en el mercado de contratos, de la empresa "j"
 $Ing.medio.contr_j$: Ingreso medio diario en mercado de contratos, de la empresa "j"
 $CMg_{j,k}^t$: Costo marginal en la barra de retiro del cliente "i"
 $Pc_{j,k}^t$: Precio de contrato bilateral financiero con el cliente "i"
 $Er_{j,k}^t$: Energía retirada por el cliente "i"
 L : Número de clientes o retiros de empresa "j"

- c) **Nivel de ingresos totales por empresa.**- Los ingreso en mercado spot y en mercado de contratos se pueden sumar para obtener los ingresos totales de la empresa, tanto en forma horaria, como diaria.

$$Ing_j^t = Ing.spot_j^t + Ing.contr_j^t \quad (4-20)$$

$$Ing.diario_j = Ing.diario.spot_j + Ing.diario.contr_j \quad (4-21)$$

Donde:

- Ing_j^t : Ingreso total horario de la empresa "j"
 $Ing.diario_j$: Ingreso total diario de la empresa "j"

4.4.3 Indicadores del precio medio del mercado

Es importante determinar el precio medio o equivalente al cual la empresa vende su energía al mercado spot, el cual es calculado sobre la base de información disponible en la programación de la operación. Lo concreto, es que se determine cuál es el precio medio equivalente en el corto plazo al cual la empresa vende su energía, por cuanto para fines de comparación es importante determinar este precio. Por cuanto este precio se aproximará a niveles monopólicos si es que se produce un comportamiento anticompetitivo, y en otro caso sino se considera la restricción de capacidad el precio se aproximará más bien a niveles competitivos. Además este precio puede ser comparado, con los precios medios mensuales y precio medios de mercado, que las autoridades regulatorias calculan para determinar las tarifas de energía. Este precio medio o equivalente puede ser calculado de manera horaria o diaria para una empresa.

- a) **Precio medio horario por empresa.-** Mide el precio ponderado horario al cual vende su energía en el mercado spot una determinada empresa, puede ser calculada de la siguiente forma:

$$P_j^t = \frac{\sum_{i=1}^N CMg_{j,i}^t \times Eg_{j,i}^t}{\sum_{i=1}^N Eg_{j,i}^t} \quad (4-22)$$

Donde:

- P_j^t : Precio medio horario de la empresa "j"
 $CMg_{j,i}^t$: Costo marginal en la barra de inyección de la central "i"
 $Eg_{j,i}^t$: Energía generada por la central "i"

- b) **Precio medio diario por empresa.-** Mide el precio ponderado diario al cual vende su energía en el mercado spot una determinada empresa, puede ser calculada de la siguiente forma:

$$P_j = \frac{\sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^N CMg_{j,i}^t \times Eg_{j,i}^t}{\sum_{t=1}^{24} \sum_{i=1}^N Eg_{j,i}^t} \quad (4-23)$$

Donde:

- P_j : Precio medio diario de la empresa "j"
 $CMg_{j,i}^t$: Costo marginal en la barra de inyección de la central "i"
 $Eg_{j,i}^t$: Energía generada por la central "i"

4.4.4 Indicadores para comparación (análisis benchmark)

Como se ha mencionado, la metodología esencialmente trata de comparar dos estados. Uno que considera la restricción de capacidad de la central o centrales, de una misma empresa, que son declaradas indisponibles por mantenimiento, cuyos resultados son determinados por la programación de la operación que fue corrida con el modelo de programación de corto plazo, con esta información se calculan la serie de indicadores que fueron mencionados anteriormente. El otro estado, no considera la restricción de capacidad debido a la indisponibilidad de una central por mantenimiento, por lo tanto se simula nuevamente el modelo de programación de corto plazo, los resultados son utilizados para calcular la serie de indicadores mencionados anteriormente, por lo tanto

una comparación de indicadores de ambos entregará señales con respecto a si la declaratoria por indisponibilidad por mantenimiento de una central o centrales de una empresa, incrementa los precios del mercado, consecuentemente beneficia a la empresa propietaria de la central.

Los siguientes son los indicadores de comparación propuestos:

- a) **Índice de Lerner adaptado.**- El objetivo del Índice de Lerner es calcular la brecha entre los precios (supuestamente influenciados por manejo estratégico de capacidad) y el precio hipotético que hubiera sido establecido en un mercado competitivo, resultado de la simulación. Cualquier definición de poder de mercado se refiere a una situación de benchmarking, en la cual se caracteriza una situación de equilibrio competitivo, cuando los precios se igualan al costo marginal. De esta forma se pueden calcular, el Índice de Lerner adaptado, de manera horaria y diaria, de la siguiente forma:

$$LI_j^t = \frac{\{P_j^t\}_{Prog} - \{P_j^t\}_{Simulado}}{\{P_j^t\}_{Prog}} \quad (4-24)$$

$$LI_j = \frac{\{P_j\}_{Prog} - \{P_j\}_{Simulado}}{\{P_j\}_{Prog}} \quad (4-25)$$

Donde:

- LI_j^t : Índice de Lerner horario para la empresa "j"
 LI_j : Índice de Lerner diario para la empresa "j"
 $\{P_j^t\}_{Prog}$: Precio medio horario, conducta anticompetitiva (con restricción de capacidad)
 $\{P_j^t\}_{Simulado}$: Precio medio horario, conducta competitiva (sin restricción de capacidad)
 $\{P_j\}_{Prog}$: Precio medio diario, conducta anticompetitiva (con restricción de capacidad)
 $\{P_j\}_{Simulado}$: Precio medio diario, conducta competitiva (sin restricción de capacidad)

Es importante tener en cuenta, que valores altos del Índice no necesariamente indican manejo estratégico de capacidad, dado que los valores altos son también consistentes con un mercado eléctrico competitivo en el cual el margen de reserva

es muy bajo. En ese caso, los márgenes altos no están indicando manejos estratégicos sino que la capacidad de generación del sistema es baja.

- b) Variación del nivel de ingresos por empresa mercado spot.-** Del mismo modo que el índice de Lerner se pueden calcular las variaciones del nivel de ingresos en el mercado spot, bajo los mismos supuestos señalados anteriormente. Este puede ser calculado de manera horaria y diaria, de la siguiente forma:

$$\Delta Ing. spot_j^t = \frac{\{Ing. spot_j^t\}_{Prog} - \{Ing. spot_j^t\}_{Simulado}}{\{Ing. spot_j^t\}_{Simulado}} \quad (4-26)$$

$$\Delta Ingdia. spot_j = \frac{\{Ingdia. spot_j\}_{Prog} - \{Ingdia. spot_j\}_{Simulado}}{\{Ingdia. spot_j\}_{Simulado}} \quad (4-27)$$

Donde:

- $\Delta Ing. spot_j^t$: Variación del nivel de ingresos horarios en el mercado spot
 $\Delta Ingdia. spot_j$: Variación del nivel de ingresos diarios en el mercado spot
 $\{Ing. spot_j^t\}_{Prog}$: Ingreso horario mercado spot, conducta anticompetitiva (con restricción de capacidad)
 $\{Ing. spot_j^t\}_{Simulado}$: Ingreso horario mercado spot, conducta competitiva (sin restricción de capacidad)
 $\{Ingdia. spot_j\}_{Prog}$: Ingreso diario mercado spot, conducta anticompetitiva (con restricción de capacidad)
 $\{Ingdia. spot_j\}_{Simulado}$: Ingreso diario mercado spot, conducta competitiva (sin restricción de capacidad)

- c) Variación del nivel de ingresos por empresa mercado contratos.-** Del mismo modo se pueden calcular las variaciones del nivel de ingresos en el mercado de contratos, bajo los mismos supuestos señalados anteriormente. Este puede ser calculado de manera horaria y diaria, de la siguiente forma:

$$\Delta Ing. contr_j^t = \frac{\{Ing. contr_j^t\}_{Prog} - \{Ing. contr_j^t\}_{Simulado}}{\{Ing. contr_j^t\}_{Simulado}} \quad (4-28)$$

$$\Delta Ingdia. contr_j = \frac{\{Ingdia. contr_j\}_{Prog} - \{Ingdia. contr_j\}_{Simulado}}{\{Ingdia. contr_j\}_{Simulado}} \quad (4-29)$$

Donde:

$\Delta Ing. contr_j^t$: Variación del nivel de ingresos horarios en el mercado de contratos
$\Delta Ing dia. contr_{t,j}$: Variación del nivel de ingresos diarios en el mercado de contratos
$\{Ing. contr_j^t\}_{Prog}$: Ingreso horario mercado de contratos, conducta anticompetitiva (con restricción de capacidad)
$\{Ing. contr_j^t\}_{Simulado}$: Ingreso horario mercado de contratos, conducta competitiva (sin restricción de capacidad)
$\{Ing dia. contr_j\}_{Prog}$: Ingreso diario mercado de contratos, conducta anticompetitiva (con restricción de capacidad)
$\{Ing dia. contr_j\}_{Simulado}$: Ingreso diario mercado de contratos, conducta competitiva (sin restricción de capacidad)

- d) Variación del nivel de ingresos totales por empresa.-** Del mismo modo se pueden calcular las variaciones del nivel de ingresos totales por empresa. Este puede ser calculado de manera horaria y diaria, de la siguiente forma:

$$\Delta Ing_j^t = \frac{\{Ing_j^t\}_{Prog} - \{Ing_j^t\}_{Simulado}}{\{Ing_j^t\}_{Simulado}} \quad (4-30)$$

$$\Delta Ing. diario_j = \frac{\{Ing. diario_j\}_{Prog} - \{Ing. diario_j\}_{Simulado}}{\{Ing. diario_j\}_{Simulado}} \quad (4-31)$$

Donde:

ΔIng_j^t	: Variación del nivel de ingresos horarios totales
$\Delta Ing. diario_j$: Variación del nivel de ingresos diarios totales
$\{Ing_j^t\}_{Prog}$: Ingreso horario total, conducta anticompetitiva (con restricción de capacidad)
$\{Ing_j^t\}_{Simulado}$: Ingreso horario total, conducta competitiva (sin restricción de capacidad)
$\{Ing. diario_j\}_{Prog}$: Ingreso diario total, conducta anticompetitiva (con restricción de capacidad)
$\{Ing. diario_j\}_{Simulado}$: Ingreso diario total, conducta competitiva (sin restricción de capacidad)

4.5 Implementación de la propuesta

Para la implementación de la propuesta se utiliza información de la Programación de Corto Plazo e información del Plan Anual de Mantenimiento y sus actualizaciones. Las etapas básicas de implementación son:

Figura 4.3: Etapas de implementación



- a) **Recopilación de Información:** Corresponde a la información necesaria para la implementación del sistema de monitoreo. La información deber ser proporcionada básicamente de dos fuentes: la programación de operación de corto plazo y los planes de mantenimiento y sus actualizaciones y/o modificaciones. La información necesaria es la siguiente:

Información de entrada de PCP

- Base de datos de las centrales térmicas, sobre todo capacidades máximas de generación, costos variables combustibles, y parámetros técnicos de operación.
- Base de datos de las centrales hidráulicas de embalse y pasada, capacidades máximas de generación, datos de cotas y afluentes.
- Base de datos de las barras del sistema, ubicación y tensión nominal
- Base de datos de las líneas de transmisión, capacidad máxima de transmisión
- Base de datos de los planes de mantenimiento, fecha de inicio y fecha de culminación de mantenimientos de centrales, potencia indisponible.
- Base de datos de las centrales y sus propietarios.

- Base de datos de los clientes y sus proveedores, barras de retiro, precios de contrato y cantidad de energía retirada por hora.
- Base de datos de las demandas por barra

Información de salida de PCP

- Costos marginales por barra, en cada hora por el horizonte de cálculo (diario o semanal)
 - Generación de energía por cada central, en cada hora y por horizonte de cálculo (diario o semanal)
 - Flujos por las líneas de transmisión, en cada hora
- b) Cálculo de indicadores: Con la información disponible se realizan los cálculos de indicadores, a través de las fórmulas señaladas en el acápite anterior del presente capítulo. Algunos cálculos se realizan en varias etapas, ya que requieren de información que provienen de simulaciones o de cálculos externos.
- c) Visualización de resultados.- Para una correcta interpretación de resultados es necesario que los resultados sean presentados adecuadamente. Para dicho efecto se muestran los resultados a través de tablas y gráficos.

Capítulo 5

Aplicación al Sistema Interconectado Central

5.1 Descripción del sistema interconectado central

5.1.1 Características de Sistema Interconectado Central

El Sistema Interconectado Central (SIC), es el sistema más grande y extenso de los sistemas eléctricos en Chile, está constituido por los sistemas de transmisión y las centrales generadoras que operan interconectadas desde la barra de Paposo por el norte (Segunda región), hasta la isla grande de Chiloé por el sur (Décima región). Este Sistema, es el mayor de los cuatro sistemas eléctricos que suministran energía al territorio chileno, cuenta con una potencia instalada de 12.715,2 MW (al 31 de diciembre de 2011), y una cobertura de abastecimiento que alcanza a cerca del 92,2% de la población.

El modelo de mercado del sistema SIC está basado en una estructura tipo pool (o mancomunado) con participación obligatoria (mandatory pool) y existencia de contratos bilaterales de tipo financiero, descritos en el Capítulo 2. El pool, por medio de un mecanismo regulado y reconocido por todos sus miembros, establece el precio de mercado de corto plazo de la electricidad (“clearing price” o “precio spot”), que es el precio de despeje del mercado (mercado spot). Este precio resulta de la realización de una operación económica centralizada por parte del operador de mercado (Centro de Despacho Económico de Carga – CDEC) y puede ser distinto en cada zona del sistema. El despacho centralizado a cargo de los CDEC se basa en la entrega de costos de operación por parte de las empresas generadoras (costos susceptibles de ser auditados). Como consecuencia, se obtiene el despacho horario del sistema que corresponde a un orden de mérito en función del costo variable de operación, que da lugar a las transferencias o intercambios comerciales de energía del sistema entre las empresas antes descritas.

El segmento de generación tiene una estructura competitiva basada en la tarificación a costo marginal (peak load pricing), donde los consumidores pagan un precio por energía y un precio por capacidad (potencia) asociado a las horas de mayor demanda. El sistema de peak load pricing teóricamente asegura, ingresos por venta de energía a costo marginal de la energía e ingresos por venta de potencia a costo de desarrollo de la potencia de punta, los cuales cubren exactamente los costos de inversión y los costos de operación de los productores considerados en su conjunto.

El mercado de electricidad en Chile está conformado por las empresas generadoras que transan energía y potencia entre sí, las que dependen de los contratos de suministro que cada una haya suscrito. Aquellas, que por despacho tienen una generación superior a la comprometida por contratos (empresas excedentarias) venden, y compran aquellas que por despacho tienen una generación inferior a la energía y potencia contratadas con clientes (empresas deficitarias). Las transferencias físicas y monetarias (ventas y compras) son determinadas por el respectivo CDEC, y se valorizan, en el caso de la energía, en forma horaria al costo marginal resultante de la operación del sistema en esa hora. Cabe señalar que los contratos de suministro que puedan establecer una empresa distribuidora con clientes libres no forman parte del mercado spot ni del concepto de mercado mayorista antes descrito.

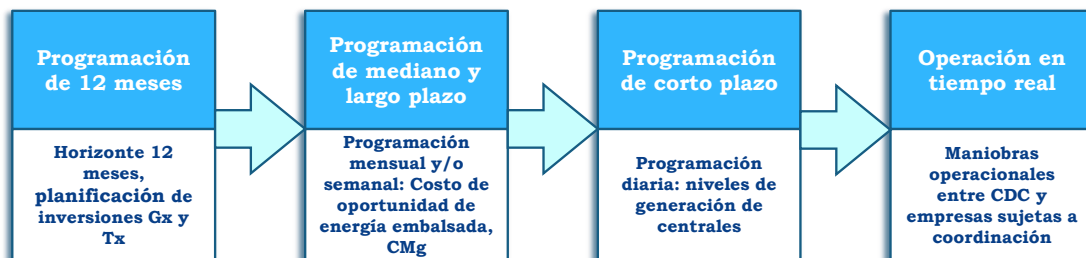
El sector eléctrico Chile, ha evolucionado de tal manera que se ha puesto en cuestionamiento la eficiencia económica de su funcionamiento, debido a los altos precios están pagando los consumidores por energía eléctrica. Una las razones que estaría precipitando el alza de los costos del mercado, es la falta de participación de nuevos actores, por cuanto el mercado de generación básicamente esta dominado por las tres grandes empresas que operan en el SIC: Endesa, Colbún y AES Gener. Esta situación, reduce la competencia del mercado, por cuanto el mercado se encuentra altamente concentrado, posibilitando que se presenten comportamientos estratégicos por parte de estas tres empresas.

El listado de las centrales generadores que participan en la operación del sistema y sus propietarios correspondientes se detallan en el ANEXO I.

5.1.2 Planificación de la operación en el SIC

Con el objeto de coordinar la operación de las centrales generadoras y sistemas de transporte interconectada al SIC, el CDEC–SIC realiza la programación de la operación en diferentes horizontes de tiempo, que comprende la programación de la operación de corto, mediano y largo plazo.

Figura 5.1: Programación de la operación



Básicamente estas programaciones tienen los siguientes objetivos:

- Programación de 12 meses: Corresponderá a la programación mensual, con horizonte de 12 meses. Más que un programa de operación es un programa de planificación, utiliza pronósticos de demanda, representación aleatoria de la hidrología (escenarios: hidrología húmeda, hidrología media e hidrología seca), ignora la indisponibilidad de las centrales hidráulicas, pero si considera las indisponibilidad de las centrales térmicas. Los resultados que se obtienen son la producción mensual de las plantas de generación, el costo marginal por nudo, costos de racionamiento, estadígrafos de embalses y consumos de combustible. Básicamente, sirve para la planificación de la operación de corto plazo, la planificación de inversiones en generación y transporte, cálculo de peajes de transmisión y subtransmisión.
- Programación de mediano plazo y largo plazo: Corresponderá a la programación con periodicidad semanal. Se realiza para la determinación de las políticas de operación, costo de oportunidad de la energía embalsada, costos marginales horarios programados y políticas de absorción de las desviaciones de la demanda o generación disponible, estas variables son determinadas en forma horaria para un periodo de siete días.

- Programación de corto plazo: Corresponderá a la programación con periodicidad diaria. Este es un proceso mediante el cual se definen para un día en forma horaria, los niveles de generación de las unidades generadoras del SIC, con el objeto de obtener una operación del sistema eléctrico segura y económica. Este programa, se realiza con base a las políticas de operación definidas en la programación semanal, incorporándose todas aquellas situaciones que hayan cambiado respecto a lo considerado en la programación semanal. El programa diario de operación resultante es utilizado por el CDEC-SIC para la operación en tiempo real.
- Operación en Tiempo Real: Corresponde a las maniobras operacionales realizadas en coordinación entre el CDEC-SIC y todas las empresas sujetas a la coordinación, con el objeto de dar cumplimiento a los programas de operación, preservando la seguridad instantánea de suministro y mantener los rangos de variación de frecuencia y de voltaje en los términos establecidos en las normas técnicas.

Programación semanal

El análisis de la retención de la capacidad debido a la indisponibilidad por mantenimiento de las centrales del SIC, se realiza en un horizonte semanal, para cuyo efecto se utilizará la información disponible en la programación semanal del SIC. Como se ha mencionado la finalidad de la programación semanal es la determinación de la generación de las unidades de generación en forma horaria para un periodo de siete días, así como la determinación de los costos de oportunidad de la energía almacenada de las centrales de embalse, también determina las prioridades de colocación de cada central sobre la base de los costos variables de operación o el costos de oportunidad de las centrales de embalse. La vigencia del programa es desde las 00:00 horas del día viernes hasta las 24:00 del jueves de la siguiente semana, aunque esta puede ser recalculada a solicitud de cualquier integrante del sistema.

La información requerida para la programación de la operación semanal es la siguiente:

- a. Matrices de energía generable de centrales hidráulicas de pasada
- b. Consumo específico de combustible y costos variables no combustibles de centrales térmicas
- c. Potencias máximas y otros datos técnicos informados por las empresas.
- d. Consumos

- e. Caudales afluentes a las centrales hidráulicas y cotas iniciales para cada una de las etapas del horizonte de planificación
- f. Los Informes de Operación mensual (IOM) de aquellos PMGD o PMG que opten a operar con autodespacho
- g. Las desconexiones de curso forzoso informadas por las empresas
- h. El programa de mantenimiento mayor vigente y las desconexiones autorizadas de acuerdo a lo indicado en el Programa de Mantenimiento Mayor de Unidades Generadoras, Líneas de Transporte y Subestaciones.
- i. Costo de Falla empleado
- j. Costos de combustible
- k. Plan de obras futuras

El proceso de la programación utiliza el modelo de despacho de corto plazo (PCP), que se basa en el algoritmo de programación dinámica dual determinística (PDDD) y utiliza programas comerciales de optimización lineal entero-mixta.

Como resultado de la programación, se obtiene el Informe de Programación Semanal, el cual contiene las políticas de operación: costos variables de las centrales térmicas y los costos de oportunidad de la energía embalsada, generación semanal de cada central, cotas iniciales y finales de cada embalse, afluentes medios considerados y criterios para tomar las desviaciones de la demanda y los porcentajes asociados. Llenado de la curva de carga horaria: generación horaria de las centrales, costos marginales horarios en un nudo de referencia, etc.

5.1.3 Programación de mantenimientos en el SIC

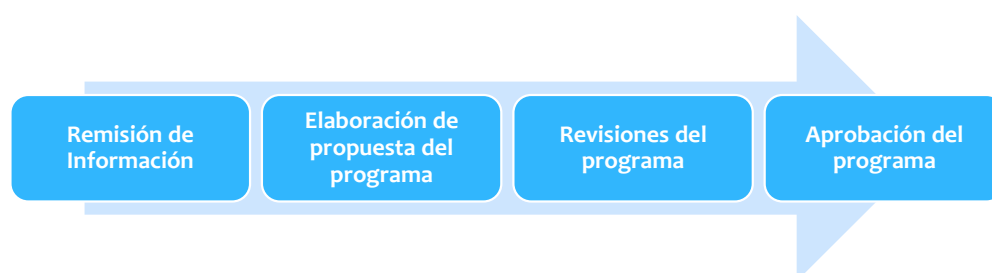
Como se ha indicado, la programación semanal utiliza como información de entrada los programas de mantenimiento mayor y las desconexiones autorizadas de acuerdo a lo indicado en el Programa de Mantenimiento Mayor de Unidades Generadoras, Líneas de Transporte y Subestaciones. El cual es elaborado anualmente por la Dirección de Operaciones del CDEC-SIC y puede ser actualizado en el transcurso del año, de acuerdo al cumplimiento efectivo de los trabajos, a las necesidades y cambios que surjan en el año. El Programa de Mantenimiento y sus actualizaciones deberán ser elaborados teniendo en cuenta la reserva de potencia y una capacidad de transmisión de energía en cada período, preservando la seguridad global del sistema eléctrico y garantizando la operación más económica para el conjunto de instalaciones del sistema.

Se denomina mantenimiento mayor, cuando se requiere el retiro total del servicio de la unidad generadora o línea de transporte por un período superior a 24 horas

continuas. El mantenimiento, también puede ser preventivo o correctivo. El mantenimiento preventivo, es el que se programa sin esperar fallas, cuyo objetivo principal es reducir al mínimo las pérdidas de producción ocasionadas por fallas, deterioros o reparaciones. El mantenimiento correctivo, consiste en reparaciones que se efectúan a las instalaciones o equipos para restaurar su condición normal de funcionamiento después de haber sufrido una falla o mal funcionamiento. En el presente trabajo de tesis se analizarán los impactos que producen los mantenimientos programados y/o preventivos.

El programa de mantenimiento preventivo mayor, está basado en la información que es suministrada por la empresas participantes del mercado, en este caso en particular, las empresas generadoras deben informar los programas de mantenimiento de sus centrales con la finalidad de que el CDEC consolide la información y elabore el programa. Las etapas de la elaboración del programa de mantenimiento son las siguientes:

Figura 5.2: Etapas de programación de mantenimientos



- a) Remisión de Información por parte de las empresas sujetas a la coordinación de operación (antes del 1° de noviembre de cada año), el cual debe contener información referida a las fechas de los mantenimientos y su calificación como postergable o impostergable, entendiéndose por postergable, todo aquel mantenimiento que puede ser desplazado fuera del período de horas de punta del SIC, periodos alternativos a las fechas propuestas e información adicional relevante para la evaluación de las ventajas o desventajas de realizar el mantenimiento en diferentes fechas.
- b) Elaboración del programa por parte del CDE-SIC, teniendo en cuenta la operación económica y segura, dicho programa deber ser comunicado a las empresas (a más tardar el 30 de noviembre de cada año), para las observaciones al programa.

- c) El programa propuesto es revisado por las empresas, las cuales deben plantear sus observaciones para su evaluación correspondiente.
- d) Finalmente, el programa de mantenimiento preventivo mayor definitivo debe ser aprobado por el CDEC (a más tardar el 31 de diciembre del año anterior). Este programa de mantenimiento forma parte del informe anual a la Comisión Nacional de Energía.

Los programas de mantenimiento, pueden ser modificados debido a cambios y/o actualizaciones de los mantenimientos preventivos de las centrales generadoras del sistema, el cual luego de ser evaluado por el CDEC considerando criterios que preserven la eficiencia y seguridad del sistema.

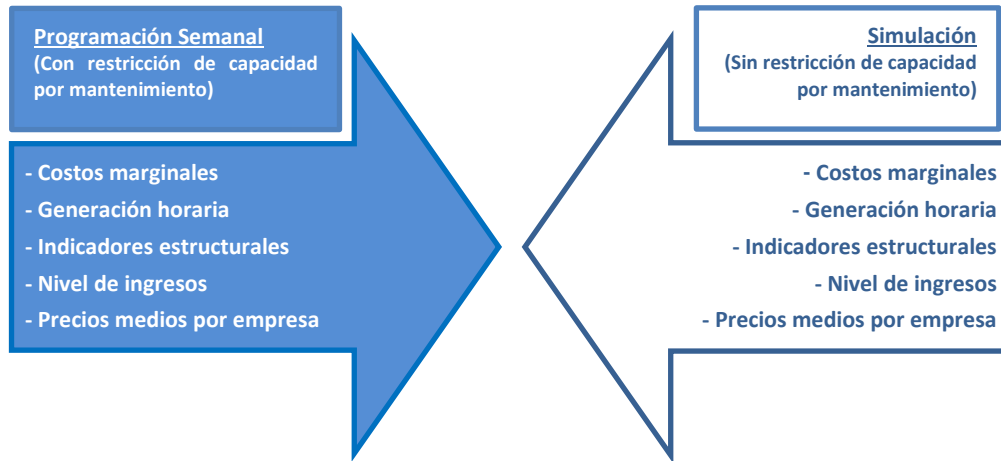
5.2 Descripción de los casos de estudio

5.2.1 Antecedentes de los casos de estudio

Para la validación del sistema propuesto de forma empírica, se utilizará información de la programación semanal del año 2011 para el sistema SIC, el cual fue calculado con el modelo de Programación de Corto Plazo (PCP). Para el análisis de en una semana determinada se mide la efectividad del sistema de monitores a través de la comparación de resultados (análisis Benchmark), entre los valores obtenidos en la programación semanal y los valores obtenidos en las simulaciones, en la cual se asume como disponibles a determinadas centrales generadoras, que fueron declaradas indisponibles en la programación semanal, es decir que en los datos de entrada del PCP, se modifican las variables de aquellas centrales que fueron declaradas indisponibles por mantenimiento, específicamente se modifican sus potencias máximas disponibles.

Así por ejemplo, si en una semana una determinada empresa declaró como indisponibles por mantenimiento a algunas de las centrales de su propiedad, en dicho caso se corre nuevamente el modelo de despacho de corto plazo, asumiendo que las centrales no tienen restricciones en su capacidad de generación, de esta forma se estaría evaluando posibles comportamientos estratégicos por parte de alguna de estas empresas, los efectos de la retención de capacidad son medidos a través de los indicadores propuestos, tales como indicadores estructurales, comparación de niveles de ingresos, comparación de precios medios. Si dado el caso, a través de las simulaciones se encuentra que los indicadores calculados señalan variaciones significativas a favor de la empresa, entonces estaríamos ante una posible conducta estratégica por parte de las empresas.

Figura 5.3: Análisis comparativo (Benchmark)



Es necesario precisar que para el cálculo de indicadores en el mercado spot, como hemos mencionado se utilizó información de las corridas de PCP de la programación semanal para el año 2011, por lo que no se tuvieron dificultades para el cálculo de indicadores en este mercado. Sin embargo, para el caso de los indicadores del mercado de contrato, se tuvieron limitaciones respecto a la información de precios de contratos entre generadores y clientes, además de la ubicación de las barras de retiro, la cantidad de energía retirada por cada cliente en cada hora. Por lo tanto fue necesario, utilizar datos aproximados, en dicho caso para todas las empresas se utilizó como precio de contrato, el precio medio de mercado que utiliza la Comisión Nacional de Energía (CNE), para fijar los precios de nudo de corto plazo. Además al no conocer la ubicación exacta de las barras de retiro se tuvo que asumir que los clientes retiraban en una sola barra, es decir un sistema uninodal y que lo hacían a un costo marginal promedio del sistema en cada hora de la programación. En relación a los retiros de energía horaria por cada cliente, se sobre la base de las transferencias de energía de cada empresa y la energía real producida en forma horaria, de esta forma las transferencias mensuales se prorratearon en forma horaria. En tal sentido, se debe hacer la precisión que para estos indicadores, más que la exactitud de los resultados, lo que importa son las tendencias que tienen cada una de las empresas.

5.2.2 Selección de casos de estudio

En el año 2011 se efectuaron 112 corridas del programa de corto plazo (PCP), entre programaciones y recálculos (52 programaciones semanales y 60 recálculos). Para efectuar el análisis de la retención de capacidad debido a la indisponibilidad por mantenimientos de las centrales, se tomaron principalmente las programaciones semanales (viernes a jueves), no así las reprogramaciones o recálculos. De las 52 programaciones semanales se seleccionaron 12 semanas para ser analizadas (a razón de una semana por mes), pero en algunas semanas fueron necesarios analizar dos casos por semana, con lo que en total se seleccionaron quince casos, bajo los siguientes criterios:

- Se eligieron centrales las cuales variaron su situación con respecto a la planificación original en el programa de mantenimiento mayor.
- Principalmente se eligieron centrales de las empresas que concentran el mercado eléctrico en el SIC: Endesa, Aes Gener y Colbun.
- Se eligieron las centrales que son indispensables, muy importantes en la operación del sistema SIC.
- Se eligieron aquellas centrales térmicas que tienen costos variables bajos y que fueron declaradas indisponibles, ello para analizar si en la operación fueron reemplazadas por centrales más caras, con el consiguiente incremento de los costos marginales del sistema.
- Se eligieron aquellas centrales térmicas que si bien tienen altos costos de operación, pueden resultar indispensables (pivotaes), por lo que su retiro puede generar que los precios se incrementen aún más.
- En el caso de las centrales de embalse, que son más propensos a manejos de manejos estratégicos, se observó que estas no fueron declaradas indisponibles en su totalidad, sino que son declaradas indisponibles parcialmente, ello significa una disminución en la capacidad máxima disponible de la central.
- En el caso de las centrales de pasada, estas solo fueron seleccionadas en algunos casos particulares, para analizar el efecto que genera la retención de capacidad de este tipo de centrales.

Tomando en cuenta estas consideraciones se seleccionaron quince casos, en los cuales se declararon indisponibles algunas centrales por mantenimiento, en todos los casos se seleccionaron para una determinada empresa dos o tres centrales, que habían sido declaradas indisponibles, ello con la finalidad de analizar los efectos que producen cada una en forma independiente y en forma conjunta, por ello se crearon escenarios entre tres y cuatro en cada caso seleccionado. Así por ejemplo, si en una semana se detectaron que

dos centrales de una determinada empresa fueron declaradas indisponibles, se crearon tres escenarios, el primer escenario con una de las centrales, el segundo escenario con la otra central, y un tercer escenario con las dos centrales indisponibles actuando en forma simultánea. Los casos seleccionados son los siguientes (ver ANEXO II para mayor detalle):

Tabla 5.1: Casos Seleccionados

CASO	SEMANA	EMPRESA	CENTRALES
1	01-01-2011 al 08-01-2011	ENDESA	Taltal y Quintero
2	25-02-2011 al 03-03-2011	AES GENER	Nueva Renca y Nueva Ventanas
3	25-02-2011 al 03-03-2011	COLBUN	Canutillar y Nehuenco
4	18-03-2011 al 24-03-2012	COLBUN	Canutillar y Candelaria
5	22-04-2011 al 28-04-2011	ENDESA	Bocamina y San Isidro
6	13-05-2011 al 19-05-2011	ENDESA	Cipreses, Huasco y Quintero
7	10-06-2011 al 16-06-2011	AES GENER	Ventanas y Santa Lidia
8	22-07-2011 al 28-07-2011	AES GENER	Guacolda y Nueva Ventanas
9	19-08-2011 al 25-08-2011	ENDESA	Bocamina y Curillínque
10	16-09-2011 al 22-09-2011	ENDESA	Cipreses, Ojos de agua y San Isidro
11	16-09-2011 al 22-09-2011	AES GENER	Guacolda 1 y Nueva Renca
12	21-10-2011 al 27-10-2011	AES GENER	Guacolda 2 y San Francisco
13	25-11-2011 al 01-12-2011	AES GENER	Nuevas Ventanas y Laguna Verde
14	09-12-2011 al 15-12-2011	ENDESA	El Toro y San Isidro
15	09-12-2011 al 15-12-2011	COLBUN	Colbun y Nehuenco

5.3 Análisis de la racionalidad de resultados

Los resultados de los quince casos seleccionados se presentan en ANEXO III, donde se calcularon las variaciones de los costos marginales, las variaciones de la generación horaria por empresa, así como las comparación entre energía producida y energía contratada, comparación de los índices estructurales, comparación de los niveles de ingresos y precios medios por empresa. Para profundizar, el análisis se eligieron tres casos tipo, los cuales son los más representativos. El análisis en detalle de estos casos se presenta a continuación:

5.3.1 Caso: Semana del 25-02-2011 al 03-03-2011, AES GENER

En la semana, se observó que las centrales Nueva Renca y Nuevas Ventanas de propiedad de la empresa AES GENER, variaron su situación respecto a la planificación original del Programa de Mantenimiento Mayor de Unidades Generadoras, estas centrales térmicas presentan costos variables bajos, por lo que el retiro de estas unidades posibilita

que los costos marginales del sistema se incrementen. La central térmica Nueva Renca redujo su capacidad de generación máxima de 304.5MW a 0MW durante los tres primeros días, y la central térmica de Nuevas Ventanas de 243.8 MW a 0 MW durante toda la semana. Para observar los efectos que tienen estas reducciones de capacidad de generación por mantenimiento de las centrales, se efectuaron simulaciones de manera independiente para cada central y luego en forma conjunta, por tal razón se simularon tres escenarios. El primer escenario para la central Nueva Renca, el segundo escenario para la central Nueva Ventanas y el tercer escenario el efecto combinado de ambas reducciones.

5.3.1.1 Análisis comparativo de los costos marginales

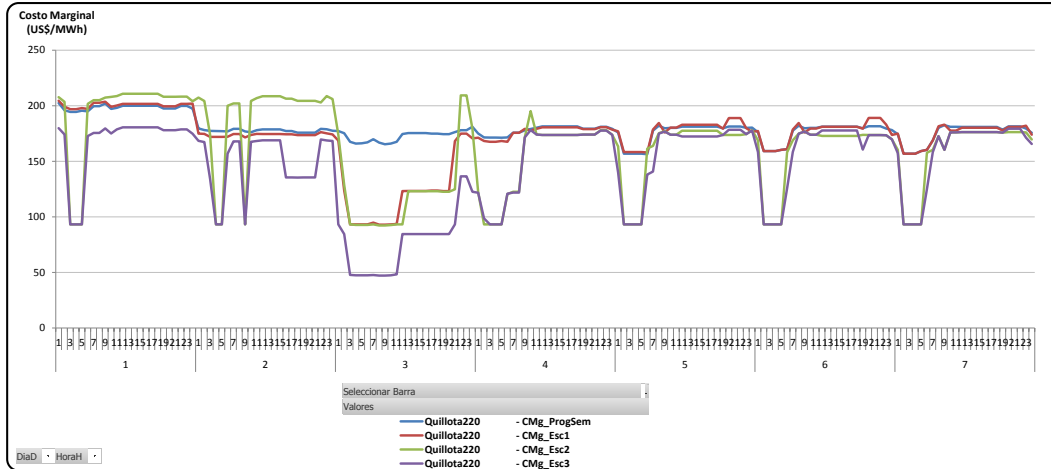
Los resultados de las simulaciones efectuadas, muestran que los costos marginales para el primer escenario no varían significativamente, con excepción del tercer día donde se produce una variación significativa cercana al 40%, es decir que el retiro de la central Nueva Renca, produce el incremento de los costos marginales en dicha magnitud. Para el segundo escenario, se producen variaciones significativas para el tercer y cuarto día, donde los costos marginales promedios del sistema se incrementan, ello indica que el retiro de la central Nueva Ventanas de la programación hace los costos marginales se incrementen en dichos días. Sin embargo, las mayores variaciones se observan para el tercer escenario, es decir el retiro simultáneo de las centrales Nueva Renca y Nueva Ventanas, sobre todo para el tercer y cuarto día, donde se observa que los costos marginales presentan valores superiores al 100%, es decir que el efecto de reducir la capacidad de ambas centrales hace que los costos marginales se incrementen significativamente.

**Tabla 5.2: Comparación de costos marginales promedio de sistema SIC,
Semana del 25-02-2011 al 03-03-2011**

Día	Promedio Costo Marginal (US\$/MWh)				Variación (%)		
	ProgSem	Esc1	Esc2	Esc3	Esc1	Esc2	Esc3
1	211.1	213.5	218.6	189.4	-1.1%	-3.4%	11.4%
2	189.5	187.9	216.2	182.5	0.9%	-12.3%	3.9%
3	184.1	131.2	131.3	86.3	40.3%	40.2%	113.4%
4	190.1	189.0	169.5	168.5	0.6%	12.2%	12.8%
5	187.8	189.5	183.3	176.0	-0.9%	2.4%	6.7%
6	188.4	189.3	181.7	175.3	-0.5%	3.7%	7.5%
7	188.0	187.7	182.6	175.9	0.2%	3.0%	6.9%
Total	191.3	184.0	183.3	164.9	4.0%	4.4%	16.0%

Las barras que presentan las mayores variaciones son Nogales220, Quillota220, LVilos220, PColorada220, PAzucar220, Maitencil220 y Guacolda220. De manera gráfica se presentan los resultados para la barra Quillota220, por ser unas de las más importantes del sistema, donde se ratifica los comentarios respecto a las variaciones de los costos marginales señalados en el párrafo anterior.

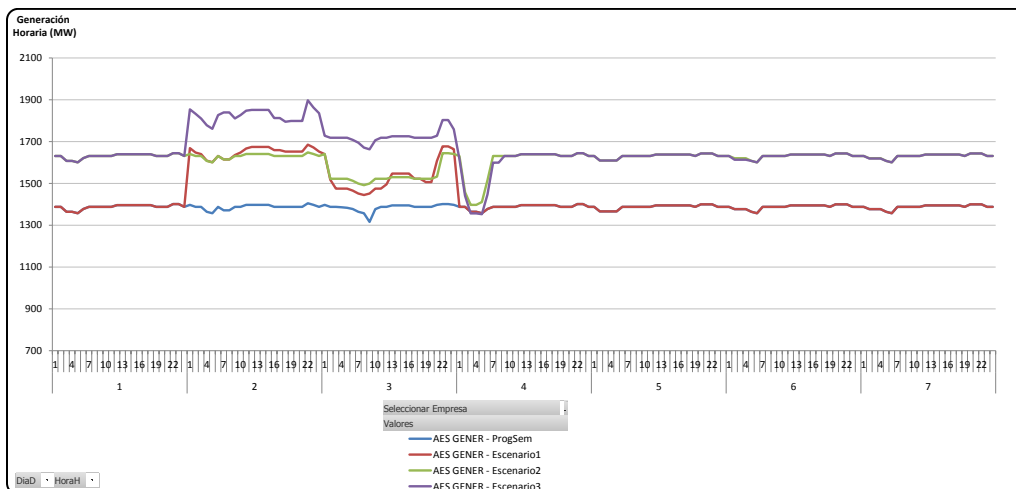
Figura 5.4: Comparación de costos marginales – Barra Quillota220, Semana del 25-02-2011 al 03-03-2011



5.3.1.2 Análisis comparativo de la generación de energía por empresa

De manera gráfica se presentan los resultados de la variación de la generación horaria de la empresa AES GENER, para los tres escenarios mencionados.

Figura 5.5: Comparación de generación horaria empresa AES GENER, Semana del 25-02-2011 al 03-03-2011



Los resultados de las simulaciones efectuadas, muestran que la generación horaria de la empresa AES GENER, para el primer escenario varía significativamente los días 2 y 3, ello debido al retiro de la capacidad de la central Nueva Renca. Para el segundo escenario, las variaciones significativas se presentan en todos los días por efecto del retiro de la central Nueva Ventanas. Sin embargo, el efecto del retiro de las centrales Nueva Renca y Nueva Ventanas de manera simultánea, produce variaciones significativas en la generación horaria de la empresa AES GENER, llegando esta reducción a valores cercanos al 20% de su capacidad.

Tabla 5.3: Comparación de la generación horaria empresa AES GENER, Semana del 25-02-2011 al 03-03-2011

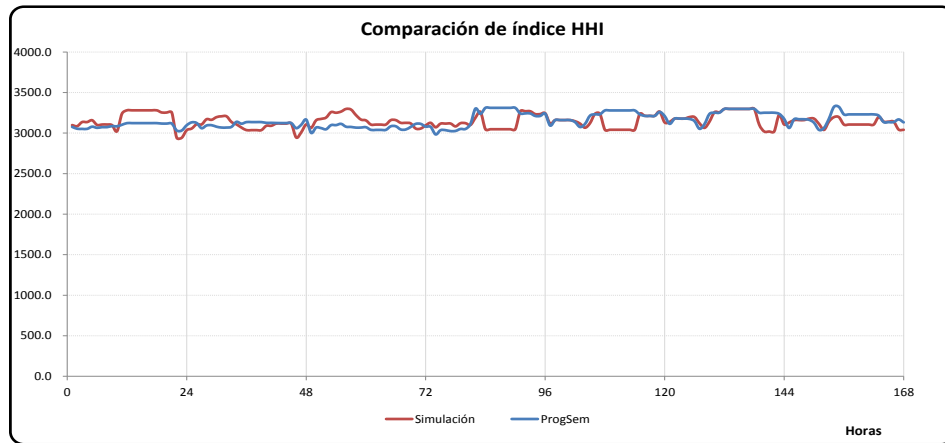
Día	Promedio Generación Horaria (MWh)				Variación		
	Esc1	Esc2	Esc1	Esc2	Esc1	Esc2	Esc1
1	1387.7	1387.7	1631.0	1631.0	0.0%	-14.9%	-14.9%
2	1387.7	1650.5	1631.0	1827.1	-15.9%	-14.9%	-24.0%
3	1385.0	1529.7	1540.5	1723.0	-9.5%	-10.1%	-19.6%
4	1387.7	1387.7	1594.0	1581.3	0.0%	-12.9%	-12.2%
5	1387.7	1387.7	1631.0	1631.0	0.0%	-14.9%	-14.9%
6	1387.7	1387.7	1631.0	1630.1	0.0%	-14.9%	-14.9%
7	1387.7	1387.7	1631.0	1630.9	0.0%	-14.9%	-14.9%

Por cuanto las variaciones más significativas de costos marginales y generación horaria se presentan para el tercer escenario, el análisis será profundizado para dicho escenario. Así se ha determinado por ejemplo que la empresa que compensa la reducción de la capacidad de la empresa AES GENER es la empresa ENDESA y en menor proporción la empresa COLBUN.

Tabla 5.4: Variación porcentual de generación diaria por empresa – Esc3, Semana del 25-02-2011 al 03-03-2011

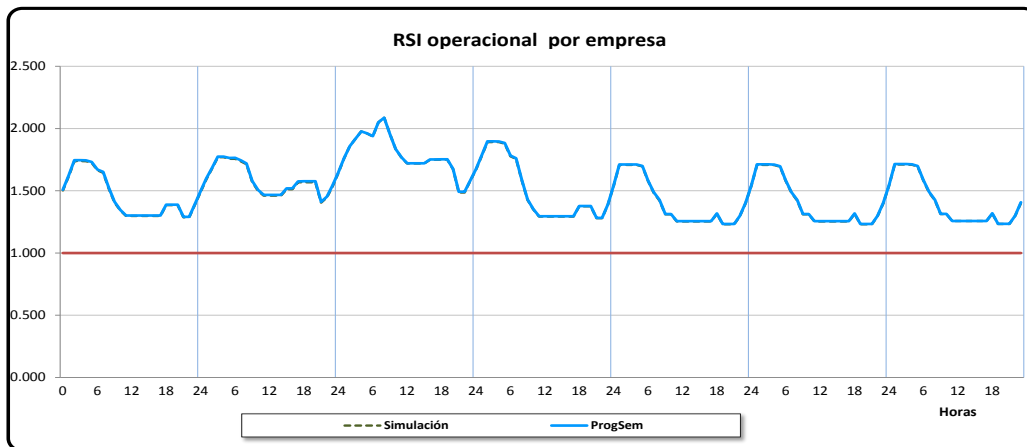
EMPRESA	Día						
	1	2	3	4	5	6	7
ENDESA	-0.9%	21.1%	20.0%	8.1%	10.3%	6.95%	7.86%
AES GENER	-14.9%	-24.0%	-19.6%	-12.2%	-14.9%	-14.87%	-14.91%
COLBUN	18.8%	4.0%	1.7%	0.1%	0.7%	5.62%	4.58%

Figura 5.7: Comparación del índice de concentración HHI sistema SIC, Semana del 25-02-2011 al 03-03-2011



Por otra parte el, indicador RSI calculado para la empresa AES GENER muestra que en toda la programación semanal, las centrales no son indispensables para la operación del SIC, por cuanto los valores obtenidos del RSI son mayores que uno, lo cual indica que la empresa AES GENER no se encuentra en posición de actuar estratégicamente, si consideramos este indicador.

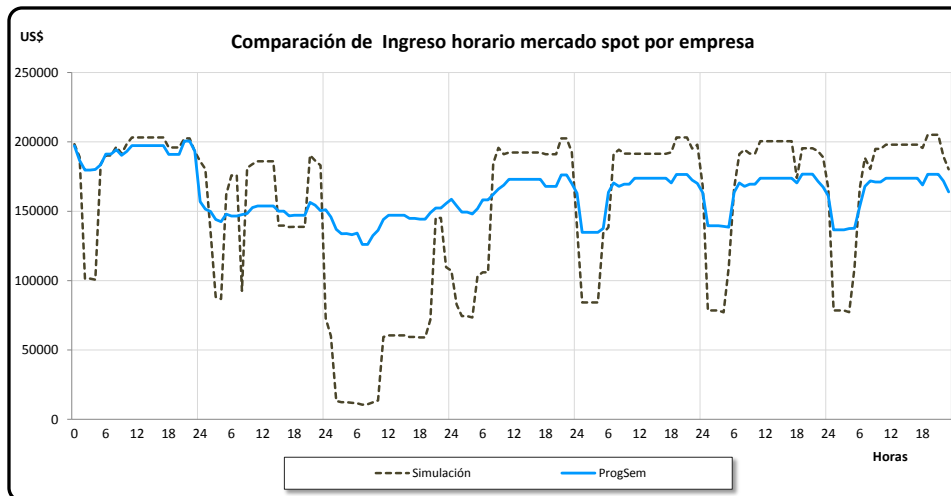
Figura 5.8: RSI operacional empresa AES GENER, Semana del 25-02-2011 al 03-03-2011



5.3.1.5 Análisis comparativo del nivel de ingresos

Con relación a las variaciones del nivel de ingresos de la empresa AES GENER, por efecto del retiro de las centrales Nueva Renca y Nueva Ventanas, debido a indisponibilidad por mantenimientos, se ha determinado que en el caso de los ingresos en el mercado spot, se presentan variaciones significativa en los ingresos los días 1 al 4, pero en mayor proporción el día 3, ello debido al efecto de la variación de los costos marginales del sistema SIC, esta situación indica que las retenciones de capacidad favorecen a los ingresos en el mercado spot de la empresa AES GENER.

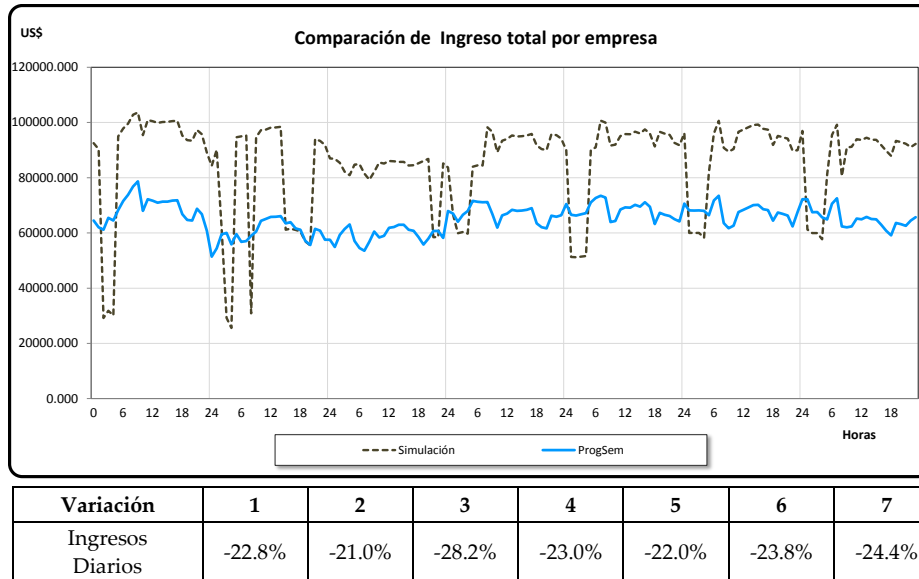
Figura 5.9: Comparación del ingreso horario mercado spot, empresa AES GENER, Semana del 25-02-2011 al 03-03-2011



Variación	1	2	3	4	5	6	7
Ingresos Diarios	13.7%	12.8%	54.3%	12.8%	9.4%	9.4%	8.9%
Ingresos medios diarios	21.92%	25.15%	239.15%	18.30%	14.27%	14.16%	13.28%

Sin embargo, cuando dicho análisis se complementa con la evaluación de los ingresos por contratos e ingresos totales, se observa que en la indisponibilidad de las centrales Nueva Renca y Nueva Ventanas, no favorece a los ingresos de la empresa AES GENER, por cuanto se produce una disminución de los ingresos de dicha empresa, ello debido a que la compra de energía en el mercado spot para atender a sus clientes se encarece por efecto del alza de los costos marginales.

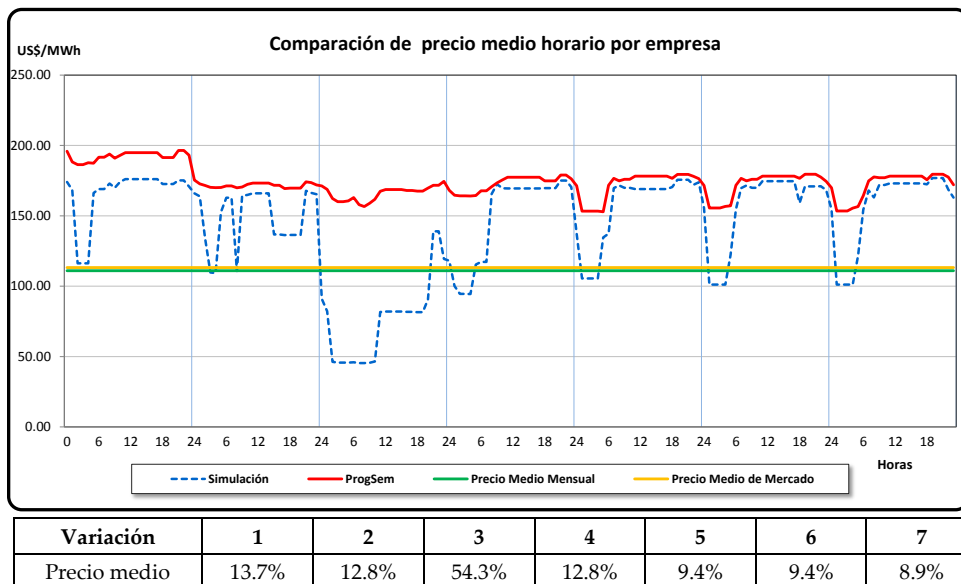
Figura 5.10: Comparación del ingreso horario total, empresa AES GENER, Semana del 25-02-2011 al 03-03-2011



5.3.1.6 Análisis comparativo de los precios del mercado

La indisponibilidad por mantenimiento de las centrales Nueva Renca y Nueva Ventanas, tiene como efecto incrementar los precios medios del mercado, ello por efecto de la variación de los costos marginales del sistema. Sin embargo, esta situación como hemos visto no favoreció a la empresa AES GENER, por cuanto sus ingresos totales se ven disminuidos por dicho efecto.

Figura 5.11: Comparación del precio medio horario, empresa AES GENER, Semana del 25-02-2011 al 03-03-2011



5.3.1.7 Análisis global del caso

De acuerdo a los resultados obtenidos, el efecto de la indisponibilidad por mantenimiento de las centrales Nueva Renca y Nueva Ventanas de propiedad de la empresa AES GENER, no trae beneficios para dicha empresa, pese a tener la condición de empresa excedentaria, la razón principal es que los beneficios por venta de contratos empeoran, por lo tanto podemos afirmar para el caso analizado no se presentaría un comportamiento estratégico por parte de la empresa AES GENER.

5.3.2 Caso: Semana del 19-08-2011 al 25-08-2011, ENDESA

En la semana, se observó que las centrales Bocamina y Curillinke de la empresa ENDESA, variaron su situación respecto a la planificación original del Programa de Mantenimiento Mayor de Unidades Generadoras. La central térmica Bocamina redujo su capacidad de generación máxima de 106.9 MW a 0 MW toda la semana y la central de pasada Curillinke reduce de 87 MW a 0 MW los tres últimos días de la programación semanal. Para evaluar los efectos que tienen estas reducciones de capacidad de generación por mantenimiento de las centrales, se efectuaron simulaciones de manera independiente para cada central y luego en forma conjunta, por tal razón se simularon tres escenarios. El primer escenario para la central Bocamina, el segundo escenario para la central Curillinke y el tercer escenario para el efecto combinado de ambas reducciones.

5.3.2.1 Análisis comparativo de los costos marginales

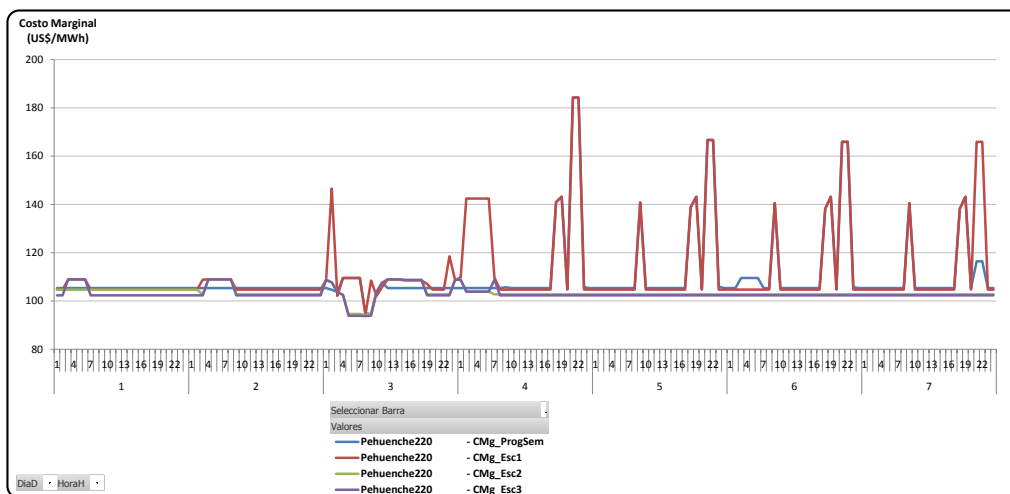
Los resultados de las simulaciones efectuadas, muestran que los costos marginales para el primer y segundo escenarios no varían significativamente. Para tercer escenario, no varían significativamente los costos marginales, pero se nota una tendencia de incremento de los costos marginales, es decir que la indisponibilidad de las centrales Bocamina y Curillinke hace incrementar los costos marginales del sistema, las mayores variaciones se producen los tres últimos días, por lo tanto se analizarán los alcances de estas variaciones para el escenario 3.

Tabla 5.5: Comparación de costos marginales promedio de sistema SIC, Semana del 19-08-2011 al 25-08-2011

Día	Promedio Costo Marginal (US\$/MWh)				Variación (%)		
	ProgSem	Esc1	Esc2	Esc3	Esc1	Esc2	Esc3
1	119.2	119.0	119.0	118.6	0.2%	0.1%	0.5%
2	108.8	108.7	108.7	108.2	0.1%	0.1%	0.6%
3	105.8	107.7	104.7	104.2	-1.7%	1.1%	1.6%
4	122.3	127.1	119.5	119.2	-3.8%	2.4%	2.6%
5	121.8	121.3	118.5	117.9	0.4%	2.9%	3.3%
6	122.0	121.2	117.4	116.9	0.7%	3.9%	4.4%
7	117.9	121.2	117.4	116.9	-2.7%	0.4%	0.9%
Total	116.9	118.0	115.0	114.6	-1.0%	1.6%	2.0%

Las barras que presentan las mayores variaciones son Pehuenche220, Tinguiririca154, Constituci66, Ancoa220, Cipreses154, Itahue154 y Teno154. De manera gráfica se presentan los resultados para la barra Pehuenche220, por ser unas de las más importantes del sistema, donde se confirman las variaciones de los costos marginales.

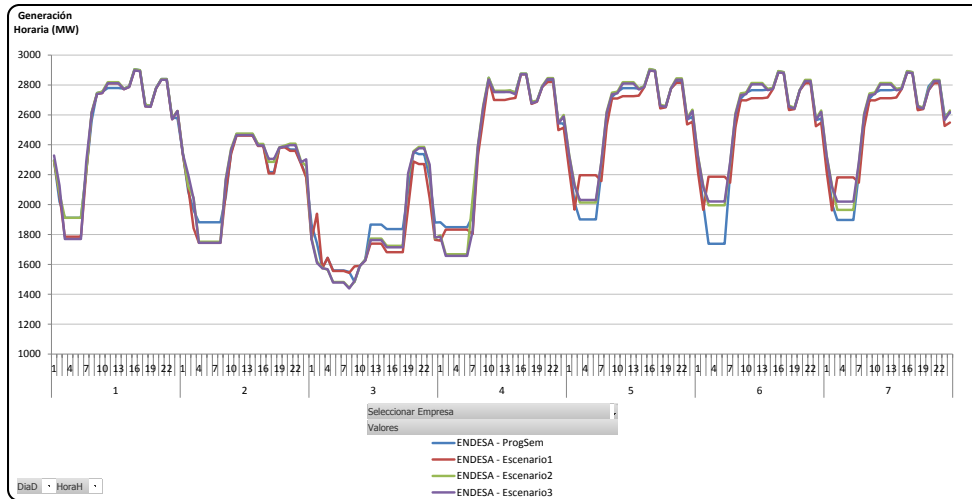
Figura 5.12: Comparación de costos marginales – Barra Pehuenche220, Semana del 19-08-2011 al 25-08-2011



5.3.2.2 Análisis comparativo de la generación de energía por empresa

De manera gráfica se presentan los resultados de la variación de la generación horaria de la empresa ENDESA, para los tres escenarios mencionados.

Figura 5.13: Comparación de generación horaria empresa ENDESA, Semana del 19-08-2011 al 25-08-2011



Los resultados de las simulaciones efectuadas, muestran que la generación horaria de la empresa ENDESA, para los tres escenarios no varía significativamente. Ello se debe principalmente a que la generación dejada de generar por la indisponibilidad de las centrales de Bocamina y Curillinque, es reemplazada por generación de la misma empresa ENDESA, pero que tienen costos variables no tan caros, por lo que el efecto directo es que los precios se incrementan ligeramente.

Tabla 5.6: Comparación de la generación horaria empresa ENDESA, Semana del 19-08-2011 al 25-08-2011

Día	Promedio Generación Horaria (MWh)				Variación		
	Esc1	Esc2	Esc1	Esc2	Esc1	Esc2	Esc1
1	2537.8	2523.2	2549.6	2527.6	-0.6%	0.5%	-0.4%
2	2220.9	2184.2	2218.7	2218.3	-1.7%	-0.1%	-0.1%
3	1828.6	1770.5	1777.9	1775.1	-3.2%	-2.8%	-2.9%
4	2472.2	2438.5	2444.2	2426.3	-1.4%	-1.1%	-1.9%
5	2531.5	2556.4	2574.2	2570.8	1.0%	1.7%	1.6%
6	2496.2	2546.3	2564.4	2562.4	2.0%	2.7%	2.7%
7	2527.7	2545.3	2559.3	2561.9	0.7%	1.2%	1.4%

Toda vez que las variaciones más significativas de costos marginales y generación horaria se presentan para el tercer escenario, el análisis será profundizado para dicho escenario. La generación de las demás empresas tampoco sufre variaciones significativas.

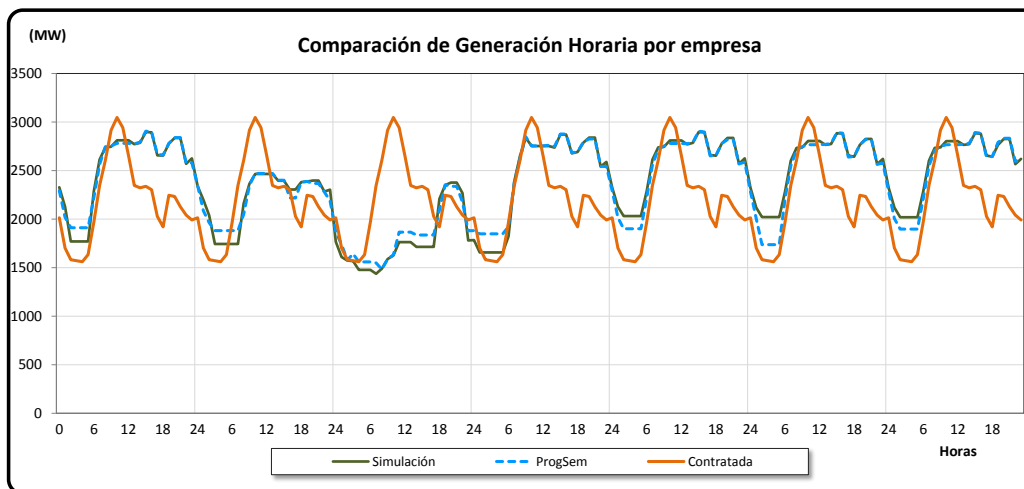
Tabla 5.7: Variación porcentual de generación diaria por empresa – Esc3, Semana del 19-08-2011 al 25-08-2011

EMPRESA	Día						
	1	2	3	4	5	6	7
ENDESA	0.4%	0.1%	3.0%	1.9%	-1.5%	-2.58%	-1.33%
AES GENER	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.00%	0.00%
COLBUN	-0.1%	0.4%	-4.1%	-3.1%	3.8%	6.22%	3.53%

5.3.2.3 Análisis comparativo de la energía generada y contratada por empresa

Del análisis comparativo de la energía producida y la energía contratada (contratos bilaterales financieros) que tiene la empresa ENDESA, para el periodo de análisis, se ha determinado que para dicha semana la empresa ENDESA tenía una condición de excedentaria, excepto el día 3 en el que mantiene una condición deficitaria. El exceso de generación en el mercado spot, favorece la posición de ENDESA para actuar estratégicamente en el mercado.

Figura 5.14: Comparación energía producida y contratada empresa ENDESA, Semana del 19-08-2011 al 25-08-2011

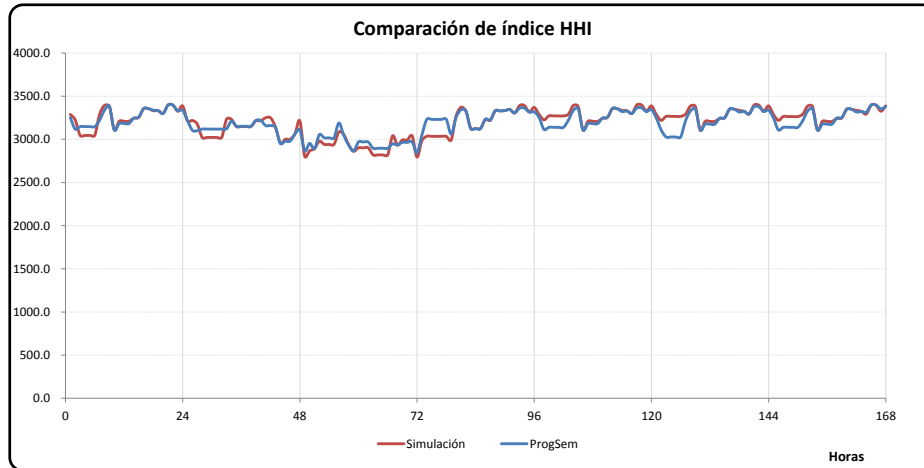


5.3.2.4 Análisis comparativo de los indicadores estructurales

Los indicadores tales como la cuota de mercado, tasa de concentración, índice HHI operacional no varían significativamente, para los escenarios propuestos, considerando que el mercado eléctrico del SIC ya se encuentra concentrado, el cálculo de estos indicadores confirma que la estructura del mercado SIC es altamente concentrada (valores del HHI superiores a 3000). Por lo tanto, en el corto y mediano plazo, estos indicadores no

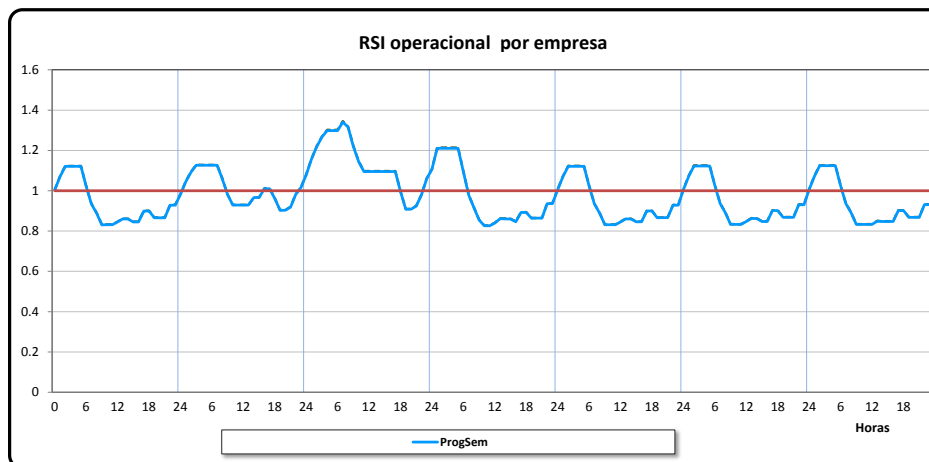
tienen gran utilidad para poder detectar comportamientos estratégicos. Se muestra el siguiente gráfico con el índice HHI, por ser el más utilizado:

Figura 5.15: Comparación del índice de concentración HHI sistema SIC, Semana del 19-08-2011 al 25-08-2011



Por otra parte el, indicador RSI calculado para la empresa ENDESA muestra que en la mayoría de las horas punta de la programación semanal, las centrales son indispensables para la operación del SIC, por cuanto los valores obtenidos del RSI son menores que uno, lo cual indica que la empresa ENDESA se encuentra en posición de actuar estratégicamente, por cuanto su capacidad es mayor a la reserva que se tiene en el sistema.

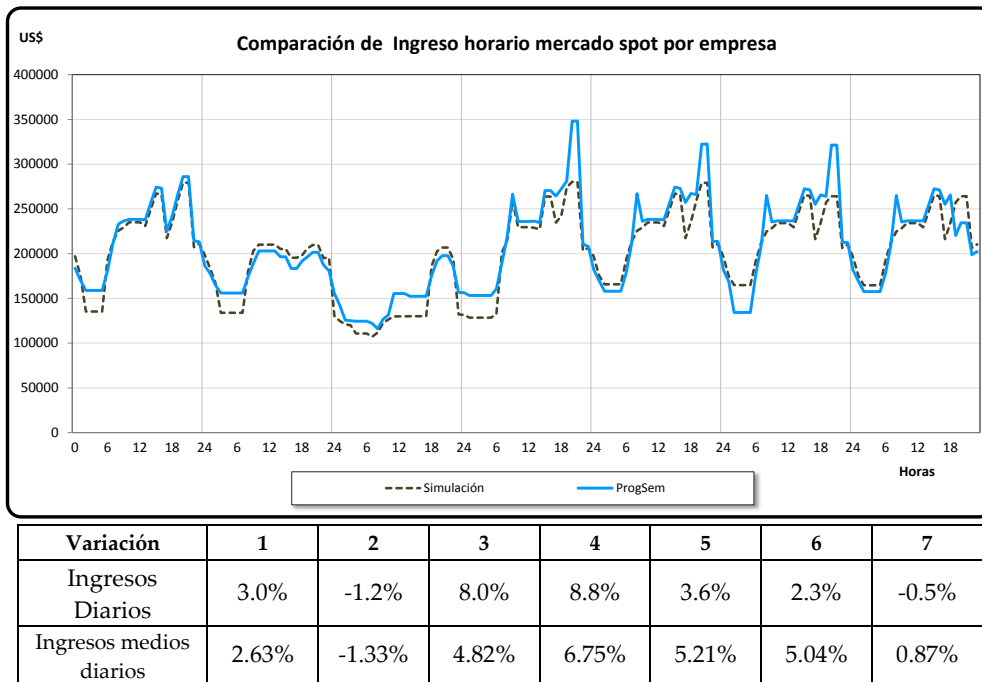
Figura 5.16: RSI operacional empresa ENDESA, Semana del 19-08-2011 al 25-08-2011



5.3.2.5 Análisis comparativo del nivel de ingresos

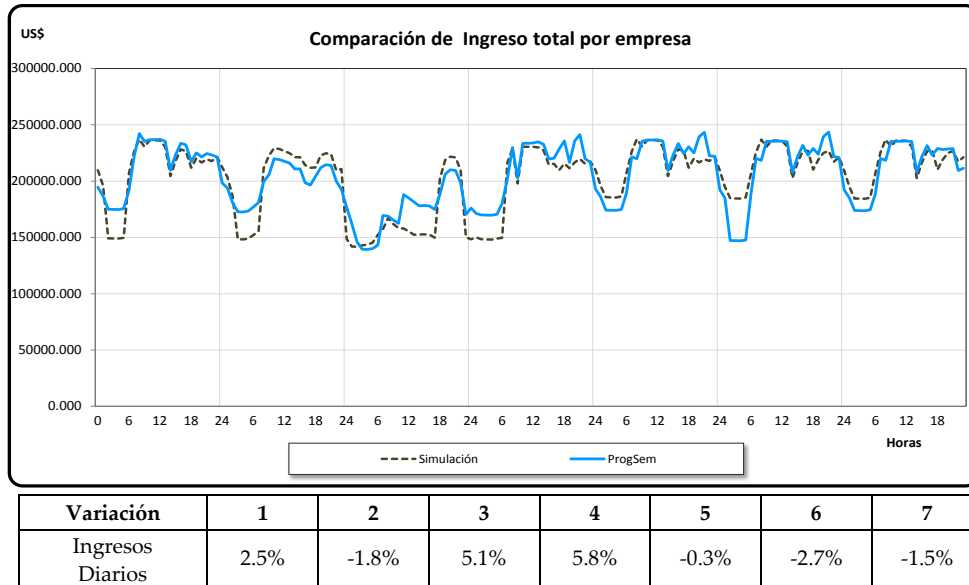
Con relación a las variaciones del nivel de ingresos de la empresa ENDESA, por efecto del retiro de las centrales Bocamina y Curillínque, debido a la indisponibilidad por mantenimientos, se ha determinado que en el caso de los ingresos en el mercado spot, durante los dos primeros días no se presentan variaciones significativas, los días 3 al 6 se observa que el efecto de la indisponibilidad de las centrales Bocamina y Curillínque, incrementa ligeramente los ingresos de la empresa ENDESA, ello debido a que tuvieron que operar plantas más costosas para compensar la energía dejada de generar.

Figura 5.17: Comparación del ingreso horario mercado spot, empresa ENDESA, Semana del 19-08-2011 al 25-08-2011



Sin embargo, cuando dicho análisis se complementa con la evaluación de los ingresos por contratos e ingresos totales, se observa que la indisponibilidad de las centrales Bocamina y Curillínque, favorece a los ingresos de la empresa ENDESA los días 3 y 4, por cuanto se produce un incremento de los ingresos de dicha empresa, ello debido a que tuvieron que generar plantas más caras, lo cual elevó los costos marginales, favoreciendo en este caso a la empresa ENDESA.

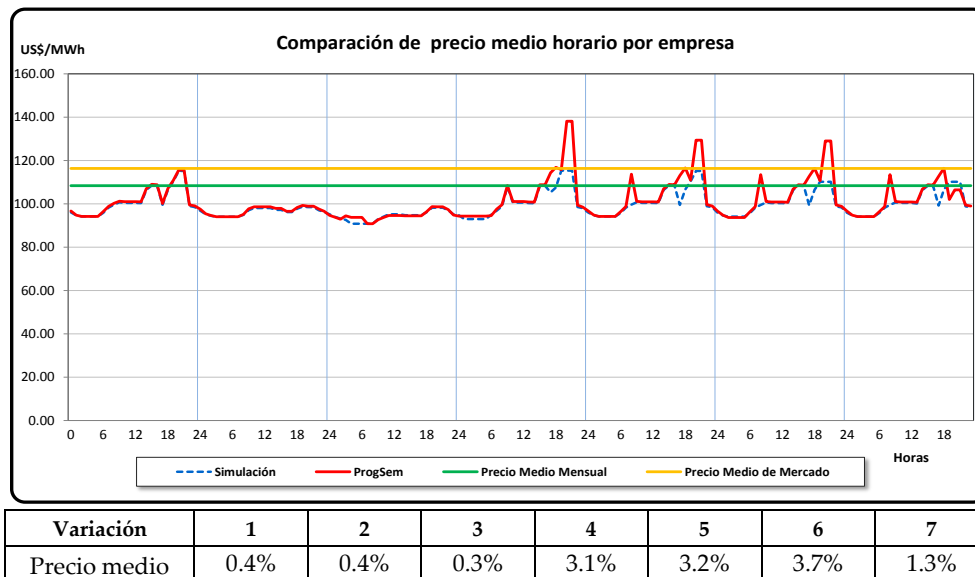
Figura 5.18: Comparación del ingreso horario total, empresa ENDESA, Semana del 19-08-2011 al 25-08-2011



5.3.2.6 Análisis comparativo de los precios del mercado

La indisponibilidad por mantenimientos de las centrales Bocamina y Curillinque, tiene como efecto un ligero incremento de los precios medios de la empresa ENDESA, ello por efecto de la variación de los costos marginales del sistema. Esta situación como hemos visto favoreció ligeramente los días 3 y 4 a la empresa ENDESA, por cuanto sus ingresos totales se incrementaron por dicho efecto.

Figura 5.19: Comparación del precio medio horario empresa ENDESA, Semana del 19-08-2011 al 25-08-2011



5.3.2.7 Análisis global del caso

De acuerdo a los resultados obtenidos, el efecto de la indisponibilidad por mantenimiento de las centrales Bocamina y Curillín de propiedad de la empresa ENDESA, trae beneficios para dicha empresa los días 3 y 4 de la programación semanal, favorecido por su condición de excedentario y de empresa indispensable en la operación del sistema SIC, por lo tanto podemos afirmar para el caso analizado se presentaría un potencial comportamiento estratégico por parte de la empresa ENDESA.

5.3.3 Caso: Semana del 09-12-2011 al 15-12-2011, ENDESA

En la semana, se observó que las centrales El Toro y San Isidro de propiedad de la empresa ENDESA, variaron su situación respecto a la planificación original del Programa de Mantenimiento Mayor de Unidades Generadoras. En el caso de la central de embalse El Toro es más propenso a un manejo estratégico por el agua embalsada, por lo tanto puede declarar una indisponibilidad parcial para reducir su capacidad de generación; en el caso de la central San Isidro presenta costos variables atractivos por cuanto se encuentran por debajo de los costos marginales del sistema, por lo tanto su declaratoria de indisponibilidad ocasiona que centrales más caras operen. Por lo tanto, la central El toro redujo su capacidad de generación máxima desde 440 MW a 107.9 MW para toda la programación semanal y la central San Isidro redujo su capacidad desde 342.7 a 0 MW para toda la semana de operación. Para evaluar los efectos que tienen estas reducciones de capacidad se simularon tres escenarios. El primer escenario para la central El toro, el segundo escenario para la central San Isidro y el tercer escenario para analizar el efecto combinado de la reducción de capacidad de generación de ambas centrales.

5.3.3.1 Análisis comparativo de los costos marginales

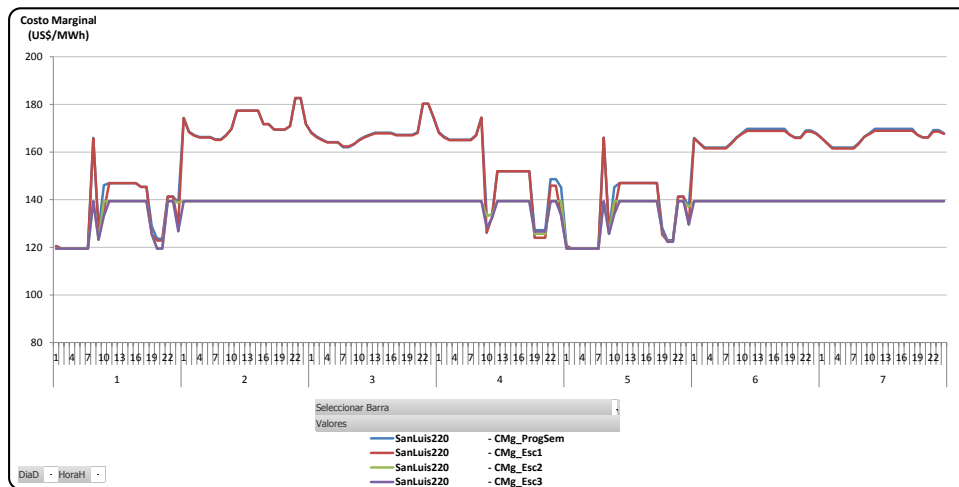
Los resultados de las simulaciones efectuadas, muestran que los costos marginales para los tres escenarios varían ligeramente, pero con una tendencia de incremento de costos marginales, sobre todo para el tercer escenario, es decir que la indisponibilidad de las centrales El Toro y San Isidro, incrementan ligeramente los costos marginales del sistema, por lo tanto se analizarán los alcances de estas variaciones para el escenario 3.

Tabla 5.8: Comparación de costos marginales promedio de sistema SIC, Semana del 09-12-2011 al 15-12-2011

Día	Promedio Costo Marginal (US\$/MWh)				Variación (%)		
	ProgSem	Esc1	Esc2	Esc3	Esc1	Esc2	Esc3
1	188.3	187.3	187.3	186.6	0.5%	0.5%	0.9%
2	181.8	181.7	179.4	179.4	0.0%	1.3%	1.3%
3	175.2	175.1	173.2	173.1	0.1%	1.2%	1.2%
4	186.6	185.4	185.0	184.6	0.7%	0.9%	1.1%
5	188.1	187.2	187.3	186.8	0.5%	0.4%	0.7%
6	183.5	183.0	182.0	182.0	0.2%	0.8%	0.8%
7	183.5	183.1	182.4	182.4	0.2%	0.6%	0.6%
Total	183.8	183.2	182.4	182.1	0.3%	0.8%	0.9%

Las barras que presentan las mayores variaciones son Quintero220, SanLuis220, Quillota220, ASanta220, Miraflore110 y PPeuco110. De manera gráfica se presentan los resultados para la barra SanLuis220, por ser unas de las más importantes del sistema, donde se puede observar que los costos marginales varían en esta barra por efecto de la retención de la central San Isidro sobre todo, por cuanto la reducción de la capacidad máxima de la central de embalse El Toro, no produce mayores efectos.

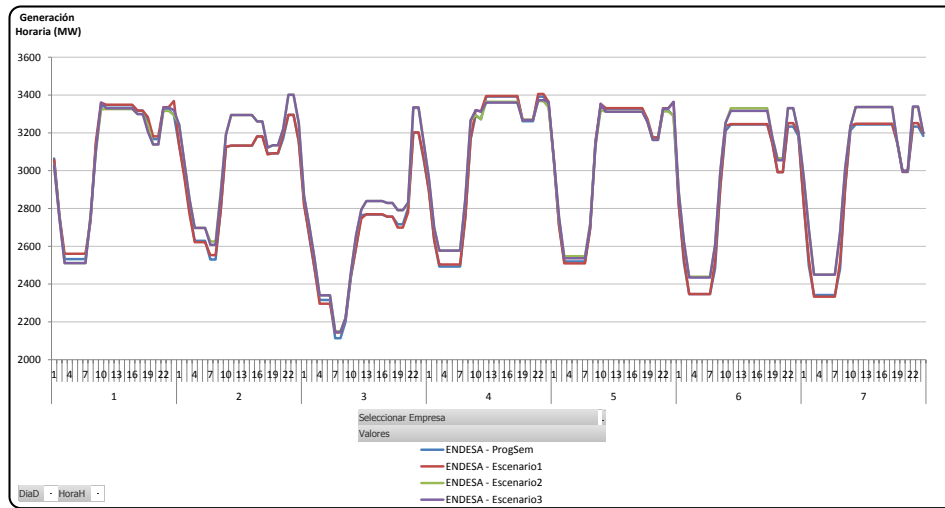
Figura 5.20: Comparación de costos marginales – Barra SanLuis220, Semana del 09-12-2011 al 15-12-2011



5.3.3.2 Análisis comparativo de la generación de energía por empresa

De manera gráfica se presentan los resultados de la variación de la generación horaria de la empresa ENDESA, para los tres escenarios mencionados.

Figura 5.21: Comparación de generación horaria empresa ENDESA, Semana del 09-12-2011 al 15-12-2011



Los resultados de las simulaciones efectuadas, muestran que la generación horaria de la empresa ENDESA, para los tres escenarios no varía significativamente. Ello se debe principalmente a que la generación dejada de generar por la indisponibilidad de las centrales de El Toro y San Isidro, es reemplazada por generación de la misma empresa ENDESA, pero que tienen costos variables no tan caros, por lo que el efecto directo es que los precios se incrementan ligeramente.

Tabla 5.9: Comparación de la generación horaria empresa ENDESA, Semana del 09-12-2011 al 15-12-2011

Día	Promedio Generación Horaria (MWh)				Variación		
	Esc1	Esc2	Esc1	Esc2	Esc1	Esc2	Esc1
1	3081.1	3095.3	3063.2	3066.8	0.5%	-0.6%	-0.5%
2	2998.8	2999.5	3092.4	3090.3	0.0%	3.0%	3.0%
3	2642.4	2641.5	2700.1	2700.3	0.0%	2.1%	2.1%
4	3089.0	3097.7	3110.3	3113.5	0.3%	0.7%	0.8%
5	3070.6	3075.3	3071.7	3075.0	0.2%	0.0%	0.1%
6	2933.7	2940.3	3015.9	3009.1	0.2%	2.7%	2.5%
7	2932.3	2938.5	3022.3	3022.8	0.2%	3.0%	3.0%

Toda vez que las mayores variaciones se presentan para el tercer escenario, el análisis será profundizado en dicho escenario. La generación de las demás empresas tampoco sufre variaciones significativas.

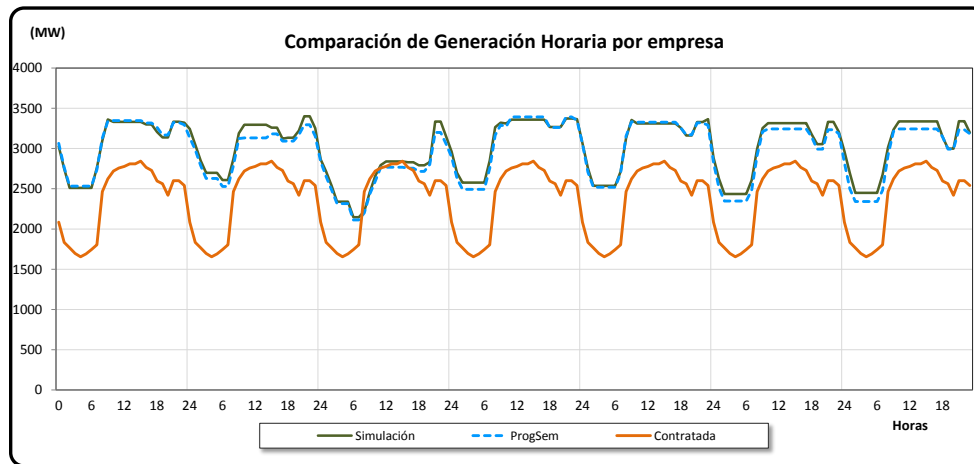
Tabla 5.10: Variación porcentual de generación diaria por empresa – Esc3, Semana del 09-12-2011 al 15-12-2011

EMPRESA	Día						
	1	2	3	4	5	6	7
ENDESA	0.5%	-3.0%	-2.1%	-0.8%	-0.1%	-2.5%	0.5%
AES GENER	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
COLBUN	-1.1%	12.4%	11.4%	3.9%	0.5%	8.1%	-1.1%

5.3.3.3 Análisis comparativo de la energía generada y contratada por empresa

Del análisis comparativo de la energía producida y la energía contratada (contratos bilaterales financieros) que tiene la empresa ENDESA, para el periodo de análisis, se ha determinado que para dicha semana la empresa ENDESA tenía una condición de excedentaria, en todos los días de la semana. El exceso de generación en el mercado spot, favorece la posición de ENDESA para actuar estratégicamente en el mercado.

Figura 5.22: Comparación energía producida y contratada empresa ENDESA, Semana del 09-12-2011 al 15-12-2011

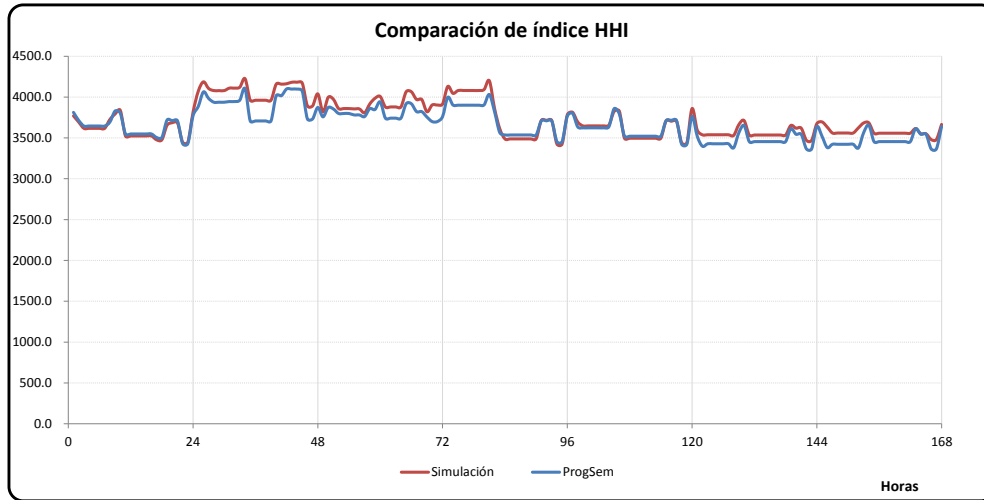


5.3.3.4 Análisis comparativo de los indicadores estructurales

Los indicadores tales como la cuota de mercado, tasa de concentración, índice HHI operacional no varían significativamente, para los escenarios propuestos, considerando que el mercado eléctrico del SIC ya se encuentra concentrado, el cálculo de estos indicadores confirma que la estructura del mercado SIC es altamente concentrada (valores del HHI superiores a 3000). Por lo tanto, en el corto y mediano plazo, estos indicadores no

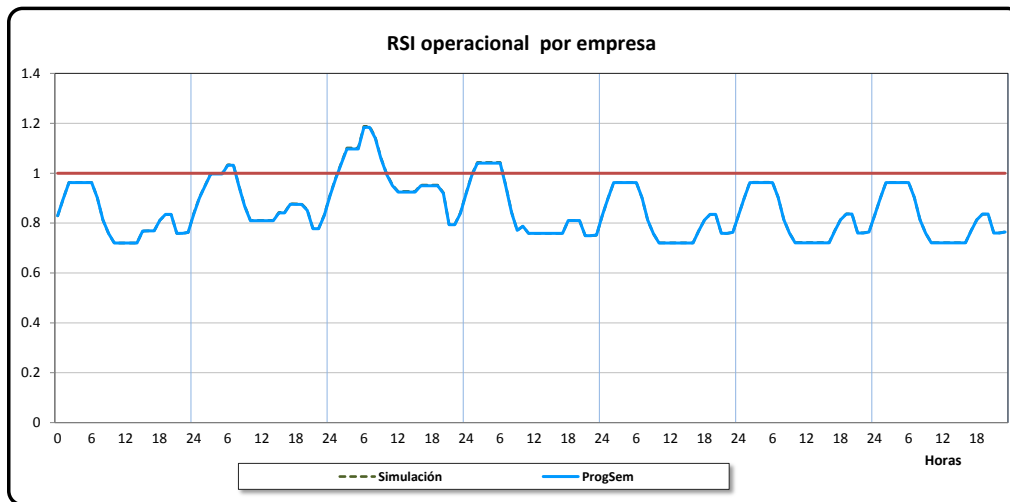
tienen gran utilidad para poder detectar comportamientos estratégicos. Se muestra el siguiente cuadro con el índice HHI, por ser el más representativo:

Figura 5.23: Comparación del índice de concentración HHI sistema SIC, Semana del 09-12-2011 al 15-12-2011



Por otra parte el indicador RSI calculado para la empresa ENDESA muestra que en casi toda la programación semanal las centrales de ENDESA son indispensables para la operación del SIC, por cuanto los valores obtenidos del RSI son menores que uno, lo cual indica que la empresa ENDESA se encuentra en posición de actuar estratégicamente, por cuanto su capacidad es mayor a la reserva que se tiene en el sistema.

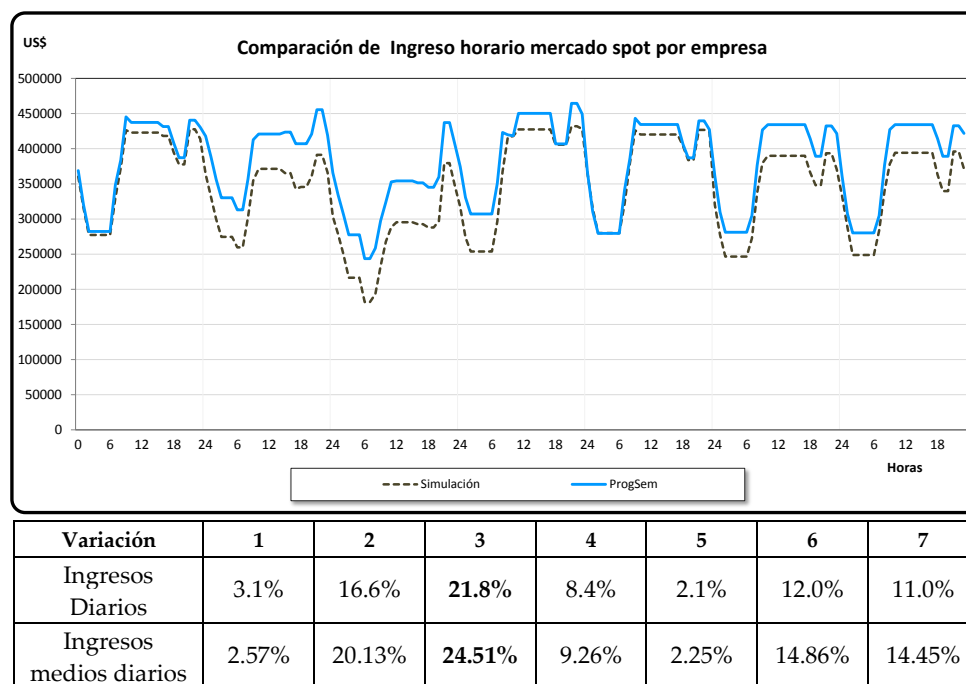
Figura 5.24: RSI operacional empresa ENDESA, Semana del 09-12-2011 al 15-12-2011



5.3.3.5 Análisis comparativo del nivel de ingresos

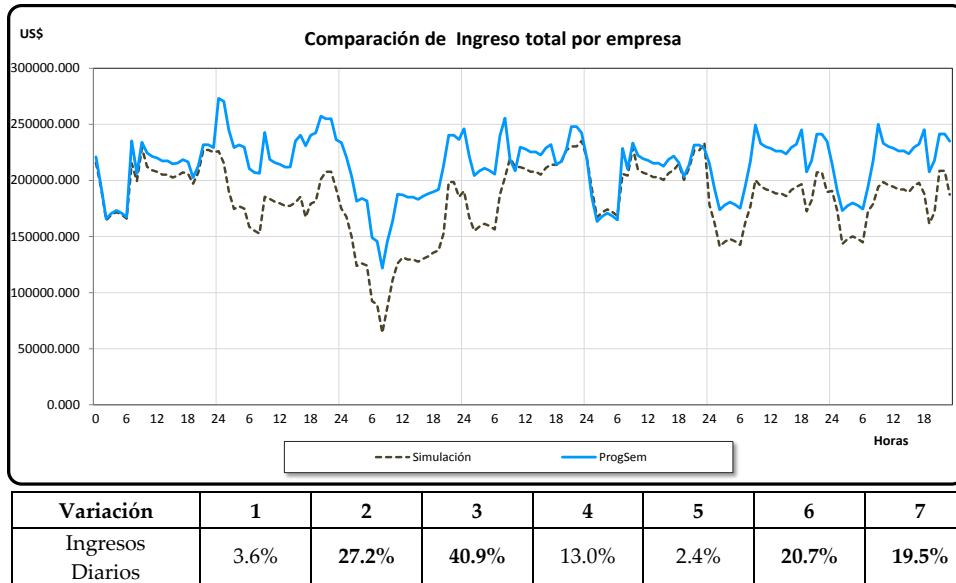
Con relación a las variaciones del nivel de ingresos de la empresa ENDESA, por efecto del retiro de las centrales El Toro y San Isidro, debido a la indisponibilidad por mantenimientos, se ha determinado los ingresos en el mercado spot se incrementan por efecto de las mencionadas indisponibilidades, sobre todo el día 3, ello debido a que tuvieron que operar plantas más costosas para compensar la energía dejada de generar.

Figura 5.25: Comparación del ingreso horario mercado spot, empresa ENDESA, Semana del 09-12-2011 al 15-12-2011



De otra parte, cuando dicho análisis se complementa con la evaluación de los ingresos por contratos e ingresos totales, se observa que la indisponibilidad de las centrales El Toro y San Isidro, favorece a los ingresos de la empresa ENDESA sobre todo los días 2, 3, 6 y 7, por cuanto se produce un incremento de los ingresos de dicha empresa, con valores superiores al 20%, ello debido a que tuvieron que generar plantas más caras, lo cual elevó los costos marginales, favoreciendo en este caso a la empresa ENDESA.

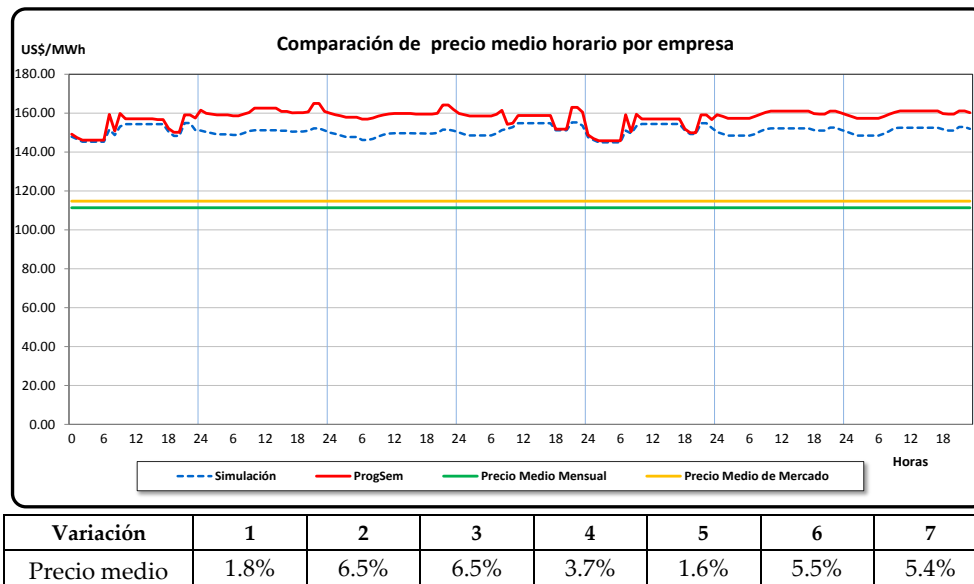
Figura 5.26: Comparación del ingreso horario total, empresa ENDESA, Semana del 09-12-2011 al 15-12-2011



5.3.3.6 Análisis comparativo de los precios del mercado

La indisponibilidad por mantenimientos de las centrales El Toro y San Isidro, tiene como efecto un ligero incremento de los precios medios de la empresa ENDESA, ello por efecto de la variación de los costos marginales del sistema. Esta situación como hemos visto favoreció a la empresa ENDESA, por cuanto sus ingresos totales se incrementaron por dicho efecto.

Figura 5.27: Comparación del precio medio horario empresa ENDESA, Semana del 09-12-2011 al 15-12-2011



5.3.3.7 Análisis global del caso

De acuerdo a los resultados obtenidos, el efecto de la indisponibilidad por mantenimiento de las centrales El Toro y San Isidro de propiedad de la empresa ENDESA, trae beneficios para dicha empresa, favorecido por su condición de excedentario y que sus centrales son indispensables para la operación del sistema, por lo tanto para el caso analizado se presentaría un potencial comportamiento estratégico de la empresa ENDESA.

5.4 Análisis estratégico de resultados

Respecto al análisis de los casos, podemos afirmar que los indicadores estructurales tales como la cuota de mercado, tasa de concentración, el índice HHI operacional no varían significativamente, para los casos y escenarios propuestos; no obstante, el cálculo de estos indicadores confirma que la estructura del mercado del sistema SIC es altamente concentrada (valores del HHI superiores a 3000), donde predominan las empresas ENDESA, AES GENER y COLBUN, como principales productores de energía, en consecuencia con mayores posibilidades poder efectuar manejos estratégicos de capacidad.

De acuerdo a los resultados obtenidos, se observa que cuando la empresa es excedentaria e indispensable para la operación del sistema, al retirar una de sus centrales debido a indisponibilidad por mantenimiento, los ingresos de la empresa se ven incrementados, este es el caso la empresa ENDESA que la semana (19-08-2011 al 25-08-2011), en la que retiro a la central Bocamina por mantenimiento se produjeron cambios en los costos marginales, consiguientemente mayores beneficios económicos para dicha empresa. En el mismo orden de ideas, la semana (09-12-2011 al 15-12-2011) que se redujo la capacidad de sus centrales El Toro y San Isidro, la condición de excedentaria e indispensable para la operación favoreció a ENDESA, por cuanto obtuvo mayores beneficios. Por lo tanto, señalar que si es posible que en mercados centralizados pool obligatorios la posibilidad de que se ejerzan potenciales conductas anticompetitivas que distorsiones los precios del mercado.

Asimismo, se ha podido determinar que el caso de la empresa AES GENER que cuenta con una gran capacidad de generación, para la semana en la que declaro la indisponibilidad simultanea de las centrales Nueva Renca y Nueva Ventanas (25-02-2011 al 03-03-2011), tenía la condición de excedentaria, pero no era indispensable para el sistema, por cuanto podía ser remplazadas por otras centrales, consiguientemente no pudo obtener beneficios económicos por efecto de la disminución de la capacidad, con lo que se confirma la idea de que si una empresa no mantiene la condición pivotal, necesariamente

no tiene todas las condiciones para ejercer comportamientos anticompetitivos en el mercado.

Asimismo, de acuerdo a los resultados principalmente las centrales térmicas son las que producen las grandes variaciones en la operación del sistema, debido a que son modulables de manera más simple (pueden ser paradas y puestas en marcha sin restricciones sustanciales), por lo que su propietario puede retirarlas del sistema según su estrategia de producción; no sucede lo mismo con las centrales de pasada o de embalse que dependen del recurso agua para su generación, por lo tanto en el corto plazo no podrían efectuarse manipulaciones en el mercado con este tipo de centrales.

Desde el punto de vista de una venta al mercado spot, en los que se producen incrementos de los ingresos, pero que estos disminuyen al totalizarse con la suma de los ingresos por el mercado de contratos, claramente en este caso las compras de energía se encarecen, por efecto del alza de los costos marginales, ello supone que dichos costos son mayores a los precios de venta que se tienen en los contratos que no son los suficientemente atractivos, por lo tanto los precios de los contratos también influyen en la determinación final de beneficios.

Finalmente, de acuerdo a los resultados no se puede determinar que se producen comportamientos estratégicos a partir de un solo indicador, sino que este debe estar acompañado de la correcta lectura de otras señales y/o indicadores, que pueden permitir determinar de manera más concreta y precisa si se producen comportamientos de este tipo en los mercados centralizados.

5.5 Lineamientos y medidas de mitigación

Existe un consenso creciente de que un sistema de monitoreo de mercado es una parte esencial para que un mercado eléctrico funcione adecuadamente. La implementación un sistema de monitoreo por sí es, un factor disuasivo de posibles comportamientos anticompetitivos por parte de los participantes del mercado. Aunque, también existe una corriente que indica que excesiva supervisión de mercado, puede distorsionarlo y crear mayores problemas de competencia en el mercado.

En general, las tareas que se pueden realizar para mitigar el poder de mercado pueden ser de forma ex-ante (proactiva) o ex-post (reactiva). El análisis ex-ante se concentra en identificar cuando las condiciones presentes habilitan un potencial ejercicio de poder de mercado, por ejemplo a través de análisis de concentración, identificación de los posibles productores pivotaes, ventas en mercado spot, nivel de ingresos o análisis de

simulaciones y luego imponer restricciones o reglas que eliminen el potencial abuso en la presencia de esas condiciones. En contraste a esto, la mitigación ex-post se concentra en identificar en forma posterior las conductas anticompetitivas de productores individuales, por ejemplo a través de la evidencia de retiros físicos o económicos de capacidad, ofertas en el mercado muy por encima de los costos de generación. Generalmente se prefiere utilizar un enfoque proactivo ex-ante, en mercados altamente concentrados, mientras puede resultar ventajoso para algunos mercados menos concentrados aplicar sistemas ex-post, por cuanto son más reactivos a conductas anticompetitivas.

Los lineamientos para un esquema de monitoreo eficaz y que son recogidos por numerosos estudios y trabajos [20], [28], por cuanto resultan de las lecciones aprendidas en diversos sistemas de monitoreo a nivel internacional [55] son los siguientes:

- La necesidad de contar con un proceso de monitoreo prospectivo, que debe estar orientado a anticipar las fallas del mercado. Esta política se le conoce como “forward – looking” o “política de anticipación”. Todos los mercados eléctricos a nivel mundial han sufrido de problemas poder de mercado. Los mercados que lo han vivido de la peor manera son aquellos que no tenían ese proceso planificado, entre ellos los mercados de EEUU, Reino Unido y Nueva Zelanda.
- La necesidad contar con el apoyo de la autoridad regulatoria, el cual debe asumir la asumir la función de monitoreo. Esto es necesario porque usualmente han existido intentos fallidos para integrar un proceso de monitoreo de mercado, los cuales han fallado por falta de una adecuada percepción de los beneficios de un efectivo monitoreo por parte de los procesos de supervisión regulatoria. El organismo regulador debe tener la voluntad y la habilidad necesaria para intervenir tan rápido como sea posible, a fin de dictaminar cualquier problema descubierto en el proceso de monitoreo de mercado. Esto implica que el proceso de monitoreo y mitigación debe estar en manos del Organismo Regulador, dada la experiencia internacional en el sector.
- La necesidad de contar con un sistema de indicadores sobre el desempeño del mercado, por cuanto el organismo que supervisa el mercado debe preparar medidas consistentes sobre el funcionamiento del mercado y del sistema, los cuales sean comparables a través del tiempo. De esta manera, los costos de intervención regulatoria pueden ser reducidos y el organismo regulador podrá usar dichas medidas para determinar si una intervención en el mercado es apropiada.

- La necesidad de hacer pública la información, por cuanto es necesario que se difunda y publique la mayor cantidad de información, de forma clara y fácilmente reconocible por el público. Así, la mencionada difusión incrementará la transparencia del mercado, en especial de los agentes tomadores de precios, quienes tendrán acceso a toda la información necesaria para operar competitivamente en el mercado. Un segundo beneficio de la mencionada difusión es permitir que los analistas independientes puedan refinar las técnicas de detección y así disuadir el ejercicio de poder de mercado.
- La necesidad un proceso de supervisión independiente, es decir que el proceso de monitoreo y supervisión de mercado debe ser independiente del operador del mercado, del operador del sistema, y de los procesos políticos o de captura regulatoria. La difusión pública de la información puede ser un aparato de confianza para el proceso regulatorio en aras del mantenimiento de su independencia.

Hay varios tipos de medidas de mitigación que pueden ser utilizados para aliviar el potencial ejercicio poder de mercado. Estas pueden ser medidas que actúen directamente sobre los actores del mercado, sobre todo las empresas dominantes. Otras medidas pueden ser menos directas, tales como el fomento de una mayor competencia en el mercado, para de esta forma reducir el potencial ejercicio de poder de mercado. En este contexto, en los mercados se plantean las siguientes medidas de mitigación de poder de mercado.

- ❖ Impulso a la firma de contratos bilaterales de largo plazo, debido a que parte de la energía generada por los productores se vende por medio de contratos, los agentes generadores tendrán menos energía para ser comercializada en el mercado spot, lo que disminuye su poder de mercado. Si se observan niveles de contratación menores a los deseados, el regulador eventualmente podría fijar cantidades mínimas de contratación entre los generadores y la demanda.
- ❖ Mayor incentivo a la competencia. El gobierno puede adoptar una serie de medidas que incentivan la competencia en el mercado de generación eléctrica. Por ejemplo incentivando directamente la entrada de nuevos agentes, disminuyendo las barreras de entrada que éstos enfrentan, propiciando la interconexión del sistema con regiones vecinas, etc.
- ❖ Medida más directas y radicales están relacionadas con la enajenación o división de los generadores más dominantes. Esto con la finalidad de tener una concentración más baja del segmento de generación y por ende aumentar la competencia.

- ❖ Establecer reglamentación que limiten la concentración de la propiedad, esto es limitar la concentración horizontal y la concentración vertical, esto disminuye la posibilidad que unos pocos agentes concentren el mercado. Así como, un adecuado control de fusiones de las empresas.
- ❖ Una red de transmisión robusta y con acceso abierto, ello permite que todos los generadores compitan sin desventajas por la localización de las centrales, además elimina la posibilidad de que se produzcan mercados locales, con la consiguiente mitigación de ejercicios de poder de mercado locales.
- ❖ Una medida también puede ser, una planificación centralizada e informada de los programas de mantenimiento buscando un óptimo global del mercado, esto es que los precios de mercado sean los más competitivos cuando se realice la programación de mantenimiento.

Medidas de mitigación más específicas, para el mercado eléctrico en Chile, fueron propuestos en los estudios realizados por Arellano [56], en la que recomienda que la autoridad regulatoria implemente dos medidas específicas para mitigar el problema de competencia en este mercado: i) la venta de activos por parte de Endesa, y ii) obligar a los generadores a vender a través de contratos una proporción de su demanda. Si bien ambas medidas pueden teóricamente resultar exitosas en cuanto a la mitigación del mercado, pueden resultar no prácticas al momento de implementarlas. Un gran problema es obligar a la empresa Endesa vender parte de su parque generador, difícilmente esta empresa estará dispuesta a hacerlo en forma voluntaria, pues ello significaría que pierda su poder de mercado, el que además no es transferible a un posible comprador. En el caso de los contratos, el problema es que para que esta medida efectivamente constituya un escudo de protección al problema de competencia en el mediano y largo plazo es necesario que se desarrolle un mercado de contratos voluntario suficientemente profundo, lo cual no es posible garantizar.

Finalmente, medida aún más específica que mitiguen posibles comportamientos anticompetitivos, por retención de capacidad a través de la declaratoria de indisponibilidad por mantenimiento de centrales, sería la supervisión a través de procedimientos y/o reglamentos la gestión de los planes de mantenimientos de las centrales de generación, por parte de la autoridad.

Capítulo 6

Conclusiones y Trabajo Futuro

6.1 Conclusiones

La metodología propuesta es una herramienta útil, proactiva y práctica para el análisis del manejo estratégico de capacidad en el corto y mediano plazo, debido a mantenimiento de centrales del sistema SIC. Los resultados y el correspondiente análisis de los casos criteriosamente seleccionados, permiten concluir que el sistema de indicadores propuesto luego de su correcta lectura entrega señales de la presencia de comportamientos estratégicos generados a partir del retiro de centrales de generación por mantenimiento.

El presente trabajo aporta en forma actualizada el estado del arte del Sistema de Monitoreo del Mercado, puesto que dicha herramienta viene siendo utilizada en muchos de los mercados más desarrollados, por lo tanto el presente trabajo trata de aportar información del estado del arte de cómo se están desarrollando sistemas de indicadores y/o metodologías para la detección de distorsiones del mercado de manera ex-ante.

La revisión bibliográfica permite establecer el contexto del estudio realizado, el cual entrega una primera visión respecto a la importancia de los sistemas de monitoreo en los mercados eléctricos actuales, por cuanto permiten detectar y corregir las fallas de mercado, revelar comportamientos anticompetitivos y mejorar a través de mecanismos de control el funcionamiento de los mercados eléctricos. La implementación un sistema de monitoreo es un factor disuasivo para posibles conductas estratégicas por parte de los participantes del mercado.

Los mercados tipo pool obligatorio, por sus características de operación de forma centralizada, no tendrían la posibilidad de sufrir manipulaciones; sin embargo, al depender la programación de la operación de información proporcionada por los integrantes del mercado, está expuesta a eventuales comportamientos anticompetitivos,

por cuanto el control de la información que sirve de insumo a la programación de la operación por el operador del mercado, la tienen las empresas propietarias de las centrales de generación.

Al analizar la aplicación de la metodología desarrollada al sistema SIC, se concluye que en todos los casos seleccionados, los indicadores estructurales tales como la cuota de mercado, tasa de concentración, el índice HHI operacional no varían significativamente, para los casos y escenarios propuestos; no obstante, el cálculo de estos indicadores confirma que la estructura del mercado del sistema SIC es altamente concentrada (valores del HHI superiores a 3000), donde predominan las empresas Endesa, AES Gener y Colbun, como principales productores de energía, en consecuencia con mayores posibilidades de poder efectuar manejos estratégicos de capacidad.

Asimismo, se ha podido determinar que cuando una empresa es excedentaria en su generación e indispensable para la operación del sistema (RSI menor a uno), está en mejor posición para efectuar comportamientos anticompetitivos. Es así que se determinó que debido al retiro de centrales por mantenimiento, la empresa Endesa que mantenía ambas condiciones en algunas semanas del año 2011, obtuvo mayores beneficios económicos. Esta situación, permite concluir que en el corto y mediano plazo, en mercados centralizados tipo pool obligatorio, sí es posible que se ejerzan conductas anticompetitivas que distorsionen los precios del mercado.

En caso contrario, se ha podido determinar que una empresa que no cumple condiciones de ser indispensable para la operación del sistema, a pesar de ser excedentaria, no puede manipular el mercado. Tal es el caso de la empresa AES Gener, que en una determinada semana del año 2011 declaró el mantenimiento dos de sus centrales de manera simultánea, dicha retención de capacidad no le trajo beneficios económicos por efecto de la disminución de su capacidad de generación disponible.

Asimismo, de acuerdo a los resultados, principalmente son las centrales térmicas las que producen las grandes variaciones en la operación del sistema, debido a que son modulables de manera más simple (pueden ser paradas y puestas en marcha sin restricciones sustanciales), por lo que su propietario puede retirarlas del sistema según su estrategia de producción. No sucede lo mismo con las centrales de pasada o de embalse que dependen del recurso agua para su generación; por lo que en el corto plazo no podrían efectuarse manipulaciones en el mercado con este tipo de centrales.

En relación, a los resultados en los que los ingresos en el mercado de contratos son negativos, por efecto del alza de los costos marginales, lo cual encarece las compras de energía, ello supone que dichos costos superan a los precios de venta que se tienen en los contratos, debido a que no son lo suficientemente atractivos. Ello significa que los precios de los contratos también influyen en los posibles manejos estratégicos del mercado, cuando no son lo suficientemente atractivos, no pueden influir en el mercado.

En cuanto a las medidas de mitigación de poder de mercado, es importante contar primeramente con un proceso de monitoreo prospectivo orientado a anticipar las fallas del mercado, cuya labor debe ser asumida por la autoridad regulatoria para integrar los procesos de supervisión regulatoria y de monitoreo. Es importante que para las labores de monitoreo se tenga la mayor cantidad de información, esto implica que la información sea difundida y publicada de manera clara y fácilmente reconocible por todos los interesados. Todo el proceso de monitoreo debe ser independiente de cualquier factor externo (operador del mercado, del operador del sistema, procesos políticos o de captura regulatoria).

Existen varias medidas de mitigación específicas, tales como el impulso de firma de contratos bilaterales de largo plazo, lo que disminuye la posibilidad de ejercer poder de mercado. El regulador eventualmente podría fijar cantidades mínimas de contratación entre los generadores y la demanda; otra medida importante es fomentar un mayor incentivo a la competencia, a través de medidas como la disminución de barreras de entrada, entre otras, contar con una red de transmisión robusta y con acceso abierto. También pueden establecerse reglamentaciones que limiten la concentración de propiedad o que supervise la gestión de mantenimientos de las centrales de generación. Medidas más difíciles de aplicar son la división de los generadores más dominantes.

Por lo tanto, el alto nivel de concentración verificado en el mercado eléctrico del sistema SIC, genera una recomendación relacionada con la necesidad de establecer un esquema de monitoreo competitivo.

6.2 Trabajo Futuro

Como trabajos futuros que continúen con línea de investigación y desarrollo, se propone abordar los siguientes desafíos de investigación:

- Implementación de una metodología que incorpore al análisis de la retención de capacidad en el corto y mediano plazo en mercados eléctricos centralizados, el análisis de los parámetros técnicos de las centrales de generación, tales como potencias mínimas, potencias máximas, tiempos mínimos, tiempos máximos, etc. Validando su aplicación en sistemas como el SIC o SING.
- Desarrollo de una propuesta metodológica que analice los efectos de los sistemas de transmisión en el potencial ejercicio de poder de mercado, para lo cual se debe proponer un sistema de indicadores que midan y detecten poder de mercado del tipo local. Validando su aplicación en sistemas como el SIC o SING.
- Implementación de la propuesta metodológica a través de una herramienta computacional, por cuanto si bien este trabajo contribuye proponiendo un conjunto de indicadores en general, esta propuesta debiera ser implementada en herramientas computacionales, tales como Deep Edit.
- Se propone la aplicación de la propuesta metodológica en mercados eléctricos similares al chileno, como el peruano y el argentino. Así como en otros tipos de mercado más centralizados.
- Por último, se plantea utilizar otras técnicas y/o metodologías para detección de comportamientos estratégicos, tales como modelos oligopólicos, técnicas estadísticas, modelos econométricos, etc. Por ejemplo, técnicas de data mining, para la búsqueda de comportamientos irregulares, que pueden complementar los indicadores desarrollados.

Referencias

- [1] S. R. Escobar Zapata, "Sistema de monitoreo de mercado como base para el análisis de riesgo en el segmento de generación eléctrica," Universidad de Chile, 2010.
- [2] T. F. Reid Macho, "Sistema de monitoreo de mercado para la supervisión y toma de decisiones en el sector eléctrico," Universidad de Chile, 2008.
- [3] J. A. Villar Suarez, "Simulador de un mercado hidrotérmico utilizando teoría de juegos," Escuela de Ingeniería Pontificia Universidad Católica de Chile, 2002.
- [4] M. S. Arellano, "Diagnosing and Mitigating Market Power in Chile' s Electricity Industry," no. May. pp. 1–86, 2003.
- [5] S. Hunt, Making competition work in electricity. Nueva York: , 2002, p. 467.
- [6] A. Dammert, R. Garcia, and F. Molinelli, Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico. Lima, Perú: Fondo Editorial Pontificia Universidad Católica del Perú, 2010, p. 367.
- [7] A. Brokering Christie, R. Palma Behnke, and L. Vargas Díaz, Los Sistemas Eléctricos de Potencia, Primera Ed. 2008, p. 504.
- [8] L. Vargas, R. Palma, and O. Moya, "Mercados Eléctricos y Bolsas de Energía: Aspectos Críticos para su Implementación en Chile," Revista Chilena de Ingeniería, vol. 431, p. 9, 2001.
- [9] D. S. Kirschen and G. Strbac, Fundamentals of Power System Economics, John Wiley. University of Manchester Institute of Science & Technology (UMIST), UK: , 2004, p. 296.
- [10] J. Yang, "A market monitoring system for the open electricity markets," Power Engineering Society Summer Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37262), vol. 1, pp. 235–240, 2001.

-
- [11] W. W. Hogan, "Multiple Market-Clearing Prices , Electricity Market Design and Price Manipulation." Cambridge, Massachusetts, p. 21, 2012.
- [12] T. Güller and G. Gross, "A framework for electricity market monitoring." pp. 2–27, 2005.
- [13] C. Pirrong, "Energy Market Manipulation: Definition, Diagnosis, And Deterrence," *Energy Law Journal*, vol. 31, no. 1, pp. 1–20, 2010.
- [14] S. Ledgerwood and D. Harris, "A Comparison of Anti-Manipulation Rules in U.S. and EU Electricity and Natural Gas Markets: A Proposal for a Common Standard," *Energy Law Journal*, vol. 33, no. 1, p. 40, 2012.
- [15] S. Stoft, *Power System Economics Designing Markets for Electricity*. 2002, pp. 345–365.
- [16] M. M. Belsnes, G. Warland, and O. Wolfgang, "Simulating equilibrium prices in oligopoly power markets," *IEEE Trondheim PowerTech 1*, vol. 1, pp. 1–8, 2011.
- [17] S. Soleymani, A. M. Ranjbar, A. Jafari, A. R. Shirani, and M. Ranjbar, "Market Power Monitoring in Electricity Market by Using Market Simulation," in *IEEE Power India Conference*, 2006, pp. 509–514.
- [18] M. B. Nappu and T. K. Saha, "Financial Withheld-Based Market Power within Congested Power System," in *IEEE Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, 2011, 2011, pp. 1–6.
- [19] J. de la Cruz-Soto and G. Gutierrez-Alcaraz, "Electricity Market Prices: An Indicator of Market Power?," in *2009 15th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems*, 2009, pp. 1–8.
- [20] A. B. Ausejo Garcia and E. Alcalá Pillaca, "Poder de mercado en el mercado de generación eléctrico peruano: Mecanismos de monitoreo y mitigación, y opciones de política," *Consortio de Investigación Económica y Social*, no. Documento de Investigación PBA 029–2005, pp. 1–99, 2005.

-
- [21] B. B. Chakrabarti and D. G. Goodwin, "Monitoring and Measuring Market Power in the New Zealand Electricity Market," in *Power System Technology and IEEE Power India Conference. POWERCON . Joint International Conference on*, 2008, pp. 1–8.
- [22] L. Dun-nan, L. Ruk-qing, H. Guang-yu, and C. Xue-qing, "A Market Analysis and Evaluating System for Surveillance of Electricity - Market," 2004 IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies (DRPT2004) Hong Kong, no. April, pp. 556–561, 2004.
- [23] M. Elfstadius, D. Gecer, L. N. Member, and D. Axehill, "Method to Detect and Measure Potential Market Power on Electricity Markets using the Concept of Monopolistic Energy," *Power Systems Conference and Exposition, PSCE '09. IEEE/PES*, pp. 1–7, 2009.
- [24] Y. Xiao and P. Wang, "Effect of Transmission Network on Nodal Market Power in a Deregulated Power Market," in *International Conference on Power Systems Technology - POWERCON 2004*, 2004, no. November, pp. 408–412.
- [25] E. Hildebrandt, M. Hsu, and D. Yang, "Assessing local market power and mitigation in LMP-based electricity markets," in *IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 2008, vol. 1, pp. 1–11.
- [26] H. R. Mashhadi and M. Rahimiyan, "Measurement of Power Supplier ' s Market Power Using a Proposed Fuzzy Estimator," *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, vol. 26, no. 4, pp. 1836–1844, 2011.
- [27] J. Mayes, H. Haas, and J. Bowring, "Effective monitoring and mitigation in the organized wholesale electric power markets," *Journal of Regulatory Economics*, vol. 41, no. 1, pp. 120–138, Jan. 2012.
- [28] D. Petrecolla, C. A. Romero, and A. Agüero, "Análisis de monitoreo de las condiciones de competencia en el sector eléctrico de Perú," 2011.
- [29] A. F. Rahimi and A. Y. Sheffrin, "Deregulated Electricity Markets," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no. 2, pp. 486–493, 2003.

-
- [30] D. Petrecolla and C. A. Romero, "El control de concentraciones en el sector de generación eléctrica," *Revista de la Competencia y la Propiedad Intelectual* N° 11, pp. 88–115, 2011.
- [31] S. Borenstein, J. Bushnell, and S. Stoft, "The Competitive Effects of Transmission Capacity in a Deregulated Electricity Industry," *The RAND Journal of Economics*, vol. 31, no. 2, p. 294, Jan. 2000.
- [32] K. J. Patten, "Evaluating market power in congested power systems," University of Illinois at Urbana - Champaign, 1999.
- [33] S.-O. Fridolfsson and T. P. Tangerås, "Market power in the Nordic electricity wholesale market: A survey of the empirical evidence," *Energy Policy*, vol. 37, no. 9, pp. 3681–3692, Sep. 2009.
- [34] J. Villar and H. Rudnick, "Hydrothermal market simulator using game theory: assessment of market power," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no. 1, pp. 91–98, Feb. 2003.
- [35] M. S. Arellano, "Market Power in Mixed Hydro-Thermal Electric." Santiago de Chile, pp. 1–29, 2004.
- [36] A. Wood and B. Wollenberg, *Power Generation Operation and Control*, Second Edi. New York: , 1996, p. 593.
- [37] M. S. Arellano and P. Serra, "Market power in price-regulated power industries." pp. 1–13, 2005.
- [38] A. K. David and F. Wen, "Market Power in Electricity Supply," *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 16, no. 4, pp. 352–360, 2001.
- [39] H. Zhao, C. Liang, and Z. Qin, "The Study of Electricity Market Monitoring Index System," *International Workshop on Modelling, Simulation and Optimization*, vol. 1, pp. 19–24, Dec. 2008.
- [40] V. Marques, I. Soares, and A. Fortunato, "Measuring market power in the wholesale electricity Iberian market through the residual demand curve elasticity," in *5th International Conference on the European Electricity Market*, 2008, no. 1, pp. 1–7.

-
- [41] P. Twomey, R. Green, K. Neuhoff, and D. Newbery, "A Review of the Monitoring of Market Power : The Possible Roles of Transmission System Operators in Monitoring for Market Power Issues in Congested Transmission Systems," vol. 11, no. 209. Massachusetts, pp. 3–54, 2005.
- [42] E. Dehdashti, "Monitoring and Surveillance of Wholesale Electricity Markets -Roles , Responsibilities and Challenges," IEEE Power Engineering Society General Meeting, pp. 1–7, 2005.
- [43] S. Borenstein, J. Bushnell, and C. R. Knittel, "Market Power in Electricity Markets: Beyond Concentration Measures," PWP-059r, University of California Energy Institute, vol. 20, Citeseer, pp. 65–88, 1999.
- [44] R. Kelman, L. A. Barroso, and M. V. Pereira, "Market power assessment and mitigation in hydrothermal systems," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 16, no. 3, pp. 354–359, 2001.
- [45] J. P. Molina Sepúlveda, "Equilibrios de Nash-Cournot en mercados eléctricos hidrotérmicos considerando el sistema de transmisión," Universidad de Santiago de Chile, 2005.
- [46] A. M. A. K. Abeygunawardana, C. Bovo, and A. Berizzi, "Market power analysis in the Italian electricity market using a supply function equilibrium model," in Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2009 Proceedings of the 44th International, pp. 1–5.
- [47] R. García and R. Pérez-Reyes, "Modelos de Oligopolio de Productos Homogéneos y Viabilidad de Acuerdos Horizontales." Departamento de Economía, Pontificia Universidad Católica del Perú, Lima, pp. 1–126, 2012.
- [48] C. P. Campuzano Ochoa, "Determinación del poder de mercado para los generadores en el sector eléctrico colombiano," Universidad Nacional de Colombia, 2002.
- [49] "Modelling Imperfect Competition on the Nordic Electricity Market with Balmorel," Danish Energy Research Program. p. 105, 2005.

-
- [50] M. Barmack, E. Kahn, S. Tierney, and C. Goldman, "Econometric models of power prices: An approach to market monitoring in the Western US," *Utilities Policy*, ELSEVIER, vol. 16, no. 4, pp. 307–320, Dec. 2008.
- [51] U. Helman, "Market power monitoring and mitigation in the US wholesale power markets," *Energy*, ELSEVIER, vol. 31, no. 6–7, pp. 877–904, May 2006.
- [52] C. Wolfram, "Measuring Duopoly Power in the british electricity spot market.pdf," *The American Economic Review*, vol. 89, no. 4, pp. 805–826.
- [53] M. Barmack, E. Kahn, S. Tierney, and C. Goldman, "A Regional Approach to Market Monitoring in the West." pp. 1–86, 2006.
- [54] A. Sheffrin, "Predicting Market Power Using the Residual Supply Index," 2002.
- [55] F. A. Wolak, "Lessons from International Experience with Electricity Market Monitoring," Department of Economics, Stanford University, 2004.
- [56] M. S. Arellano, "Reformando el sector eléctrico chileno," vol. 99, no. invierno 2005. pp. 1–34, 2005.

Anexos

Anexo I. Centrales de Generación y Empresas Propietarias - Sistema SIC

Anexo II. Casos Seleccionados para Análisis

Anexo III. Resultados de Análisis Comparativo

Anexo IV. Implementación de metodología

Anexo I: Centrales de Generación y Empresas Propietarias - Sistema SIC

Nº	Nombre de Central	Propietario	Combustible	Barra
1	ANCUD	SAGESA	Diesel	Ancud110
2	ANTILHUE_TG	COLBUN	Diesel	Valdivia220
3	ARAUCO_1	ARAUCO	Licor Negro-P.Diesel	CArauco66
4	ARAUCO_2	ARAUCO	Licor Negro-P.Diesel	CArauco66
5	BOCAMINA	ENDESA	Carbón	Bocamina154
6	CALLE_CALLE	SAGESA	Diesel	Valdivia220
7	CAMPANARIO_1	CAMPANARIO	Diesel	Charrua220
8	CAMPANARIO_2	CAMPANARIO	Diesel	Charrua220
9	CAMPANARIO_3	CAMPANARIO	Diesel	Charrua220
10	CAMPANARIO_4_CA	CAMPANARIO	Diesel	Charrua220
11	CANDELARIA_B1_DIE	COLBUN	Diesel	Candela220
12	CANDELARIA_B1_DIE_CNAVIA	COLBUN	Diesel	Cand220DS26
13	CANDELARIA_B1_GAS	COLBUN	Gas Natural	Candela220
14	CANDELARIA_B1_GNL	COLBUN	GNL	Candela220
15	CANDELARIA_B1_GNL_CNAVIA	COLBUN	GNL	Cand220DS26
16	CANDELARIA_B2_DIE	COLBUN	Diesel	Candela220
17	CANDELARIA_B2_GAS	COLBUN	Gas Natural	Candela220
18	CANDELARIA_B2_GNL	COLBUN	GNL	Candela220
19	CANDELARIA_P	COLBUN	GNL	Candela220
20	CELCO_1	ARAUCO	Licor Negro-P.Diesel	Constituci66
21	CELCO_2	ARAUCO	Licor Negro-P.Diesel	Constituci66
22	CELCO_3	ARAUCO	Licor Negro-P.Diesel	Constituci66
23	CEMENTOS_BIOBIO_DIE	CEMENTOS BIO BIO	Diesel	Teno154
24	CEMENTOS_BIOBIO_FO6	CEMENTOS BIO BIO	Fuel Oil Nro. 6	Teno154
25	CENIZAS	ELECTRICA CENIZAS	Diesel	Cardones110
26	CHILOE	ELEKTRA GENERACION	Diesel	Chonchi110
27	CHOLGUAN_1	ARAUCO	Licor Negro-P.Diesel	Cholguan066
28	CHOLGUAN_2	ARAUCO	Licor Negro-P.Diesel	Cholguan066
29	CHUYACA	SAGESA	Pasada	BBlanco220
30	COLIHUES_DIE	MINERA VALLE CENTRAL	Diesel	Sauzal154
31	COLIHUES_HFO	MINERA VALLE CENTRAL	Petróleo HFO	Sauzal154
32	COLMITO	HIDROELECTRICA LA HIGUERA	Diesel	Miraflore110
33	CON_CON	TECNORED	Diesel	Miraflore110
34	CONST1-EGEN	AES GENER	Diesel	Constituci66
35	CONST-EVE	ELEKTRA GENERACION	Desechos Forestales	Constituci66
36	DALMAGRO	ENDESA	Diesel	DAlmagro220
37	DEGAN	ENERGY PARTNERS CHILE	Diesel	Degan110
38	EL_PENON	ENLASA	Diesel	EIPenon110
39	EL_SALVADOR	SWC	Diesel	DAlmagro220
40	EL_TOTORAL	NORVIND	Diesel	ASanta110
41	EMELDA_U1	EMELDA	Diesel	DAlmagro220
42	EMELDA_U2	EMELDA	Diesel	DAlmagro220
43	ESCUADRON	NUEVA ENERGIA	Biomasa	Fopaco154
44	ESPERANZA_DS1	ENOR CHILE	Diesel	Sauzal154
45	ESPERANZA_DS2	ENOR CHILE	Diesel	Sauzal154
46	ESPERANZA_TG1	ENOR CHILE	Diesel	Sauzal154
47	GUACOLDA_1	AES GENER	Carbón	Guacolda220
48	GUACOLDA_2	AES GENER	Carbón	Guacolda220
49	GUACOLDA_3	AES GENER	Carbón	Guacolda220

Nº	Nombre de Central	Propietario	Combustible	Barra
50	GUACOLDA_4	AES GENER	Carbón	Guacolda220
51	HORCONES_TG	ARAUCO	Gas Natural	CArauco66
52	HORCONES_TG_DIE	ARAUCO	Diesel	CArauco66
53	HORCONES_TG_SWAP	ARAUCO	Gas Natural	CArauco66
54	HUASCO_TG	ENDESA	Diesel	Huasco110
55	HUASCO_TG_IFO	ENDESA	Petróleo IFO-180	Huasco110
56	LAGVERDE_TG	AES GENER	Diesel	ASanta110
57	LAGVERDE_TV	AES GENER	Carbón	ASanta110
58	LAJA-EVE	AES GENER	Desechos Forestales	Charrua066
59	LAS_VEGAS	TECNORED	Diesel	LVegas110
60	LICANTEN_1	ARAUCO	Licor Negro-P.Diesel	Itahue154
61	LICANTEN_2	ARAUCO	Licor Negro-P.Diesel	Itahue154
62	LINARES	TECNORED	Diesel	Linares154
63	LOSPINOS	COLBUN	Diesel	Charrua220
64	LOSVENTOS_TG	AES GENER	Diesel	LVegas110
65	MASISA	MASISA ECOENERGÍA	Biomasa	Charrua154
66	MAULE	CEN	Diesel	Constituci66
67	NEHU_CA_DIE_1	COLBUN	Diesel	SanLuis220
68	NEHUENCO_1_DIE	COLBUN	Diesel	SanLuis220
69	NEHUENCO_1_FIR	COLBUN	GNL	SanLuis220
70	NEHUENCO_1_GAS	COLBUN	GNL	SanLuis220
71	NEHUENCO_1_GNL	COLBUN	GNL	SanLuis220
72	NEHUENCO_1_GNL_CA	COLBUN	GNL	SanLuis220
73	NEHUENCO_1_GNL_FA	COLBUN	GNL	SanLuis220
74	NEHUENCO_1A	COLBUN	GNL	SanLuis220
75	NEHUENCO_2_DIE	COLBUN	Diesel	SanLuis220
76	NEHUENCO_2_GNL	COLBUN	GNL	SanLuis220
77	NEHUENCO_2_GNL_CA	COLBUN	GNL	SanLuis220
78	NEHUENCO_2CB1	COLBUN	GNL	SanLuis220
79	NEHUENCO_2CB2	COLBUN	GNL	SanLuis220
80	NEHUENCO_9B_B	COLBUN	Diesel	SanLuis220
81	NEHUENCO_9B_B_GAS	COLBUN	GNL	SanLuis220
82	NEHUENCO_9B_B_GNL	COLBUN	GNL	SanLuis220
83	NEHUENCO_9B_P	COLBUN	Diesel	SanLuis220
84	NEHUENCO_9B_P_GAS	COLBUN	GNL	SanLuis220
85	NEHUENCO_9B_P_GNL	COLBUN	GNL	SanLuis220
86	NEHUENCO_FA	COLBUN	GNL	SanLuis220
87	NEWEN	GAS SUR	Diesel	SVicente154
88	NEWEN_GN	GAS SUR	Gas Natural	SVicente154
89	NUEVA_ALDEA_1	ARAUCO	Licor Negro-P.Diesel	SantaElvira66
90	NUEVA_ALDEA_2_DIE	ARAUCO	Diesel	SantaElvira66
91	NUEVA_ALDEA_3_1	ARAUCO	Licor Negro-P.Diesel	SantaElvira66
92	NRENCA_DIE	AES GENER	Diesel	Renca110
93	NRENCA_FA_GLP	AES GENER	GLP	Renca110
94	NRENCA_FA1	AES GENER	GLP	Renca110
95	NRENCA_FA2	AES GENER	GLP	Renca110
96	NRENCA_GAS	AES GENER	GNL	Renca110
97	NRENCA_GNL	AES GENER	GNL	Renca110
98	NUEVA VENTANAS	AES GENER	Carbón	Ventanas220
99	NUEVA VENTANAS_110	AES GENER	Carbón	Ventanas110
100	OLIVOS	POTENCIA CHILE	Diesel	LVilos220
101	P_COLORADA_DIE	BARRICK	Diesel	PColorada220

N°	Nombre de Central	Propietario	Combustible	Barra
102	P_COLORADA_IFO	BARRICK	Petróleo IFO-180	PColorada220
103	PETROPOW_1	PETROPOWER	Petcoke	Hualpen154
104	PLACILLA	TECNORED	Diesel	ASanta110
105	QUELLON_2	SAGESA	Diesel	Chonchi110
106	QUINTAY	TECNORED	Diesel	ASanta110
107	QUINTERO_CA_1A	ENDESA	Diesel	Quintero220
108	QUINTERO_CA_1A_GNL	ENDESA	GNL	Quintero220
109	QUINTERO_CA_1B	ENDESA	Diesel	Quintero220
110	QUINTERO_CA_1B_GNL	ENDESA	GNL	Quintero220
111	RENCA	AES GENER	Diesel	Renca110
112	SAN_GREGORIO	TECNORED	Diesel	Linares154
113	SANISIDRO	ENDESA	GNL	SanLuis220
114	SANISIDRO_2	ENDESA	GNL	SanLuis220
115	SANISIDRO_2_GNL	ENDESA	GNL	SanLuis220
116	SANISIDRO_DIESEL	ENDESA	Diesel	SanLuis220
117	SANISIDRO_GNL	ENDESA	GNL	SanLuis220
118	SANISIDRO_GNL_FA	ENDESA	GNL	SanLuis220
119	SANISIDROFA	ENDESA	GNL	SanLuis220
120	SANLORENZO_U1	ENLASA	Diesel	DAlmagro220
121	SANLORENZO_U2	ENLASA	Diesel	DAlmagro220
122	SANTA_LIDIA_TG	AES GENER	Diesel	Charrua220
123	SFRANCISCO	AES GENER	Diesel	SFcoMost066
124	TALTAL_1	ENDESA	GNL	Paposo220
125	TALTAL_1_DIE	ENDESA	Diesel	Paposo220
126	TALTAL_2	ENDESA	GNL	Paposo220
127	TALTAL_2_DIE	ENDESA	Diesel	Paposo220
128	TALTAL_2_SWAP	ENDESA	GNL	Paposo220
129	TAMARILLA	TIERRA AMARILLA S.A.	Diesel	Tamarilla220
130	TENO	ENLASA	Diesel	Teno154
131	TERMOPACIFICO	G. DEL PACÍFICO S.A.	Diesel	Cardones220
132	TG_CORONEL	SAGESA	Gas Natural	Coronel154
133	TG_CORONEL_DIE	SAGESA	Diesel	Coronel154
134	TG_ESPINOS	POTENCIA CHILE	Diesel	LVilos220
135	TRAPEN	ENLASA	Diesel	Molinos110
136	VALDIVIA_1_EUCA	ARAUCO	Licor Negro (Eucalipto) - P.Diesel	Ciruelos220
137	VALDIVIA_1_PINO	ARAUCO	Licor Negro (Pino) - P.Diesel	Ciruelos220
138	VALDIVIA_2_EUCA	ARAUCO	Licor Negro (Eucalipto) - P.Diesel	Ciruelos220
139	VALDIVIA_2_PINO	ARAUCO	Licor Negro (Pino) - P.Diesel	Ciruelos220
140	VALDIVIA_3_EUCA	ARAUCO	Licor Negro (Eucalipto) - P.Diesel	Ciruelos220
141	VALDIVIA_3_PINO	ARAUCO	Licor Negro (Pino) - P.Diesel	Ciruelos220
142	VENTANAS_1	AES GENER	Carbón	Ventanas110
143	VENTANAS_2	AES GENER	Carbón	Ventanas110
144	CIPRESES	ENDESA	Embalse	Cipreses154
145	PEHUENCHE	ENDESA	Embalse	Pehuenche220
146	COLBUN	COLBUN	Embalse	Colbun220
147	COLBUN_CNAVIA	COLBUN	Embalse	Colbun220
148	MACHICURA	COLBUN	Embalse	Colbun220

Nº	Nombre de Central	Propietario	Combustible	Barra
149	ELTORO	ENDESA	Embalse	Antuco220
150	RAPEL	ENDESA	Embalse	Rapel220
151	CANUTILLAR	COLBUN	Embalse	Canutilla220
152	RALCO	ENDESA	Embalse	Ralco220
153	PANGUE	ENDESA	Embalse	Pangue220
154	OJOSDEAGUA	ENDESA	Serie	Cipreses154
155	ISLA	ENDESA	Serie	Cipreses154
156	CURILLINQUE	ENDESA	Serie	Cipreses154
157	LOMAALTA	ENDESA	Serie	Pehuenche220
158	CHIBURGO	COLBUN	Serie	Colbun220
159	SAN_CLEMENTE	COLBUN	Serie	Colbun220
160	SANIGNACIO	COLBUN	Serie	Itahue154
161	ABANICO	ENDESA	Serie	Charrua154
162	ANTUCO	ENDESA	Serie	Antuco220
163	RUCUE	COLBUN	Serie	Rucue220
164	QUILLECO	COLBUN	Serie	Rucue220
165	HORNITOS	COLBUN	Serie	Polpaico220
166	JUNCAL	COLBUN	Serie	Polpaico220
167	BLANCO	COLBUN	Serie	Polpaico220
168	LOSQUILOS	COLBUN	Serie	Polpaico220
169	CHACABUQUITO	COLBUN	Serie	Polpaico220
170	PALMUCHO	ENDESA	Serie	Ralco220
171	LOSMOLLES	ENDESA	Pasada	MPatria66
172	VOLCAN	AES GENER	Pasada	Florida110
173	QUELTEHUES	AES GENER	Pasada	Florida110
174	FLORIDA	SOCIEDAD CANALISTAS DEL MAIPO	Pasada	Florida110
175	GUAYACAN	ENERGIA COYANCO	Pasada	Florida110
176	SAUCEANDES	G. SAUCE ANDES	Pasada	Polpaico220
177	PEHUI	SGA	Pasada	BBlanco220
178	LOSMORROS	E.E. LOS MORROS	Pasada	AJahuel110
179	MAITENES	AES GENER	Pasada	Florida110
180	PUNTILLA	ELECTRICA PUNTILLA S.A.	Pasada	Florida110
181	ALFALFAL	AES GENER	Pasada	Alfalfal220
182	EYZAGUIRRE	SOCIEDAD CANALISTAS DEL MAIPO	Pasada	Florida110
183	SAUZAL_1	ENDESA	Pasada	Sauzal110_3
184	SAUZAL_2	ENDESA	Pasada	Sauzal110_1
185	PEUCHEN	IBENER	Pasada	Rucue220
186	MAMPIL	IBENER	Pasada	Rucue220
187	PULLINQUE	E.E. PANGUIPULLI	Pasada	Valdivia220
188	CAPULLO	E.E. CAPULLO	Pasada	BBlanco220
189	PILMAIQUEN	E.E. PUYEHUE	Pasada	BBlanco220
190	PUCLARO	HIDRO. PUCLARO S.A.	Pasada	PAZucar110
191	RIO_TRUENO	HIDROELÉCTRICA TRUENO S.A.	Pasada	Temuco220
192	EL_MANZANO	H. EL MANZANO	Pasada	Temuco220
193	LA_PALOMA	Hydroenergía Chile	Pasada	MPatria66
194	COYA	PACIFIC HYDRO CHILE	Pasada	Sauzal110_1
195	LIRCAI	HIDROMAULE	Pasada	Maule154
196	MARIPOSAS	HIDROMAULE	Pasada	Maule154
197	LAHIGUERA	PACIFIC HYDRO CHILE	Pasada	Tinguiririca154
198	CONFLUENCIA	PACIFIC HYDRO CHILE	Pasada	Tinguiririca154
199	TRUFUL	HIDROELEC S.A.	Minihidro	Temuco220

Nº	Nombre de Central	Propietario	Combustible	Barra
200	ELRINCON	SOCIEDAD CANALISTAS DEL MAIPO	Minihidro	Florida110
201	EOLICA_LEBU	Cristalerías Toro S.A.C.I.	Eólica	CArauco66
202	CANELA	ENDESA	Eólica	LPalmas220
203	CANELA_2	ENDESA	Eólica	LPalmas220
204	MONTE_REDONDO	EOLICA MONTE REDONDO	Eólica	LPalmas220
205	EOLICA_TOTORAL	NORVIND	Eólica	LPalmas220
206	ACONCAGUA		Serie	
207	ANTIHUE_25		Diesel	
208	ANTIHUE_50		Diesel	
209	CAMPANARIO_CA	CAMPANARIO	Diesel	Charrua220
210	CAMPANARIO_D		Diesel	
211	CAMPANARIO_G1	CAMPANARIO	Gas Natural	
212	CAMPANARIO_G2	CAMPANARIO	Gas Natural	
213	CAMPANARIO_G3	CAMPANARIO	Gas Natural	
214	HUASCO_TV	ENDESA	Diesel	Huasco110
215	JUNCAL	COLBUN	Serie	Polpaico220
216	RENCA	AES GENER	Diesel	Renca110
217	NEWEN	GAS SUR	Butano	SVicente154
218	NEWEN	GAS SUR	Mezcla Propano-Butano Licuado	SVicente154
219	NEWEN	GAS SUR	Propano	SVicente154
220	SAN_ISIDRO_D2	ENDESA	Diesel	
221	SANLORENZO	ENLASA	Diesel	
222	SFRANCISCO	AES GENER	Diesel	SFcoMost066
223	SAUZALITO	ENDESA	Pasada	
224	CHUYACA	SAGESA	Pasada	BBlanco220
225	P_COLORADA_F_OIL	BARRICK	Diesel	PColorada220
226	CONSTITUACION_A	ARAUCO	Desechos Forestales	
227	BOCAMINA_2		Carbón	Bocamina154
228	SANTA_MARIA	COLBUN	Carbón	Charrua220
229	TALTAL_1_GNL	ENDESA	GNL	Paposo220
230	TALTAL_2_GNL	ENDESA	GNL	Paposo220
231	CAMPANARIO_4_CC	CAMPANARIO	Diesel	Charrua220
232	RUCATAYO		Pasada	
233	SAN_ANDRES		Pasada	
234	VOLC_QUEL		Pasada	
235	DONA_HILDA	Ganadera y Forestal Carran Ltda.	Pasada	BBlanco220
236	VINALES	ARAUCO	Biomasa	Constituci66
237	CANDELARIA_B2_DIE_CNAVIA	COLBUN	Diesel	Cand220DS26
238	ARAUCO_1_A	ARAUCO	Licor Negro-P.Diesel	CArauco66
239	ARAUCO_2_A	ARAUCO	Licor Negro-P.Diesel	CArauco66
240	LAUTARO	COMASA GENERACION	Biomasa	Temuco220
241	CAMPICHE		Carbón	
242	ANGOSTURA		Embalse	
243	LOS_COLORADOS_2	KDM	Biomasa	PPeuco110
244	NEHUENCO_1_GNL_CNE		GNL	SanLuis220
245	NEHUENCO_1_GNLFA_CNE		GNL	SanLuis220
246	SANISIDRO_2_GNL_FA	ENDESA	GNL	SanLuis220
247	LAJA_I		Pasada	Charrua066
248	CHACAYES	PACIFIC HYDRO CHILE	Pasada	
249	NUEVA_ALDEA_2_GAS	ARAUCO	Gas Natural	SantaElvira66
250	LA_ARENA	Empresa Eléctrica La Arena SA	Pasada	

Nº	Nombre de Central	Propietario	Combustible	Barra
251	RENCA	AES GENER	Diesel	Renca110
252	EL_DIUTO	Asociación de Canalistas del Laja	Minihidro	Charrua154
253	MALLARAUCO	Hidroeléctrica Mallarauco S.A	Minihidro	AMelipill220
254	DONGO	Hidroeléctrica Dongo	Minihidro	
255	CARENA	COLBUN	Pasada	
256	LICAN	E.E. LICAN	Minihidro	BBlanco220
257	LOS VIENTOS_TG_CNAVIA	AES GENER	DIESEL	LVegas110_exp
258	MUCHI	Hidromuchi	Pasada	BBlanco220
259	CANELA_LV	ENDESA	Eólica	LPalmas220
260	CANELA_2_LV	ENDESA	Eólica	LPalmas220
261	EOLICA_TOTORAL_LV	NORVIND	Eólica	LPalmas220
262	SANISIDRO_GNL_CA	ENDESA	GNL	SanLuis220
263	SANISIDRO_DIESEL_CA	ENDESA	Diesel	SanLuis220
264	SANISIDRO_2_DIESEL	ENDESA	Diesel	SanLuis220
265	CANDELARIA_B1_GAS_CNAVIA	COLBUN	Gas Natural	Candela220
266	CANDELARIA_B1_GAS_CNAVIA	COLBUN	Gas Natural	Candela220

Observaciones: Se consideran a las siguientes empresas como propietarias (matriz) de las siguientes empresas que aparecen en el SIC:

Empresas SIC	Propietaria
CELULOSA ARAUCO Y CONSTITUCION S.A. PANELES ARAUCO S.A. ARAUCO GENERACION	ARAUCO ARAUCO ARAUCO
ENERGÍA VERDE S.E. SANTIAGO S.A. (Sociedad Eléctrica Santiago S.A.) ELECTRICA VENTANAS GUACOLDA	AES GENER AES GENER AES GENER AES GENER
LOS ESPINOS TERMoeLECTRICA NEHUENCO S.A. RIO TRANQUILO Hidroeléctrica Aconcagua S.A. (HASA) Hidroeléctrica Guardia Vieja S.A. (HGV) OBRAS Y DESARROLLO S.A.	COLBUN COLBUN COLBUN COLBUN COLBUN COLBUN
EMPRESA ELECTRICA SAN ISIDRO PANGUE CANELA PEHUENCHE	ENDESA ENDESA ENDESA ENDESA
HIDROPALOMA S.A.	Hydroenergía Chile

Anexo II: Casos Seleccionados para Análisis

CASO	SEMANA	EMPRESA	N°	CENTRAL	UNIDAD DE GENERACIÓN	POTENCIA DISPONIBLE (MW)	POTENCIA MÍNIMA (MW)	POTENCIA MÁXIMA (MW)	COSTOS VARIABLES (US\$/MWh)	ETAPAS	BARRA INYECCIÓN
1	01-01-2011 al 08-01-2011	ENDESA	1	TALTAL	TALTAL_1 TALTAL_2 TALTAL_2_SWAP	0 0 0	0 0 0	117.2 115.4 117.5	118.2 118.2 67.9	1 al 83 1 al 83 1 al 83	Paposo220 Paposo220 Paposo220
			2	QUINTERO	QUINTERO_CA_1A_GNL QUINTERO_CA_1B_GNL	0 0	0 0	125.3 125.3	116.4 116.4	1 al 83 1 al 83	Quillota220 Quillota220
2	25-02-2011 al 03-03-2011	AES GENER	1	NUEVA RENCA	NRENCA_GNL	0	195.9	304.5	125.7	14 al 48	Renca110
			2	NUEVA VENTANAS	NUEVA VENTANAS	0	109.0	243.8	44.5	1 al 99	Nogales220
3	25-02-2011 al 03-03-2011	COLBUN	1	CANUTILLAR	CANUTILLAR	50	40	170.2	0	1 al 99	Canutilla220
			2	NEHUENCO	NEHUENCO_2_DIE	0	0	383	156.7	1 al 99	Quillota220
4	18-03-2011 al 24-03-2012	COLBUN	1	CANUTILLAR	CANUTILLAR	50	40	170.2	0	1 al 87	Canutilla220
			2	CANDELARIA	CANDELARIA_B1_GNL	0	0	122.1	0	1 al 87	Candela220
5	22-04-2011 al 28-04-2011	ENDESA	1	BOCAMINA	BOCAMINA	0	70	106.9	52	1 al 42	Bocamina154
			2	SAN ISIDRO	SANISIDRO SANISIDRO_DIESEL SANISIDROFA SANISIDRO_GNL_FA	0 0 0 0	0 0 0 0	342.7 291.9 19.6 19.6	108.4 206 176.1 167.9	1 al 90 1 al 90 1 al 90 1 al 90	Quillota220 Quillota220 Quillota220 Quillota220
6	13-05-2011 al 19-05-2011	ENDESA	1	CIPRESES	CIPRESES	65	0	102.8	0	1 al 101	Cipreses154
			2	HUASCO	HUASCO_TG_IFO	0	0	37.1	298.2	1 al 101	Huasco110
			3	QUINTERO	QUINTERO_CA_1A_GNL QUINTERO_CA_1B_GNL	0 0	0 0	125.3 126.3	138.5 138.5	1 al 101 1 al 101	Quillota220 Quillota220
7	10-06-2011 al 16-06-2011	AES GENER	1	VENTANAS	VENTANAS_1	0	52.4	105.6	44.7	1 al 33	Ventanas110
			2	SANTA LIDIA	SANTA_LIDIA_TG	0	0	134.8	275.6	1 al 98	Charrua220
8	22-07-2011 al 28-07-2011	AES GENER	1	GUACOLDA1	GUACOLDA_1	0	75	139.9	45.4	1 al 9	Guacolda220
			2	NUEVA VENTANAS	NUEVA VENTANAS	0	109	243.8	44.5	1 al 103	Nogales220

CASO	SEMANA	EMPRESA	N°	CENTRAL	UNIDAD DE GENERACIÓN	POTENCIA DISPONIBLE (MW)	POTENCIA MÍNIMA (MW)	POTENCIA MÁXIMA (MW)	COSTOS VARIABLES (US\$/MWh)	ETAPAS	BARRA INYECCIÓN
9	19-08-2011 al 25-08-2011	ENDESA	1	BOCAMINA	BOCAMINA	0	70	106.9	46.5	1 al 118	Bocamina154
			2	CURILLINQUE	CURILLINQUE	0	0	87	0	49 al 118	Cipreses154
10	16-09-2011 al 22-09-2011	ENDESA	1	CIPRESES	CIPRESES	40	0	102.8	0	62 al 112	Cipreses154
			2	OJOS DE AGUA	OJOSDEAGUA	0	0	9	0	62 al 112	Cipreses154
			3	SAN ISIDRO	SANISIDRO_GNL	0	195.8	342.7	122.7	1 al 74	Quillota220
11	16-09-2011 al 22-09-2011	AES GENER	1	GUACOLDA4	GUACOLDA_4	0	75	136.2	34.7	94 al 112	Guacolda220
			2	NUEVA RENCA	NRENCA_GNL	0	195.9	304.5	151.6	1 al 112	Renca110
12	21-10-2011 al 27-10-2011	AES GENER	1	GUACOLDA2	GUACOLDA_2	0	69	139.9	46.5	1 al 101	Guacolda220
			2	SAN FRANCISCO	SFRANCISCO	0	0	24.4	323.8	57 al 101	SFcoMost066
13	25-11-2011 al 01-12-2011	AES GENER	1	NUEVA VENTANAS	NUEVA VENTANAS	0	109	243.8	50.4	1 al 89	Ventanas220
			2	LAGUNA VERDE	LAGVERDE_TG	0	0	17.1	279.3	79 al 89	ASanta220
14	09-12-2011 al 15-12-2011	ENDESA	1	EL TORO	ELTORO	107.9	0	440	0	1 al 85	Antuco220
			2	SAN ISIDRO	SANISIDRO	0	0	342.7	139.4	1 al 85	SanLuis220
15	09-12-2011 al 15-12-2011	COLBUN	1	COLBUN	COLBUN	240	100	480	0	1 al 85	Colbun220
			2	NEHUENCO	NEHUENCO_2_DIE	0	0	383	170.2	1 al 85	SanLuis220

06 Casos empresa ENDESA

06 Casos empresa AES GENER

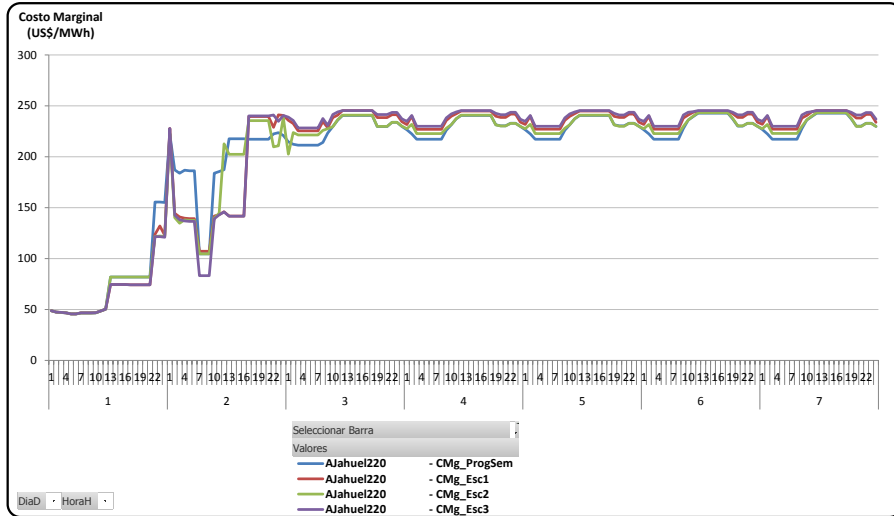
03 Casos empresa COLBUN

Anexo III: Resultados de Análisis Comparativo

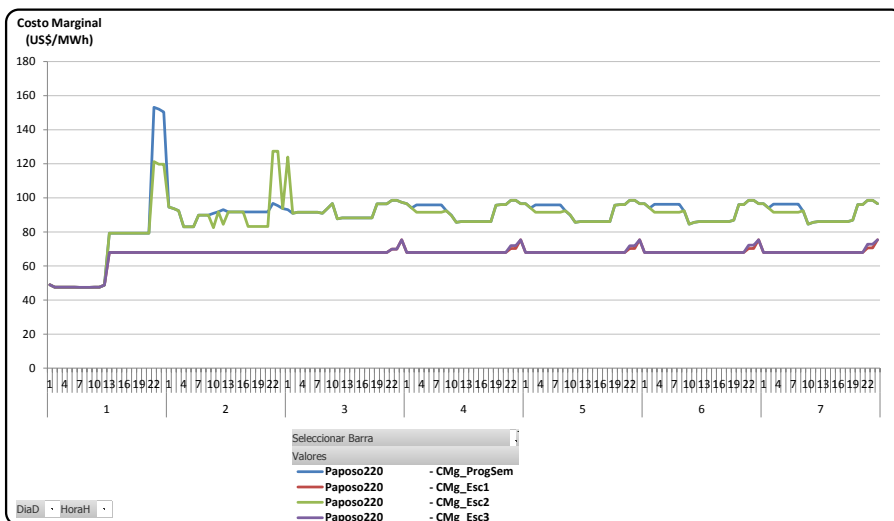
1. CASO: SEMANA 01-01-2011 AL 08-01-2011, EMPRESA ENDESA (Esc1=Taltal, Esc2 =quintero, Esc3=Taltal+Quintero)

1.1 Comparación de costos marginales

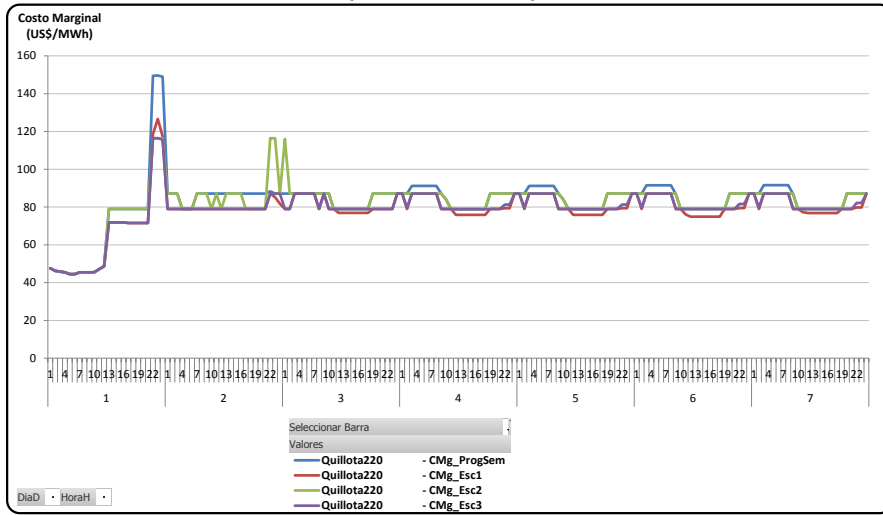
Barra Alto Jahuel 220



Barra Paposos220 (Barra inyección Taltal)

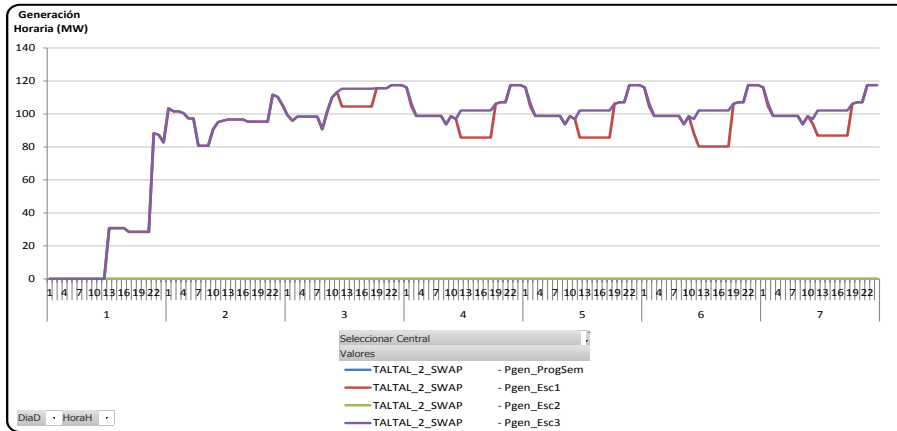


Barra Quillota 220 (Quintero)

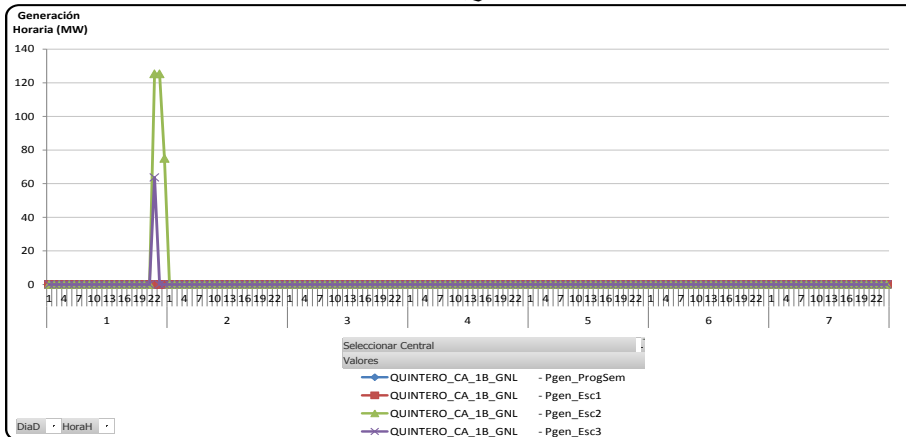


1.2 Comparación de energía horaria por central

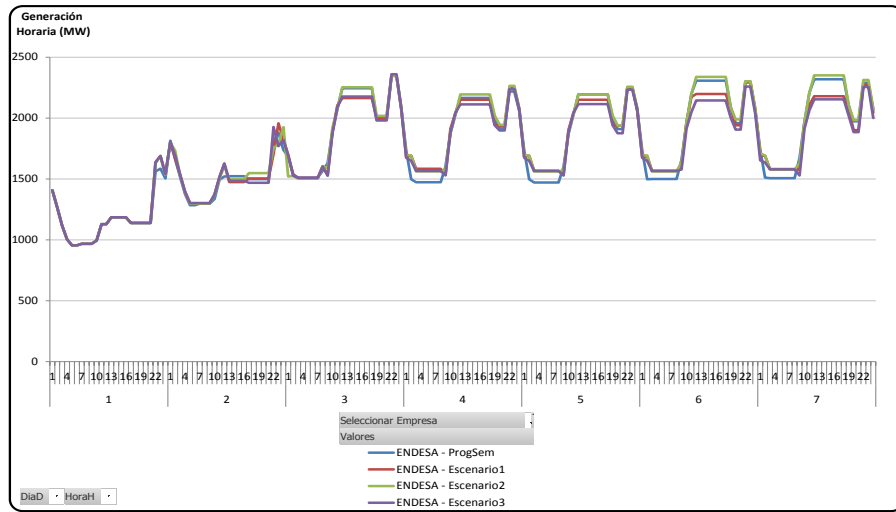
Central Taltal



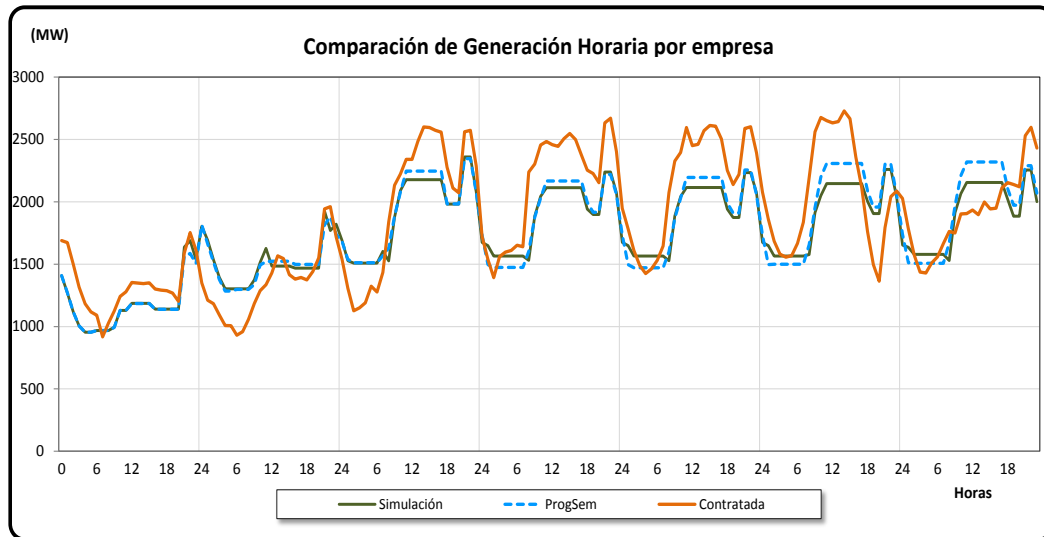
Central Quintero



1.3 Comparación de generación horaria por empresa ENDESA

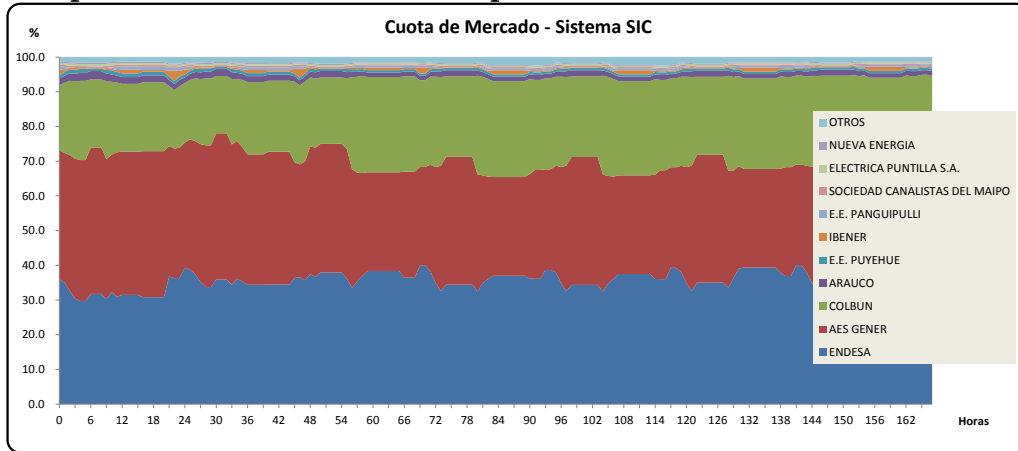


1.4 Comparación energía producida y energía contratada para la empresa ENDESA, Esc3=Taltal + Quintero

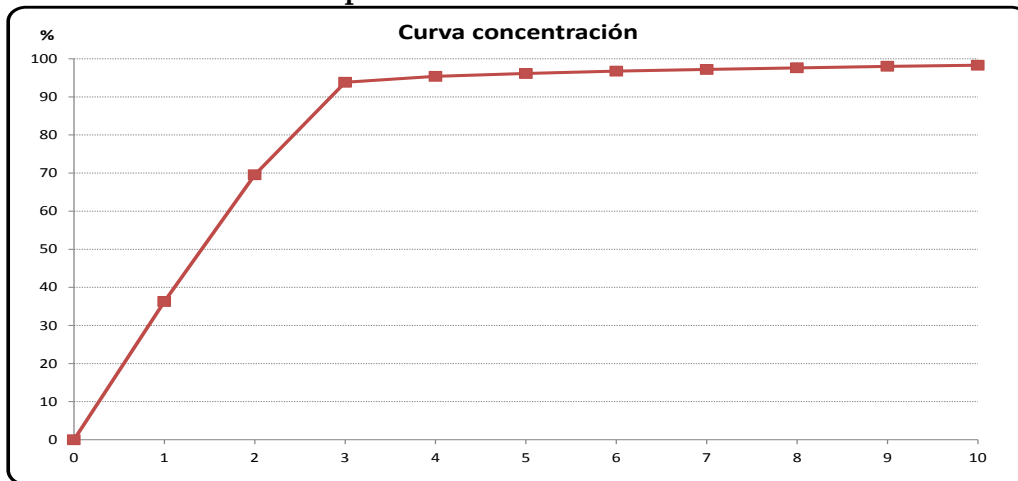


1.5 Índices estructurales (Esc3=Taltal + Quintero)

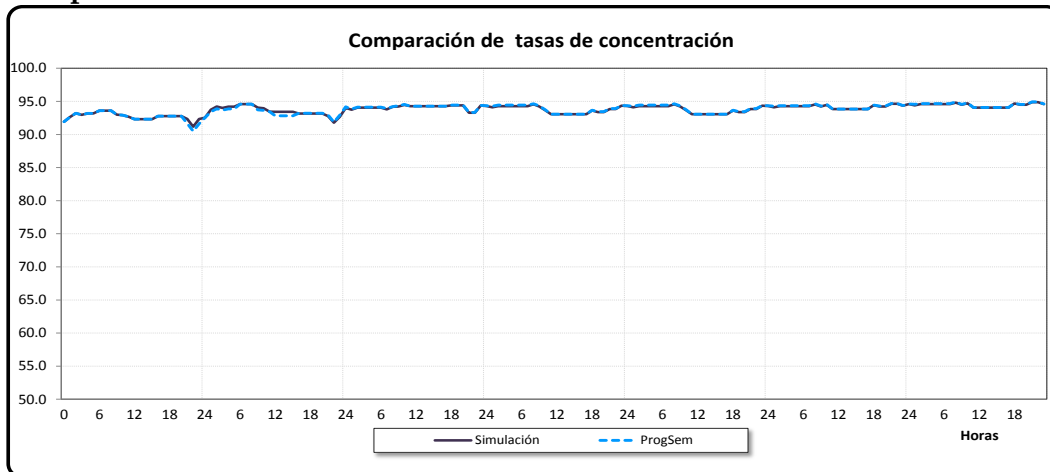
a) Comparación de cuota de mercado operacional Sistema SIC



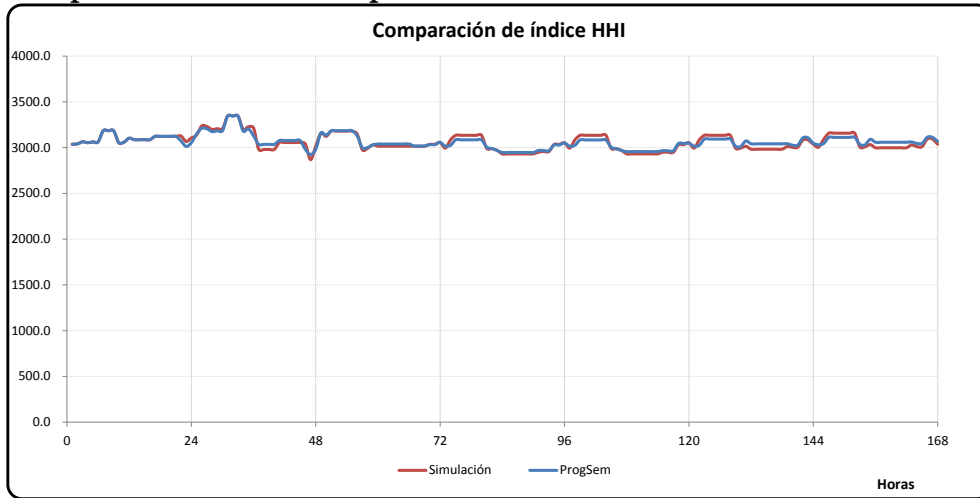
b) Curva de concentración operacional Sistema SIC



c) Comparación de tasas de concentración (IC3) Sistema SIC



d) **Comparación Índice HHI operacional Sistema SIC**

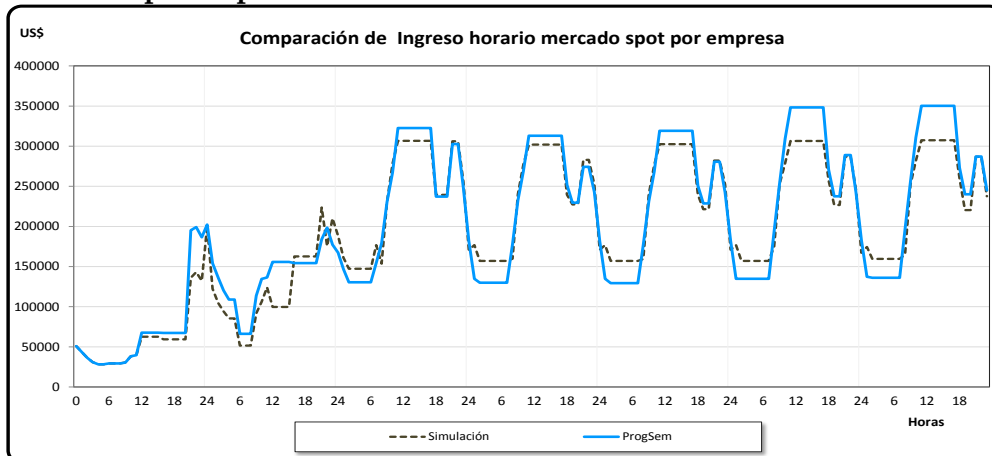


e) **Índice RSI operacional empresa ENDESA Sistema SIC**

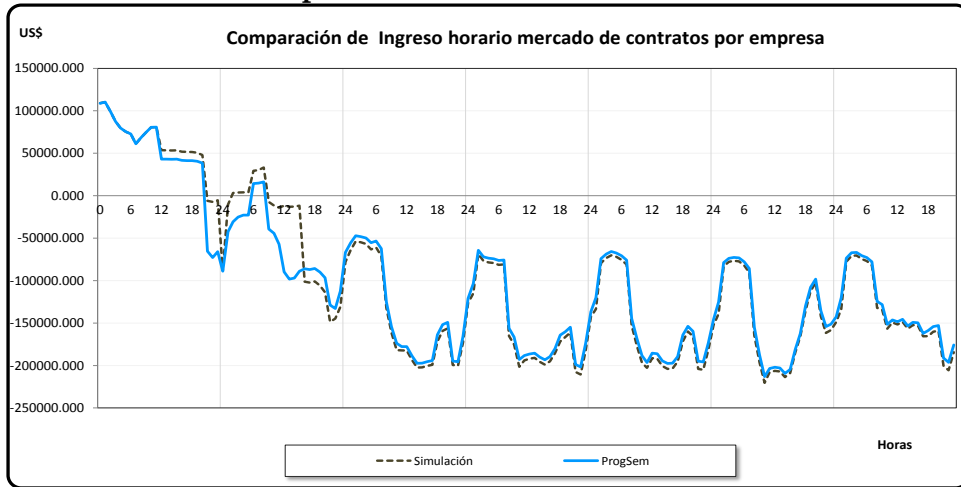


1.6 **Comparación del nivel de ingresos**

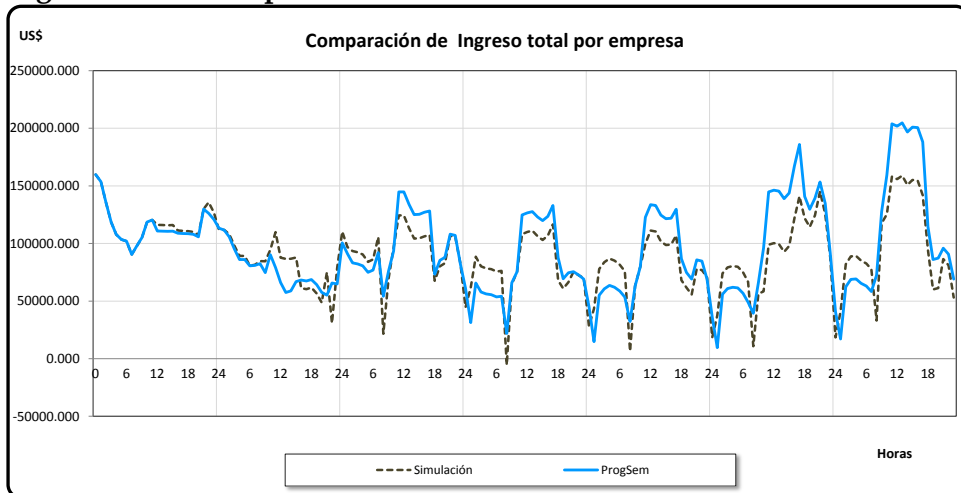
a) **Mercado spot empresa ENDESA**



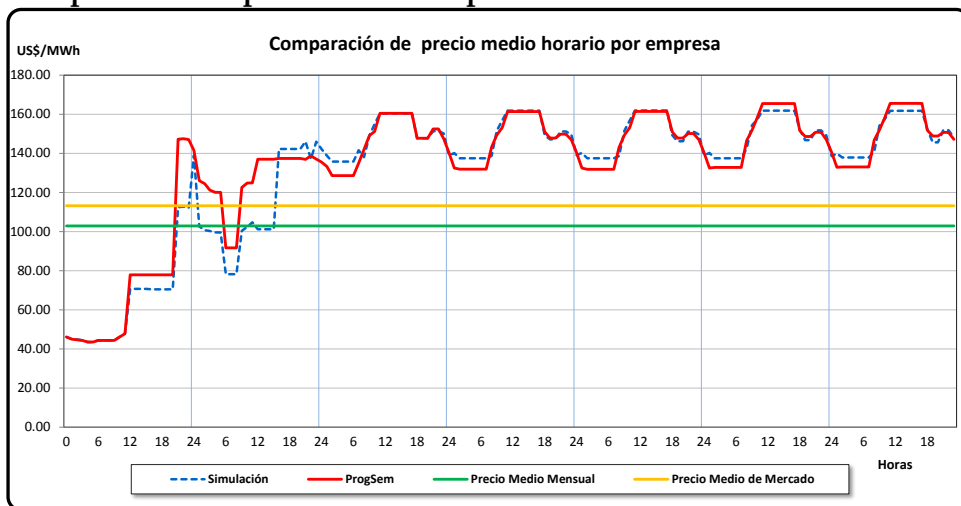
b) Mercado contratos empresa ENDESA



c) Ingresos totales empresa ENDESA



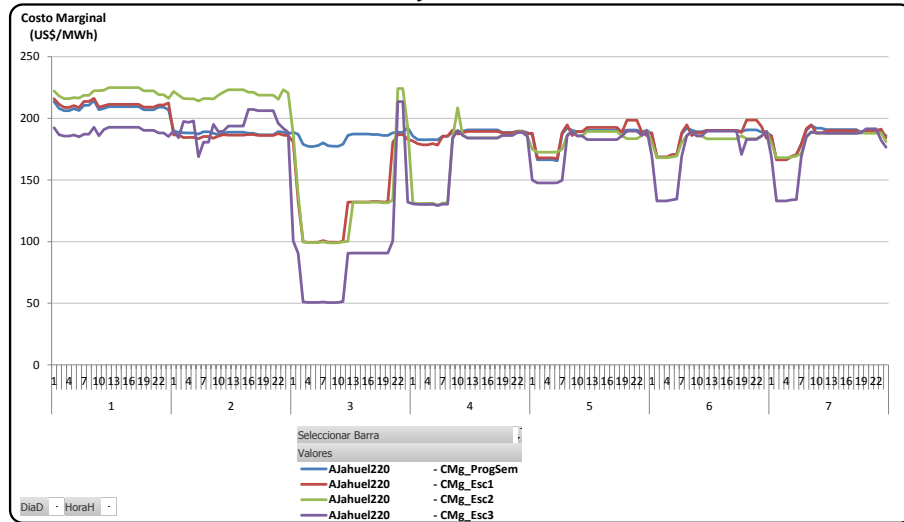
1.7 Comparación del precio medio empresa ENDESA



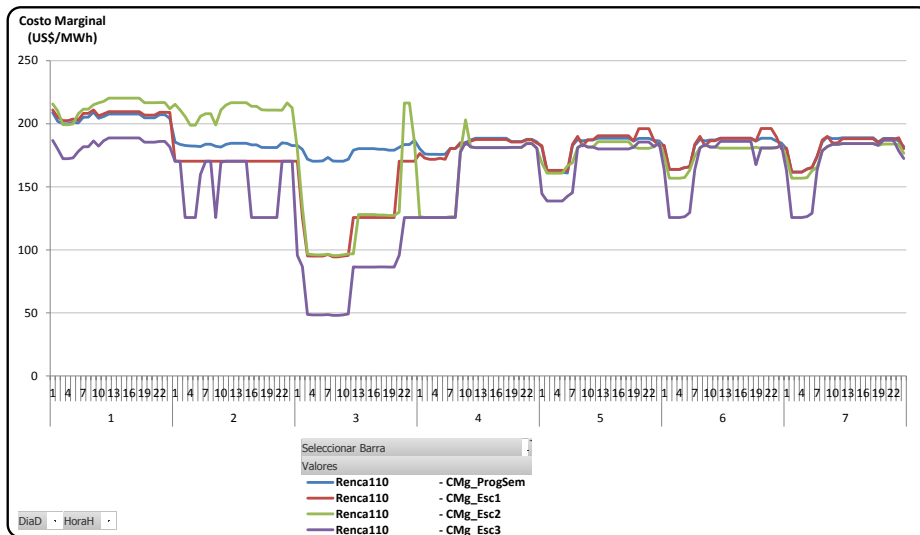
2. CASO: SEMANA 25-02-2011 AL 03-03-2011, empresa AES GENER (Esc1=Nueva Renca, Esc2=Nuevas Ventanas, Esc3=Nueva Renca + Nueva ventanas)

2.1 Comparación de costos marginales

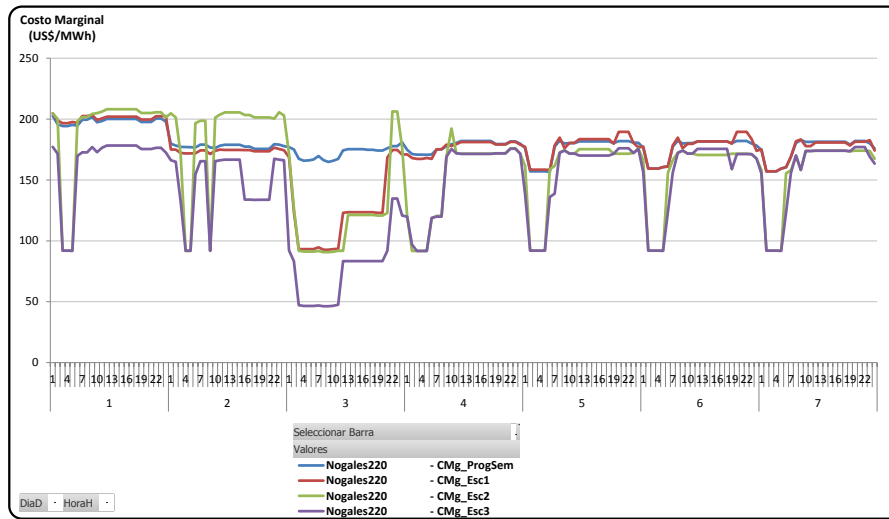
Barra Alto Jahuel 220



Barra Renca 110

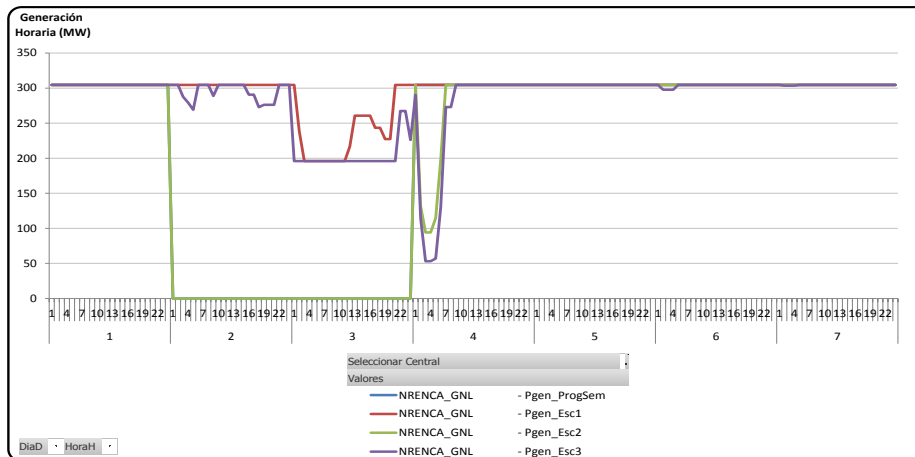


Barra Nogales 220 (inyección central Nuevas Ventanas)

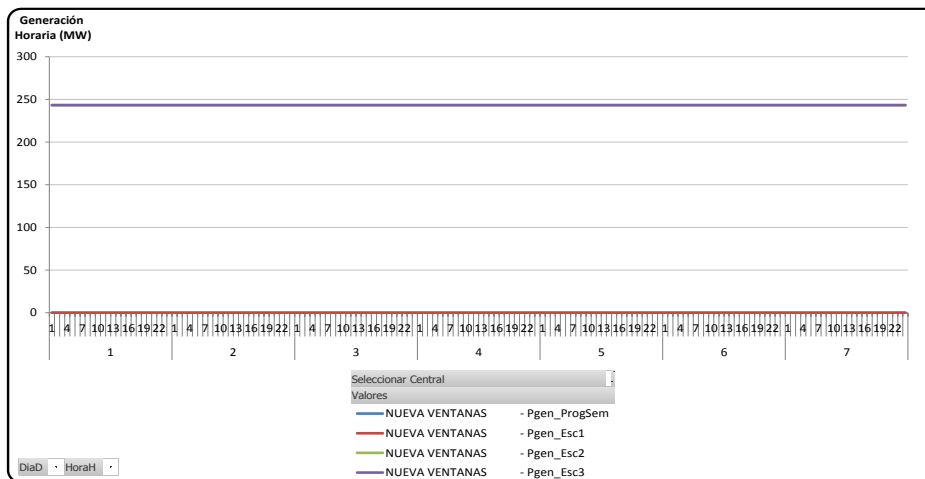


2.2 Comparación de energía horaria por central

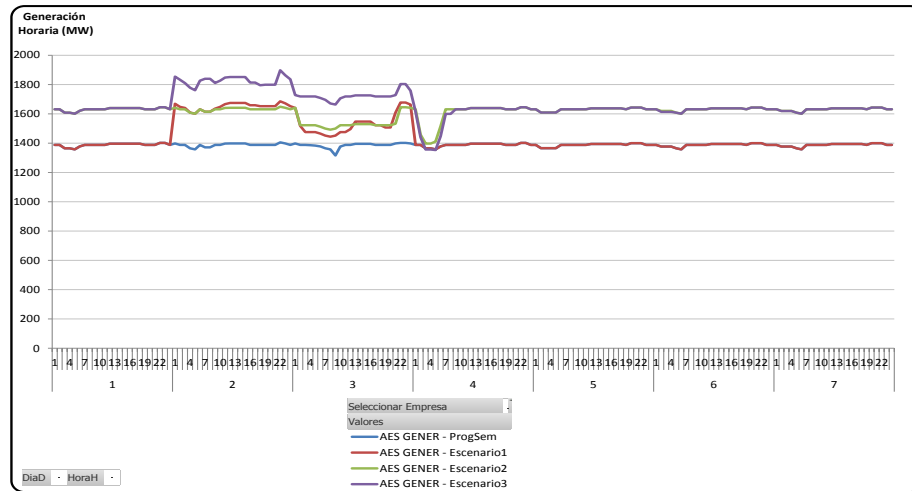
Central Nueva Renca



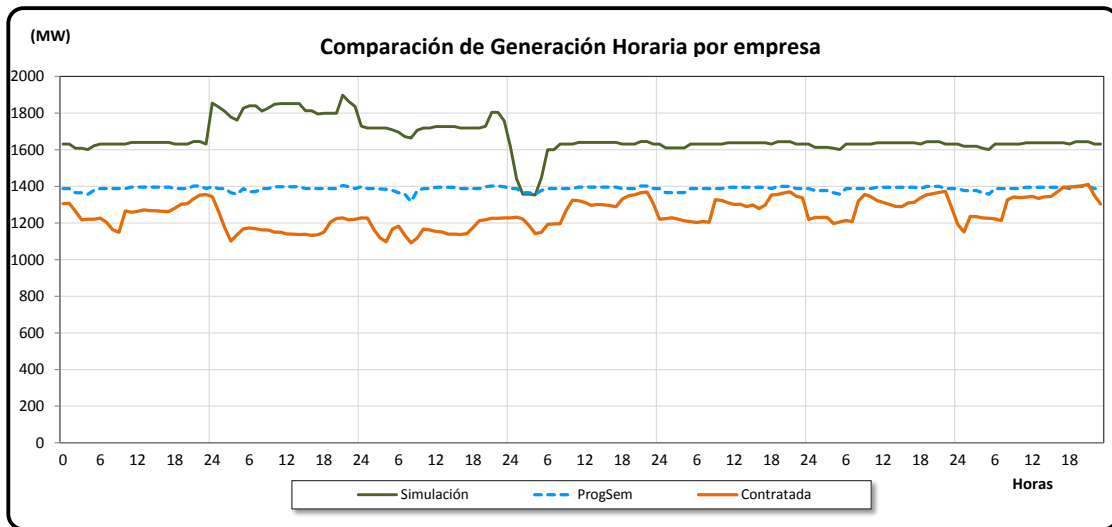
Central Nueva Ventanas



2.3 Comparación de generación horaria por empresa (AES GENER)

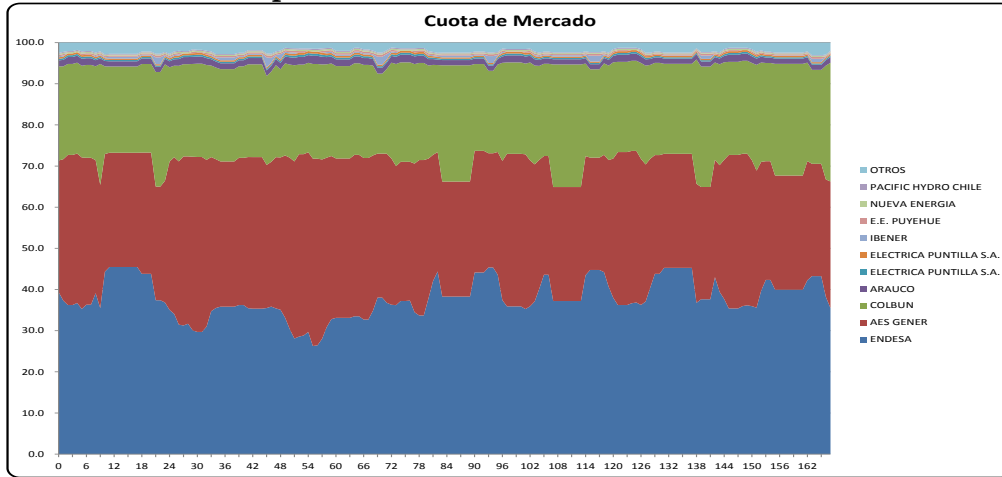


2.4 Comparación energía producida y energía contratada AES GENER (Esc3=Nueva Renca + Nueva ventanas)

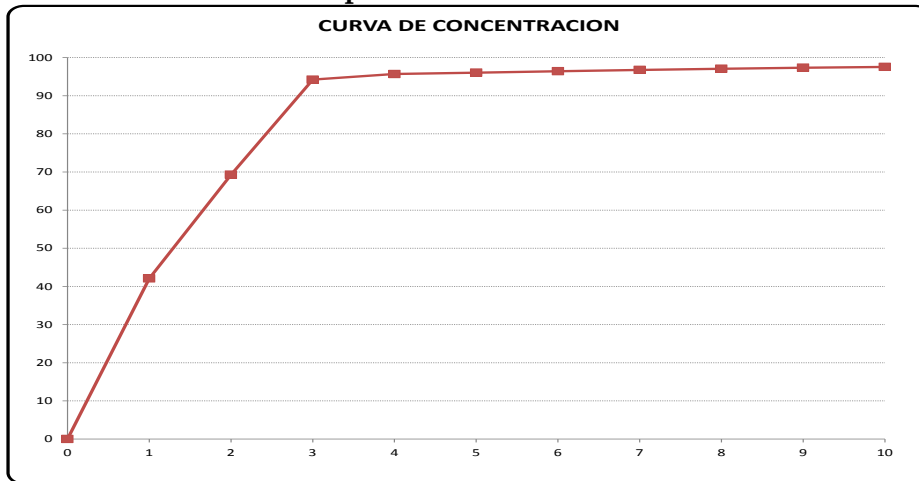


2.5 Índices estructurales

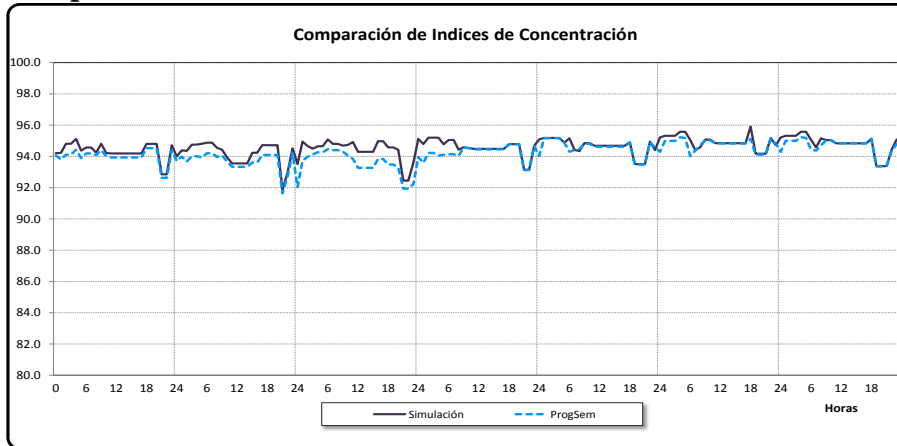
a) Cuota de mercado operacional Sistema SIC



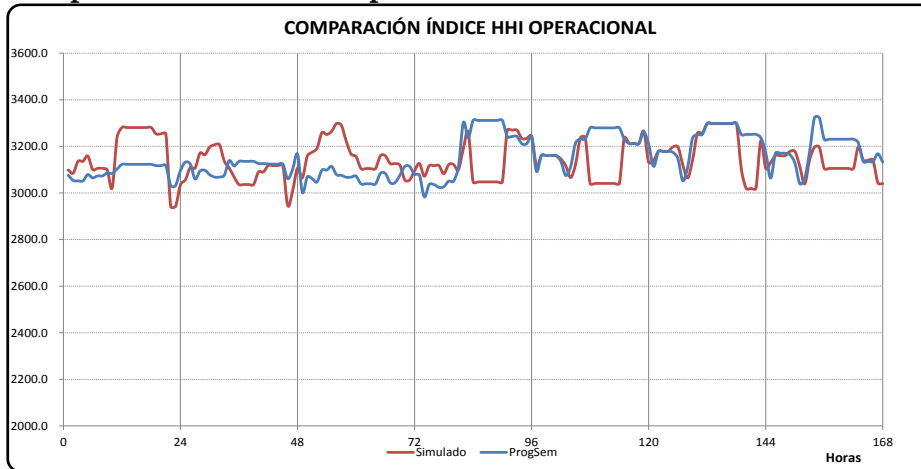
b) Curva de concentración operacional - SIC



c) Comparación de índice tasa de concentración (IC3) - SIC



d) **Comparación Índice HHI operacional Sistema SIC**

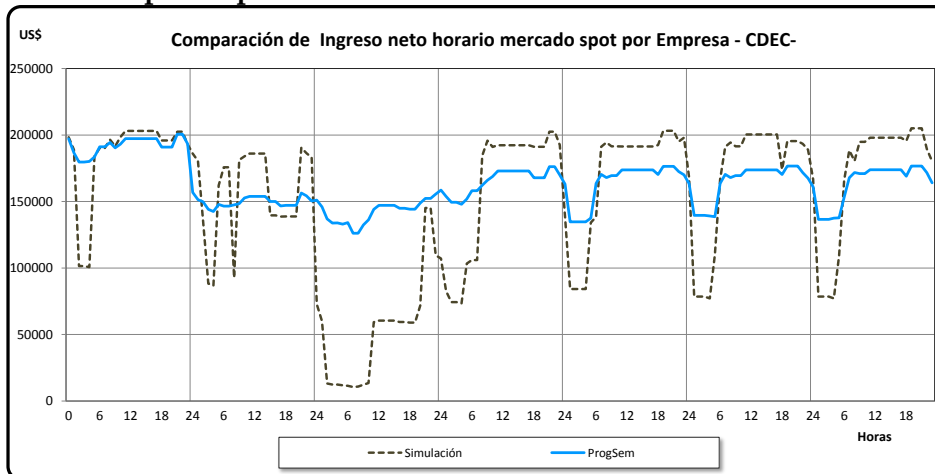


e) **Comparación Índice RSI operacional AES GENER**

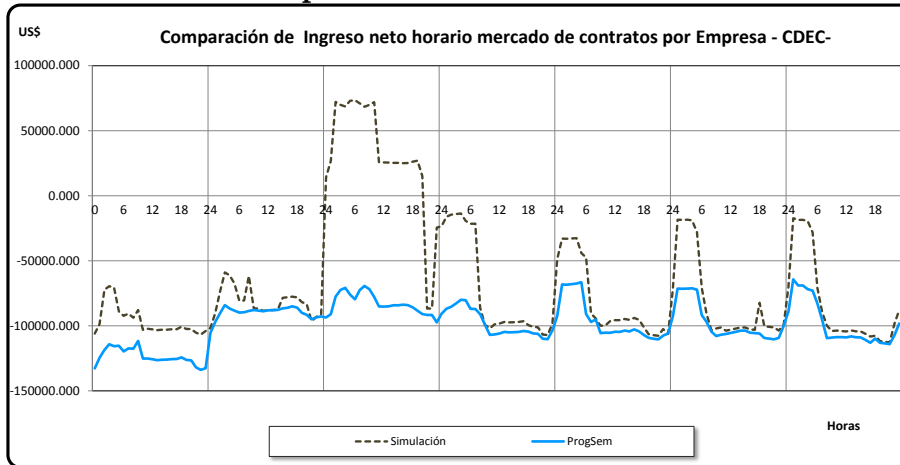


2.6 **Comparación del nivel de ingresos por empresa**

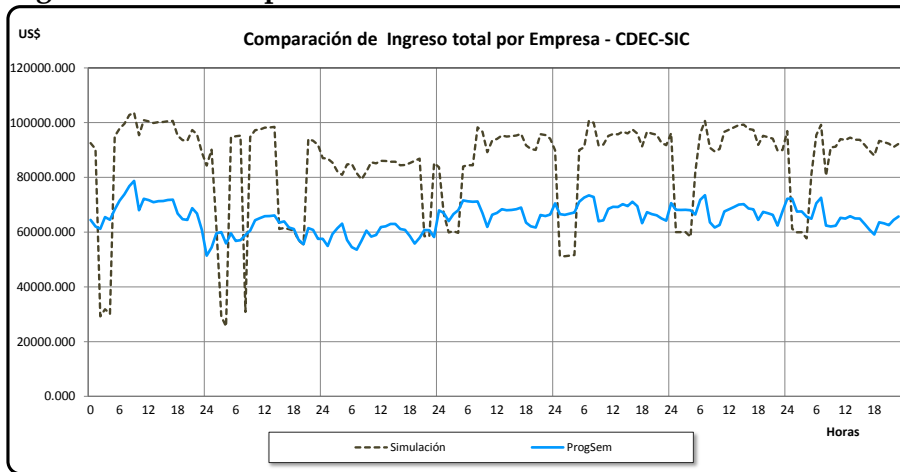
a) **Mercado spot empresa AES GENER**



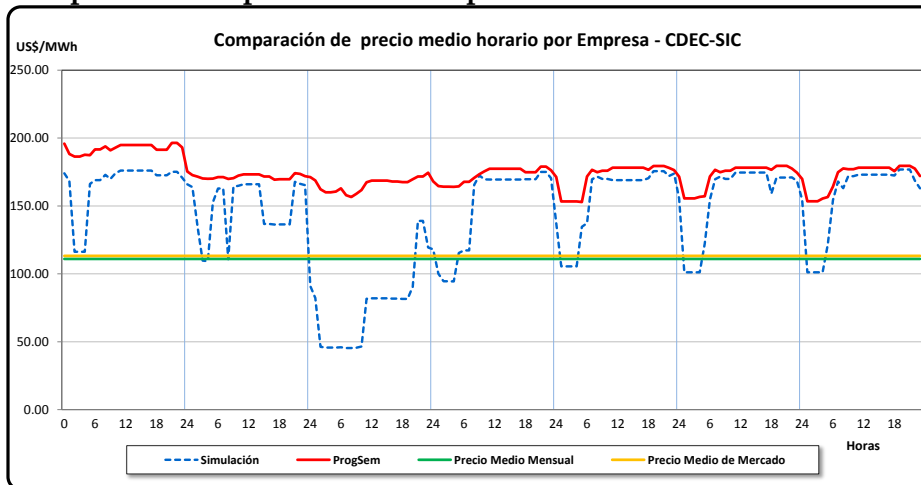
b) Mercado contratos empresa AES GENER



c) Ingresos totales empresa AES GENER



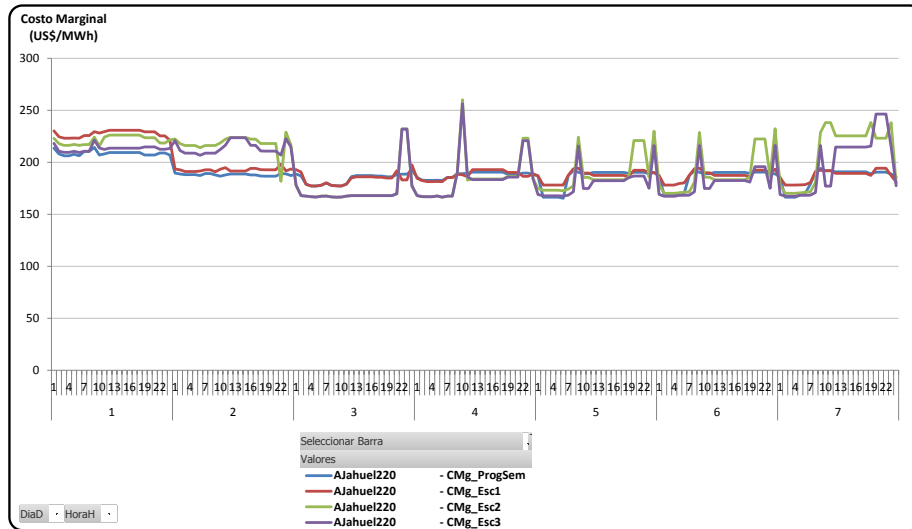
2.7 Comparación del precio medio empresa AES GENER



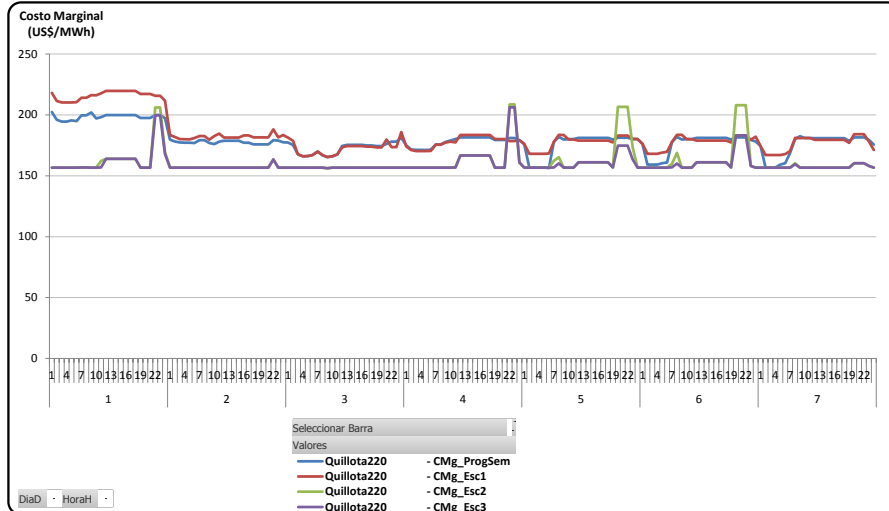
3. CASO: SEMANA 25-02-2011 AL 03-03-2011, empresa COLBUN (Esc1=Canutillar, Esc2=Nehuenco, Esc3=Canutillar + Neuhenuco)

3.1 Comparación de costos marginales

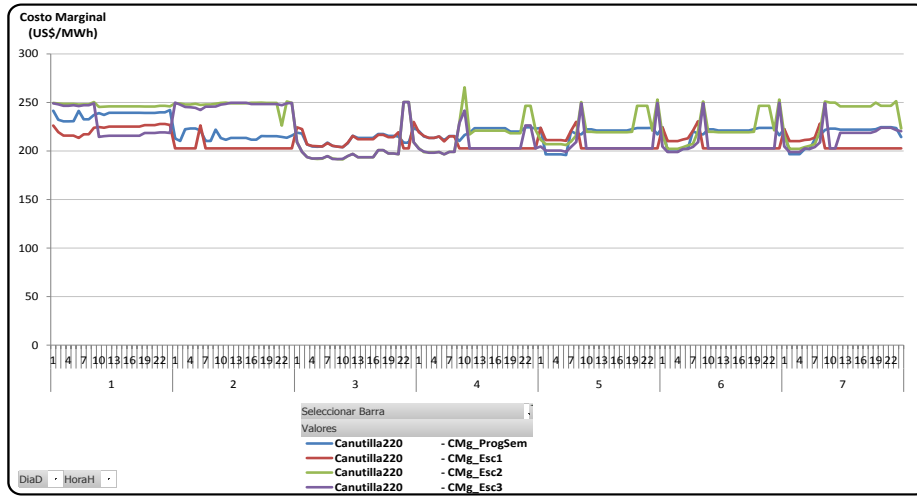
Barra Alto Jahuel 220



Quillota 220 (inyección central Neuhenuco)

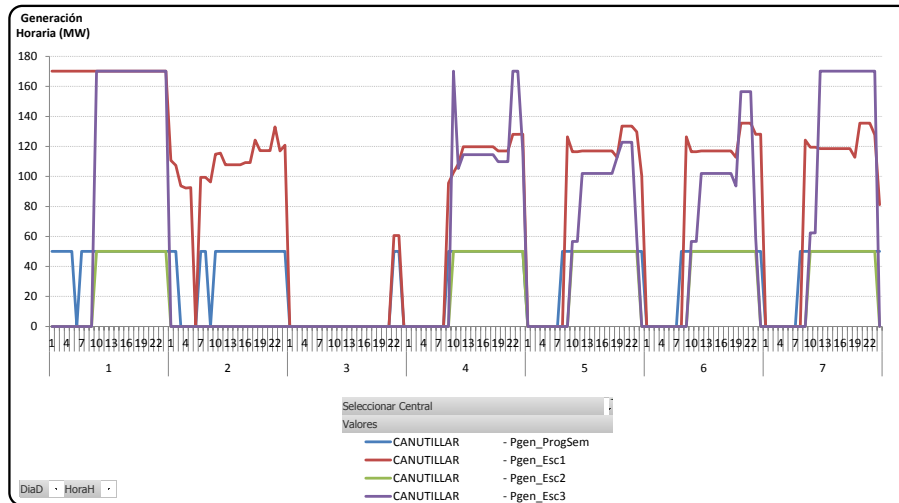


Barra Canutillar220

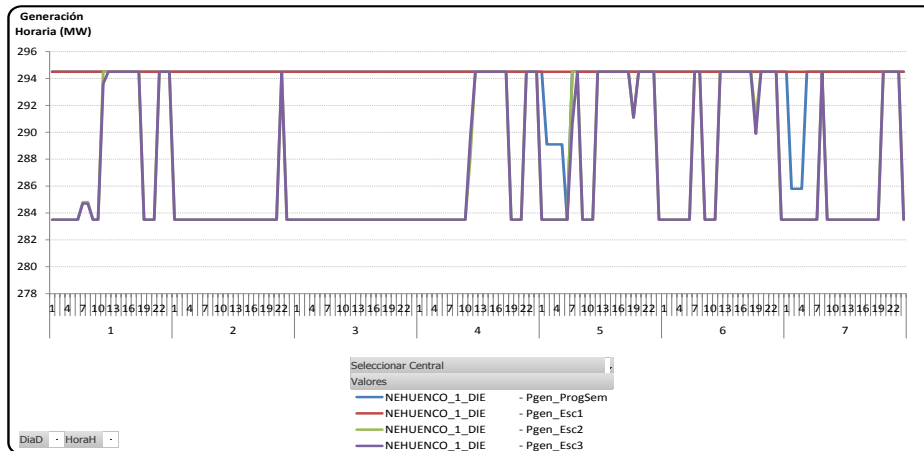


3.2 Comparación de energía horaria por central

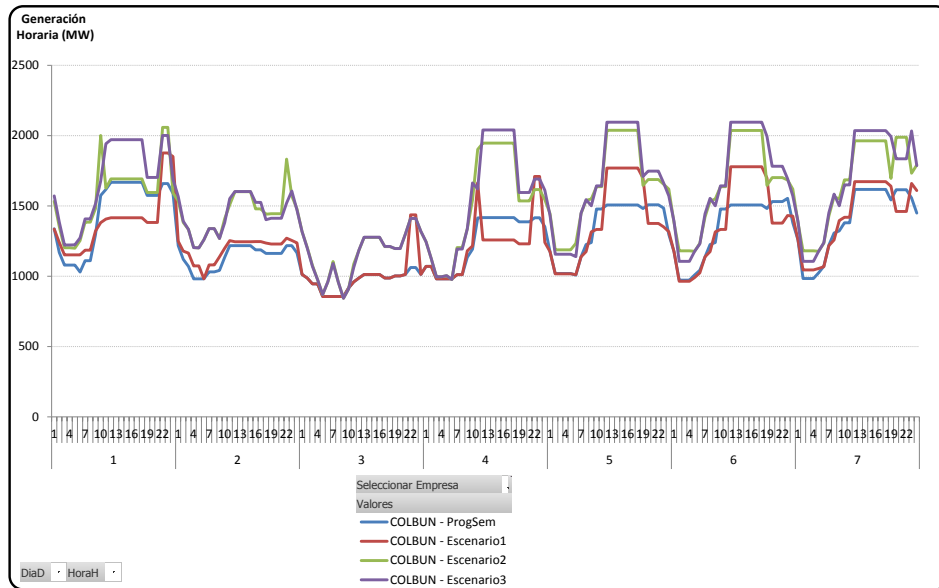
Central Canutillar



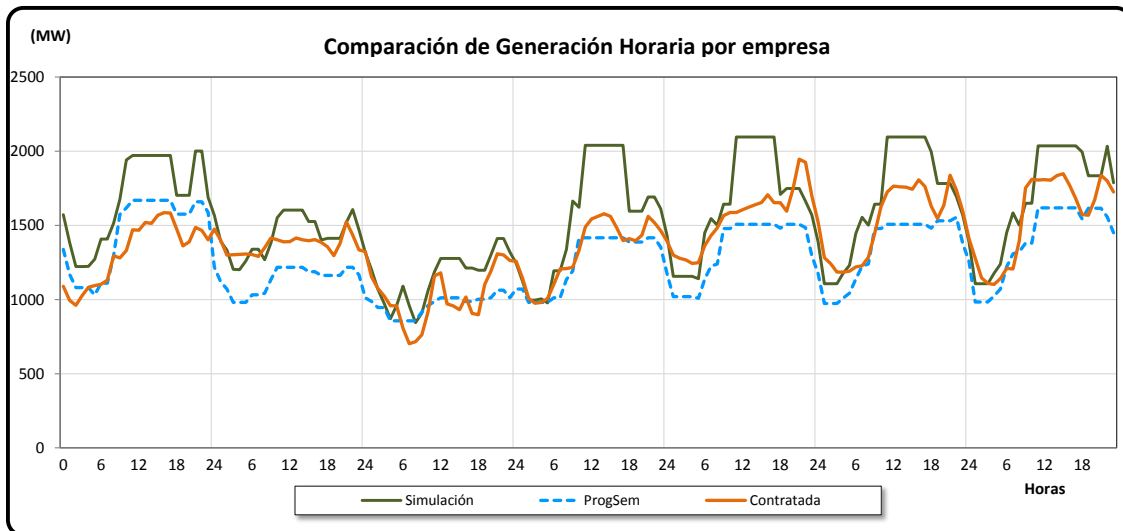
Central Nehuenco



3.3 Comparación de generación horaria por empresa (COLBUN)

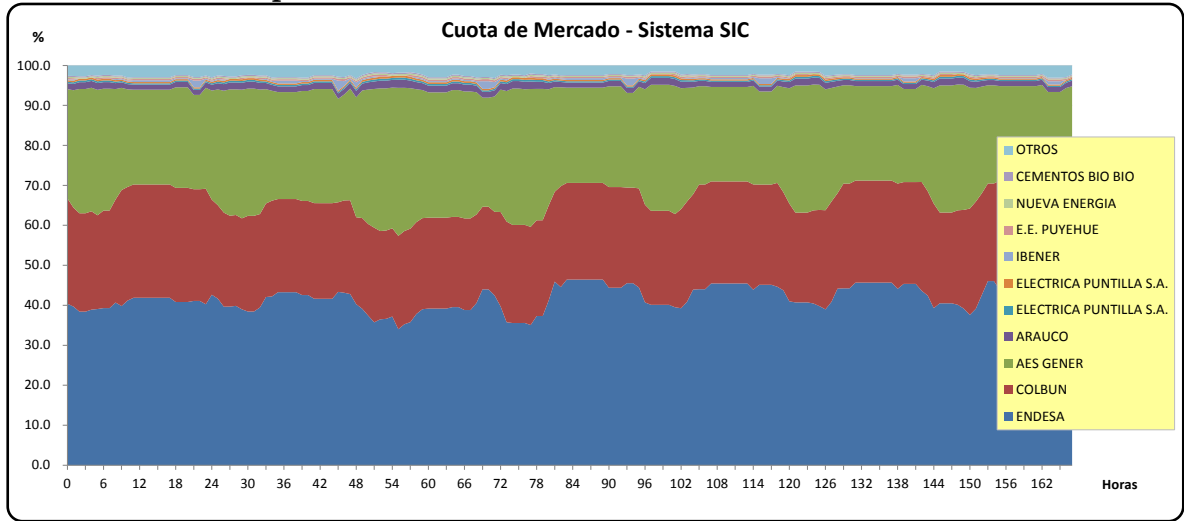


3.4 Comparación energía producida y energía contratada COLBUN (Esc3= Canutillar + Nehuenco)

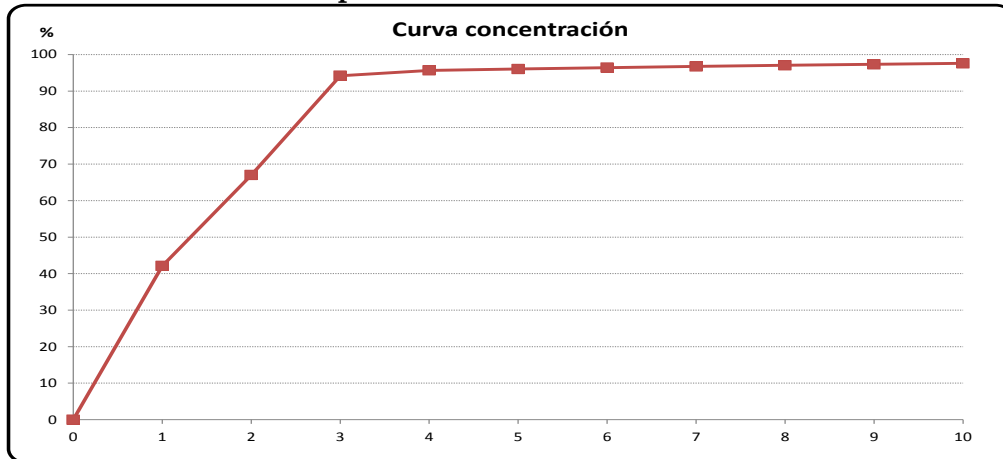


3.5 Índices estructurales

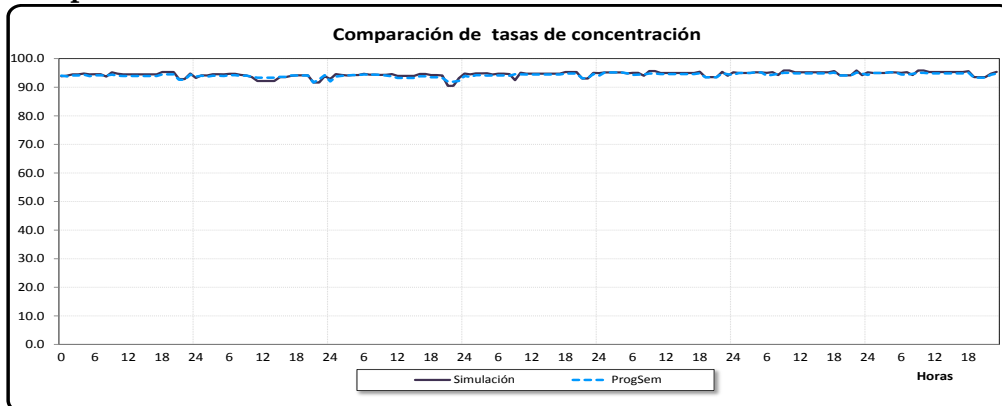
a) Cuota de mercado operacional Sistema SIC



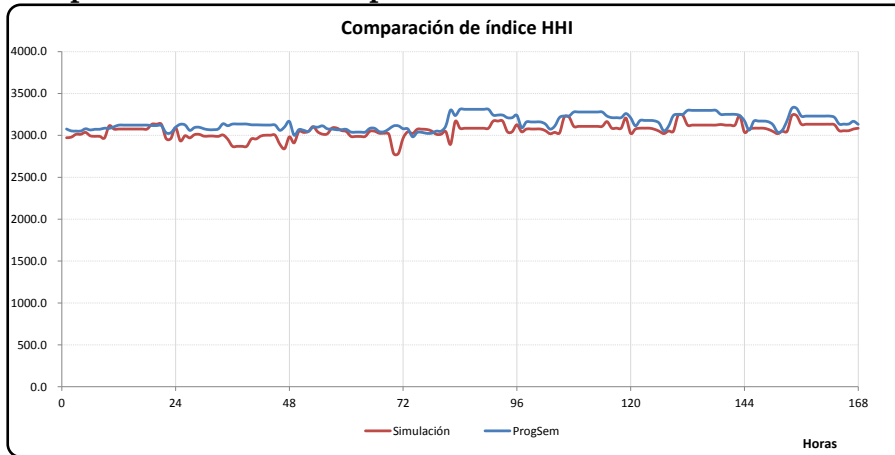
b) Curva de concentración operacional - SIC



c) Comparación de índice tasa de concentración (IC3) - SIC



d) **Comparación Índice HHI operacional Sistema SIC**

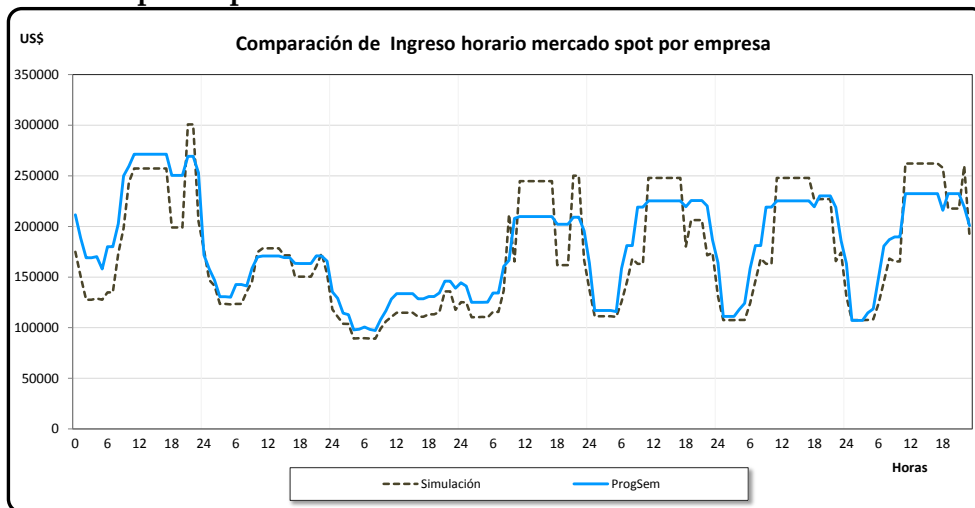


e) **Comparación Índice RSI operacional empresa COLBUN**

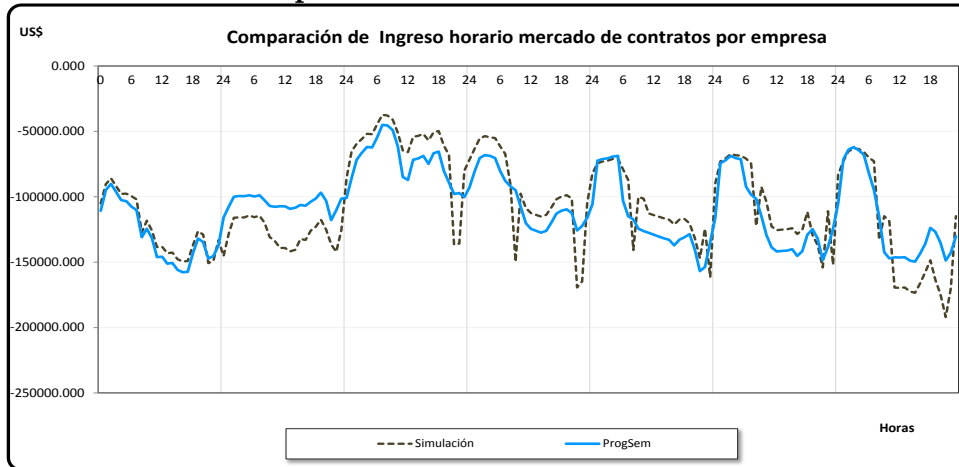


3.6 **Comparación del nivel de ingresos por empresa**

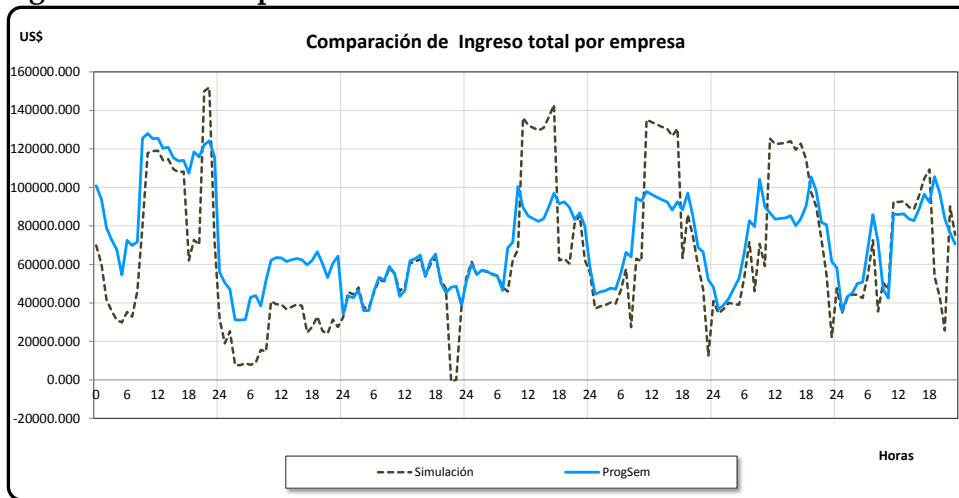
a) **Mercado spot empresa COLBUN**



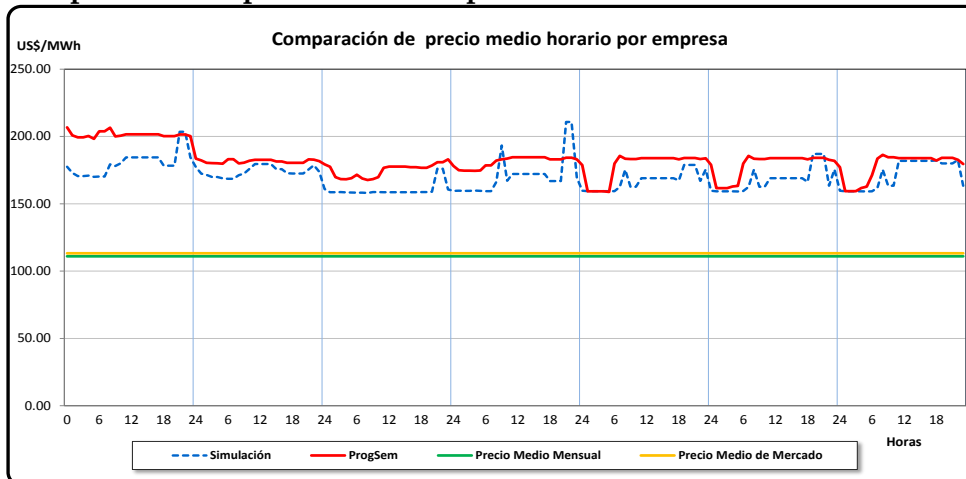
b) Mercado contratos empresa COLBUN



c) Ingresos totales empresa COLBUN



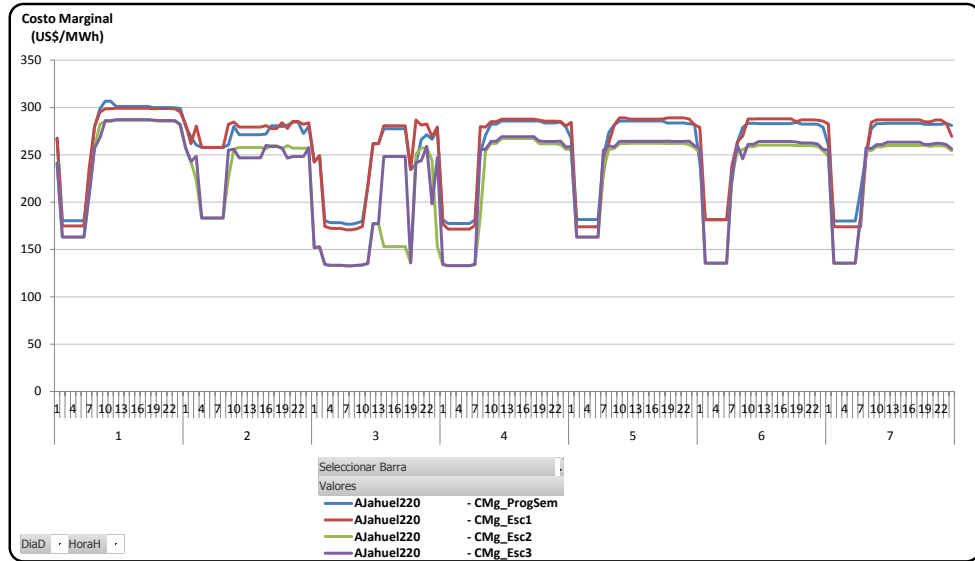
3.7 Comparación del precio medio empresa COLBUN



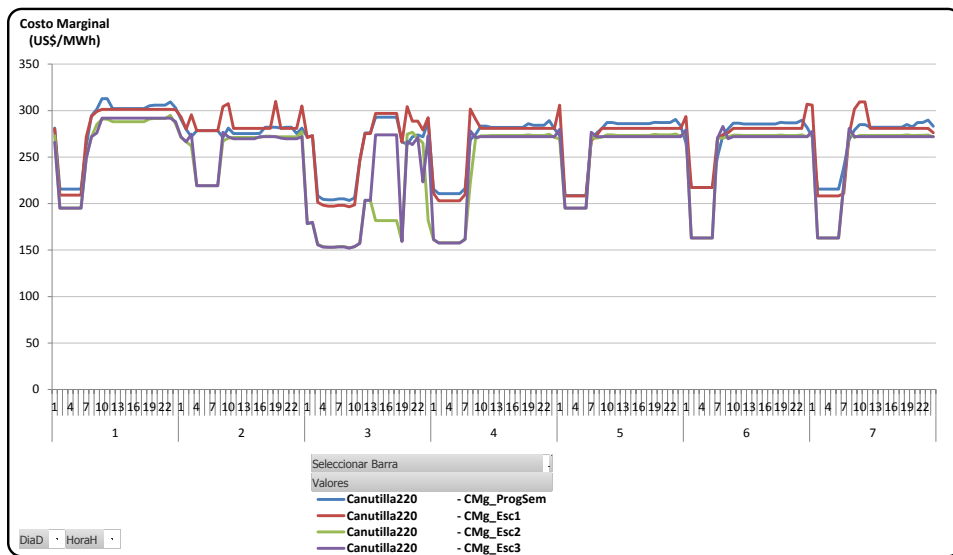
4. CASO: SEMANA 18-03-2011 AL 24-03-2011, empresa COLBUN (Esc1=Canutillar, Esc2=Candelaria, Esc3=Canutillar +Candelaria)

4.1 Comparación de costos marginales

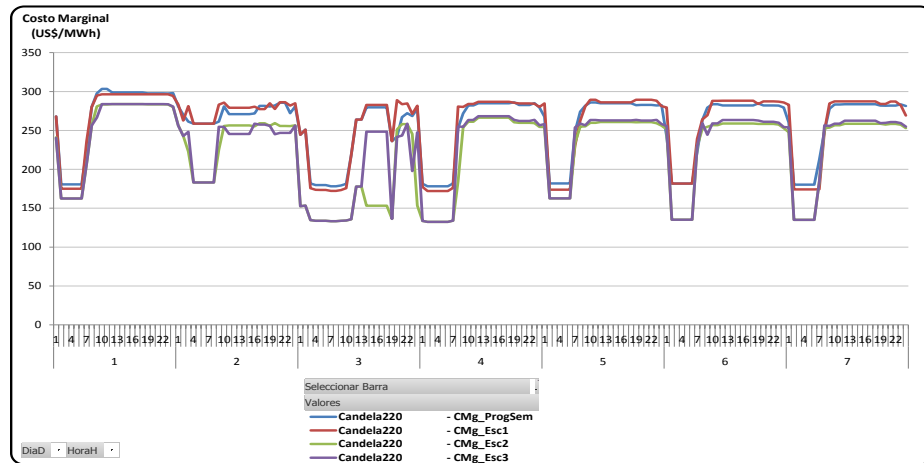
Barra Alto Jahuel 220



Barra Canutillar220

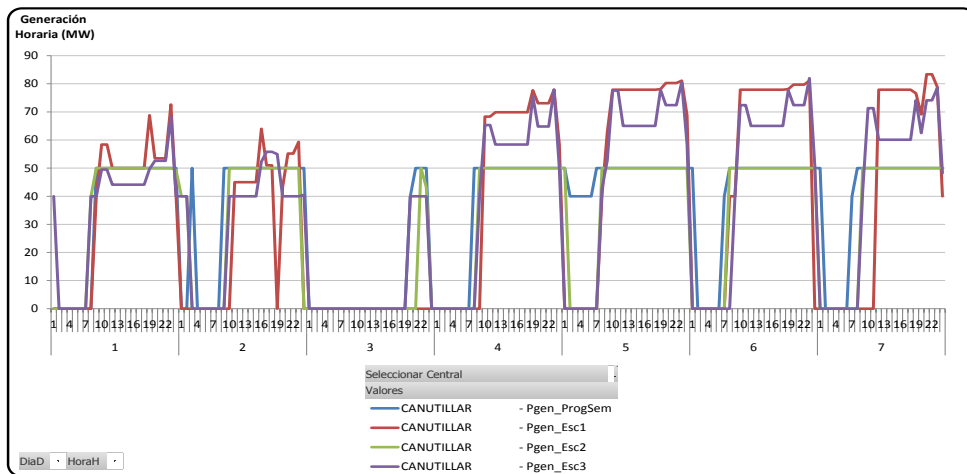


Barra Candelaria 220:

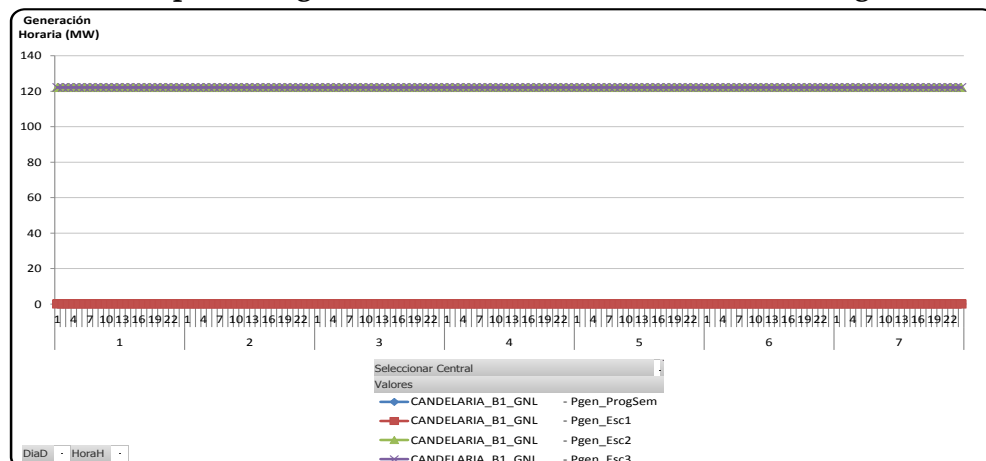


4.2 Comparación de energía horaria por central

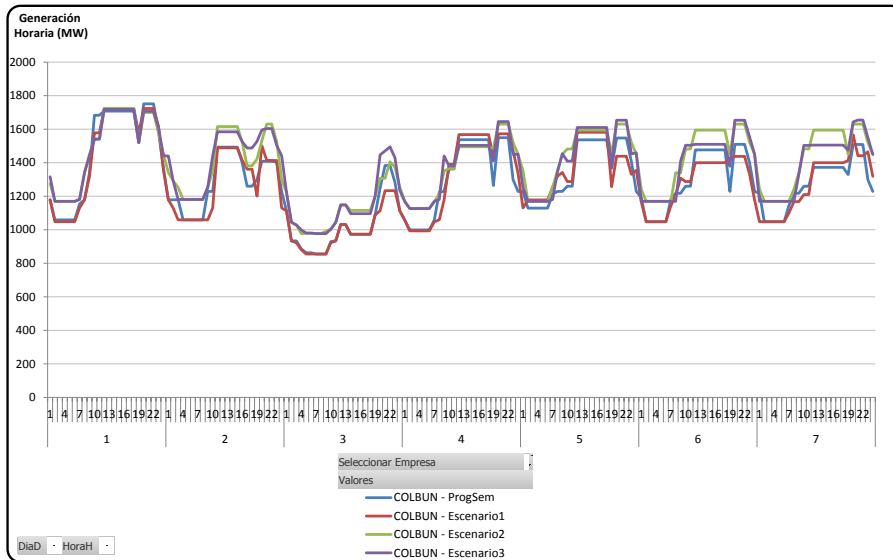
Central Canutillar



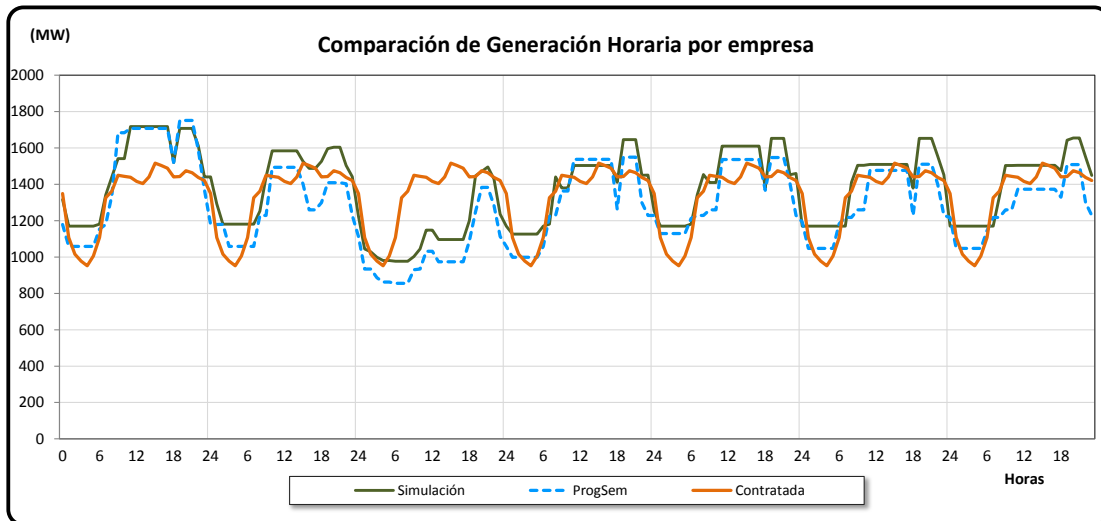
Comparación generación horaria Central Candelariab1_gnl



4.3 Comparación de generación horaria por empresa COLBUN

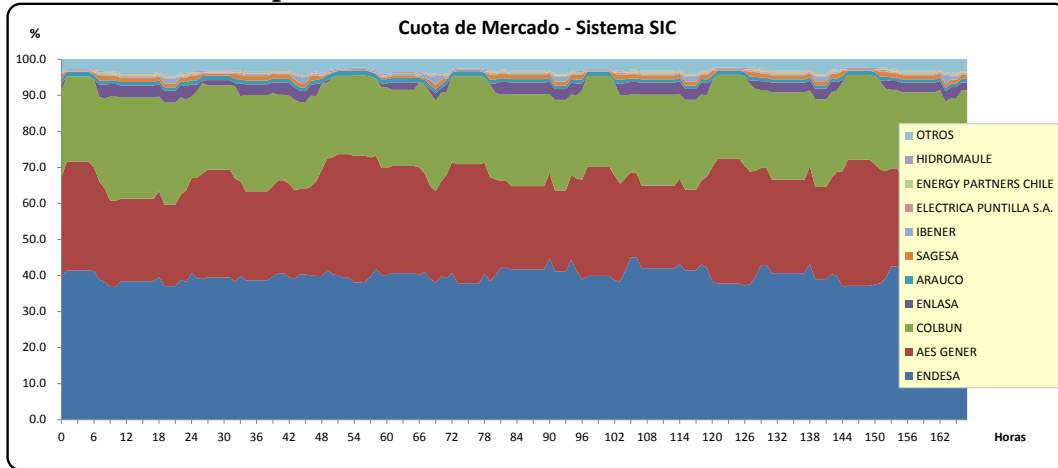


4.4 Comparación energía producida y energía contratada COLBUN (Esc3=Canutillar +Candelaria)

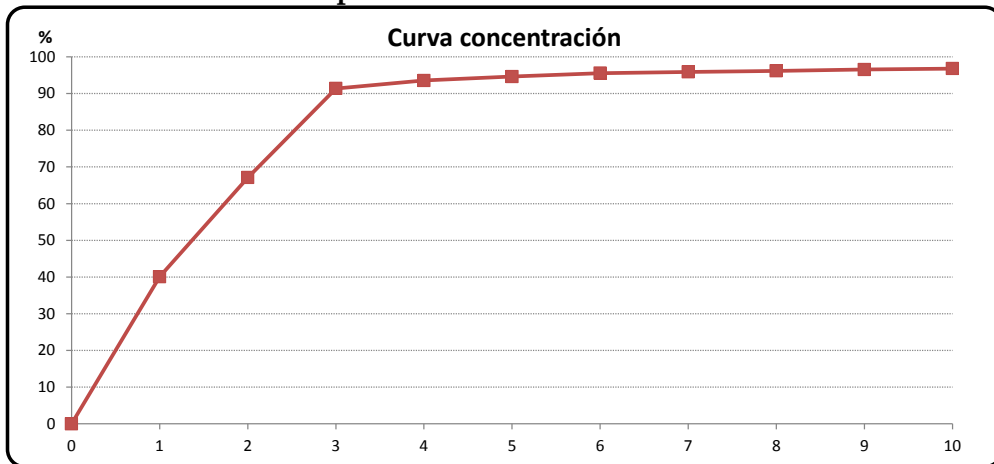


4.5 Índices estructurales

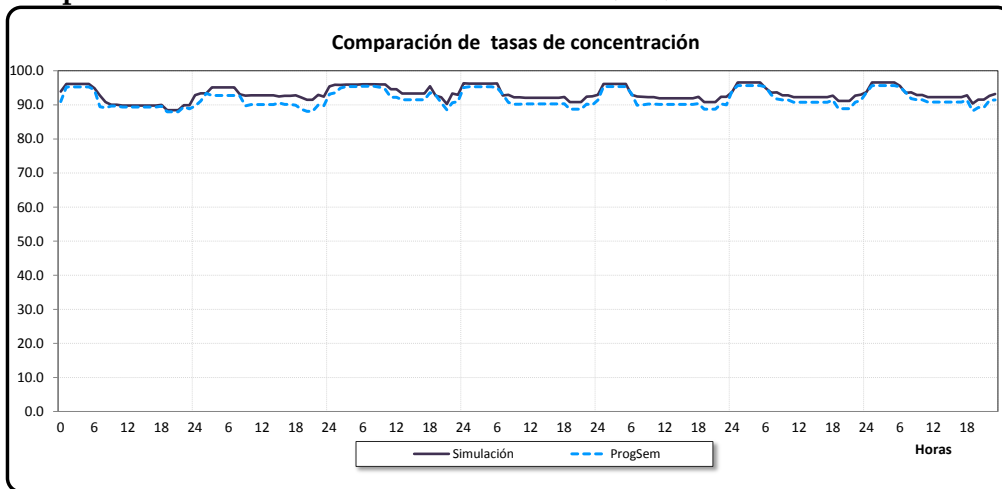
a) Cuota de mercado operacional Sistema SIC



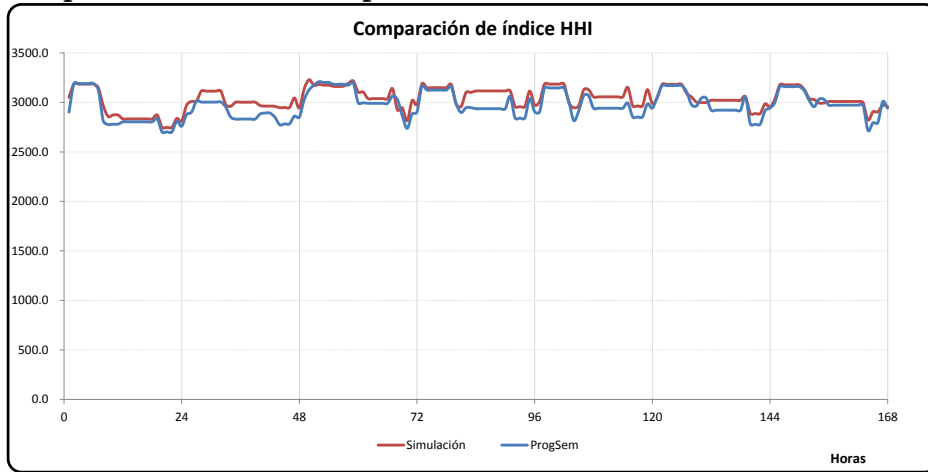
b) Curva de concentración operacional Sistema SIC



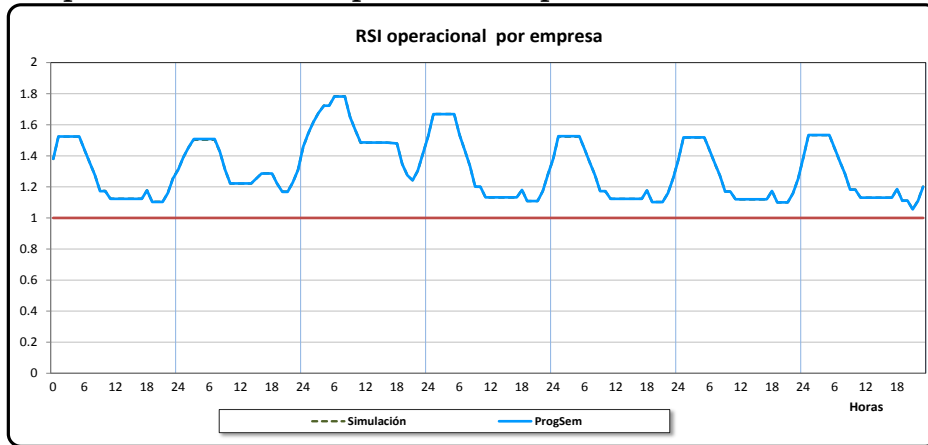
c) Comparación de índice tasa de concentración (IC3) – Sistema SIC



d) **Comparación Índice HHI operacional Sistema SIC**

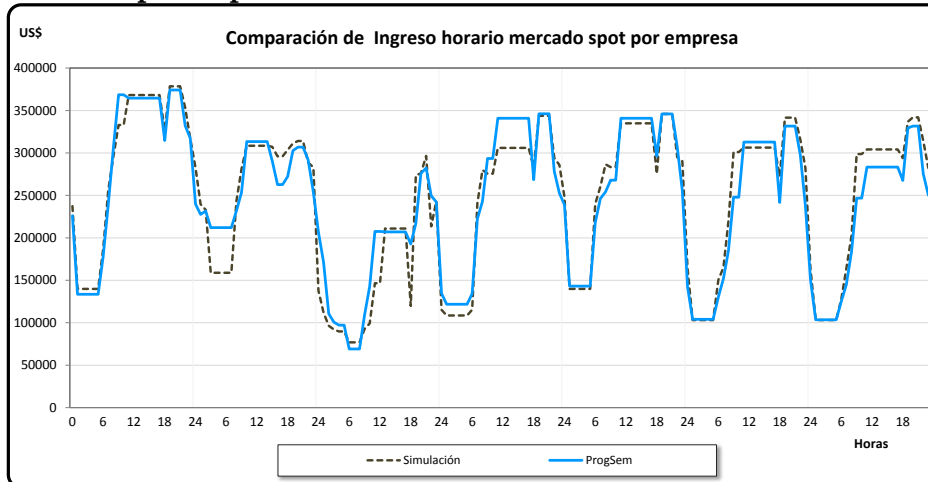


e) **Comparación Índice RSI operacional empresa COLBUN**

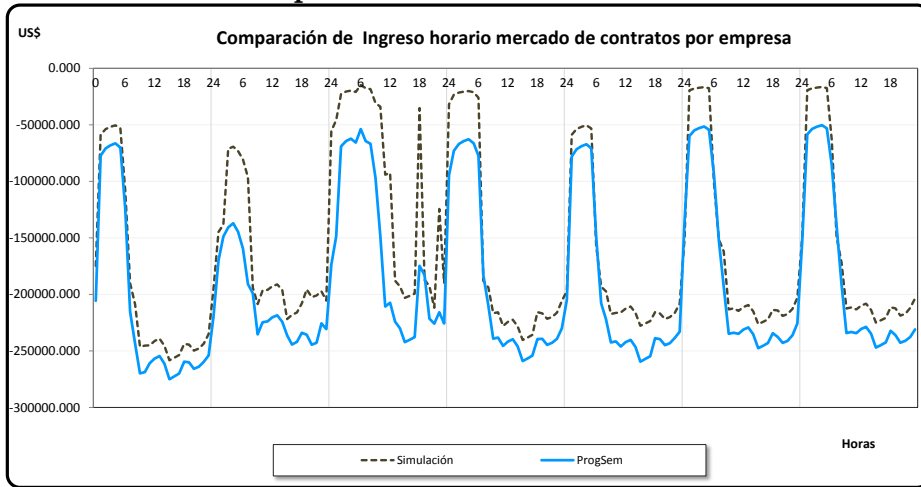


4.6 **Comparación del nivel de ingresos por empresa**

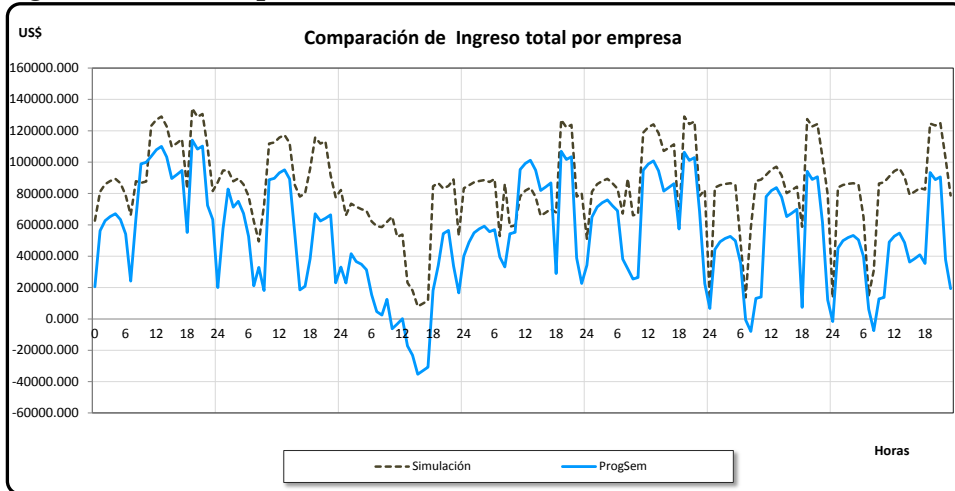
a) **Mercado spot empresa COLBUN**



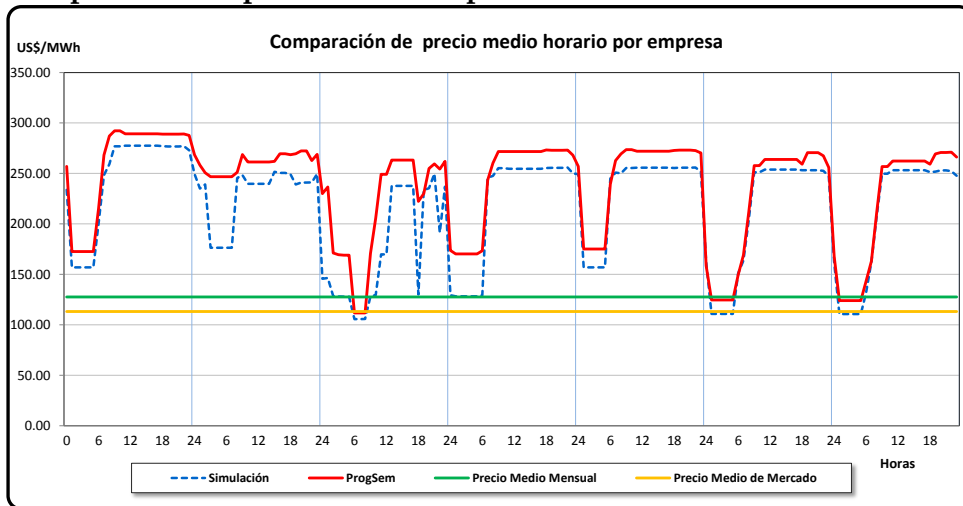
b) Mercado contratos empresa COLBUN



c) Ingresos totales empresa COLBUN



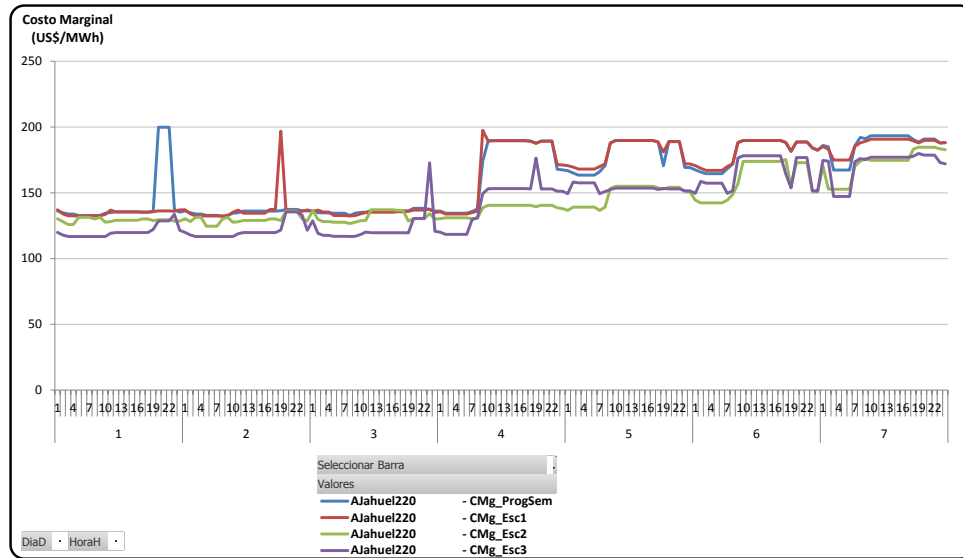
4.7 Comparación del precio medio empresa COLBUN



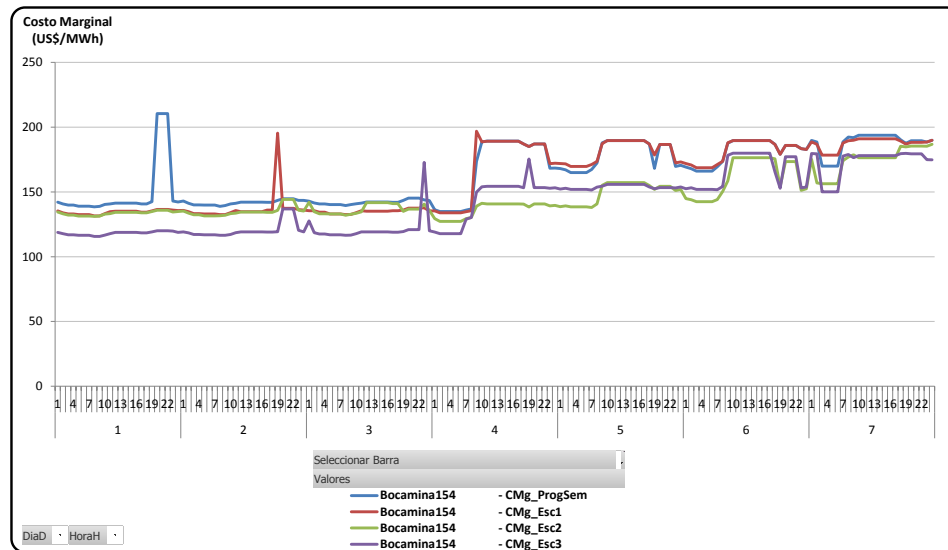
5. CASO: SEMANA 22-04-2011 al 28-04-2011, empresa ENDESA (Esc1=Bocamina, Esc2=San Isidro, Esc3=Bocamina + San Isidro)

5.1 Comparación de costos marginales

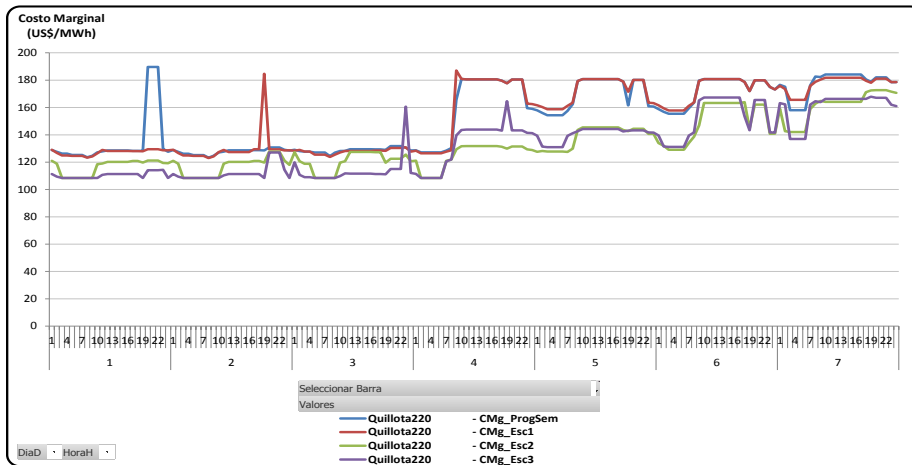
Barra Alto Jahuel 220



Barra Bocamina 154

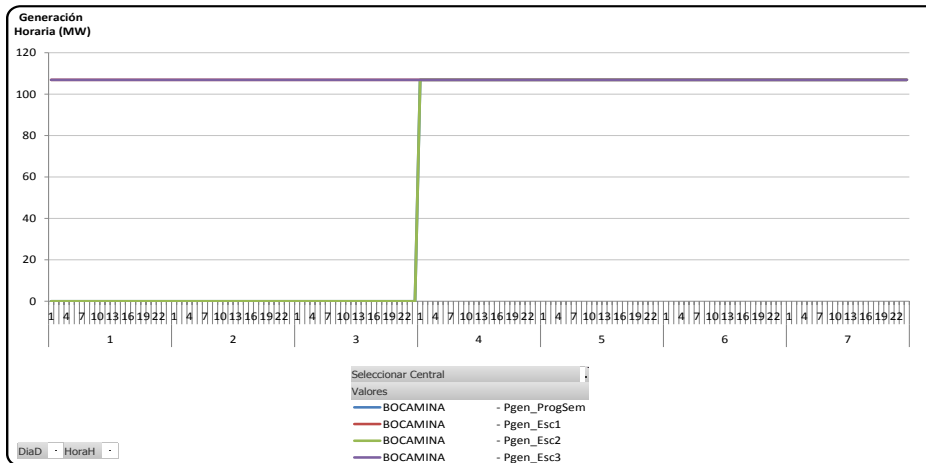


Barra Quillota 220 (Inyección central San Isidro)

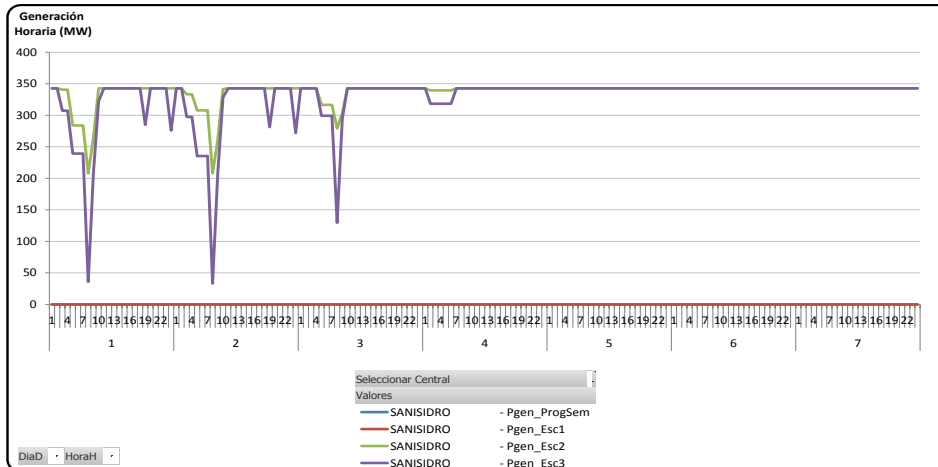


5.2 Comparación de energía horaria por central

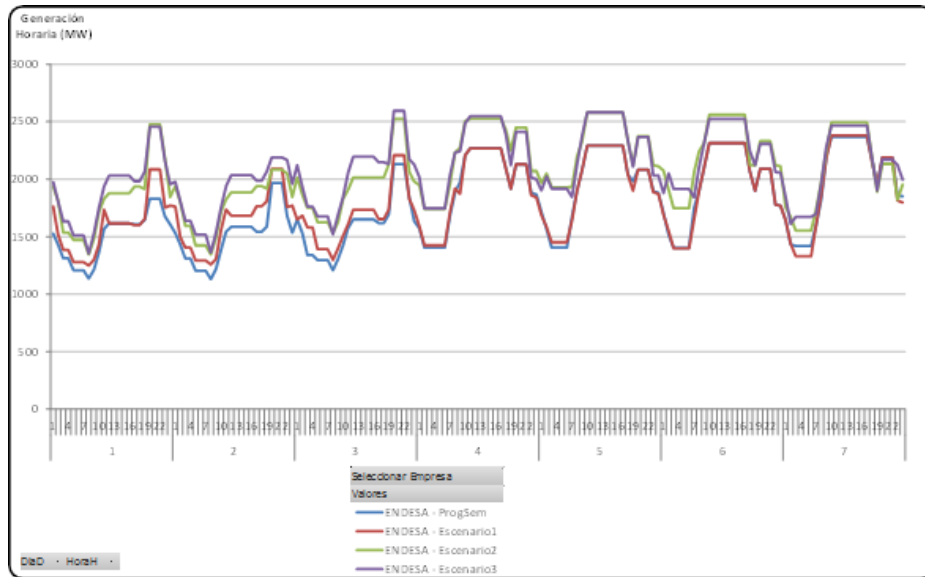
Central Bocamina



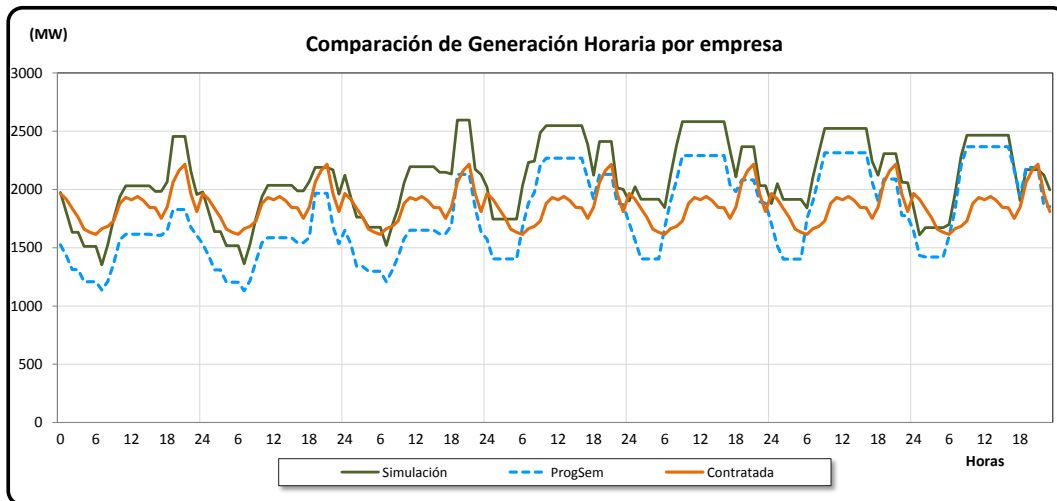
Central San Isidro



5.3 Comparación de generación horaria por empresa ENDESA

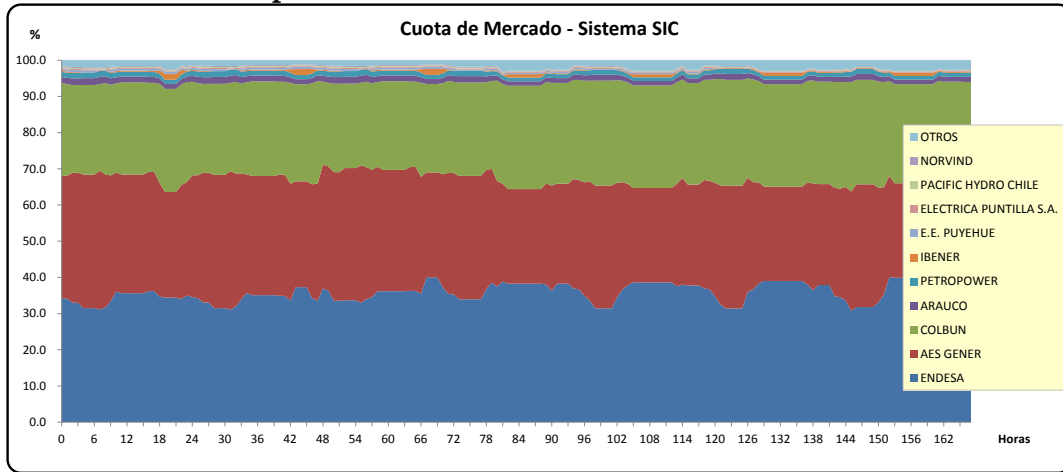


5.4 Comparación energía producida y energía contratada ENDESA (Esc3=Bocamina + San Isidro)

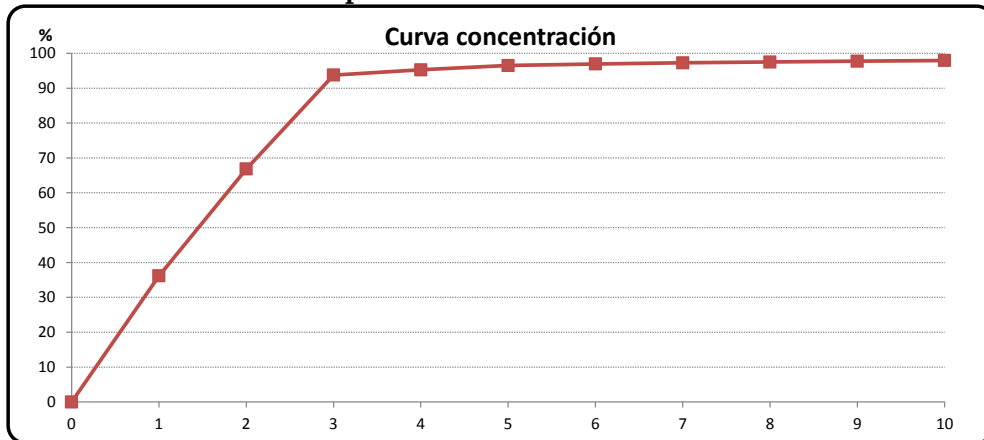


5.5 Índices estructurales

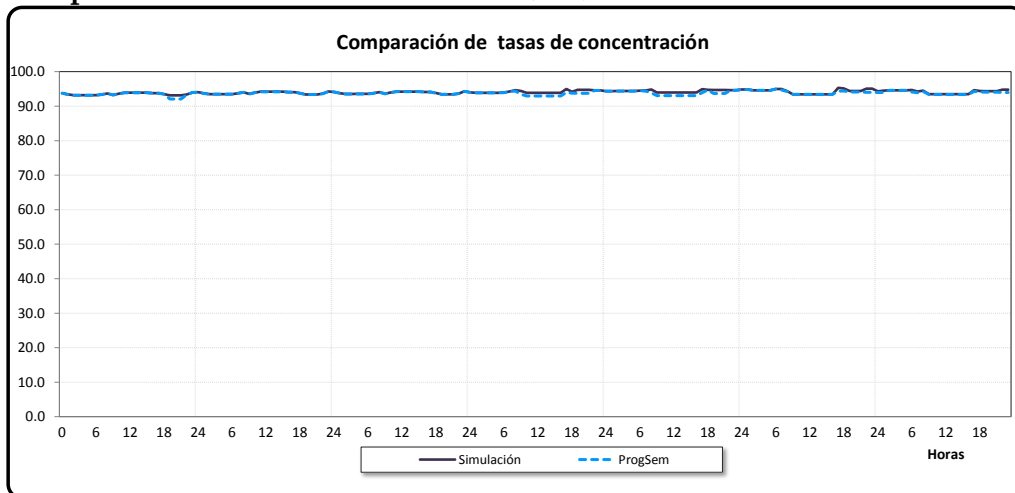
a) Cuota de mercado operacional Sistema SIC



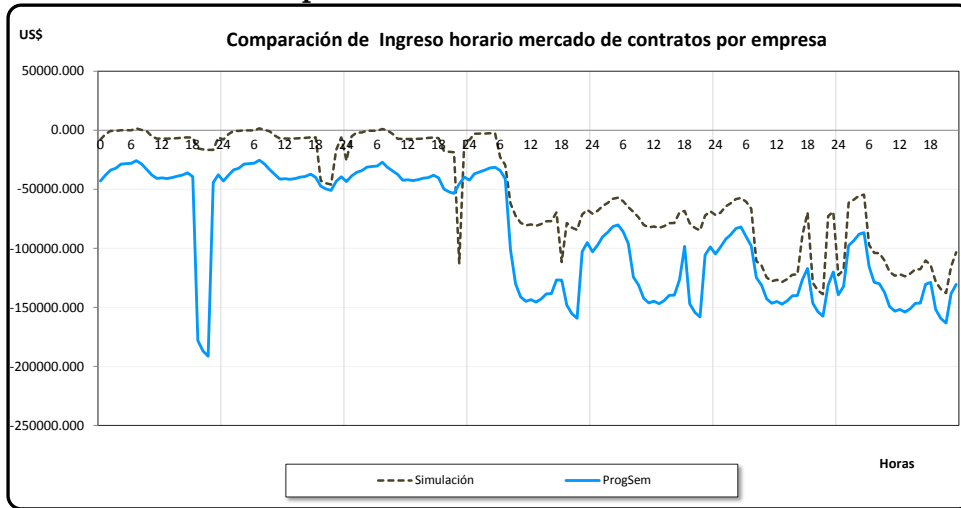
b) Curva de concentración operacional Sistema SIC



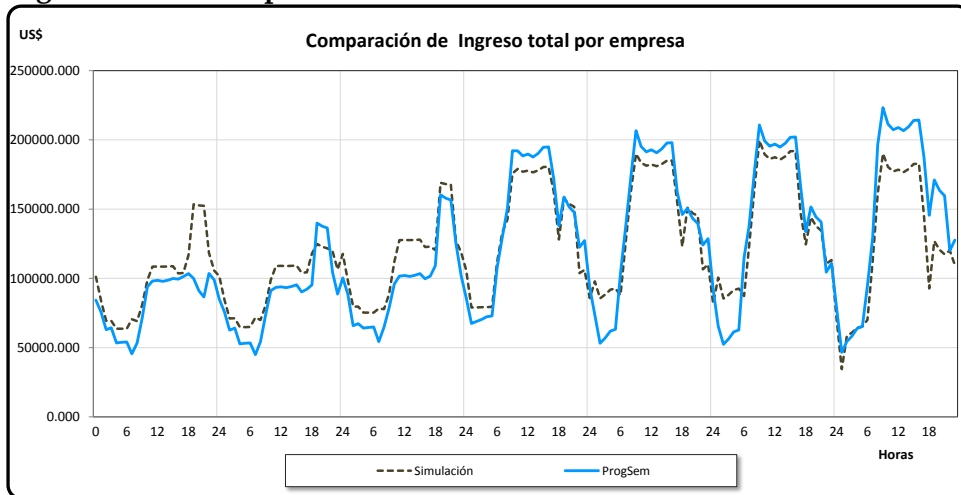
c) Comparación de tasa de concentración (IC3) – Sistema SIC



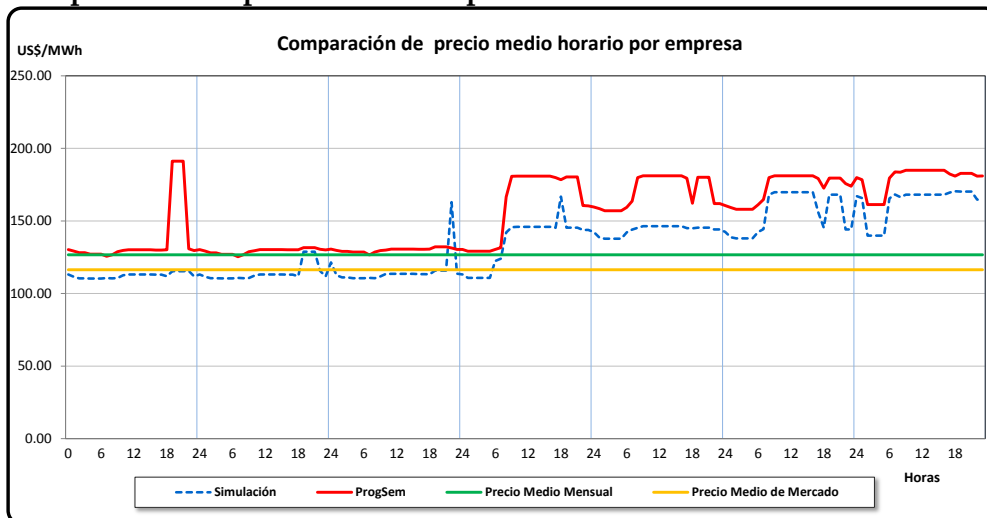
b) Mercado contratos empresa ENDESA



c) Ingresos totales empresa ENDESA



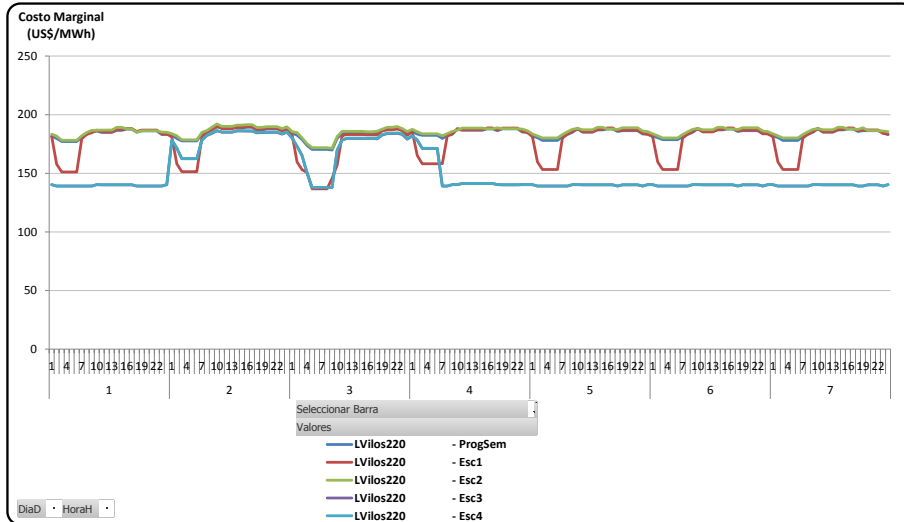
5.7 Comparación del precio medio empresa ENDESA



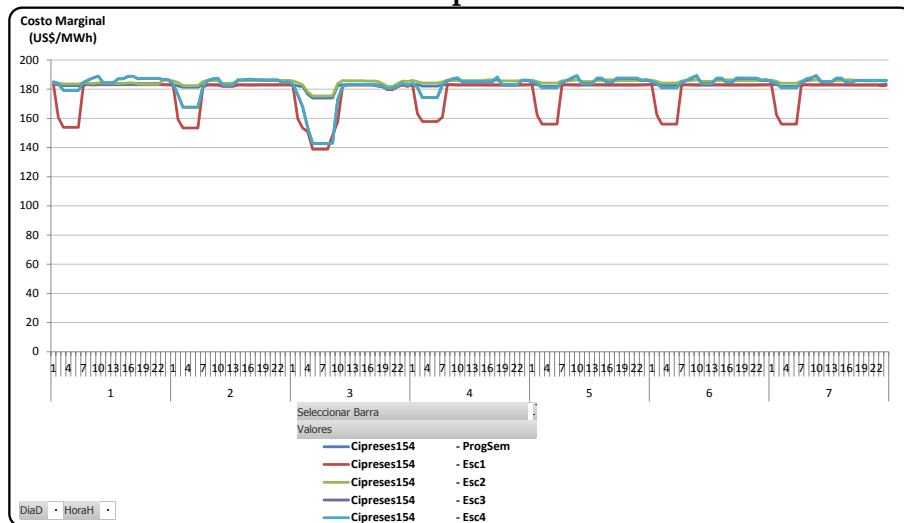
6. CASO: Semana 13-05-2011 al 19-05-2011, empresa ENDESA (Esc1=Cipreses, Esc2=HuascoTG, Esc3=QuinteroGNL, Esc4=Cipreses+HuascoTG+QuinteroGNL)

6.1 Comparación de costos marginales

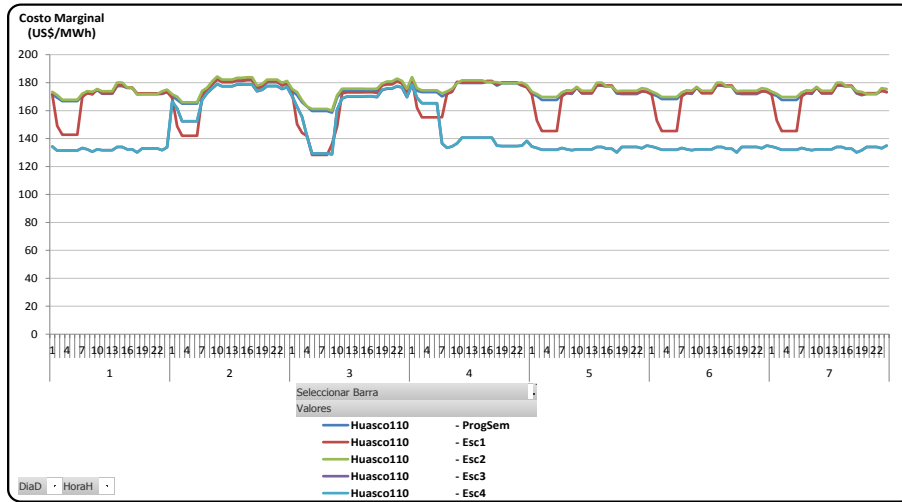
Barra Los Vilos220



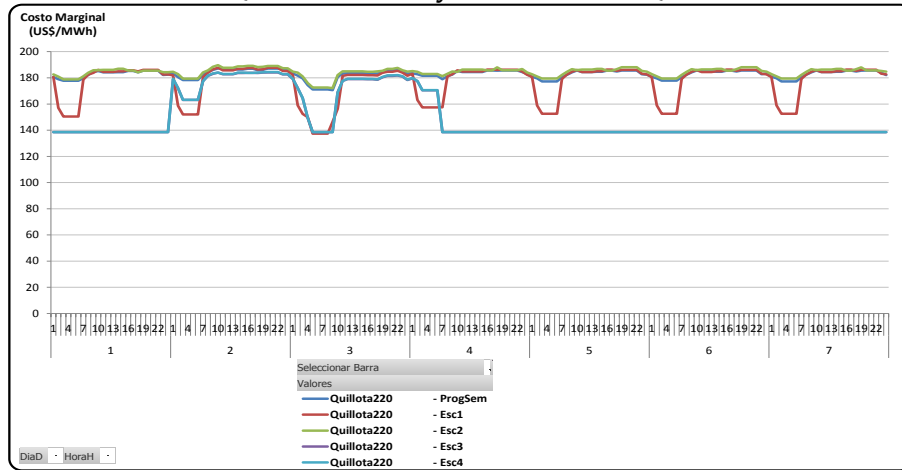
Barra Cipreses154



Barra Huasco110

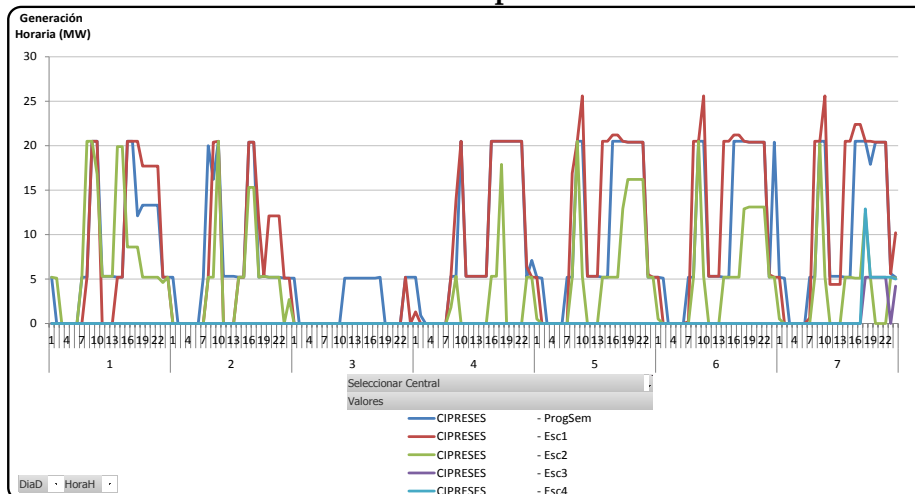


Barra Quillota 220 (inyección central Quintero)

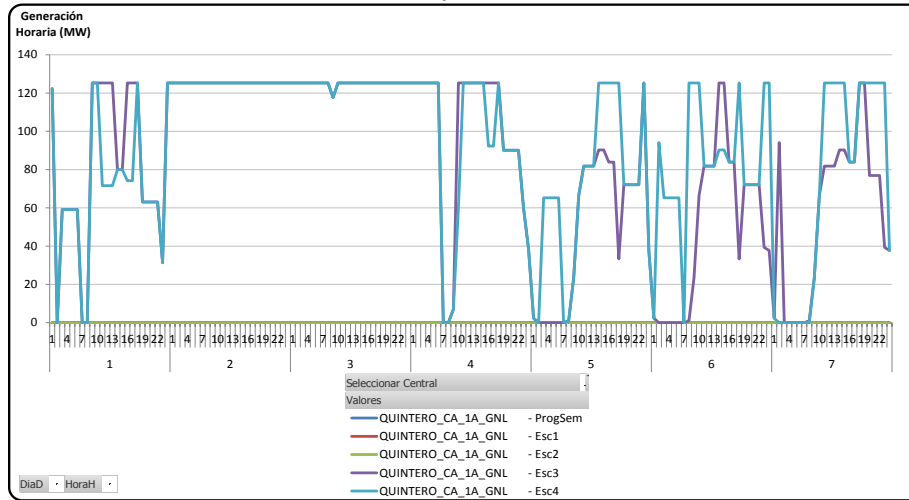


6.2 Comparación de energía horaria por central

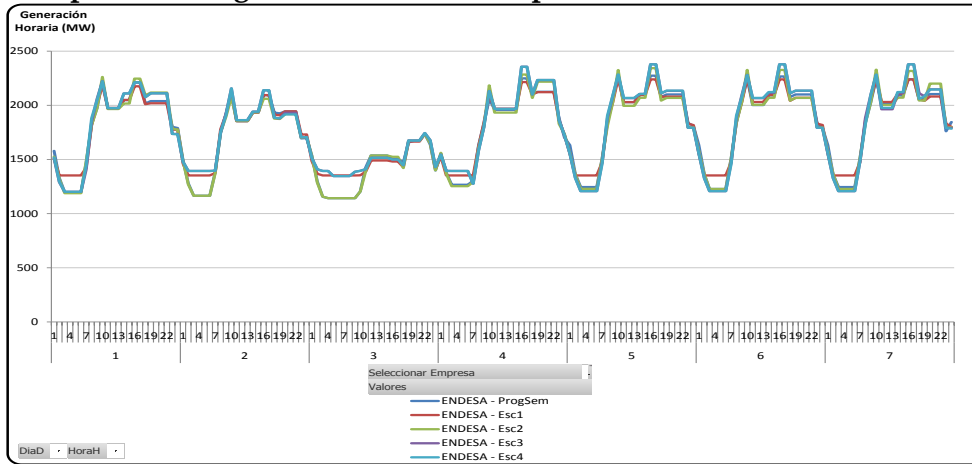
Central Cipreses



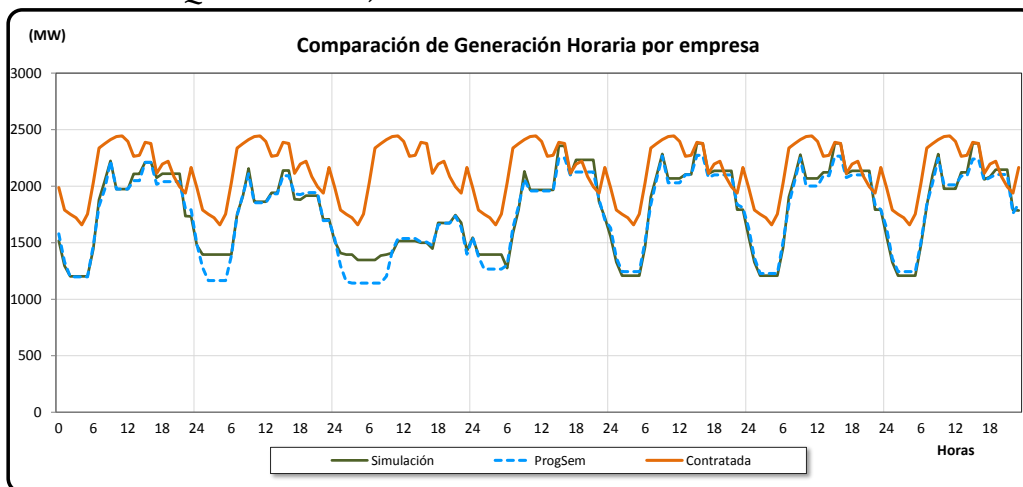
Central Quintero GNL



6.3 Comparación de generación horaria empresa ENDESA

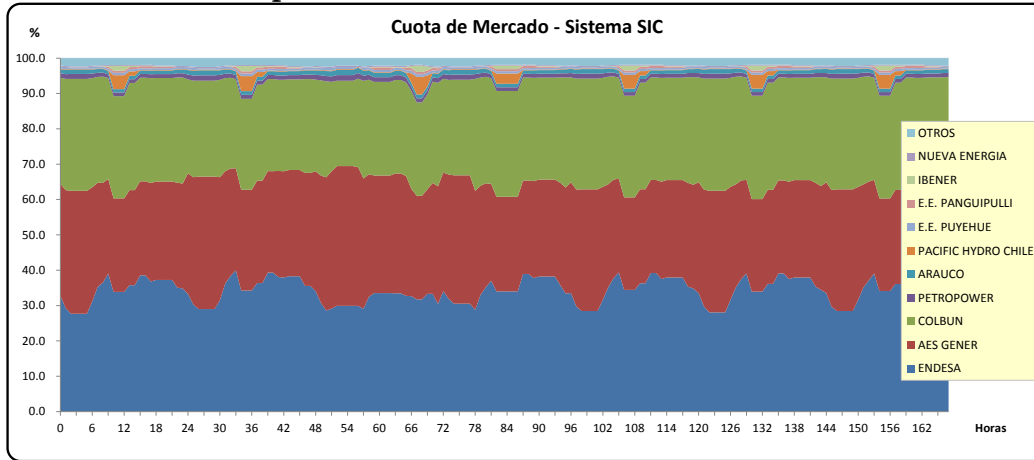


6.4 Comparación energía producida y energía contratada ENDESA (Esc4= Cipreses + HuascoTG + QuinteroGNL)

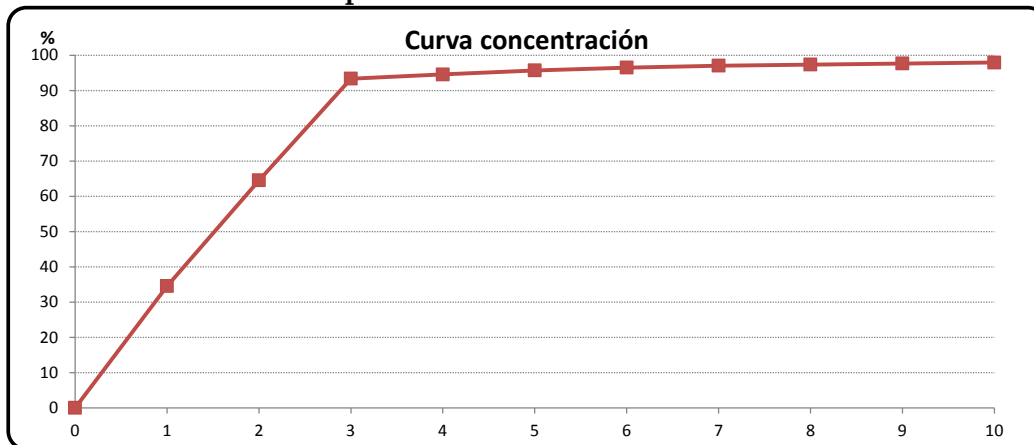


6.5 Índices estructurales

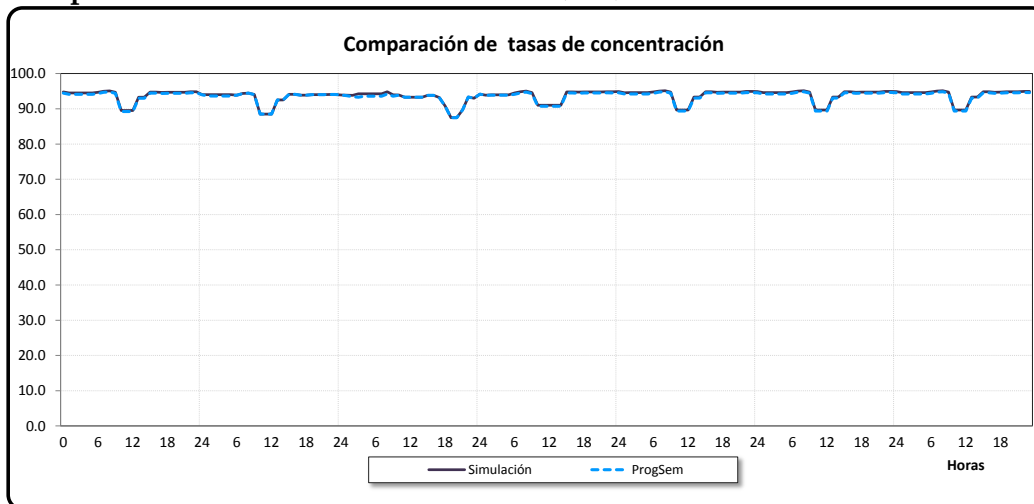
a) Cuota de mercado operacional Sistema SIC



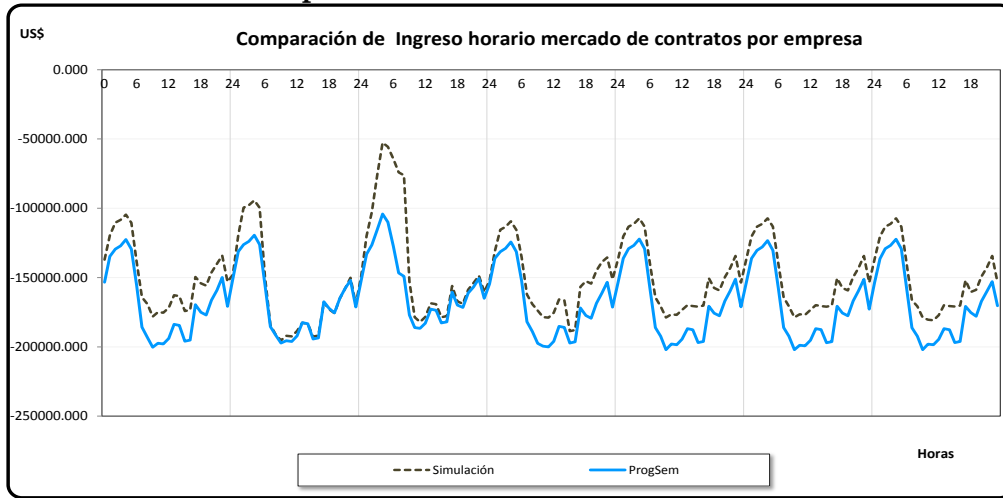
b) Curva de concentración operacional Sistema SIC



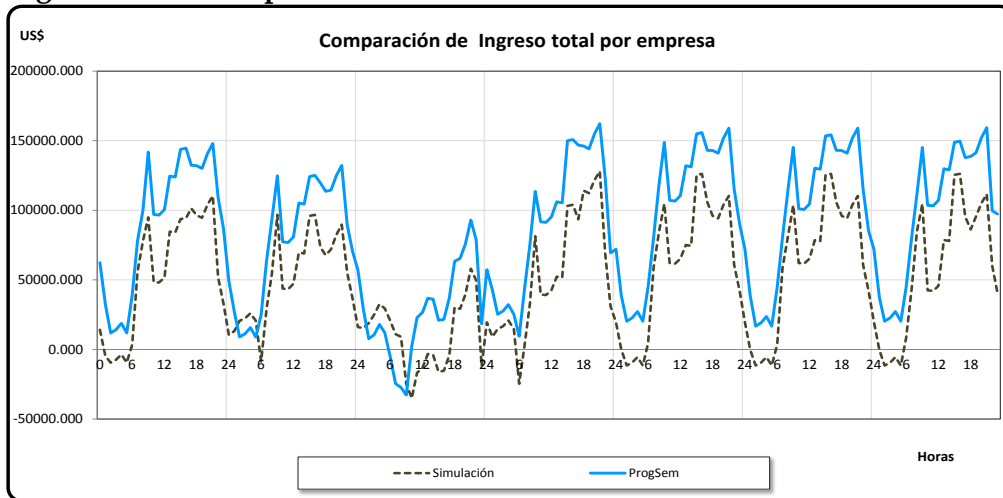
c) Comparación de la tasa de concentración (IC3) – Sistema SIC



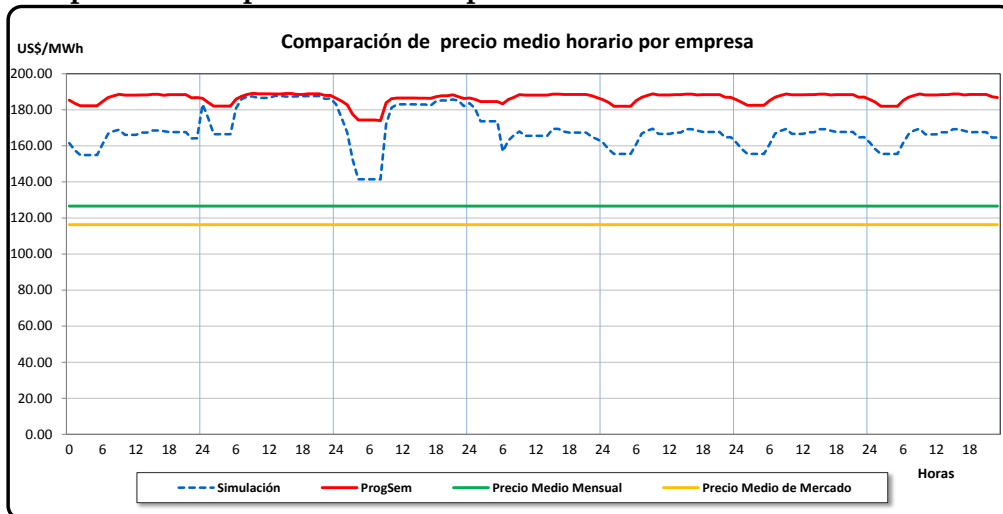
b) Mercado contratos empresa ENDESA



c) Ingresos totales empresa ENDESA



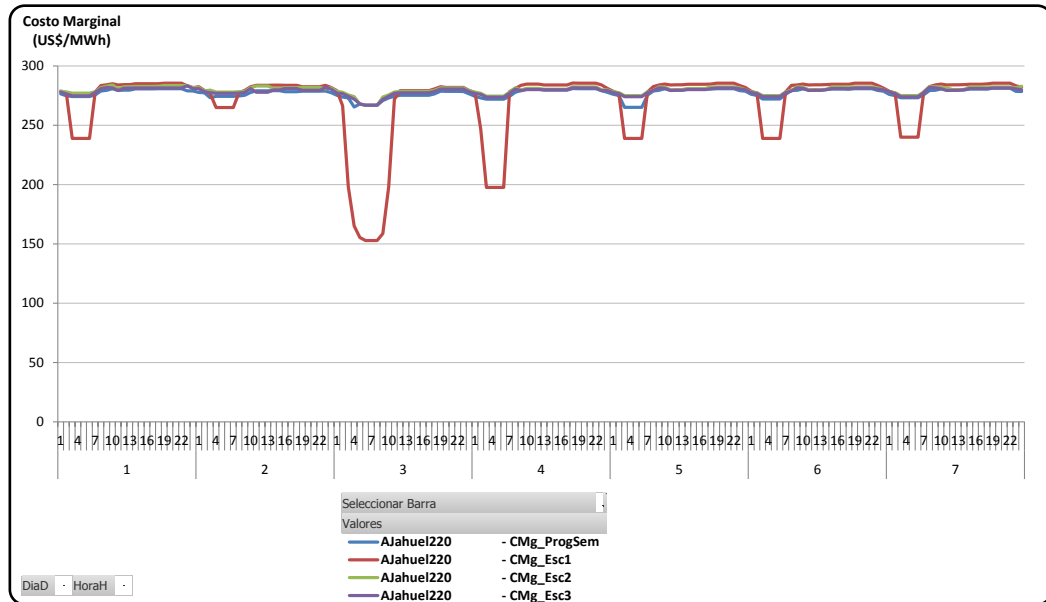
6.7 Comparación del precio medio empresa ENDESA



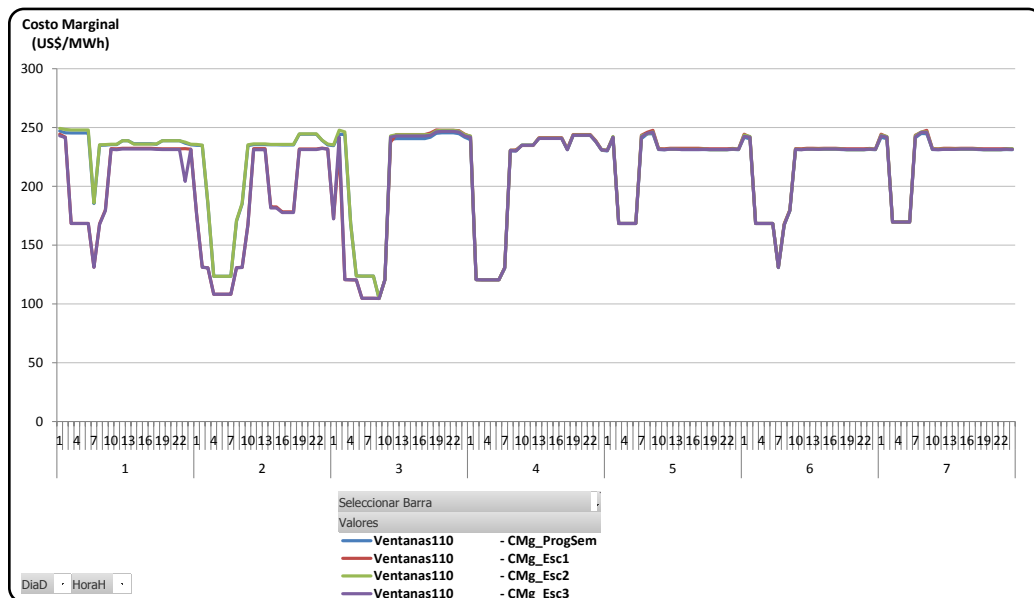
7. CASO: SEMANA 10-06-2011 al 16-06-2011, empresa AES GENER (Esc1=Ventanas1, Esc2=Santa Lidia, Esc3=Ventanas1+Santa Lidia)

7.1 Comparación de costos marginales

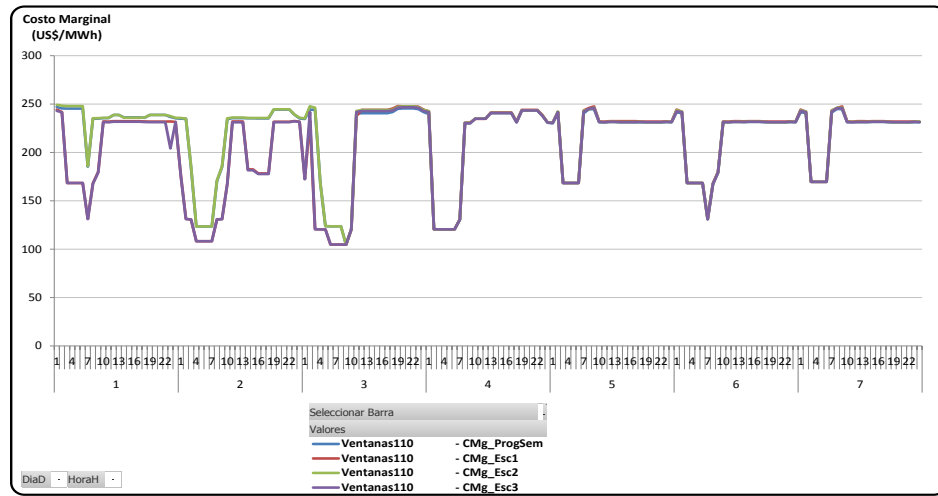
Alto Jahuel 220



Barra Ventanas 110

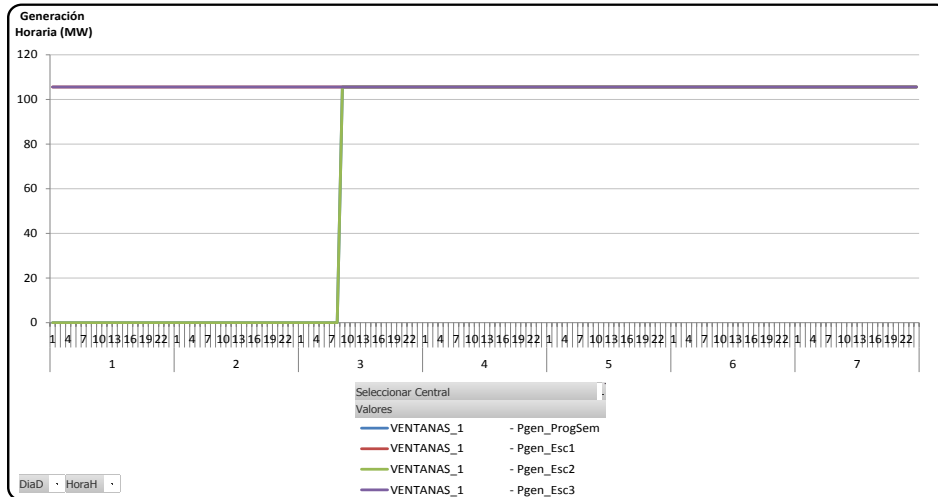


Barra Charrua 220 (Santa Lidia)

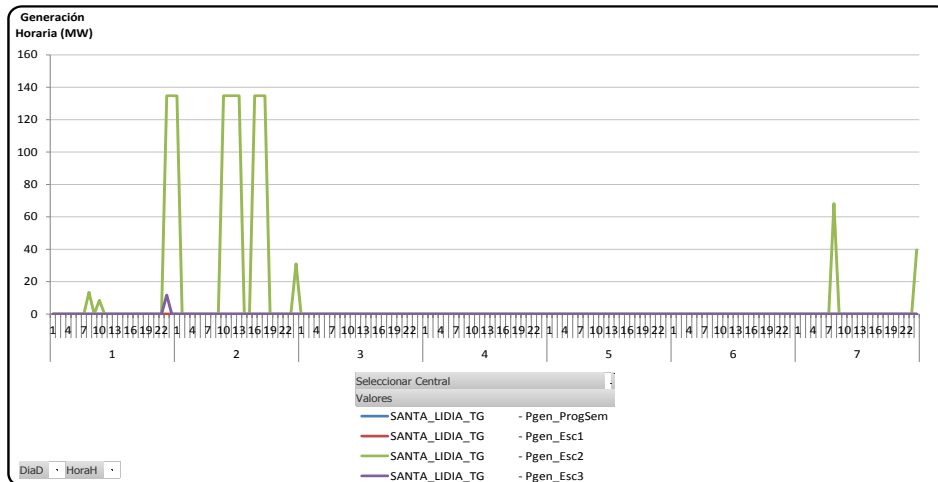


7.2 Comparación de energía horaria por central

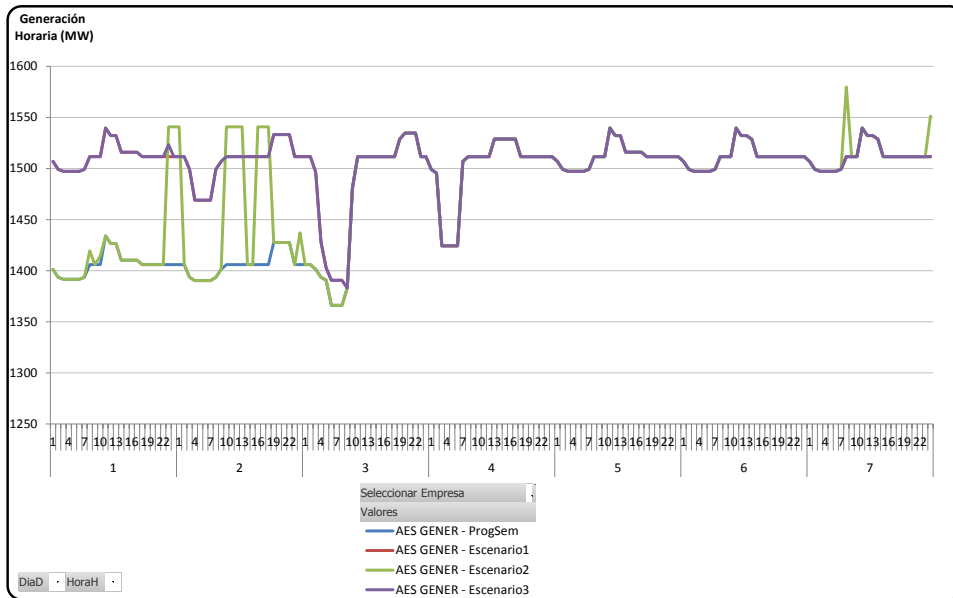
Central Ventanas1



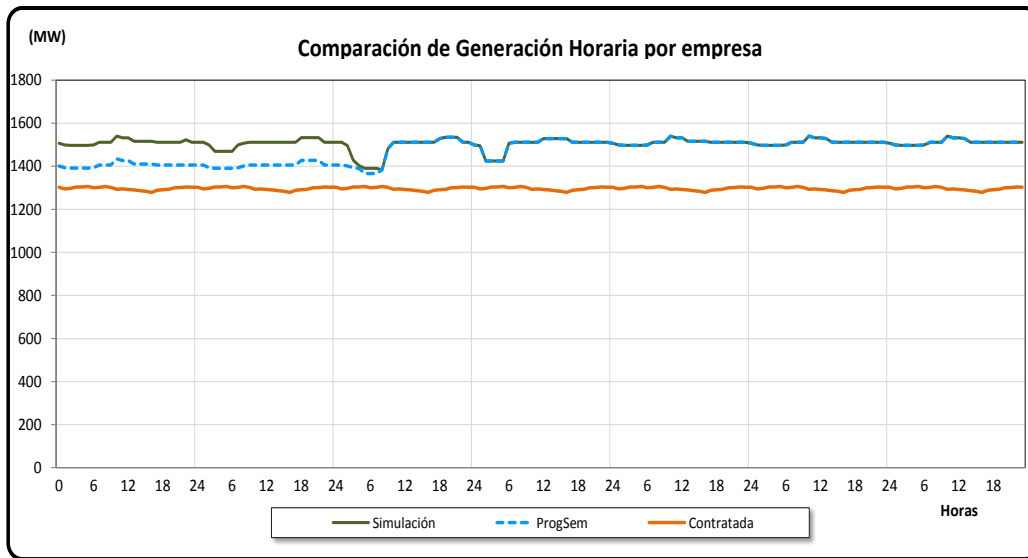
Central Santa Lidia



7.3 Comparación de generación horaria empresa AES GENER

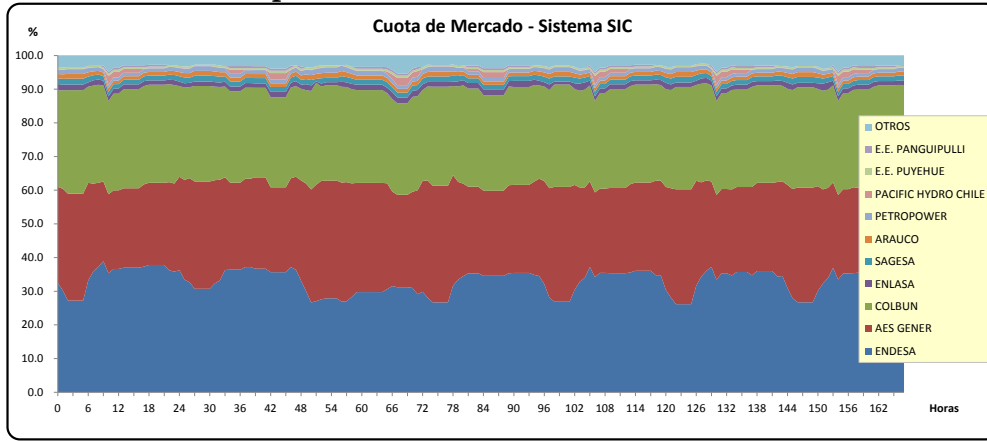


7.4 Comparación energía producida y energía contratada ENDESA (Esc3=Ventanas1+ Santa Lidia)

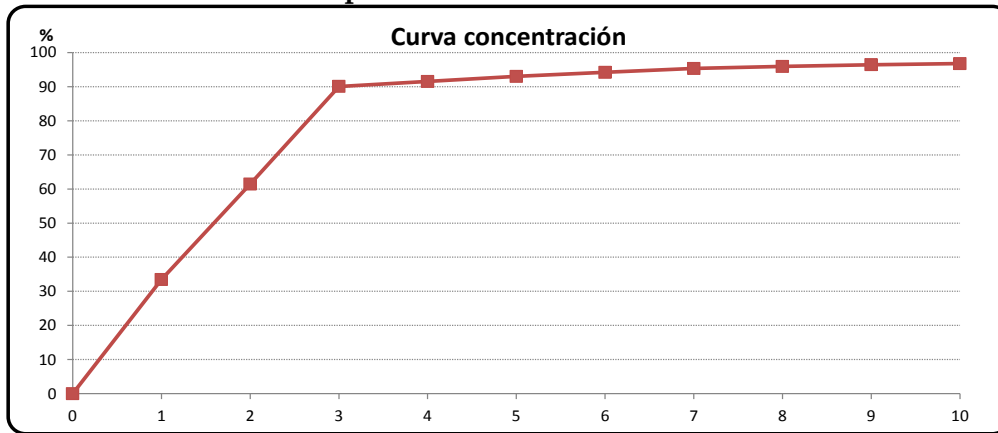


7.5 Índices estructurales

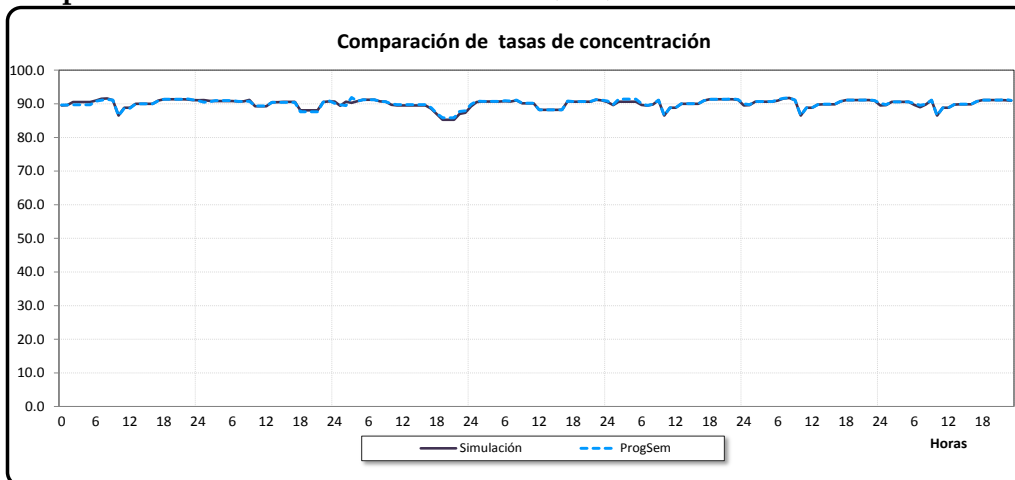
a) Cuota de mercado operacional Sistema SIC



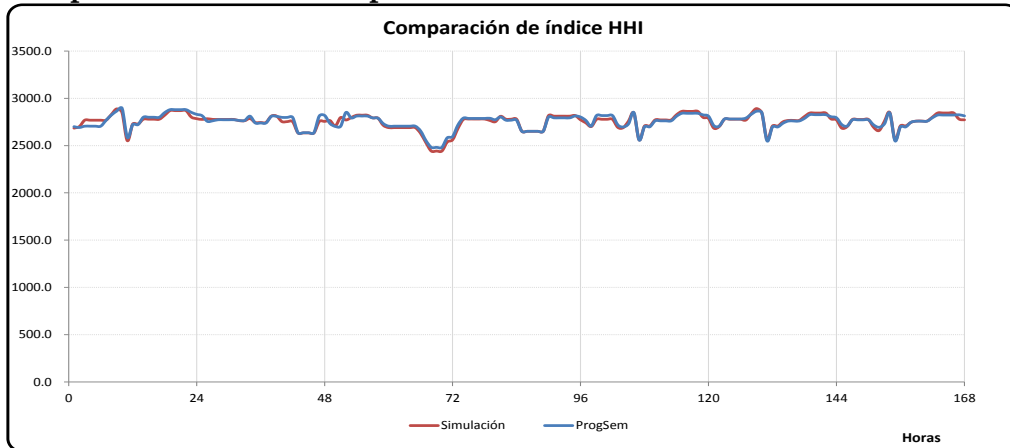
b) Curva de concentración operacional Sistema SIC



c) Comparación de la tasa de concentración (IC3) – Sistema SIC



d) **Comparación Índice HHI operacional Sistema SIC**

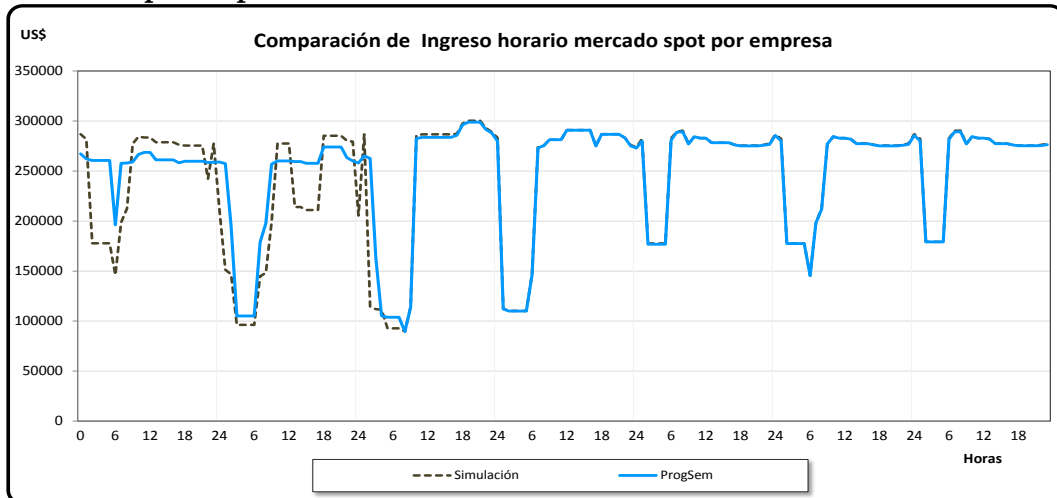


e) **Comparación Índice RSI operacional empresa AES GENER**

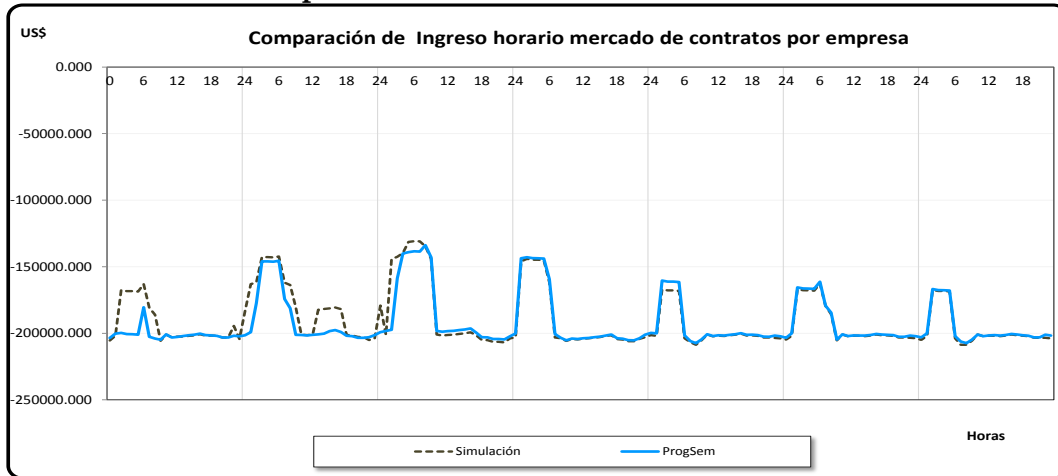


7.6 **Comparación del nivel de ingresos por empresa**

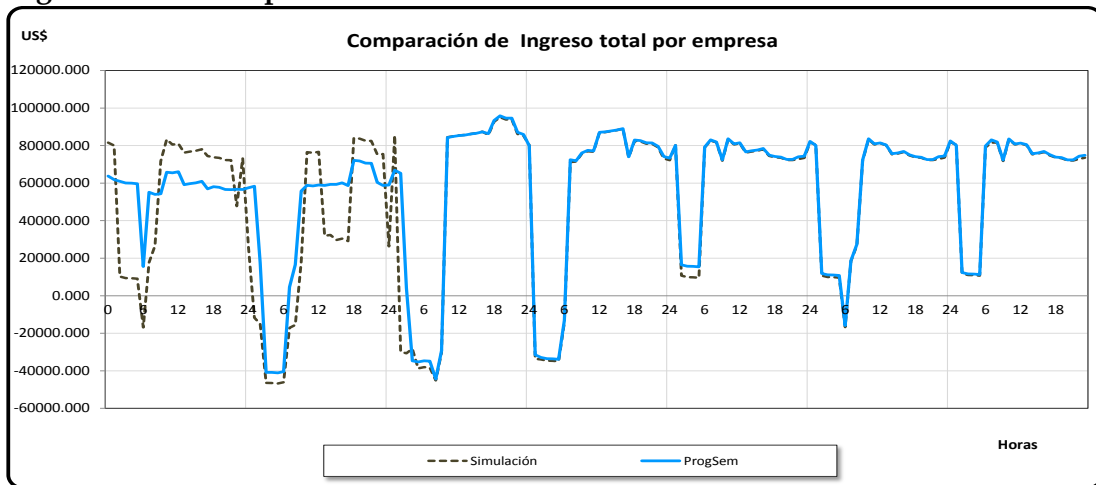
a) **Mercado spot empresa AES GENER**



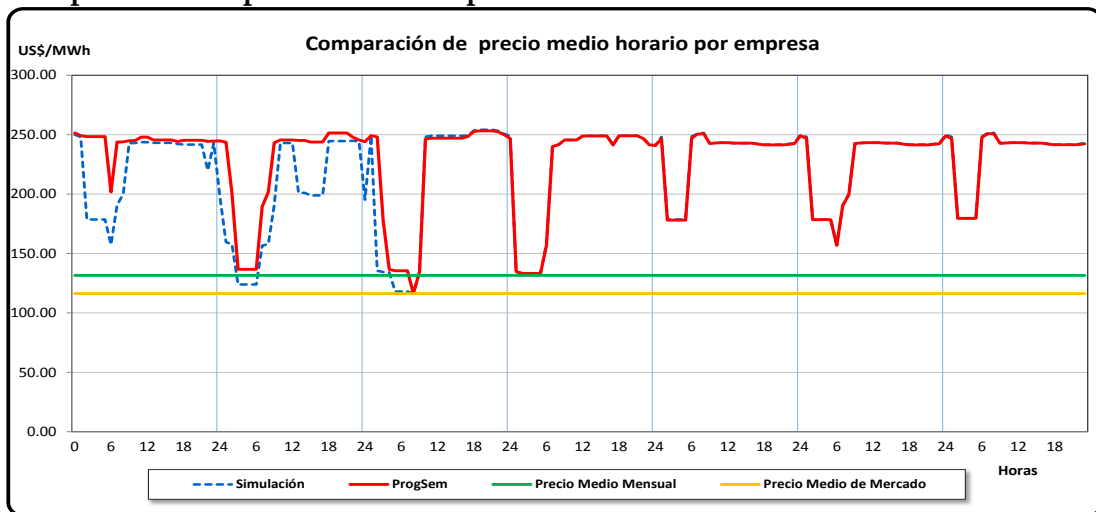
b) Mercado contratos empresa AES GENER



c) Ingresos totales empresa AES GENER



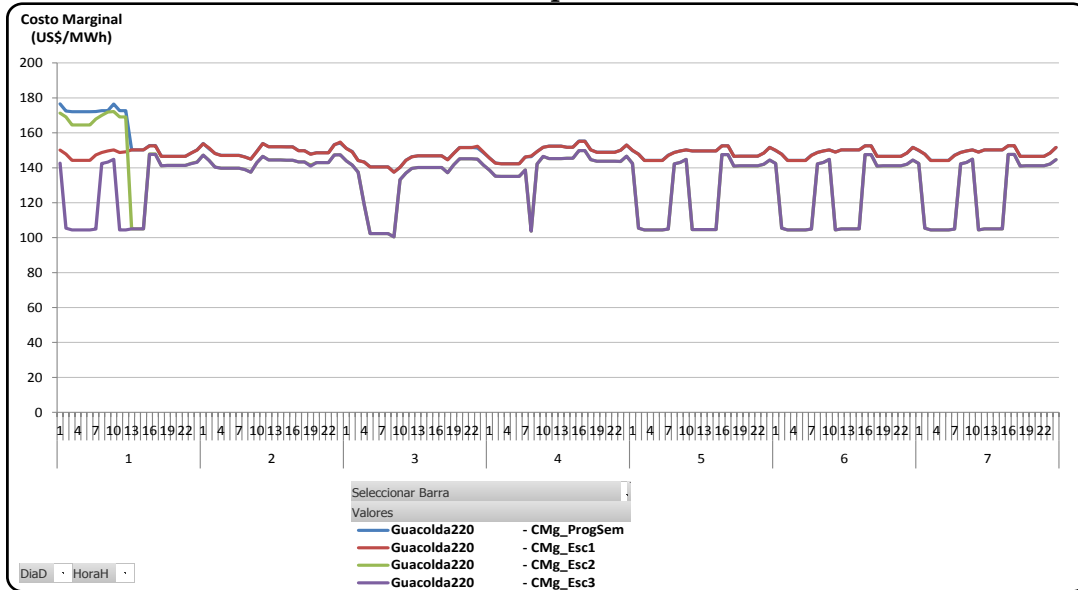
7.7 Comparación del precio medio empresa AES GENER



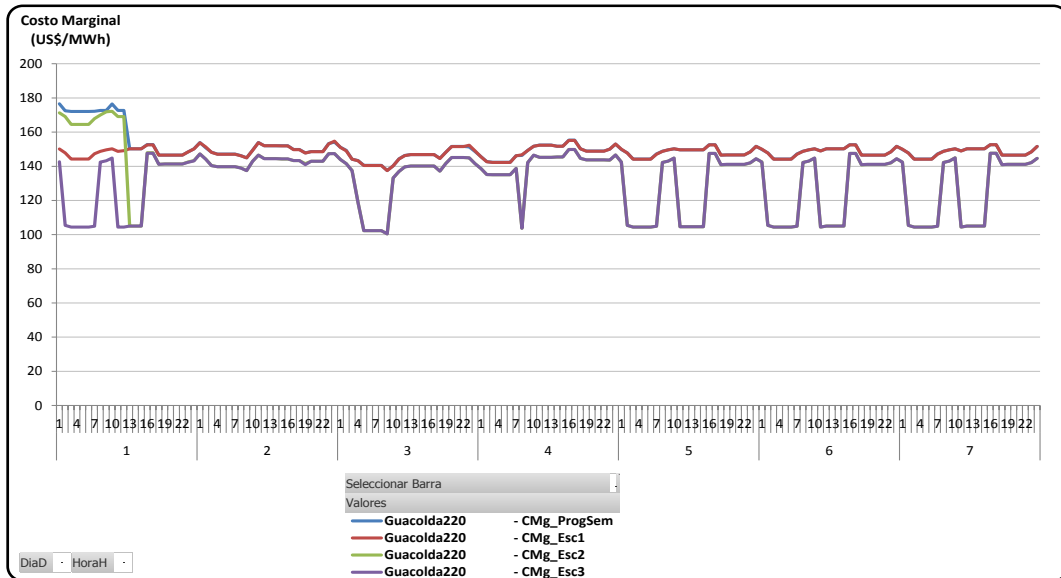
8. CASO: SEMANA 22-07-2011 al 28-07-2011, empresa AES GENER (Esc1= Guacolda1, Esc2= Nueva Ventanas, Esc3= Guacolda1 + Nueva Ventanas)

8.1 Comparación de costos marginales

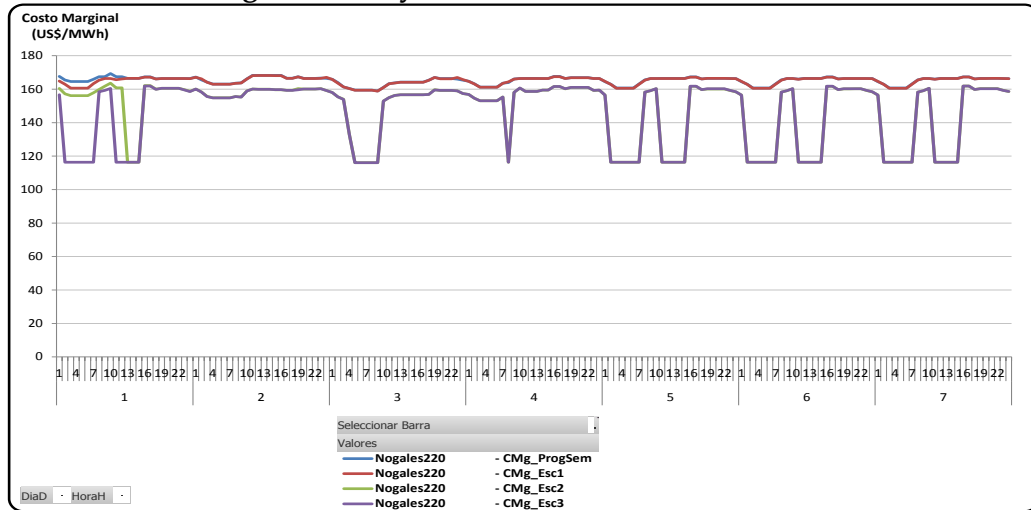
Barra Paposo220



Barra Guacolda220

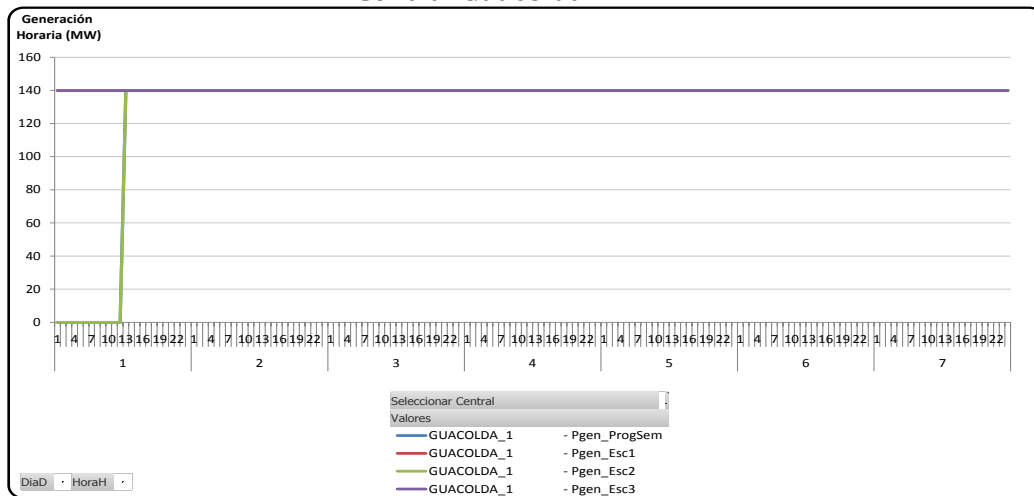


Barra Nogales220 (inyección central Nueva ventanas)

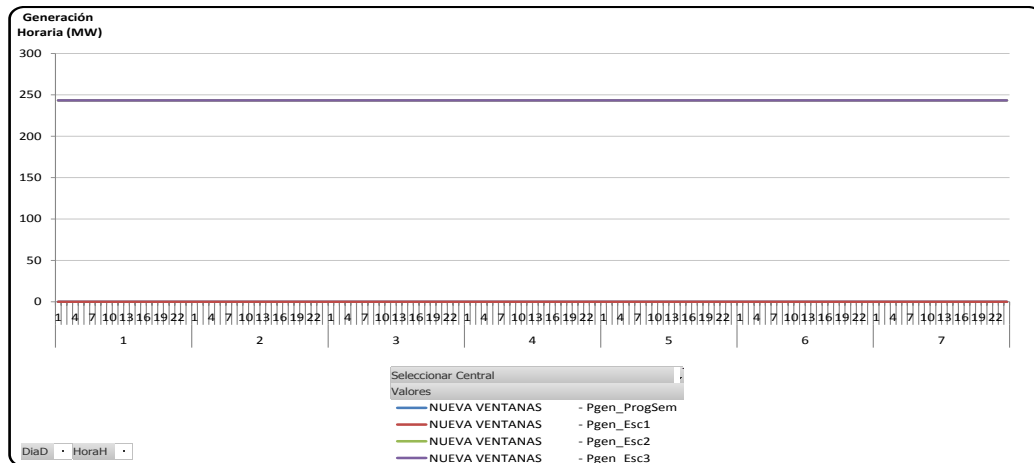


8.2 Comparación de energía horaria por central

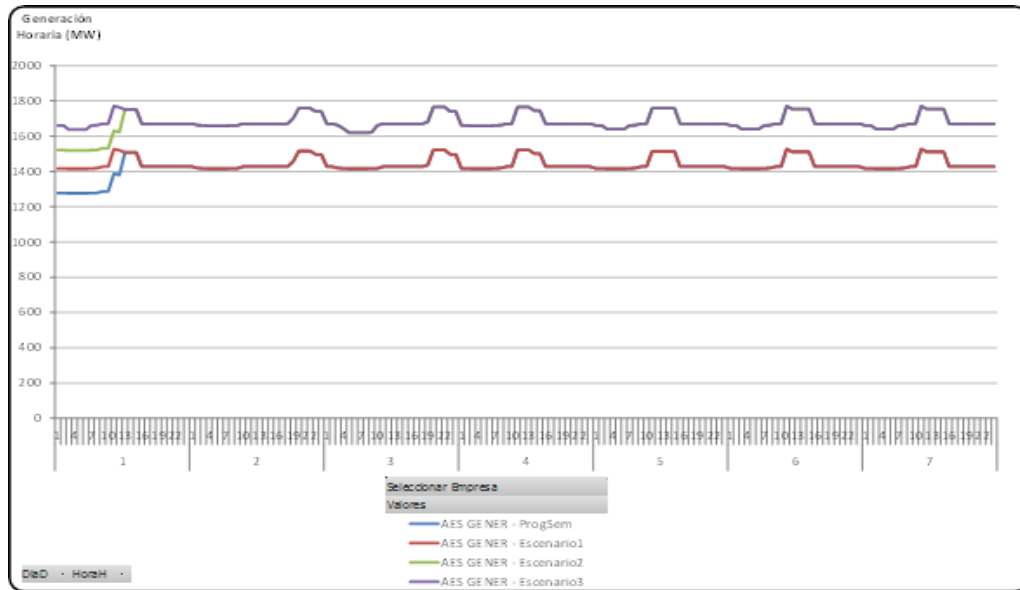
Central Guacolda1



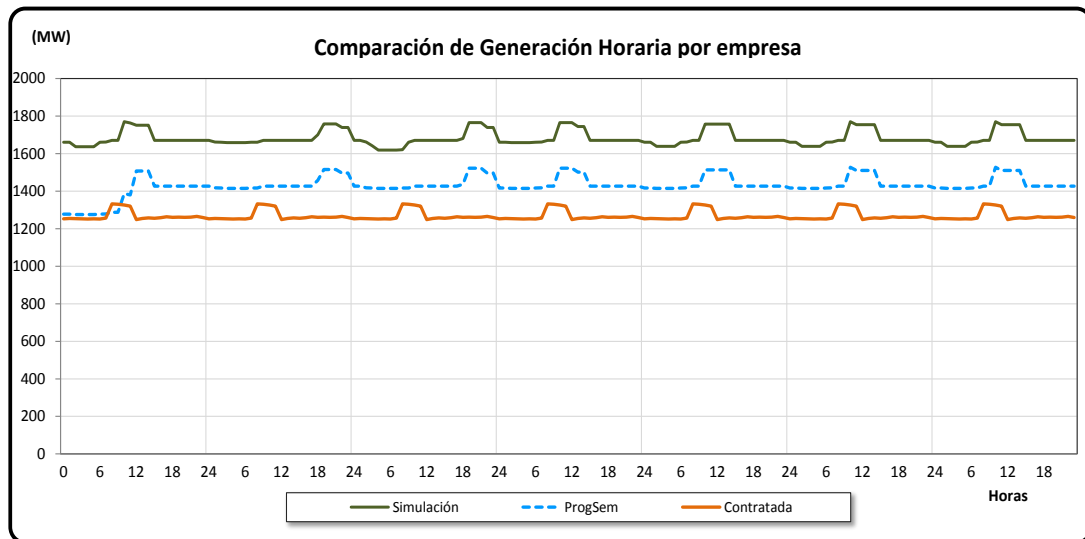
Central Nueva Ventanas



8.3 Comparación de generación horaria empresa AES GENER

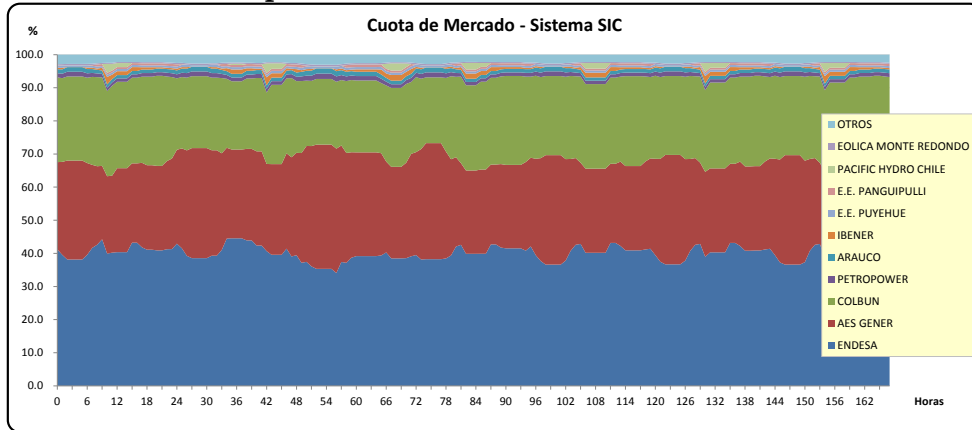


8.4 Comparación energía producida y energía contratada AES GENER (Esc3= Guacolda1 + Nueva Ventanas)

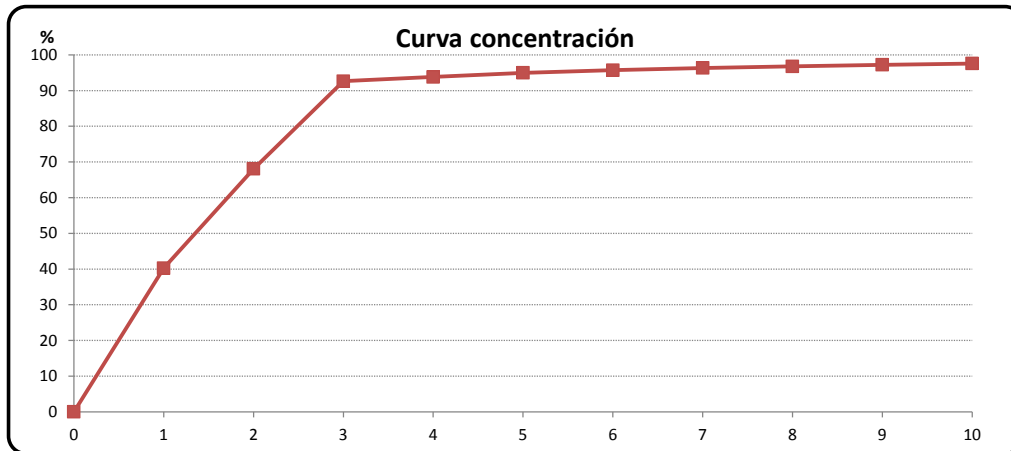


8.5 Índices estructurales

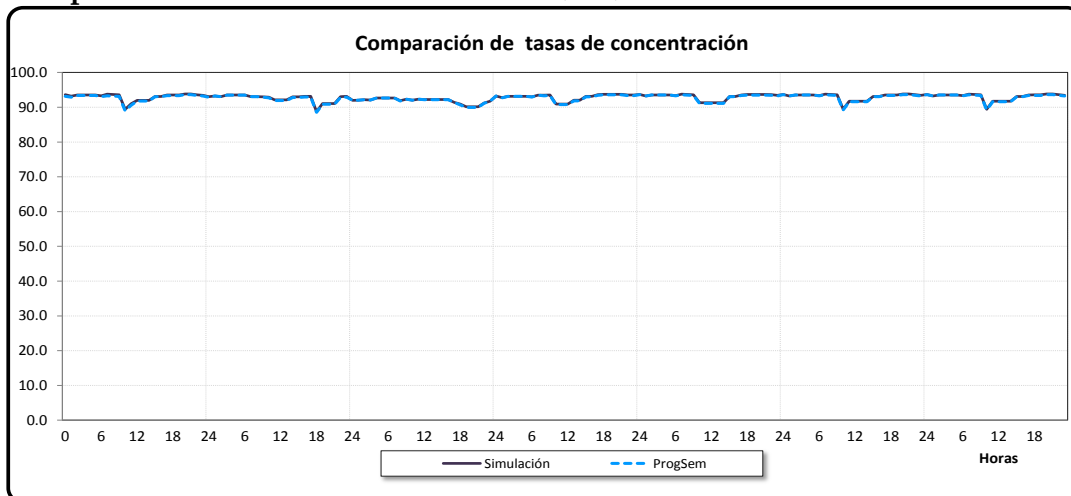
a) Cuota de mercado operacional Sistema SIC



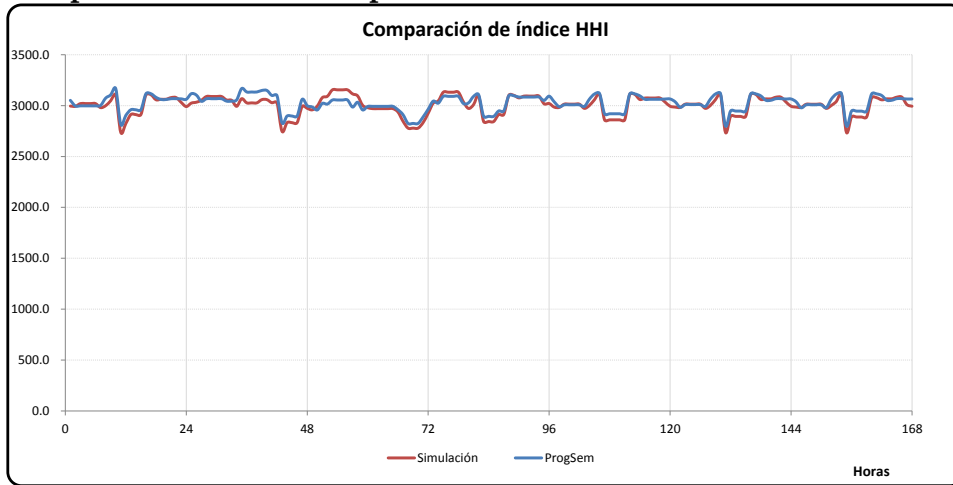
b) Curva de concentración Sistema SIC



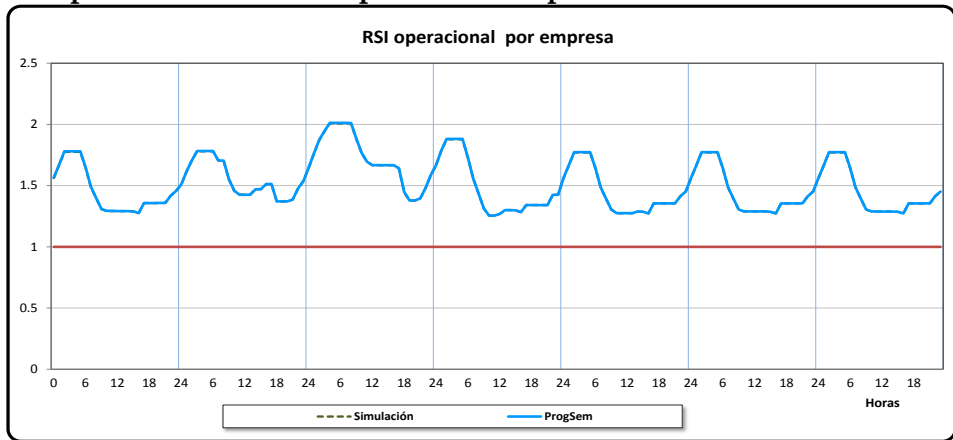
c) Comparación de la tasa de concentración (IC3) – Sistema SIC



d) Comparación Índice HHI operacional Sistema SIC

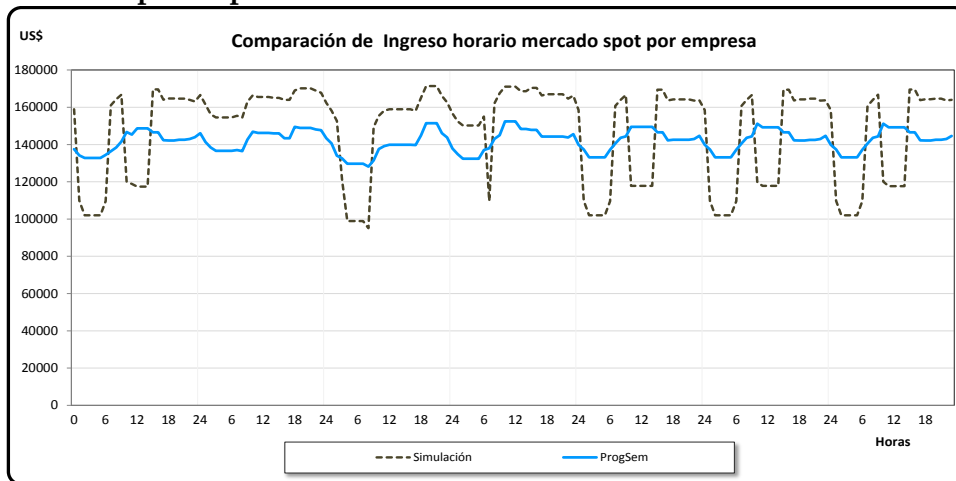


e) Comparación Índice RSI operacional empresa AES GENER

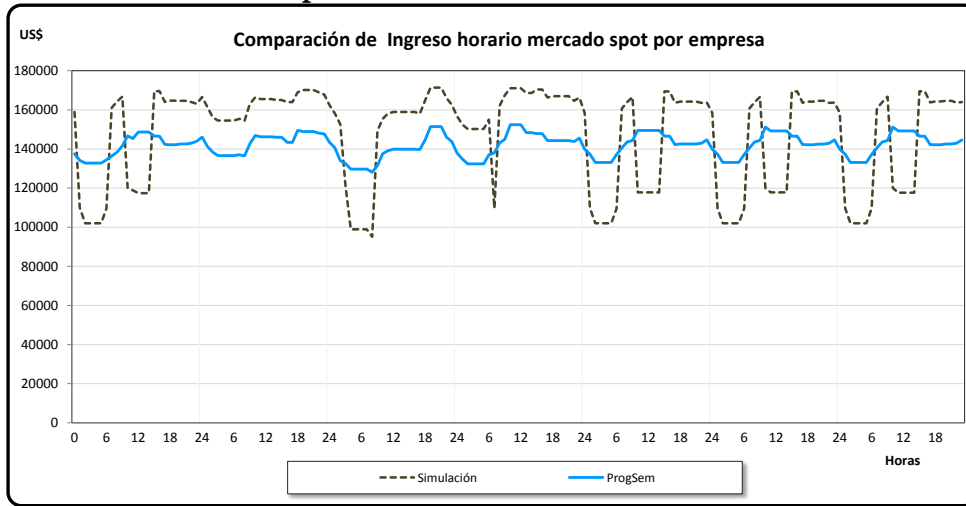


8.6 Comparación del nivel de ingresos por empresa

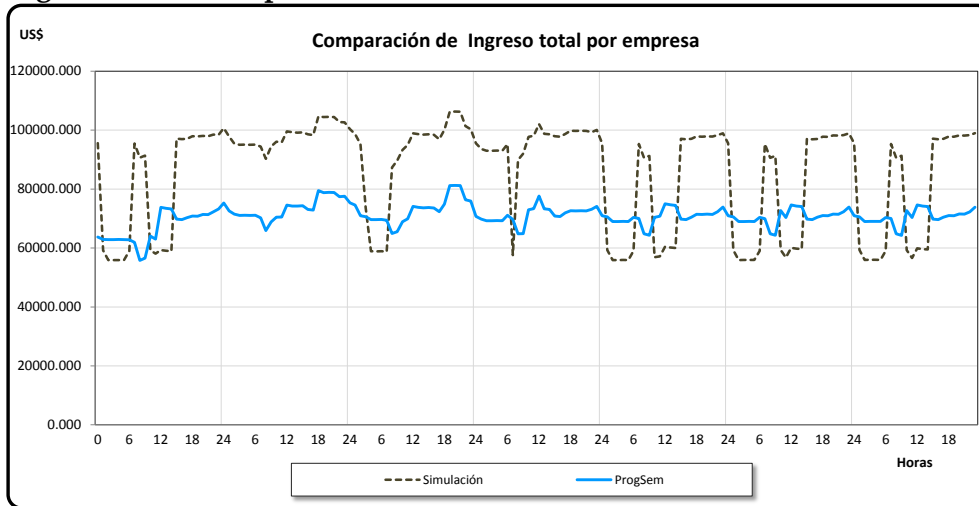
a) Mercado spot empresa AES GENER



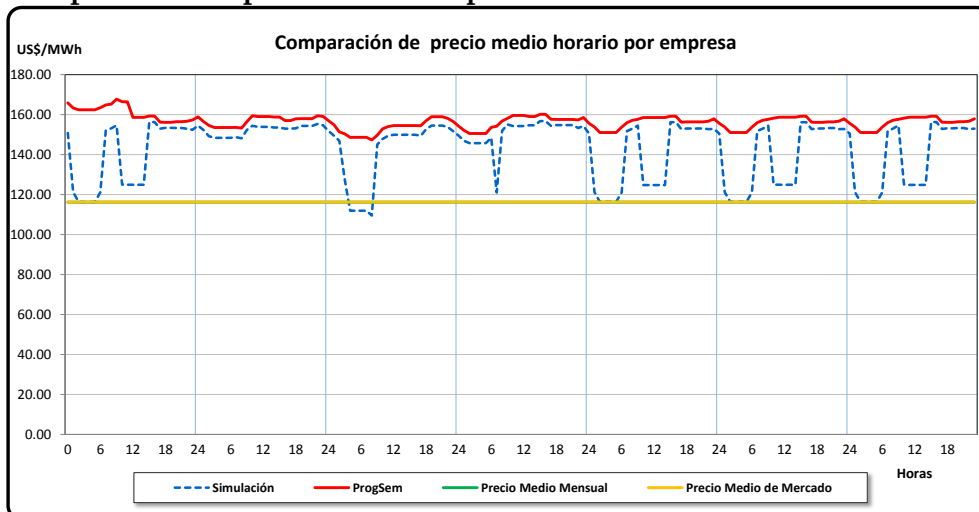
b) Mercado contratos empresa AES GENER



c) Ingresos totales empresa AES GENER



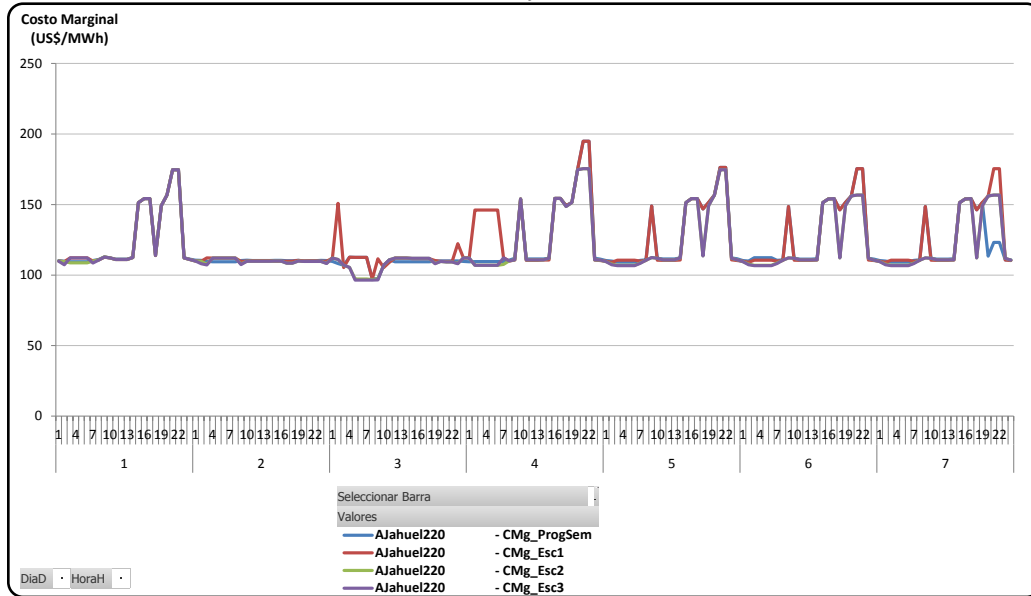
8.7 Comparación del precio medio empresa ENDESA



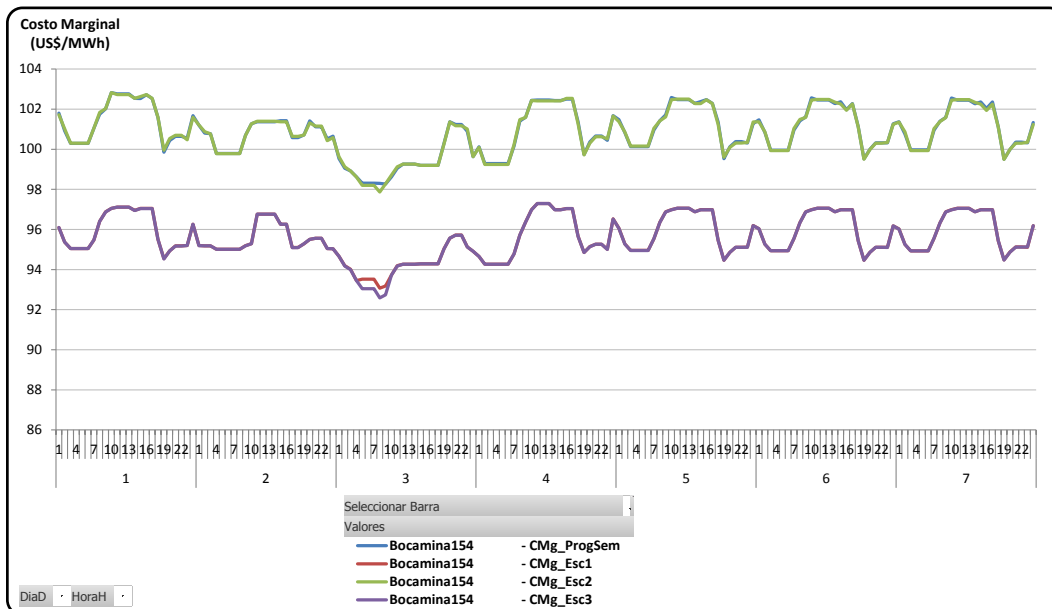
9. CASO: Semana 19-08-2011 al 25-08-2011, empresa ENDESA (Esc1=Bocamina, Esc2= Curillinque, Esc3= Bocamina + Curillinque)

9.1 Comparación de costos marginales

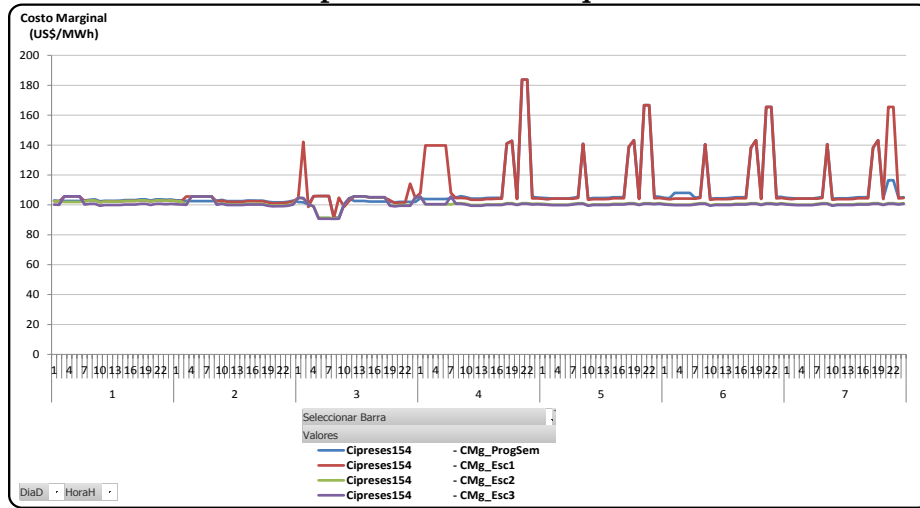
Barra Alto Jahuel 220



Barra Bocamina154

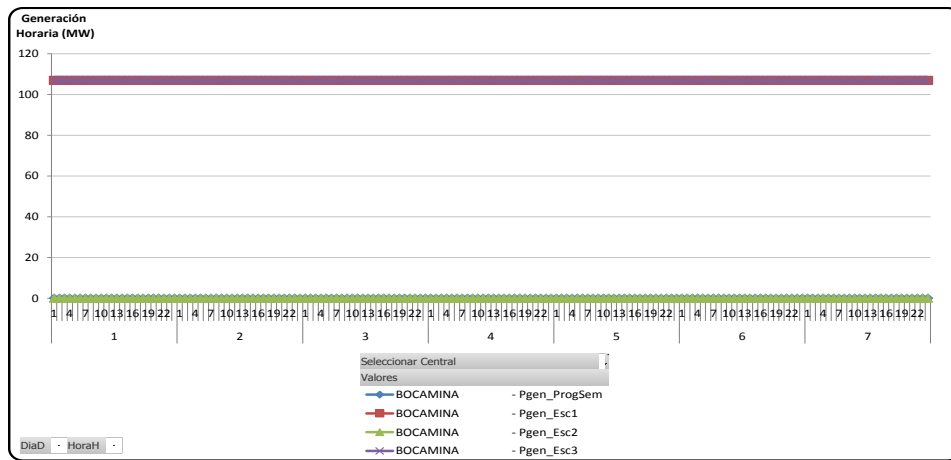


Barra Cipreses154 (Curillinque)

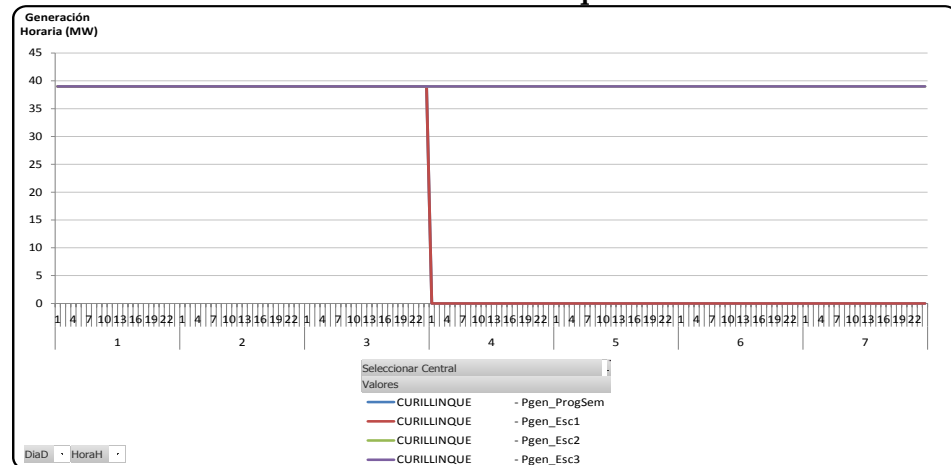


9.2 Comparación de energía horaria por central

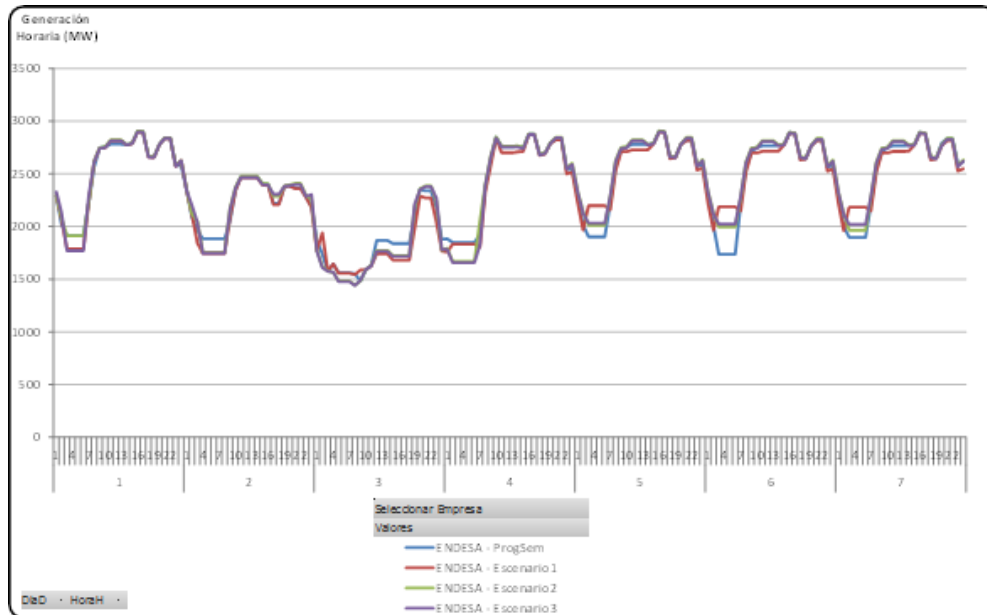
Central Bocamina



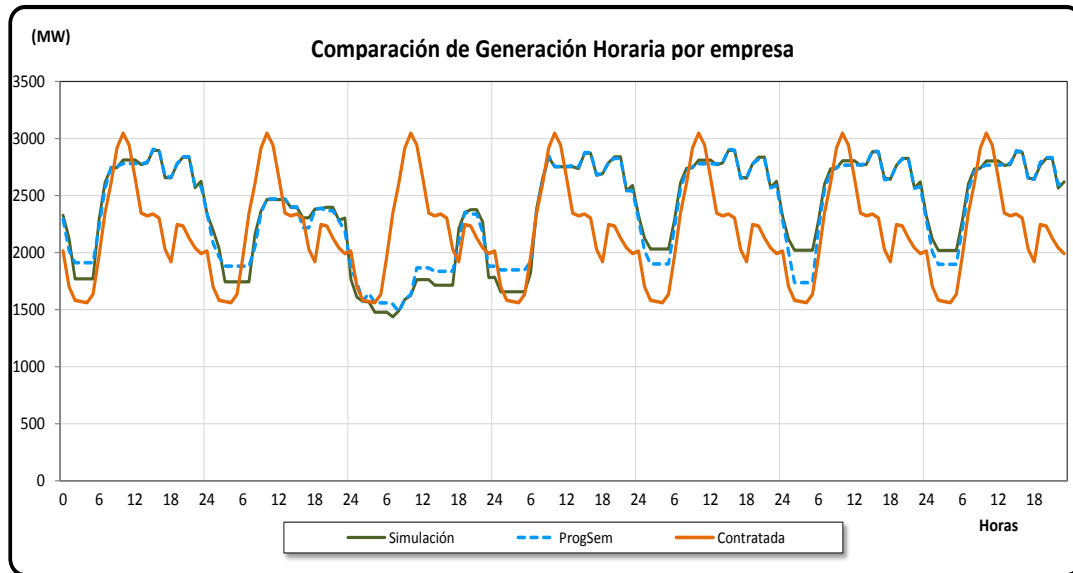
Central Curillinque



9.3 Comparación de generación horaria empresa ENDESA

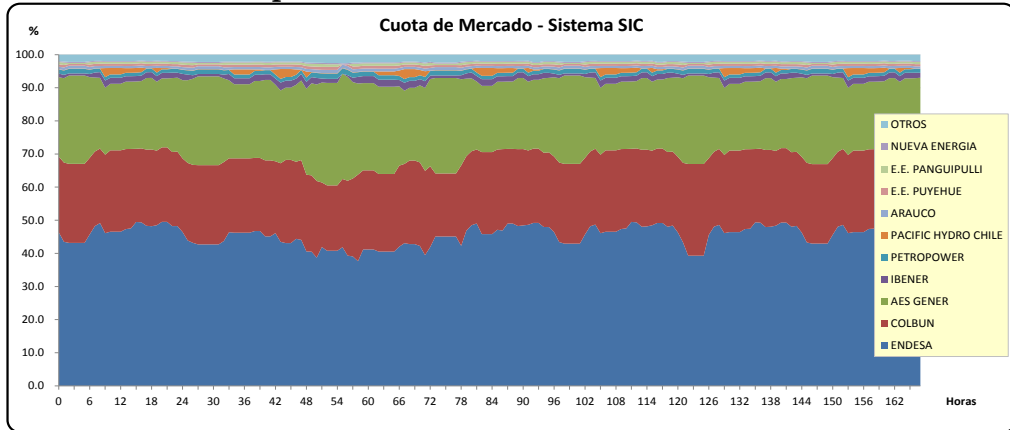


9.4 Comparación energía producida y energía contratada ENDESA (Esc3= Bocamina + Curillinque)

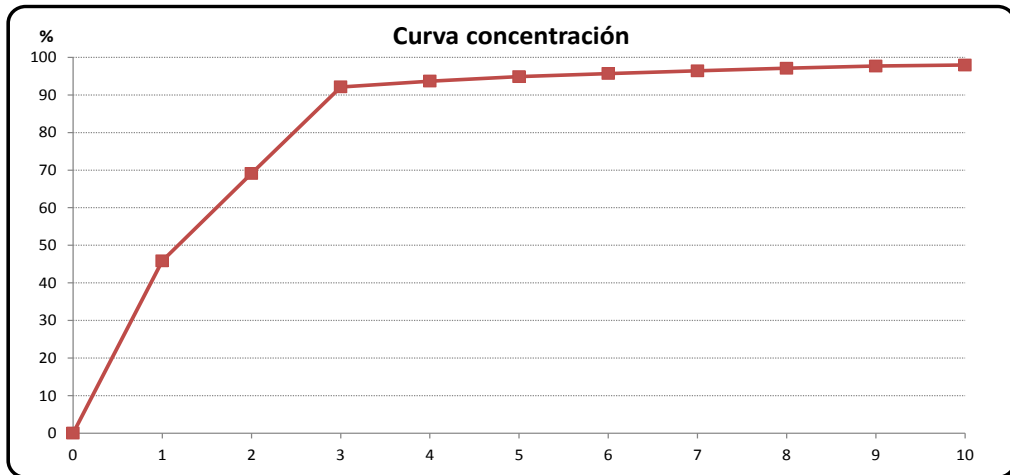


9.5 Índices estructurales

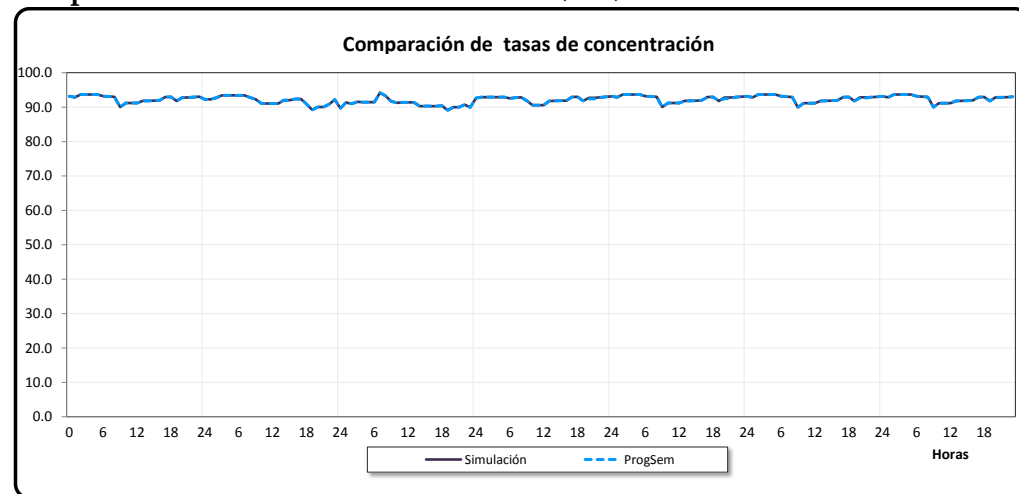
a) Cuota de mercado operacional Sistema SIC



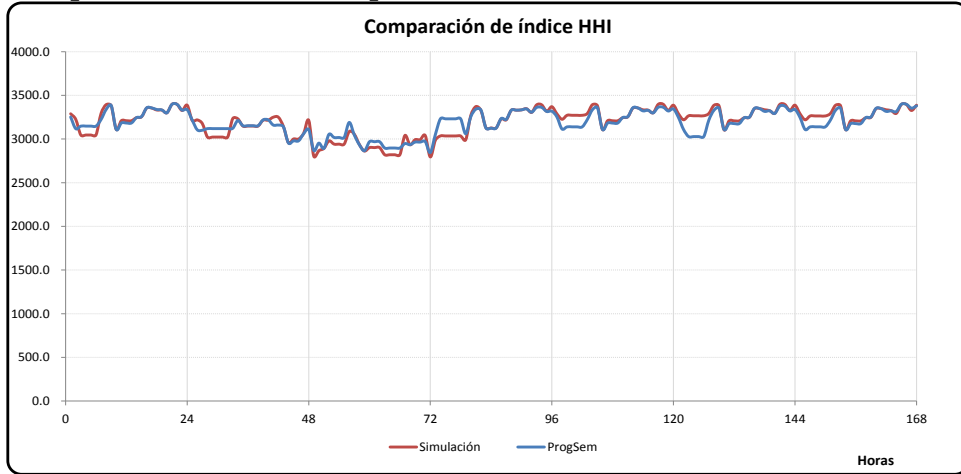
b) Curva de concentración Sistema SIC



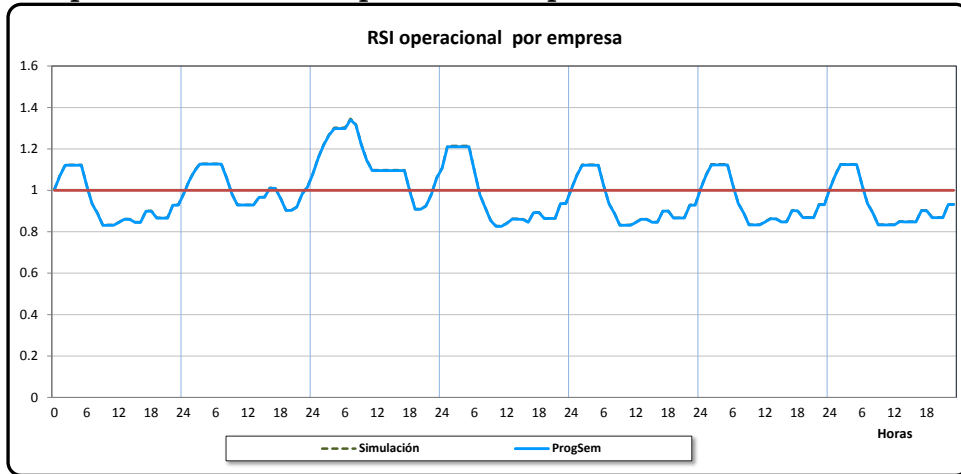
c) Comparación de la tasa de concentración (IC3) – Sistema SIC



d) Comparación Índice HHI operacional Sistema SIC

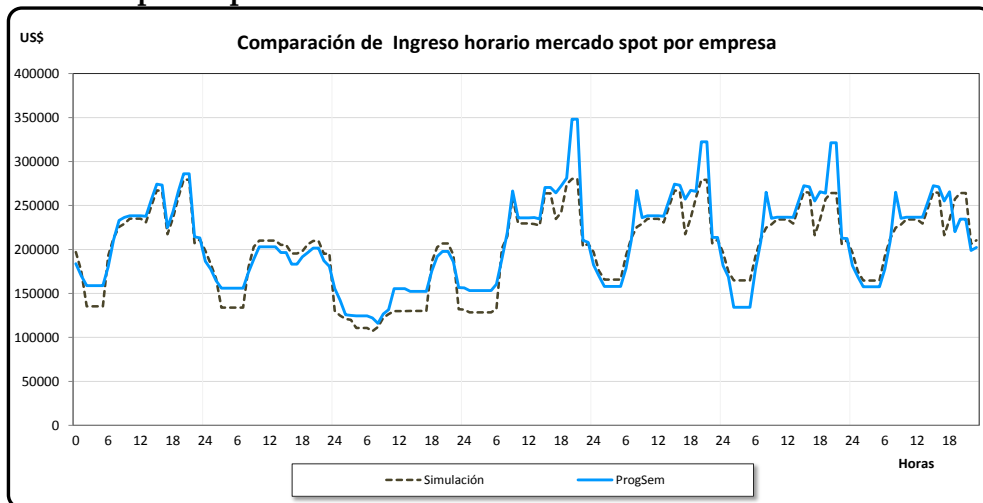


e) Comparación Índice RSI operacional empresa ENDESA

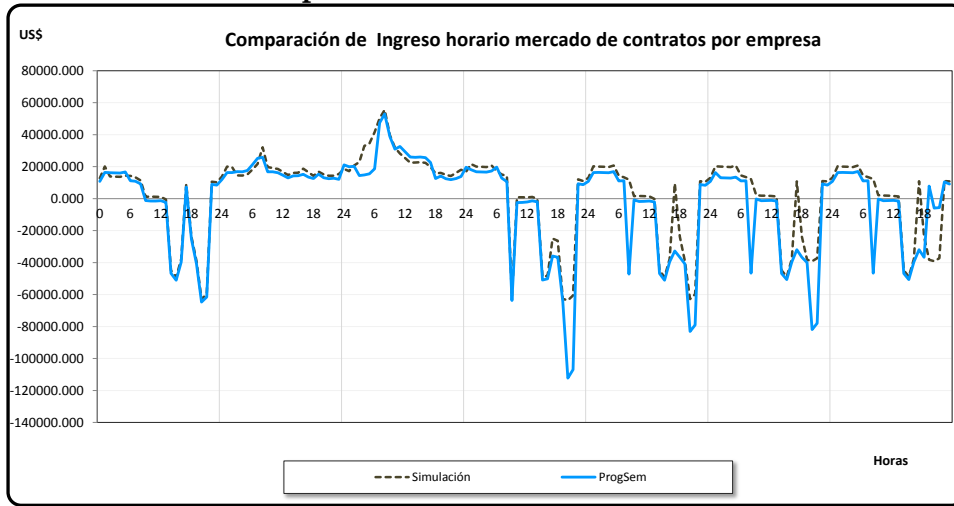


9.6 Comparación del nivel de ingresos por empresa

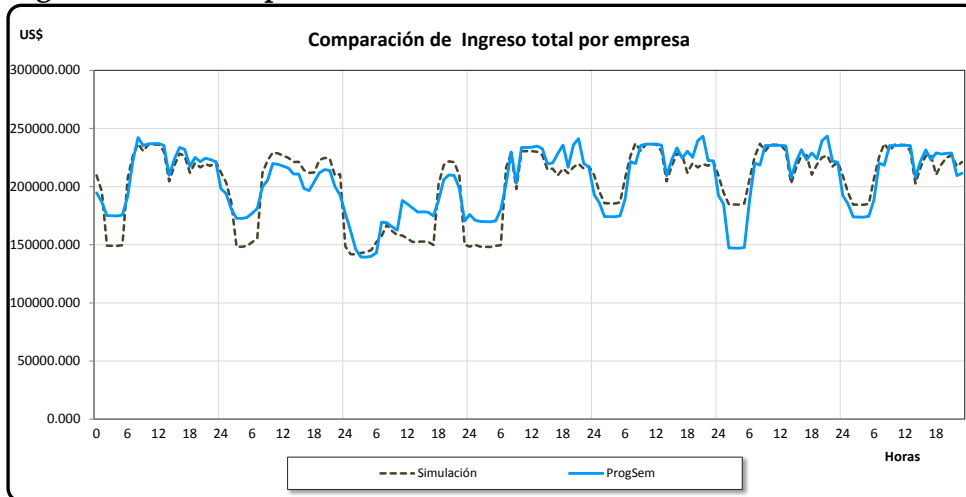
a) Mercado spot empresa ENDESA



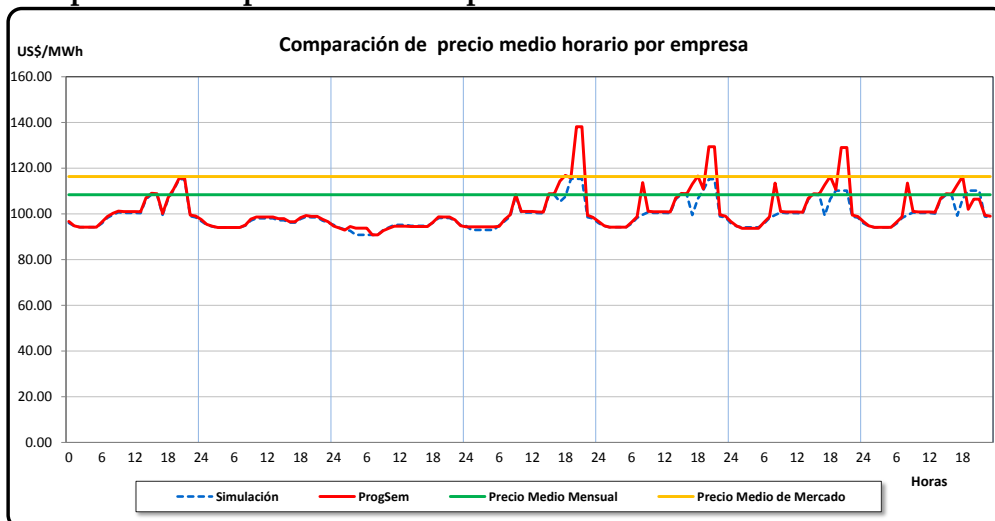
b) Mercado contratos empresa ENDESA



c) Ingresos totales empresa ENDESA



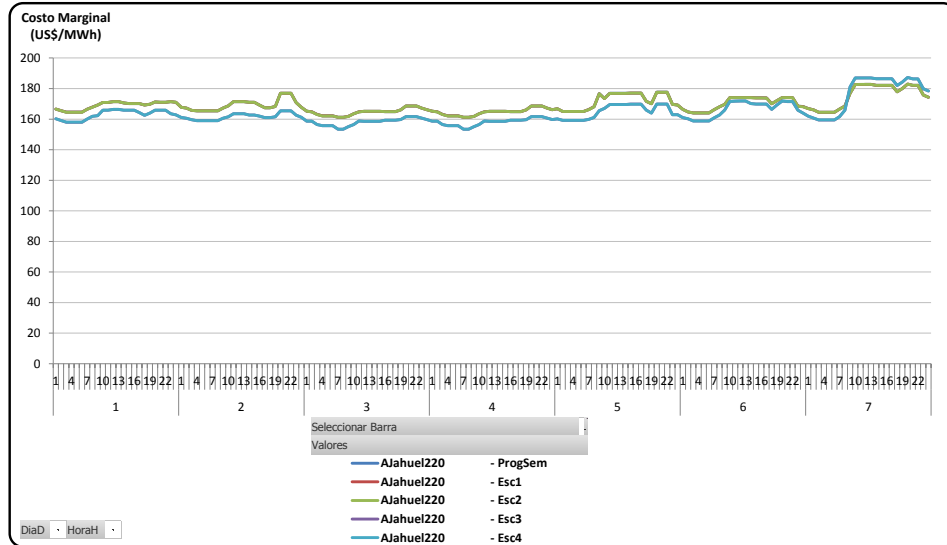
9.7 Comparación del precio medio empresa ENDESA



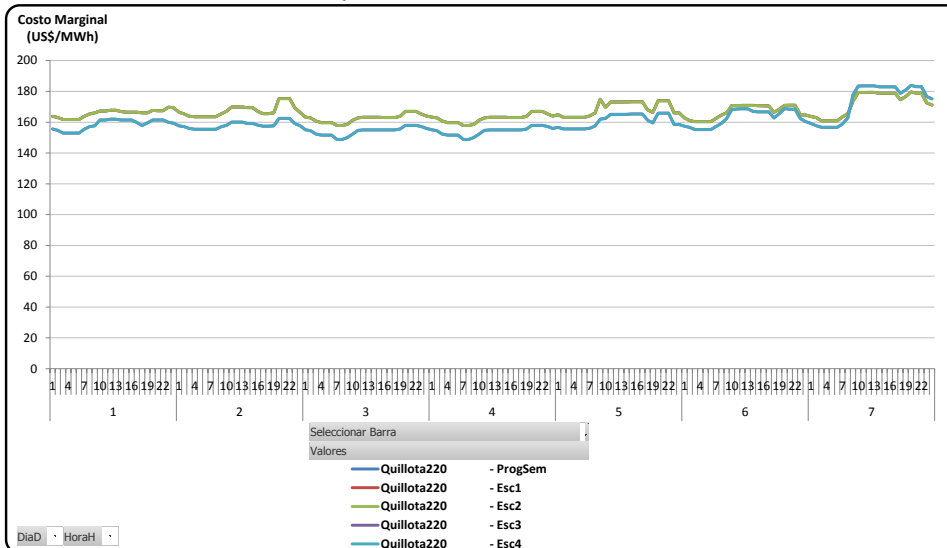
10. CASO: Semana 16-09-2011 al 22-09-2011, empresa ENDESA (Esc1=Cipreses, Esc2= Ojos de Agua, Esc3= San Isidro GNL, Esc4= Cipreses+ Ojos de Agua +San Isidro GNL)

10.1 Comparación de costos marginales

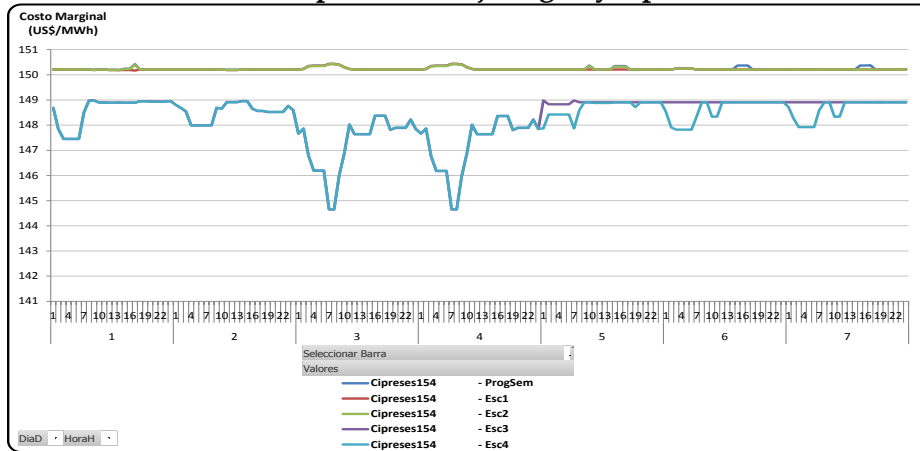
Barra Alto Jahuel 220



Barra Quillota220 (San Isidro GNL)

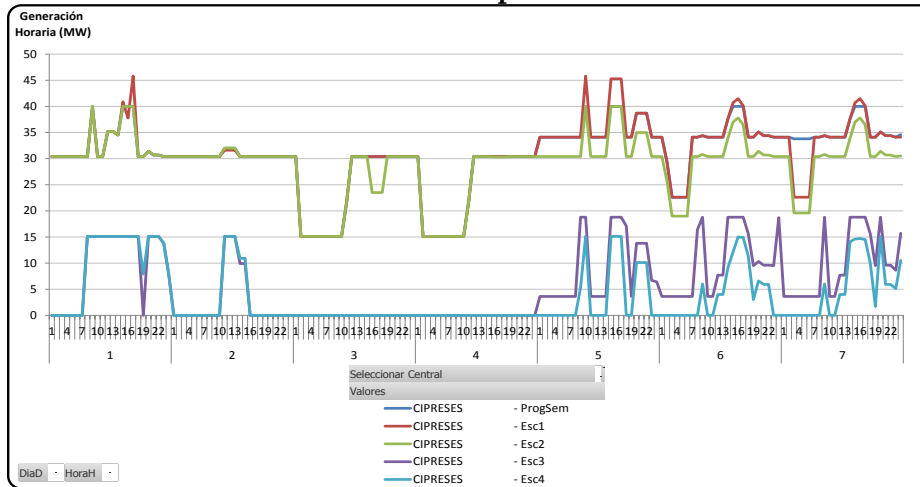


Barra Cipreses154 (ojos agua y cipreses)

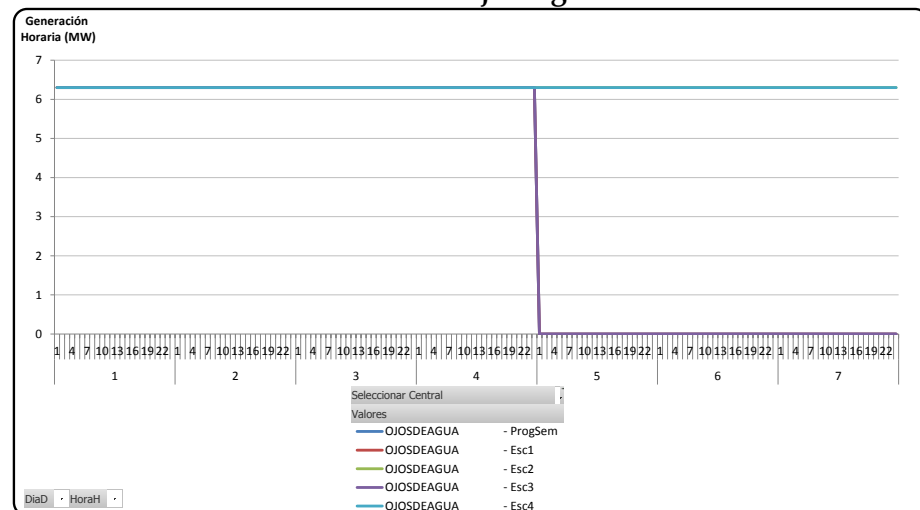


10.2 Comparación de energía horaria por central

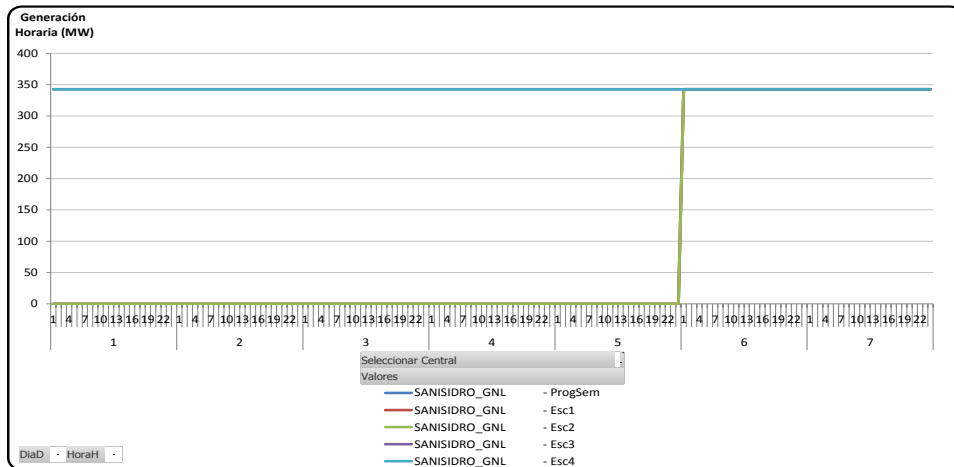
Central Cipreses



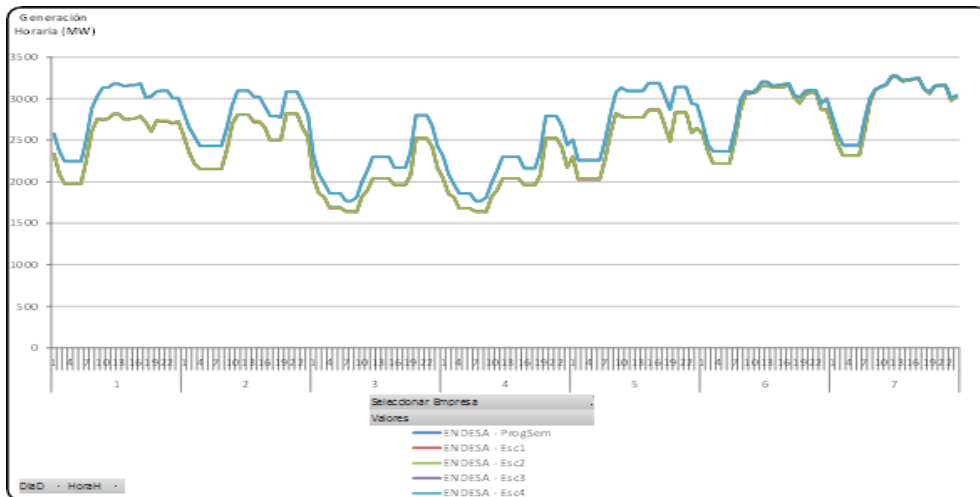
Central Ojos Agua



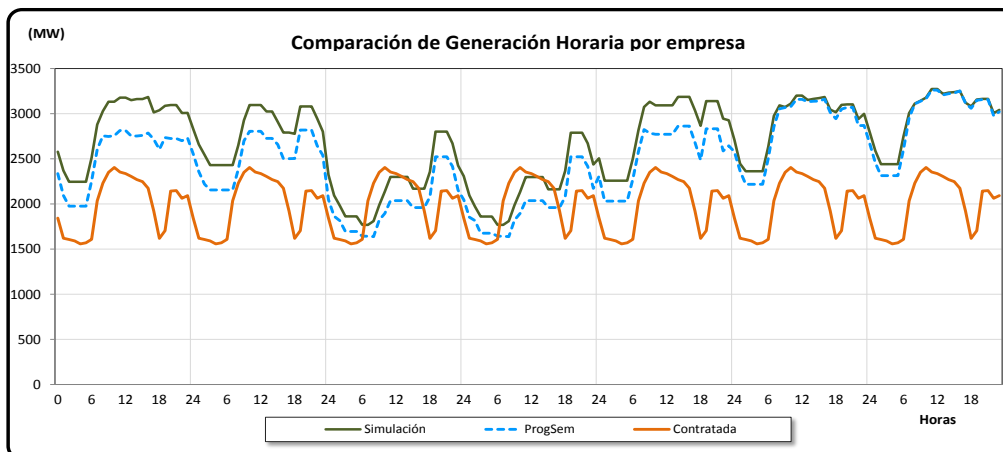
Central San Isidro GNL



10.3 Comparación de generación horaria empresa ENDESA

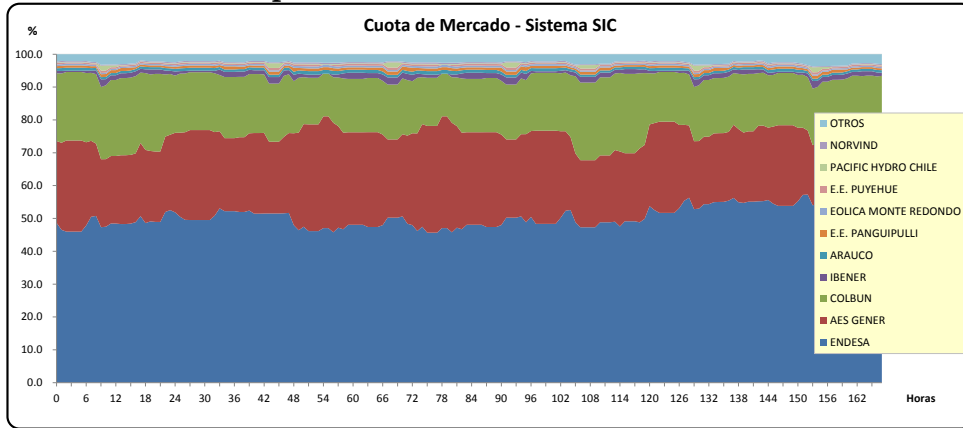


10.4 Comparación energía producida y energía contratada ENDESA (Cipreses+ Ojos de Agua + San Isidro GNL)

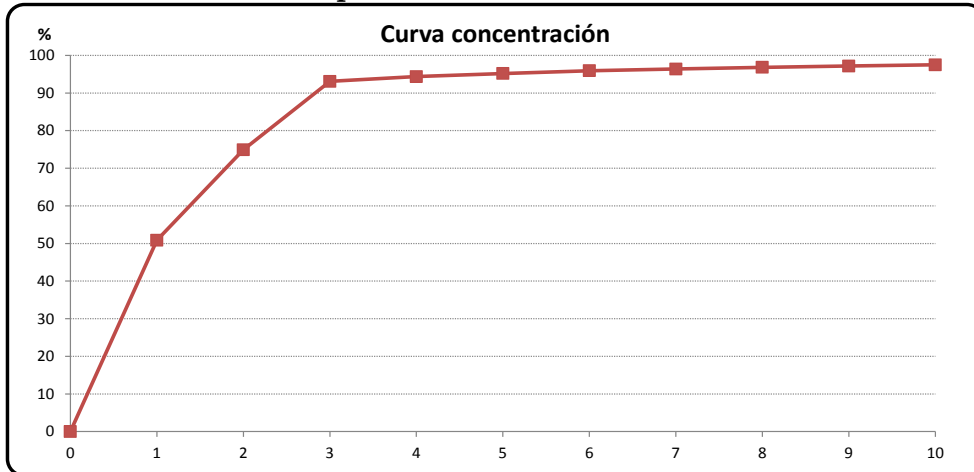


10.5 Índices estructurales

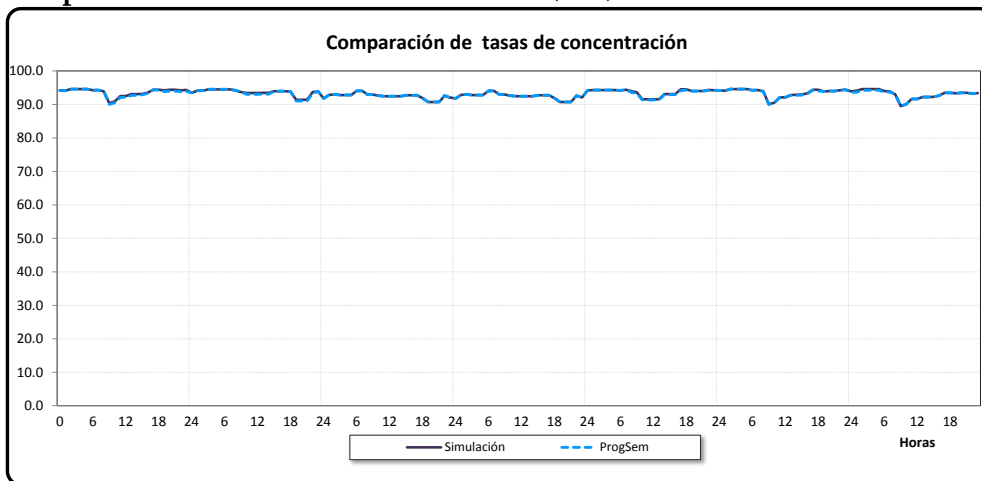
a) Cuota de mercado operacional Sistema SIC



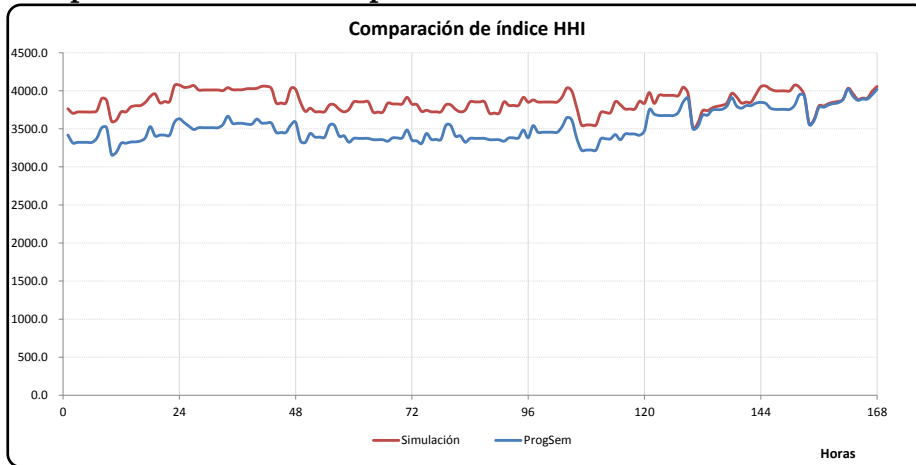
b) Curva de concentración operacional Sistema SIC



c) Comparación de la tasa de concentración (IC3) – Sistema SIC



d) **Comparación Índice HHI operacional Sistema SIC**

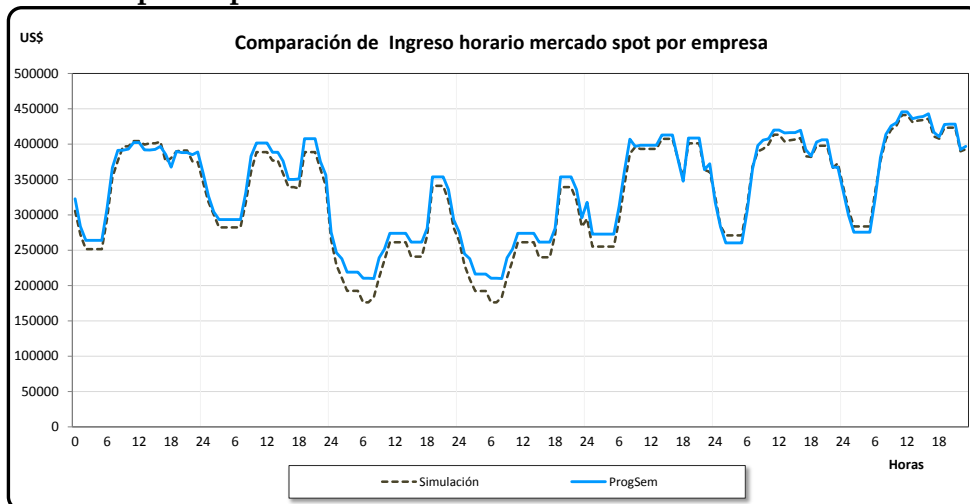


e) **Comparación Índice RSI operacional empresa ENDESA**

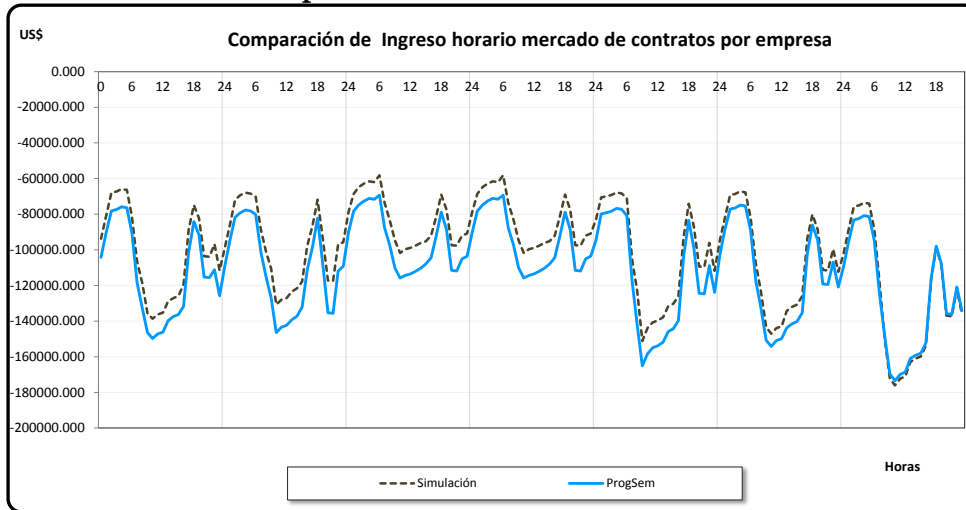


10.6 **Comparación del nivel de ingresos por empresa**

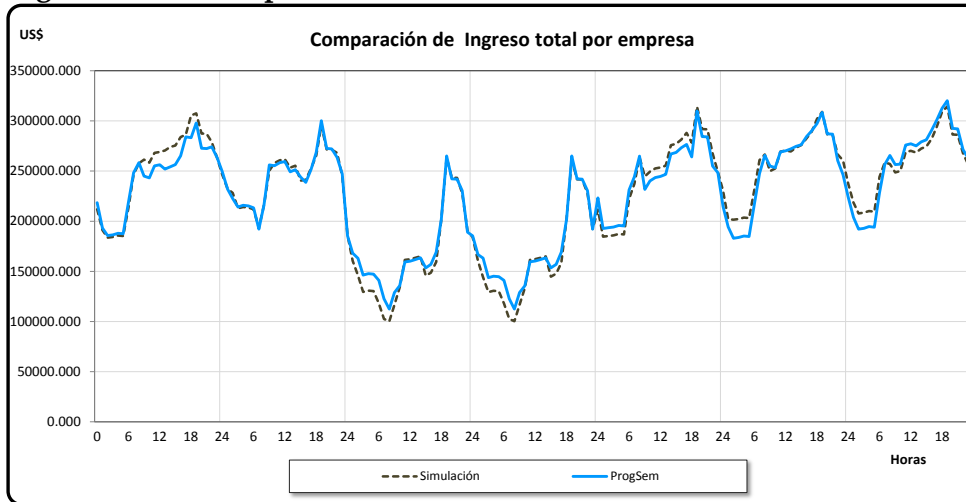
a) **Mercado spot empresa ENDESA**



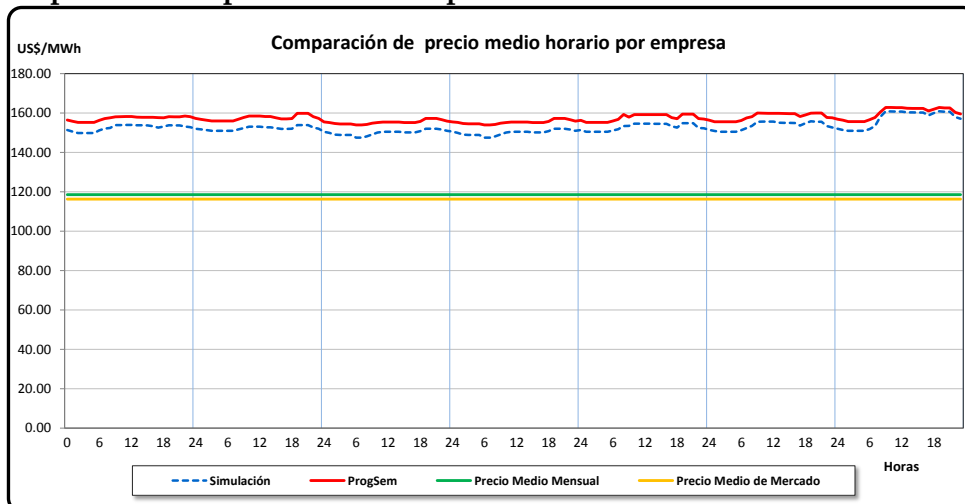
b) Mercado contratos empresa ENDESA



c) Ingresos totales empresa ENDESA



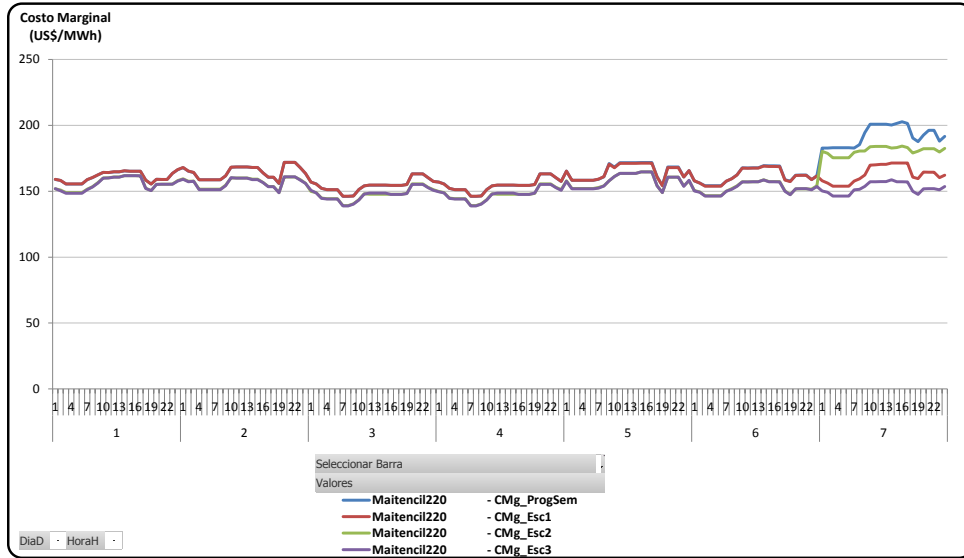
10.7 Comparación del precio medio empresa ENDESA



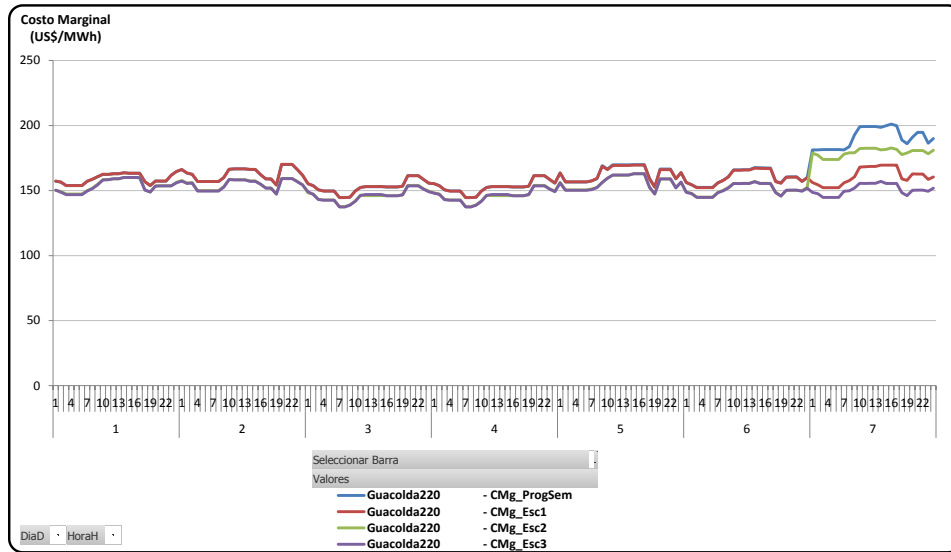
11. CASO: Semana 16-09-2011 al 22-09-2011, empresa AES GENER (Esc1= Guacolda4, Esc2= NrencaGNL, Esc3= Guacolda4 + NrencaGNL)

11.1 Comparación de costos marginales

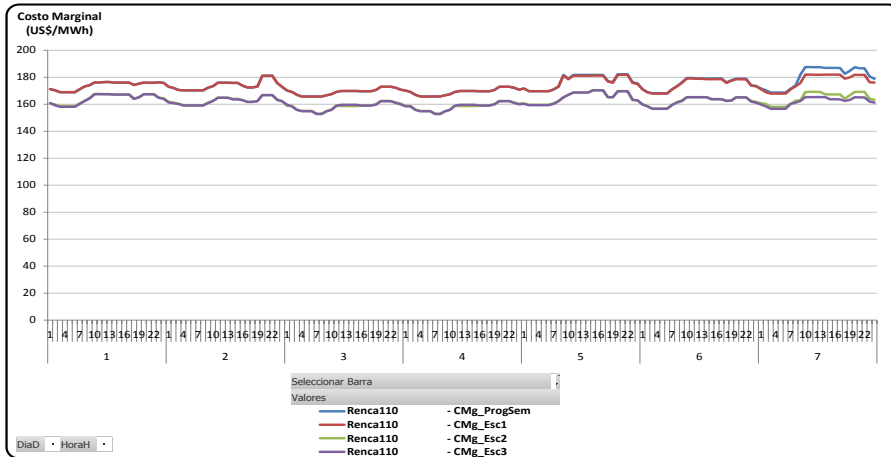
Barra Maitencillo220



Barra Guacolda220

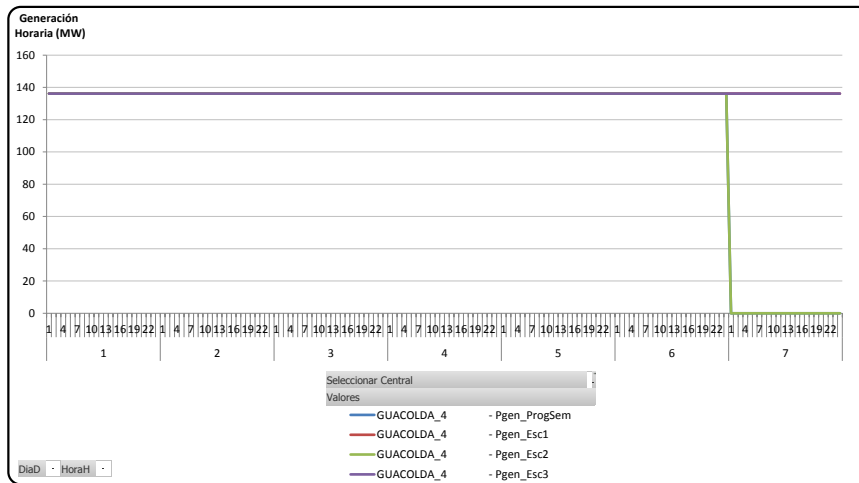


Barra Renca110

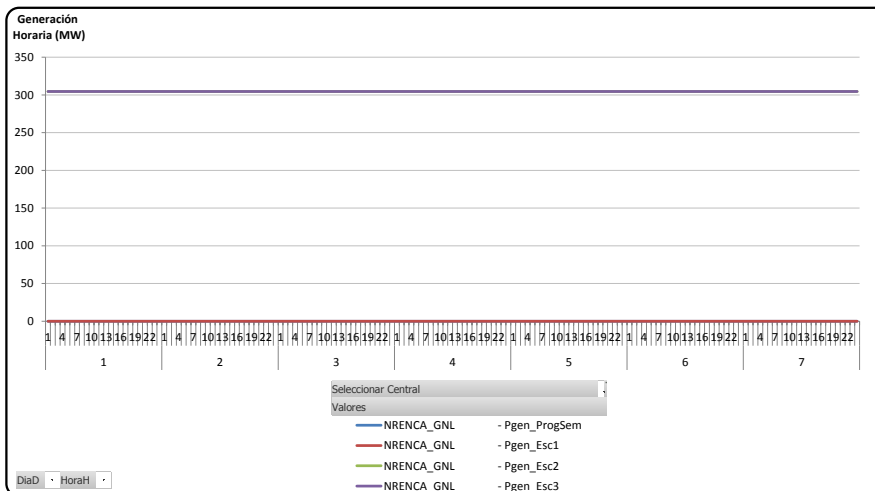


11.2 Comparación de energía horaria por central

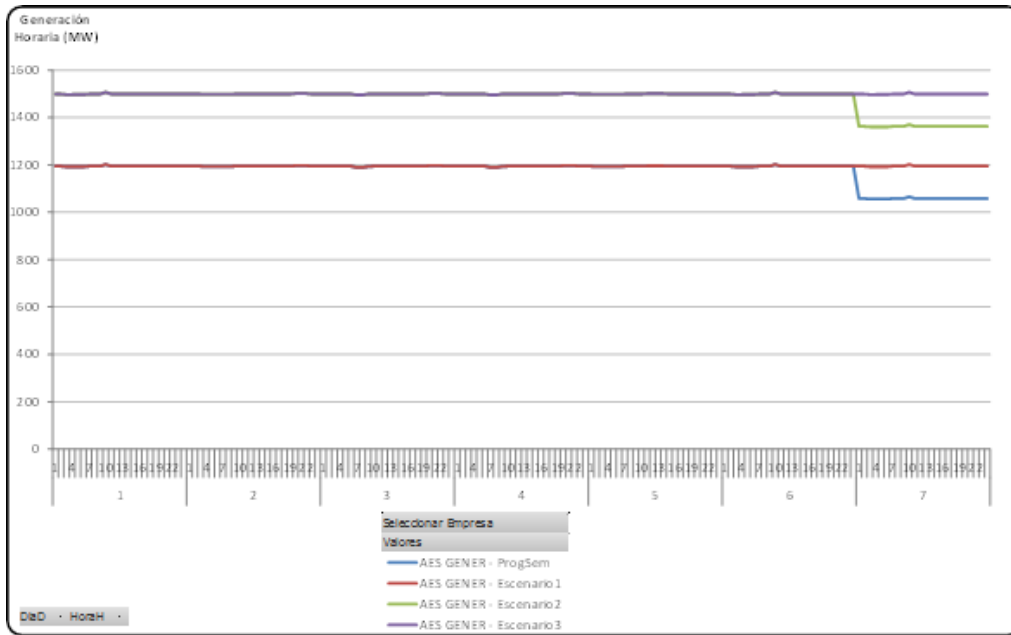
Central Guacolda4



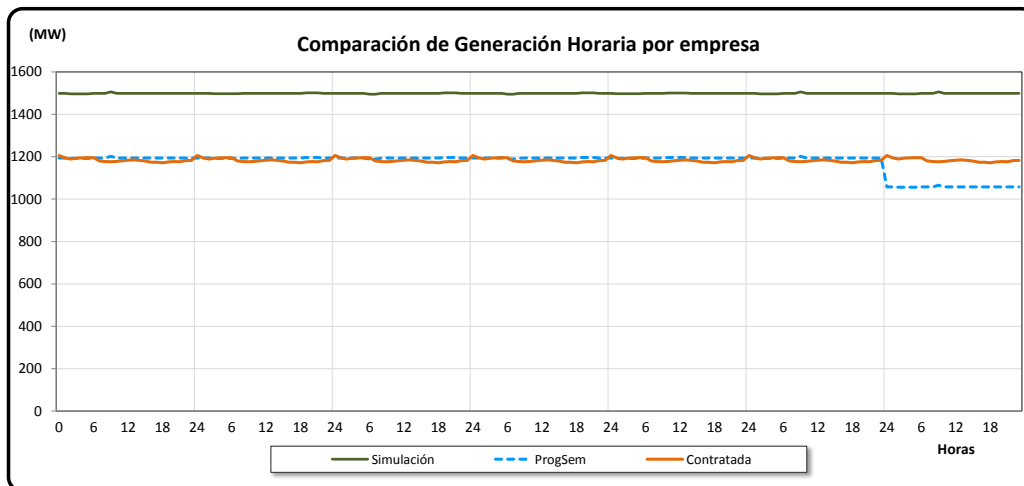
Central Nueva RencaGNL



11.3 Comparación de generación horaria empresa AES GENER

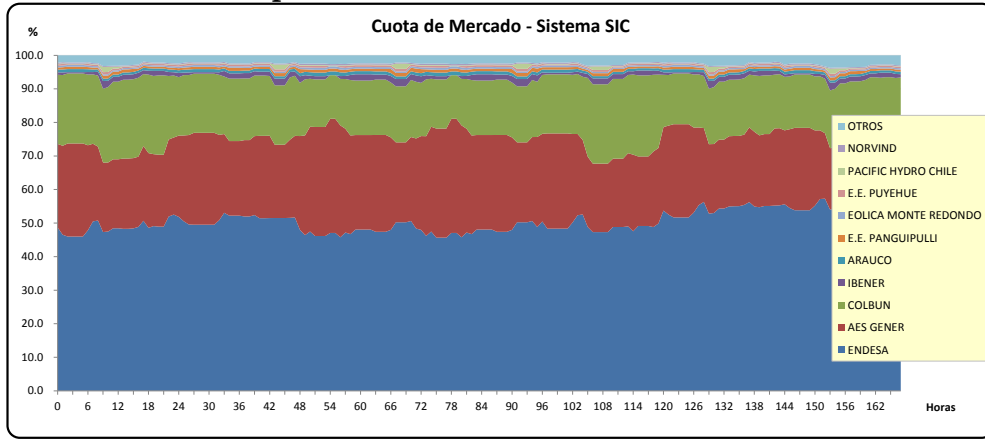


11.4 Comparación energía producida y energía contratada AES GENER (Esc3= Guacolda4 + NrencaGNL)

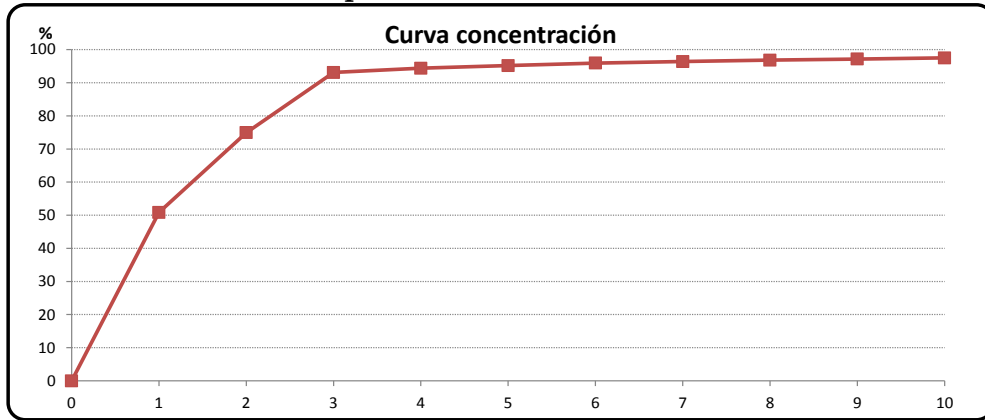


11.5 Índices estructurales

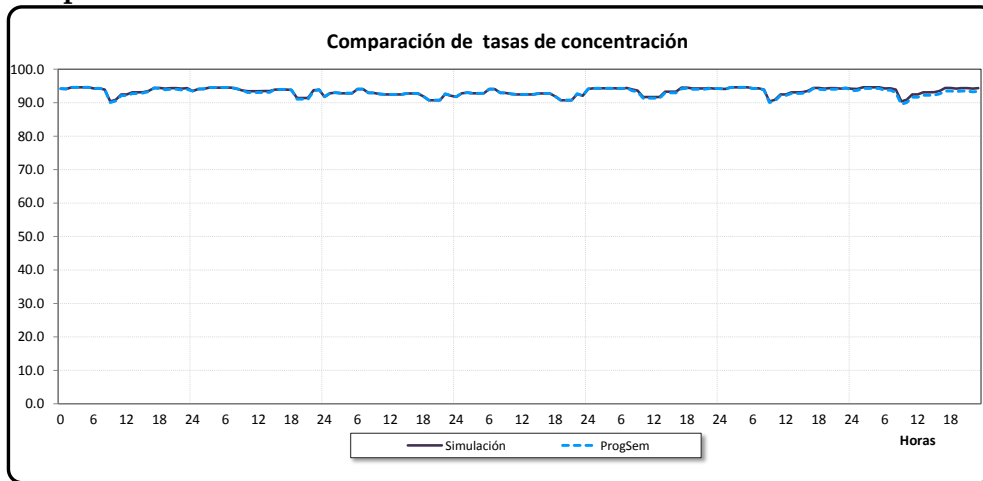
a) Cuota de mercado operacional Sistema SIC



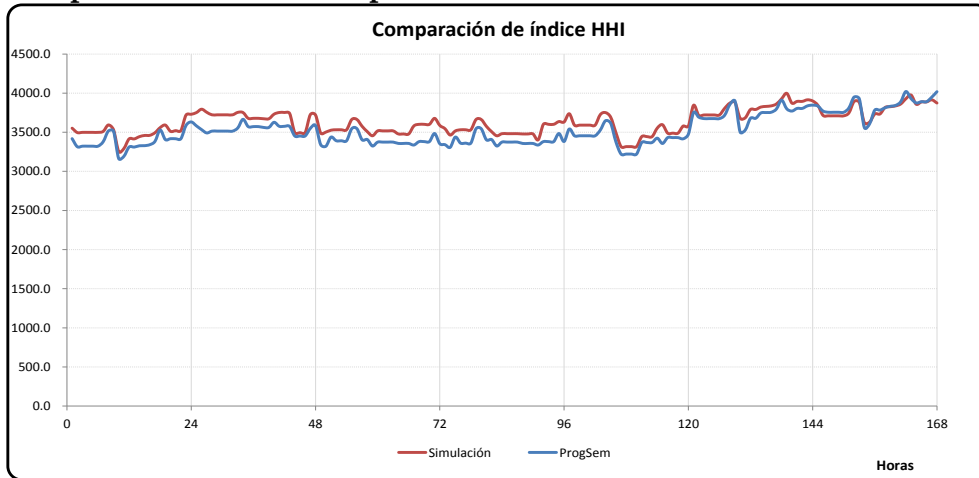
b) Curva de concentración operacional Sistema SIC



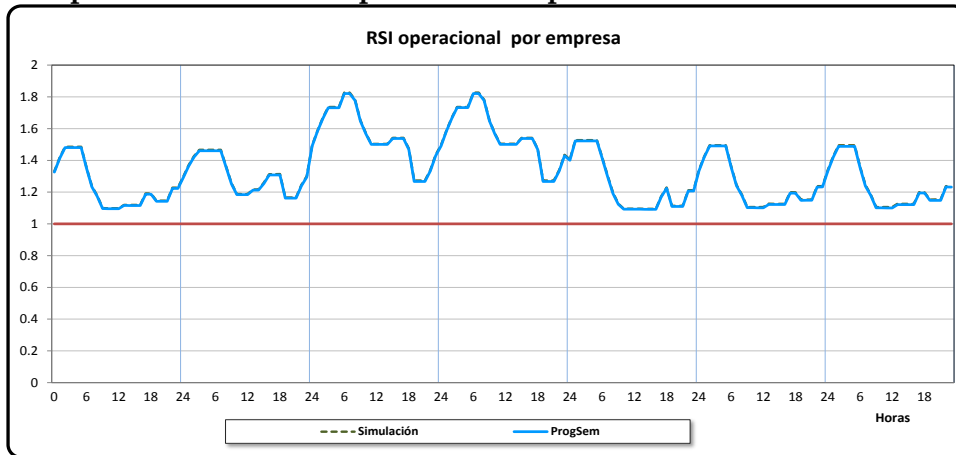
c) Comparación de la tasa de concentración (IC3) – Sistema SIC



d) Comparación Índice HHI operacional Sistema SIC

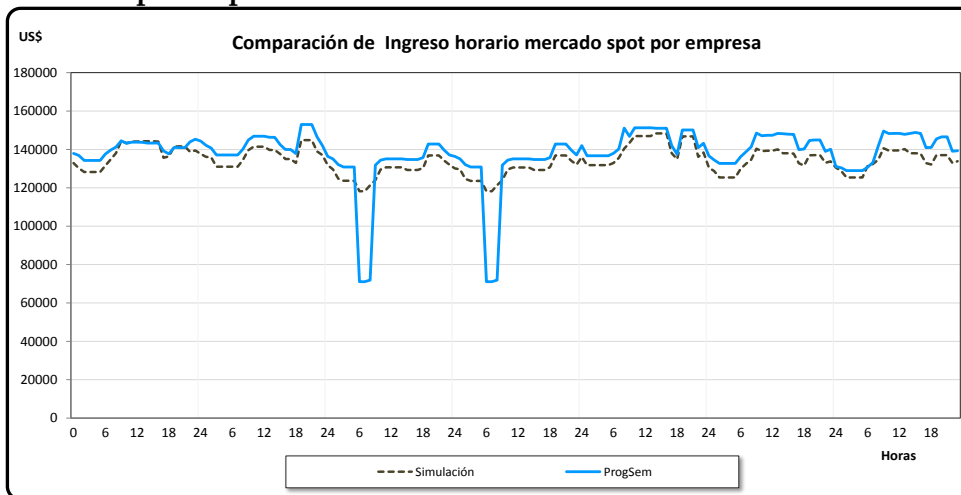


e) Comparación Índice RSI operacional empresa AES GENER

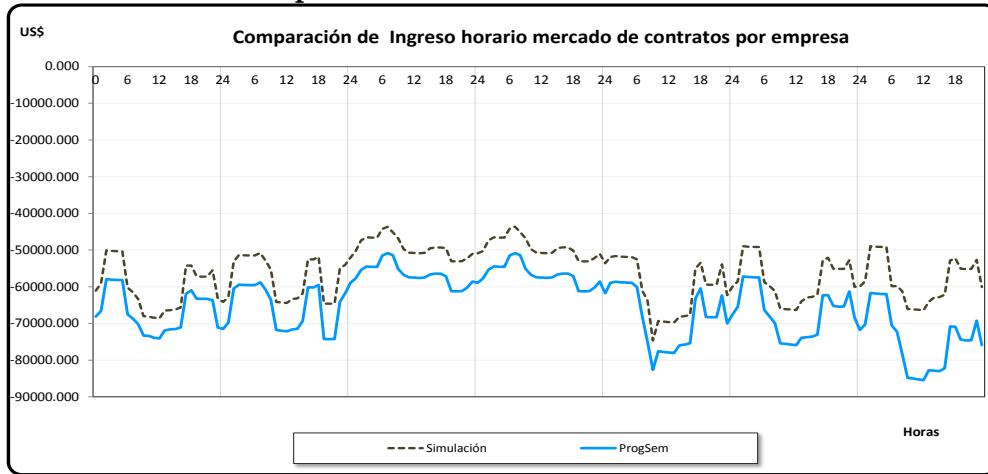


11.6 Comparación del nivel de ingresos por empresa

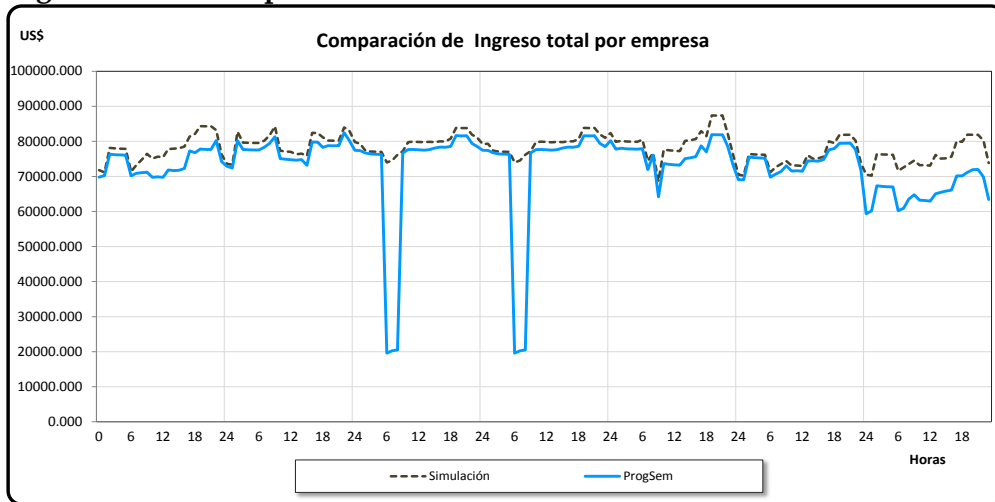
a) Mercado spot empresa AES GENER



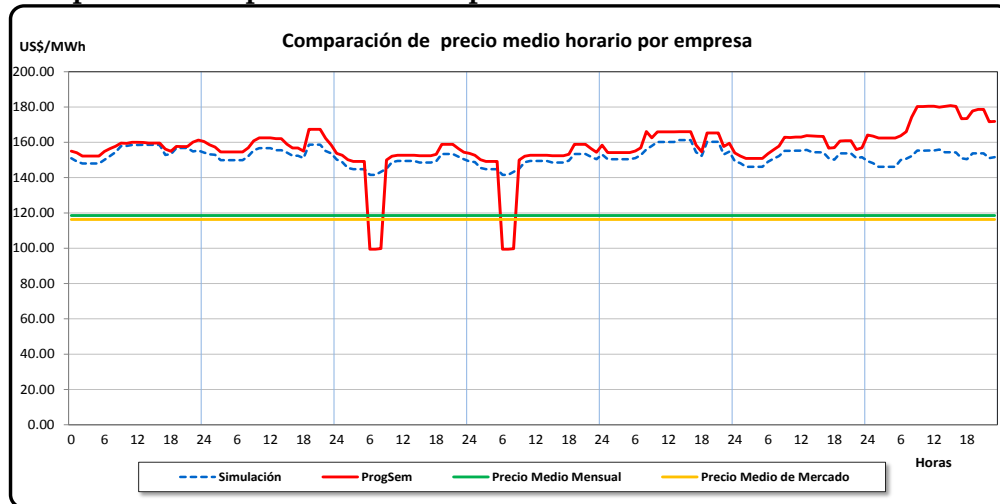
b) Mercado contratos empresa AES GENER



c) Ingresos totales empresa AES GENER



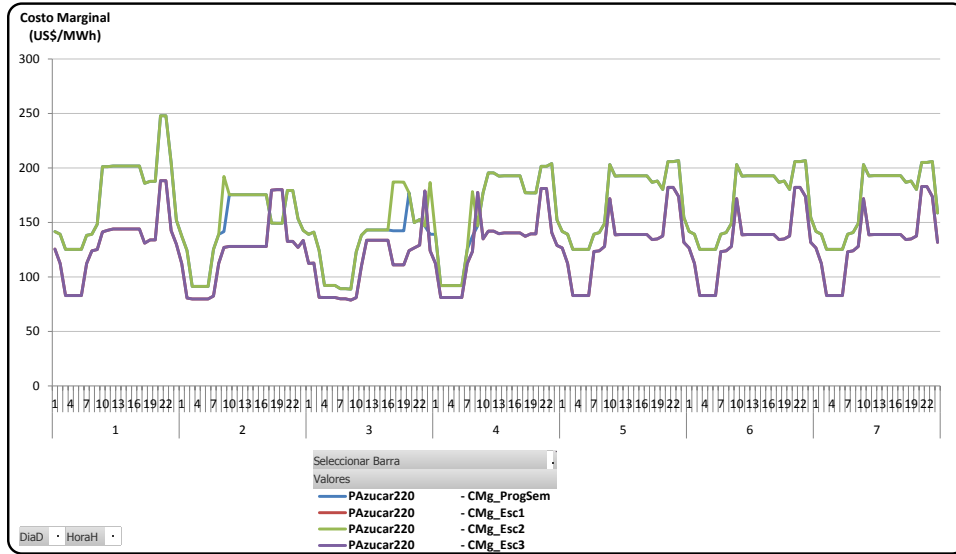
11.7 Comparación del precio medio empresa AES GENER



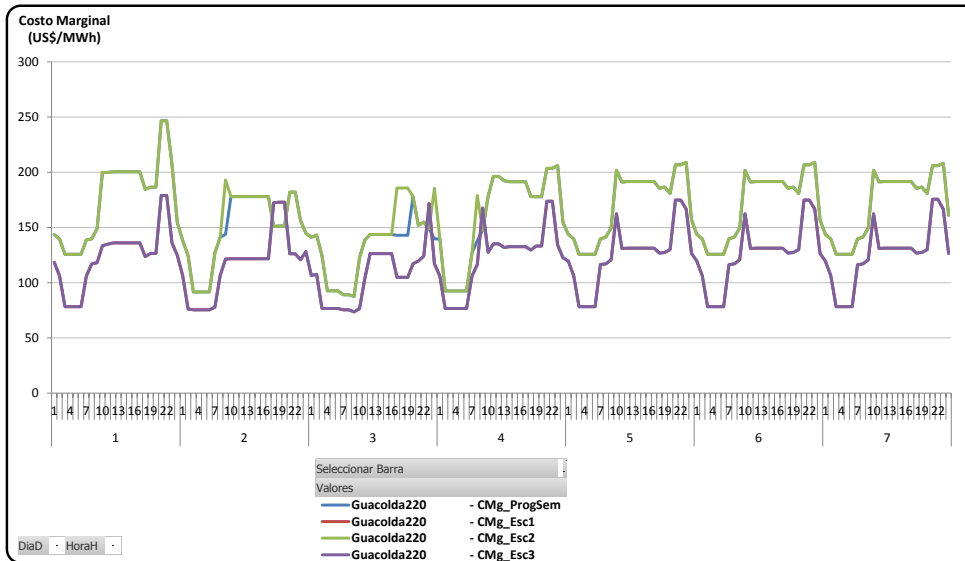
12. CASO: SEMANA 21-10-2011 al 27-10-2011, empresa AES GENER (Esc1= Guacolda2, Esc2= San Francisco, Esc3= Guacolda2 +San Francisco)

12.1 Comparación de costos marginales

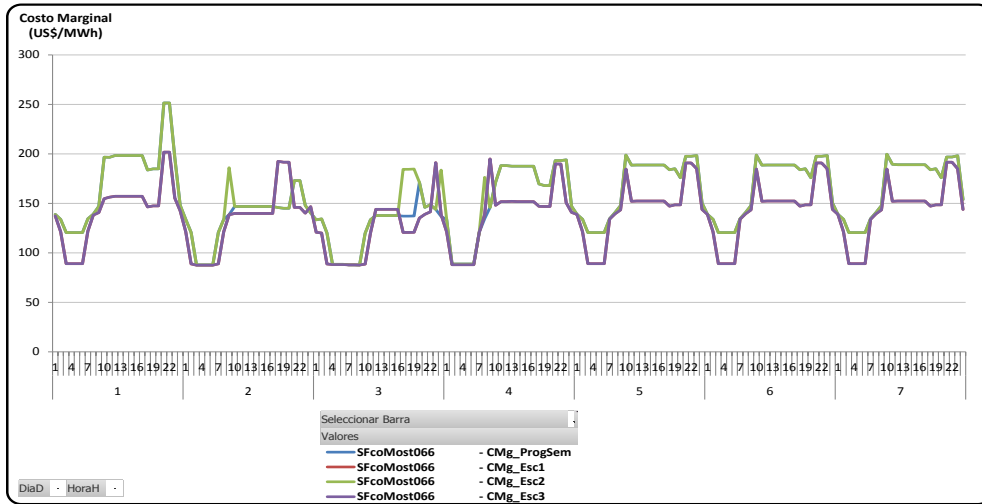
Barra Pan de Azucar220



Barra Guacolda220



Barra San Francisco Mostazal 66

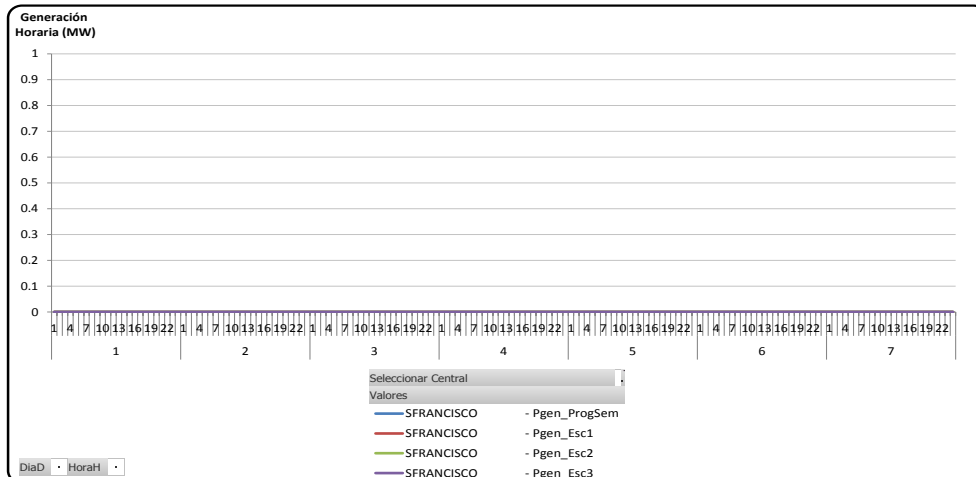


12.2 Comparación de energía horaria por central

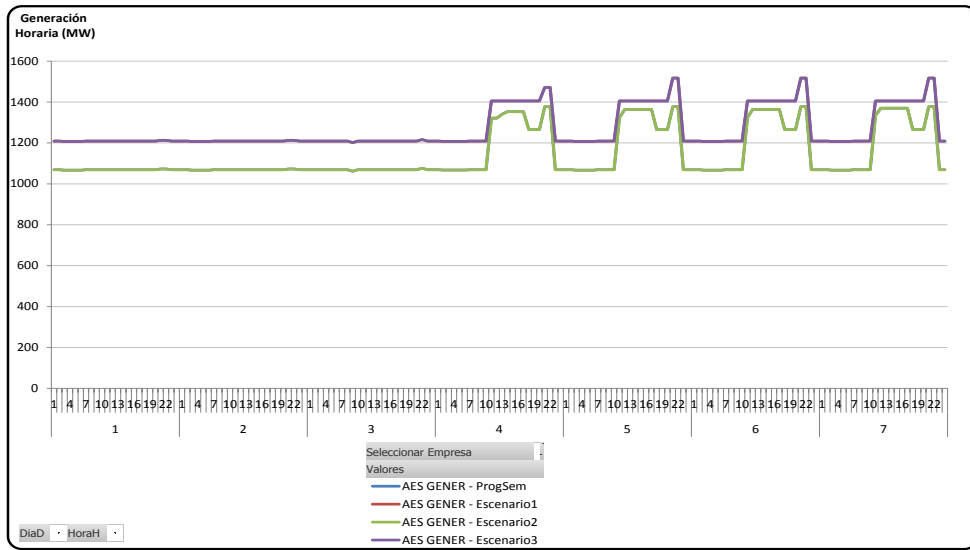
Central Guacolda2



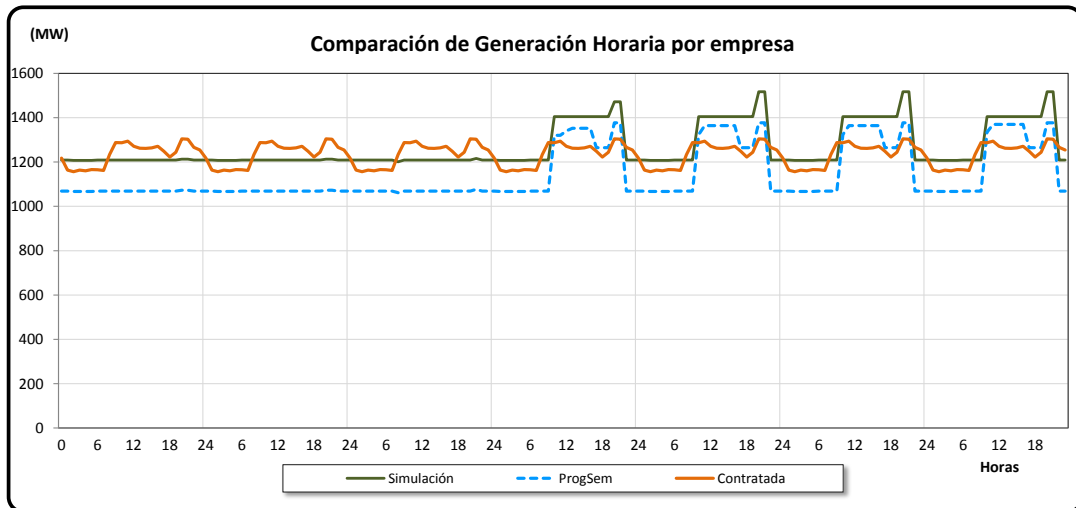
Central San Francisco



12.3 Comparación de generación horaria empresa AES GENER

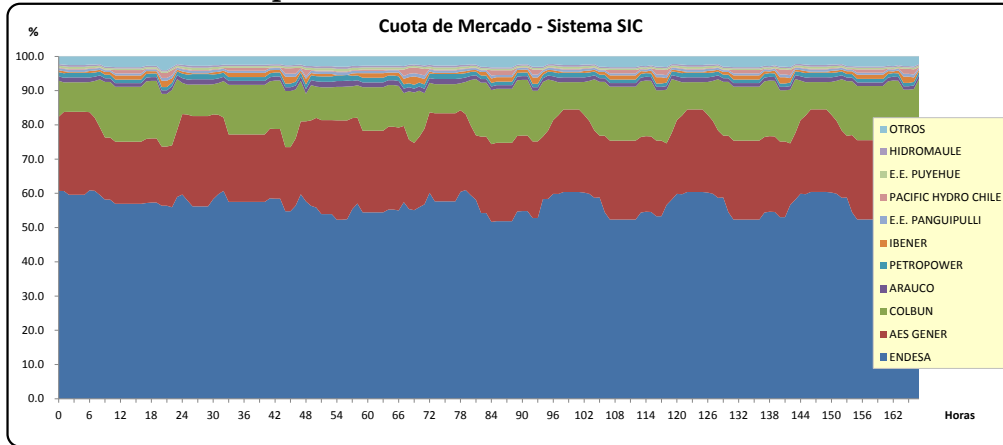


12.4 Comparación energía producida y energía contratada AES GENER (Esc1=Guacolda2)

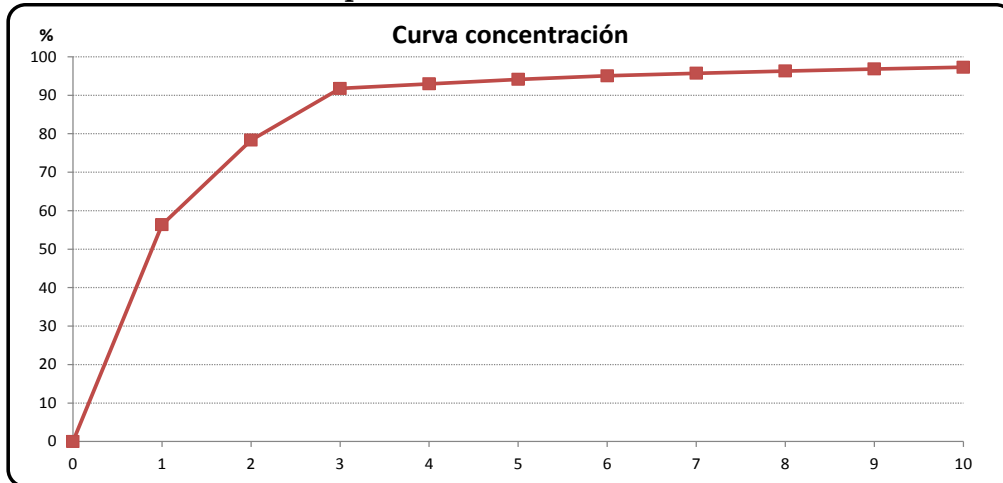


12.5 Índices estructurales

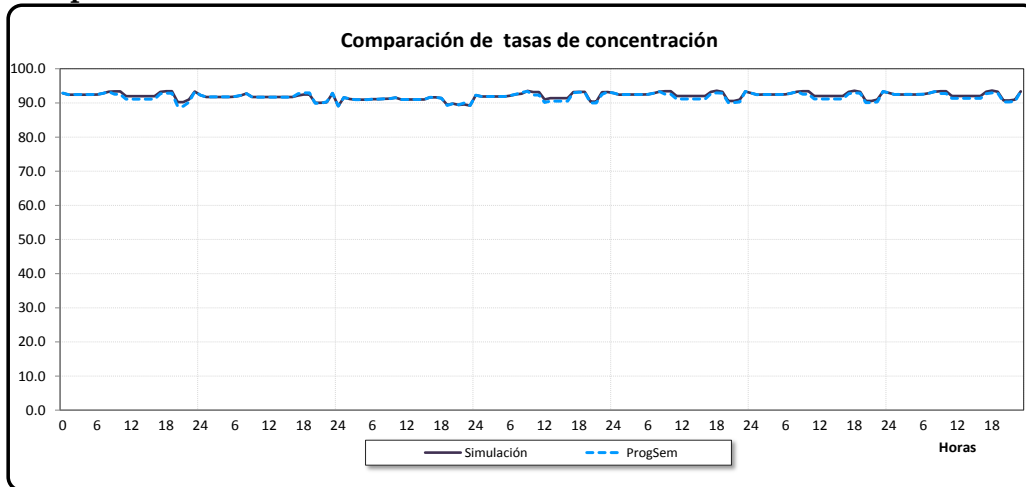
a) Cuota de mercado operacional Sistema SIC



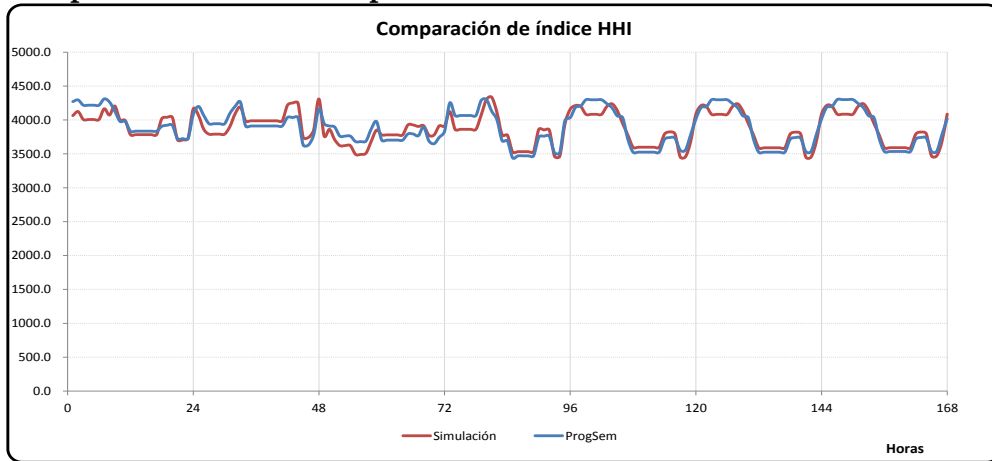
b) Curva de concentración operacional Sistema SIC



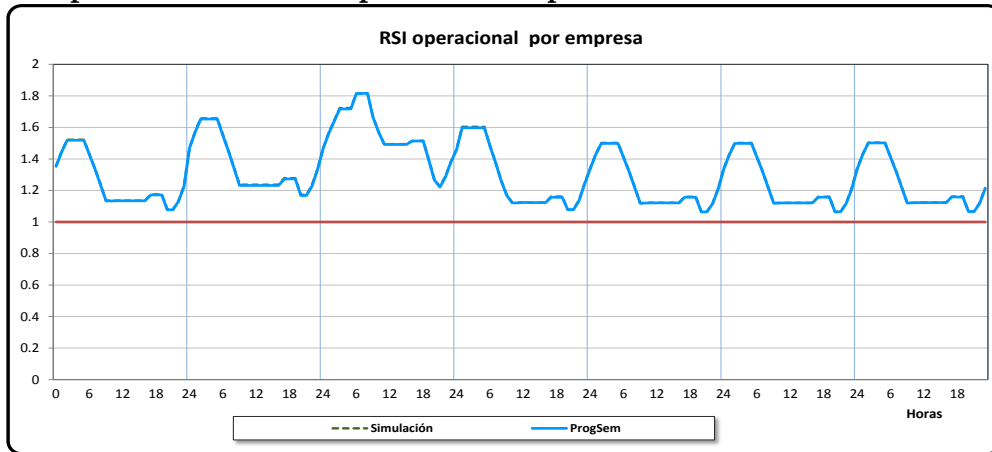
c) Comparación de la tasa de concentración (IC3) – Sistema SIC



d) **Comparación Índice HHI operacional Sistema SIC**

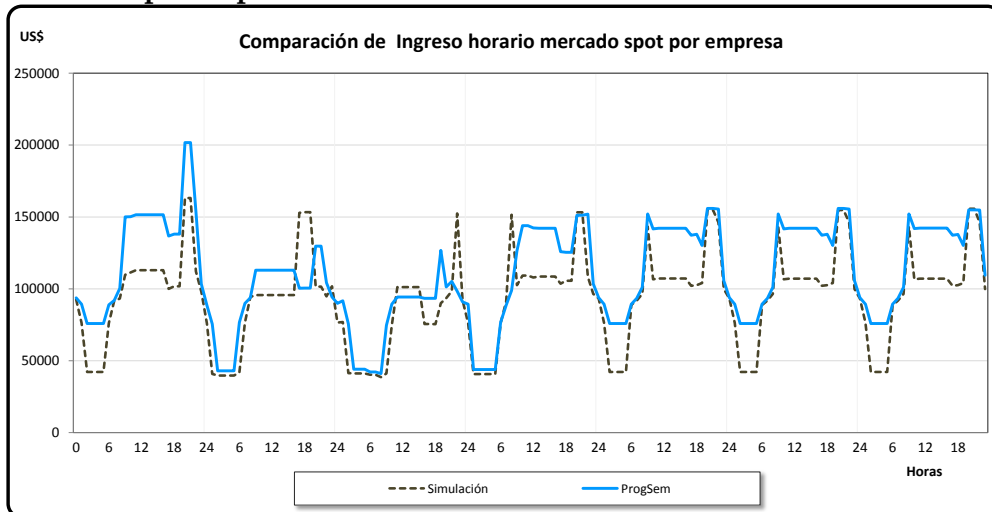


e) **Comparación Índice RSI operacional empresa AES GENER**

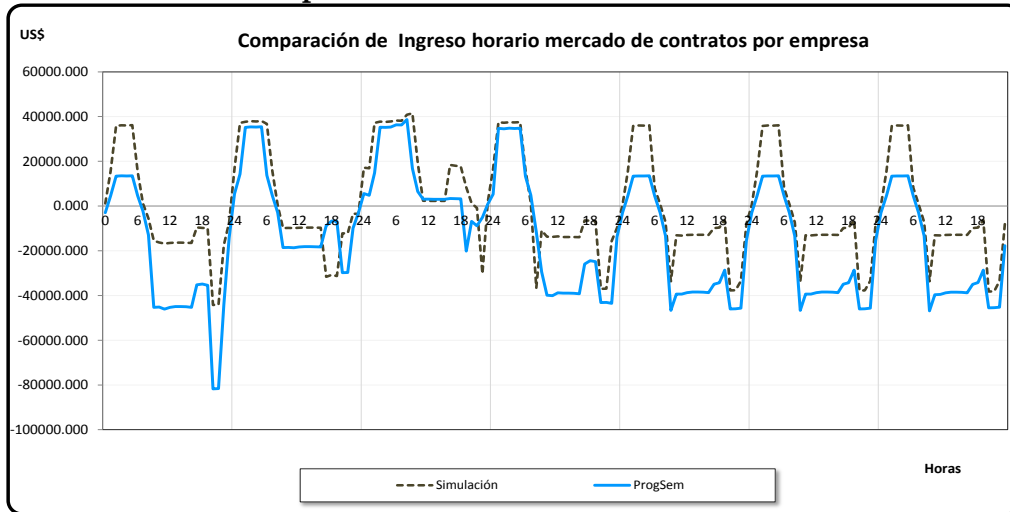


12.6 **Comparación del nivel de ingresos por empresa**

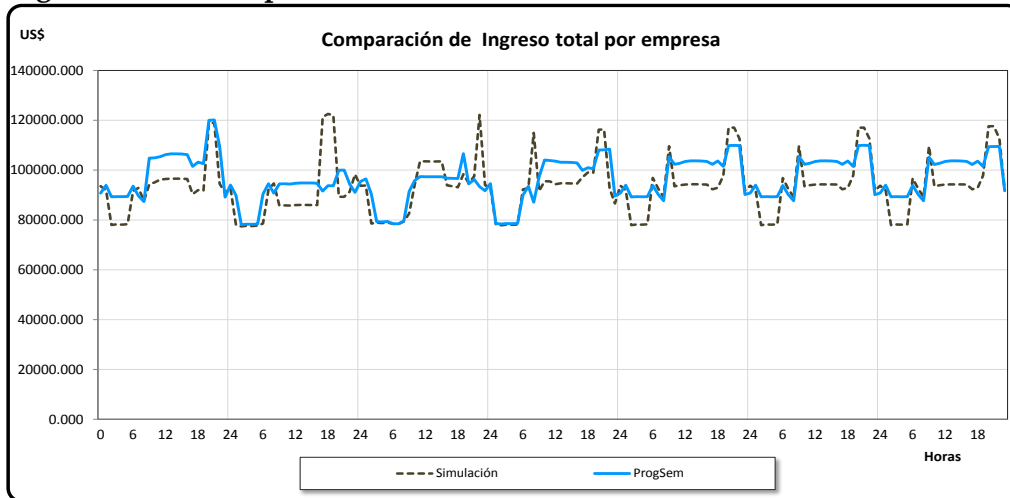
a) **Mercado spot empresa AES GENER**



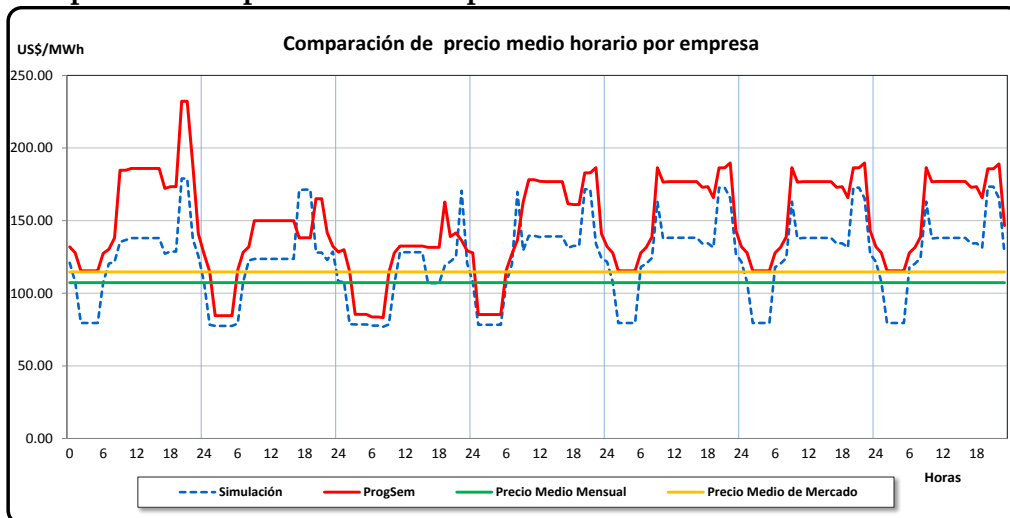
b) Mercado contratos empresa AES GENER



c) Ingresos totales empresa AES GENER



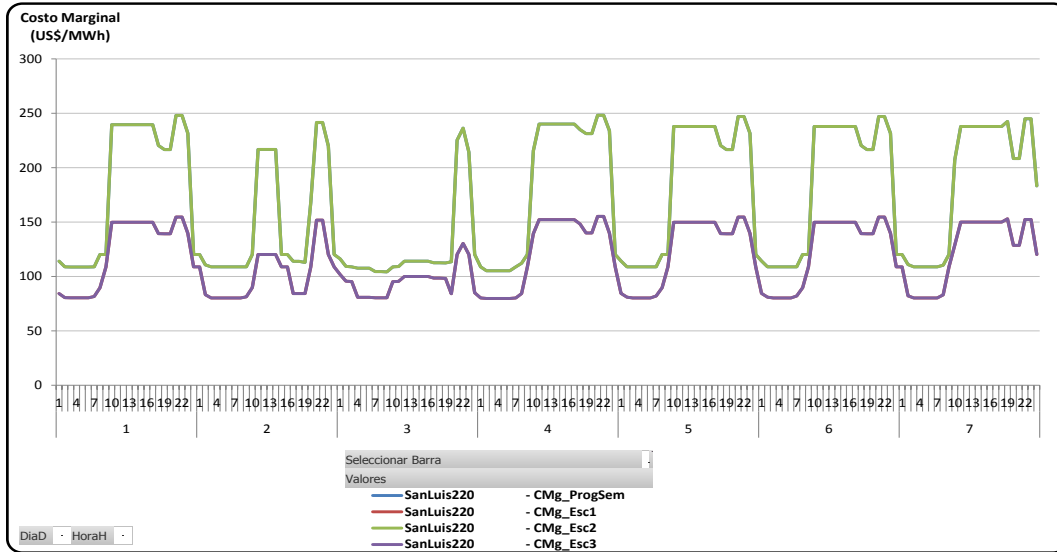
12.7 Comparación del precio medio empresa AES GENER



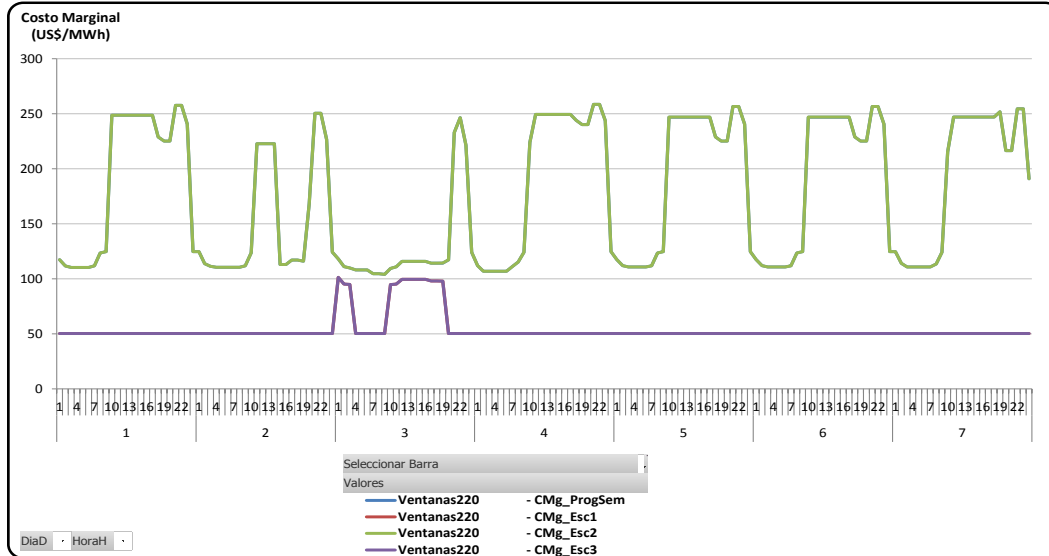
13. CASO: SEMANA 25-11-2011 al 01-12-2011, empresa AES GENER (Esc1= Nuevas ventanas, Esc2= Laguna Verde TG, Esc3= Nuevas ventanas + Laguna Verde TG)

13.1 Comparación de costos marginales

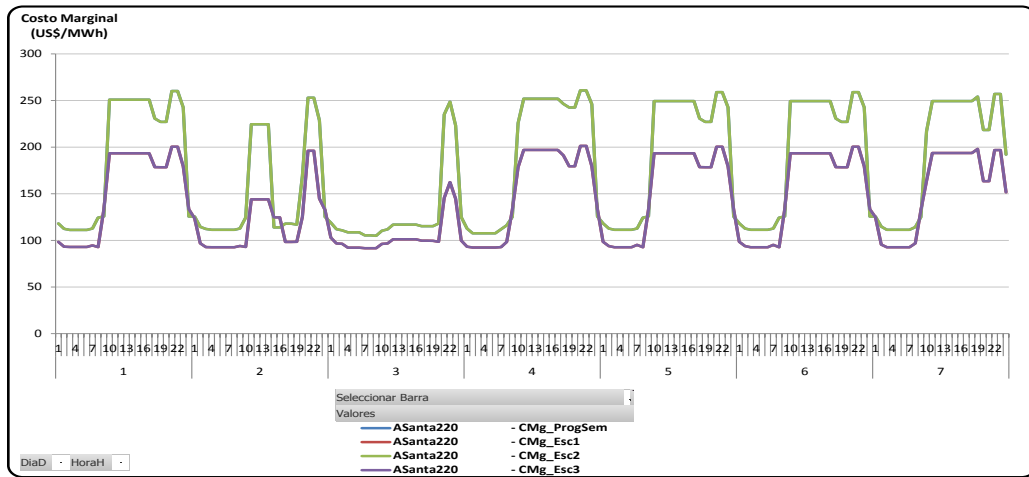
Barra SanLuis220



Barra Ventanas220

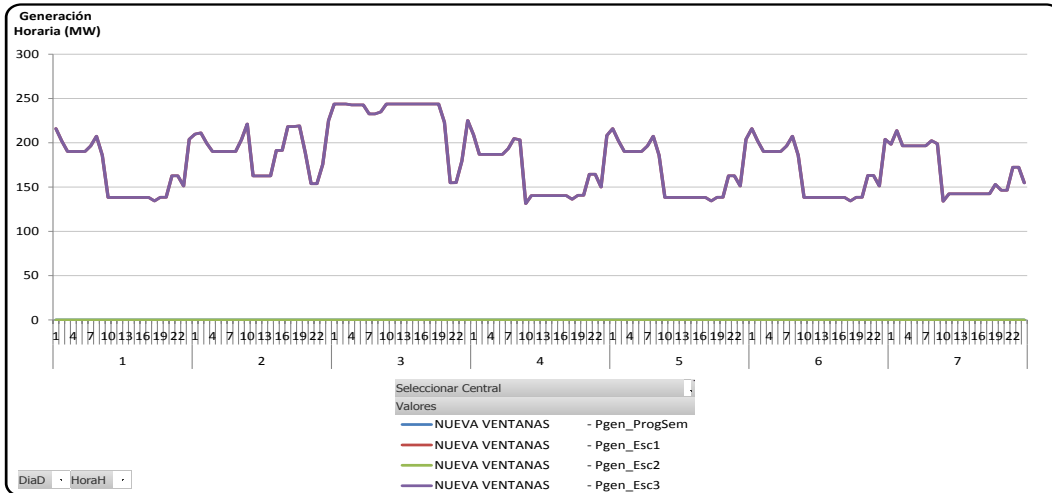


Barra Asanta220 (LagVerde220)

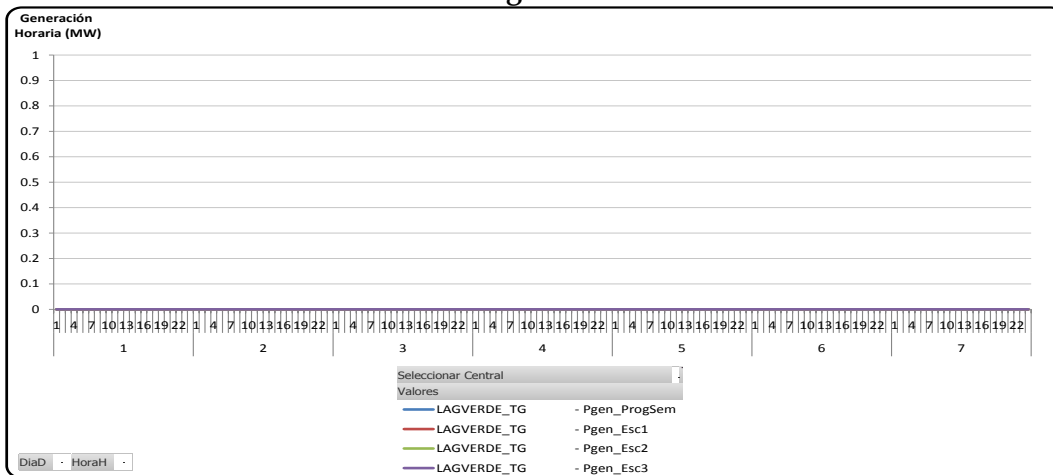


13.2 Comparación de energía horaria por central

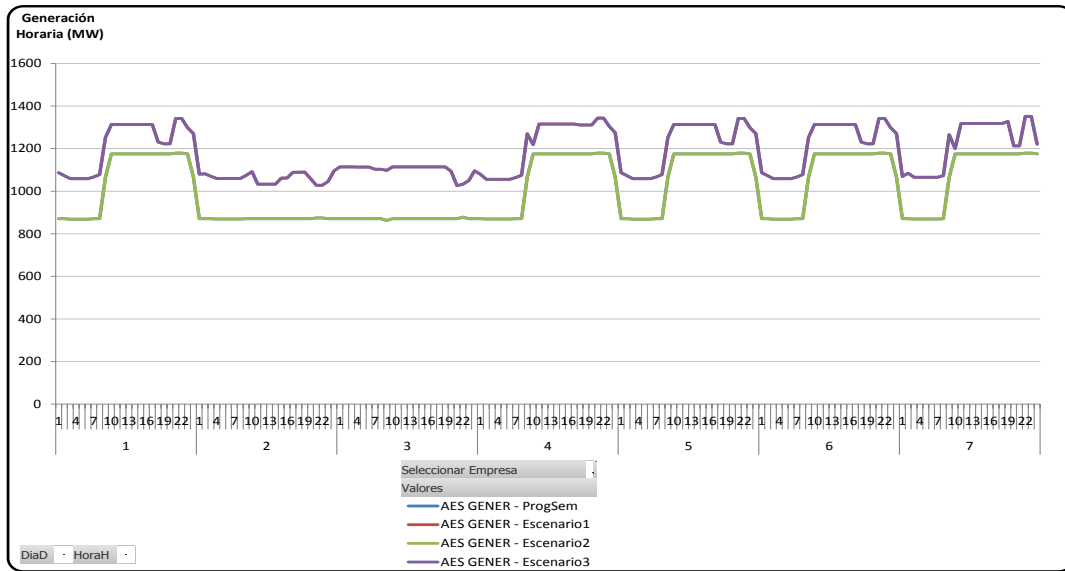
Central Nueva ventanas



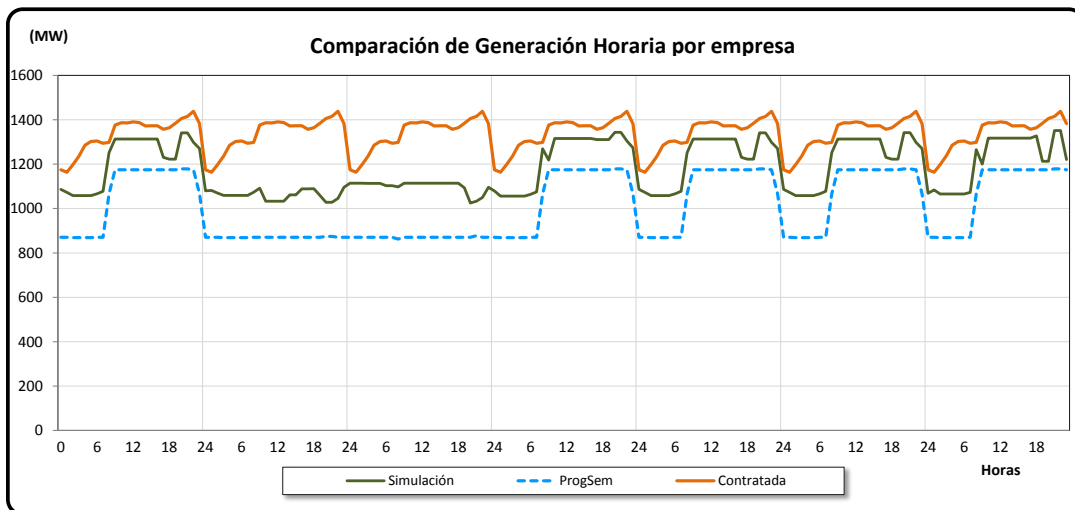
Central Laguna Verde TG



13.3 Comparación de generación horaria empresa AES GENER

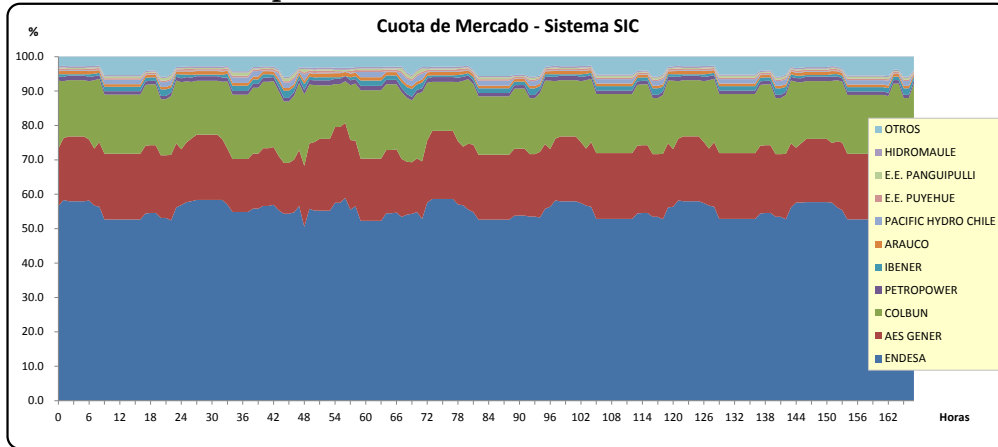


13.4 Comparación energía producida y energía contratada AES GENER (Esc1= Nueva Ventanas)

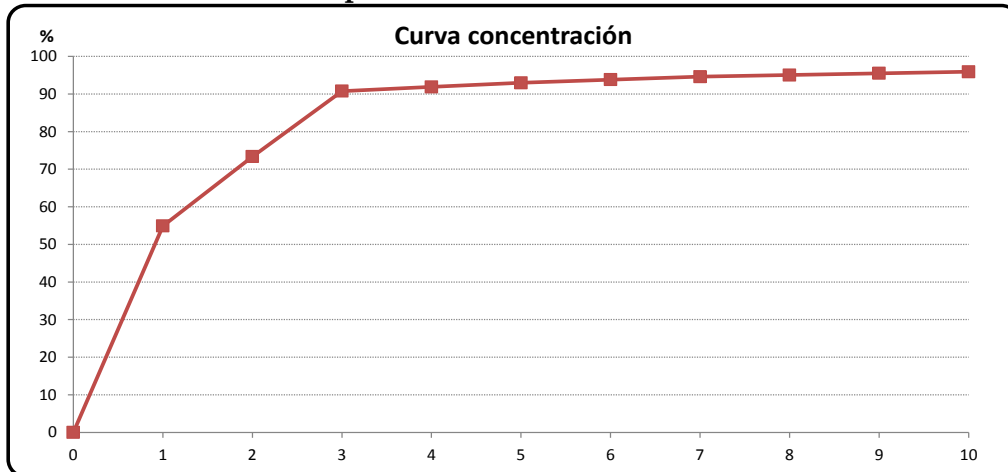


13.5 Índices estructurales

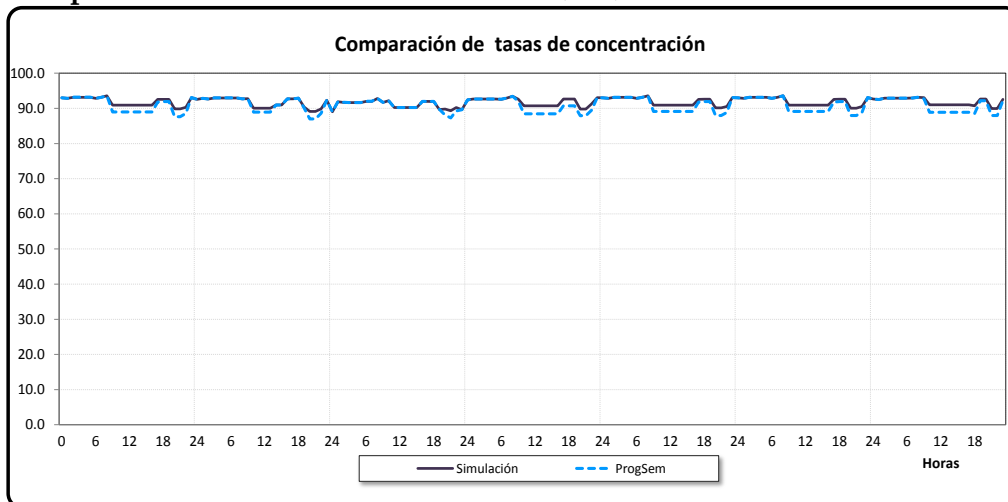
a) Cuota de mercado operacional Sistema SIC



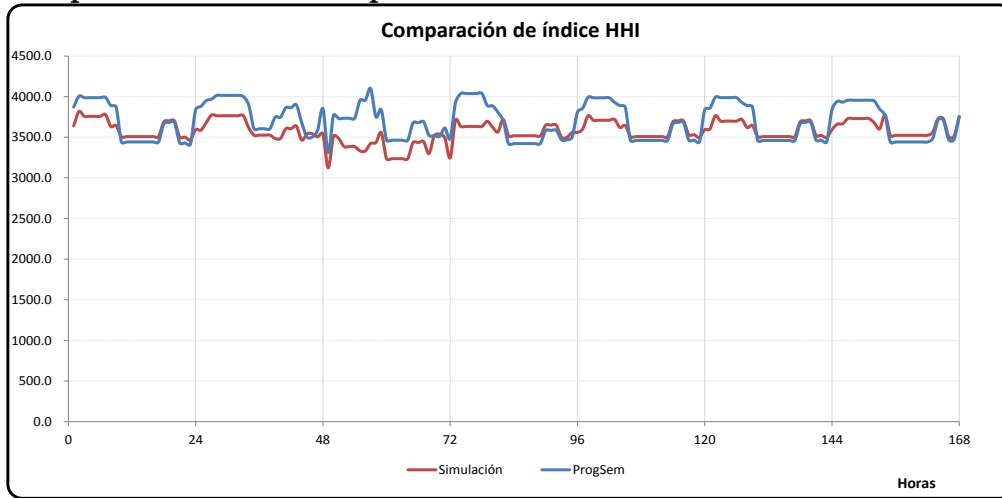
b) Curva de concentración operacional Sistema SIC



c) Comparación de la tasa de concentración (IC3) – Sistema SIC



d) **Comparación Índice HHI operacional Sistema SIC**

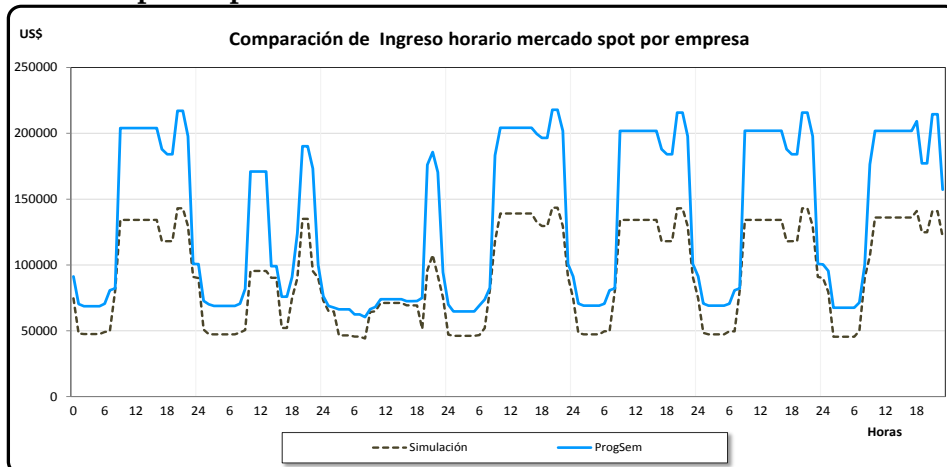


e) **Comparación Índice RSI operacional empresa AES GENER**

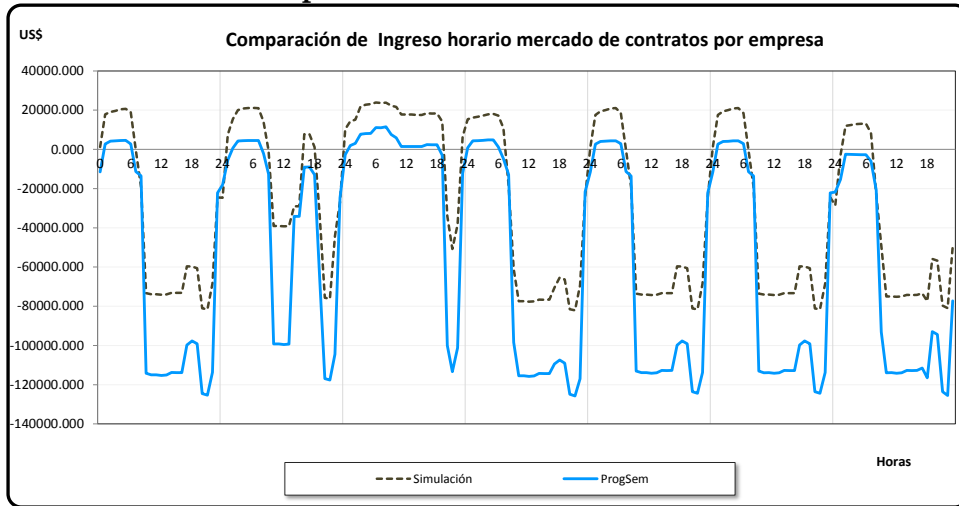


13.6 **Comparación del nivel de ingresos por empresa**

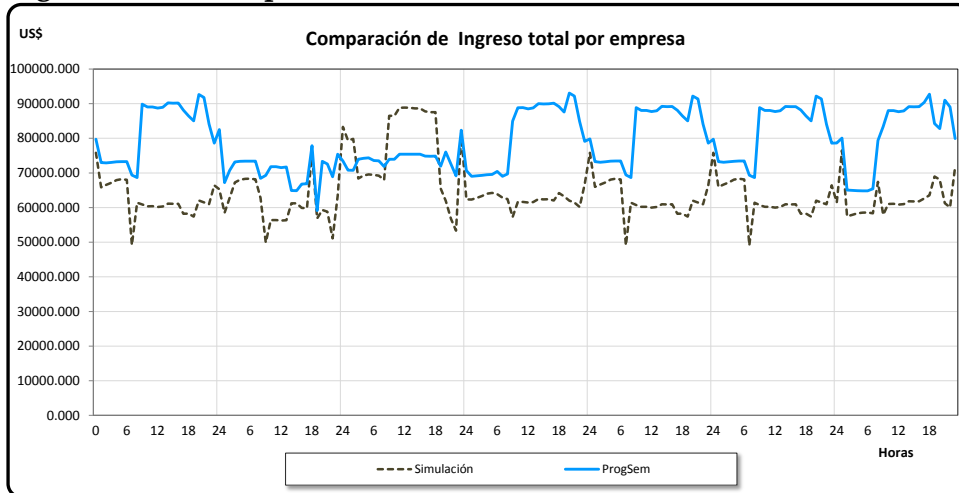
a) **Mercado spot empresa AES GENER**



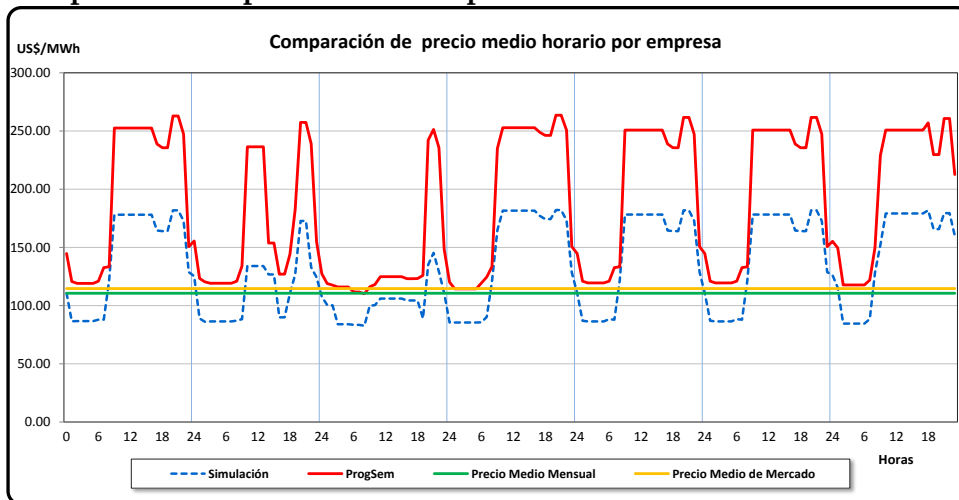
b) Mercado contratos empresa AES GENER



c) Ingresos totales empresa AES GENER



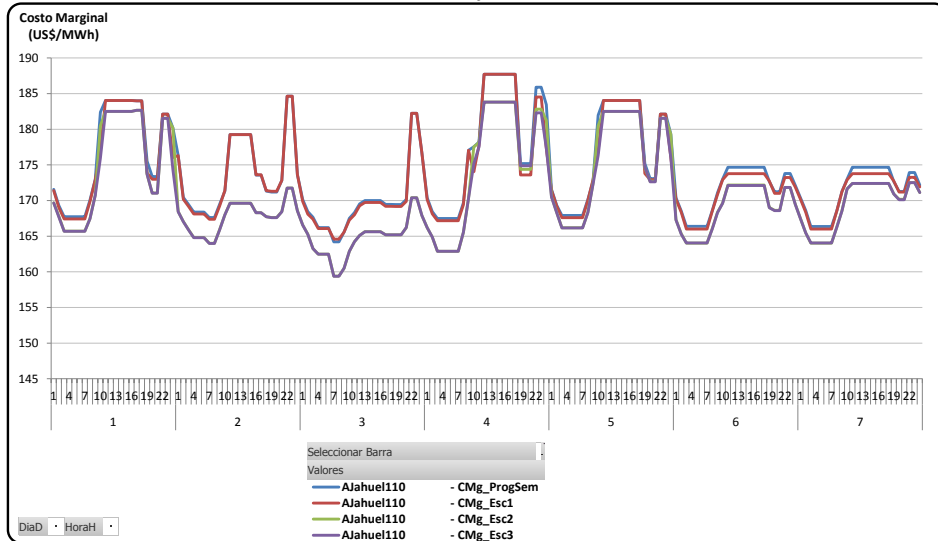
13.7 Comparación del precio medio empresa AES GENER



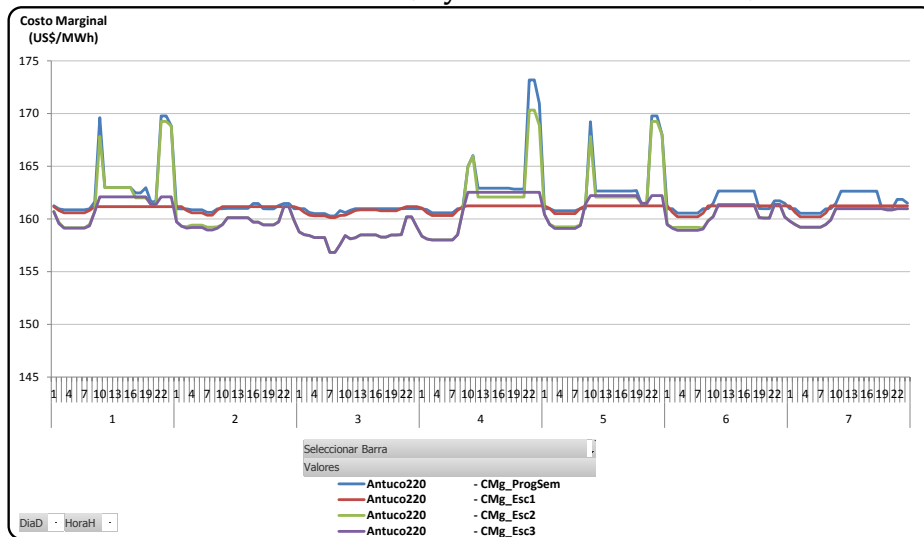
14. CASO: SEMANA 09-12-2011 al 15-12-2011, empresa ENDESA (Esc1= El Toro, Esc2= San Isidro, Esc3= El Toro + San Isidro)

14.1 Comparación de costos marginales

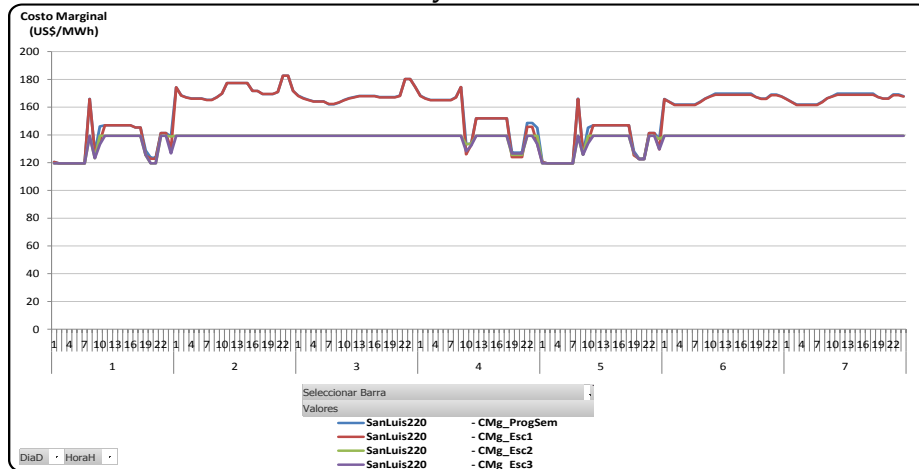
Barra Alto Jahuel 220



Barra Antuco220 (inyección central El Toro)

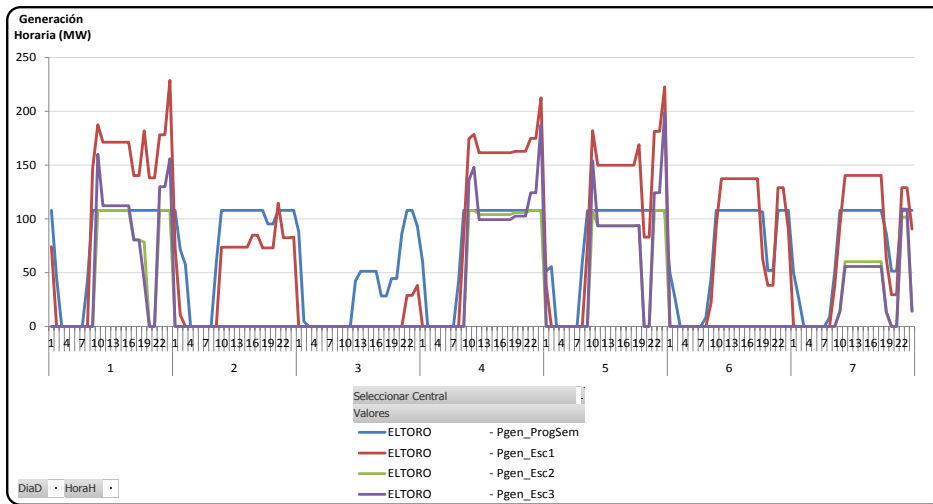


Barra SanLuis220 (inyección central San Isidro)

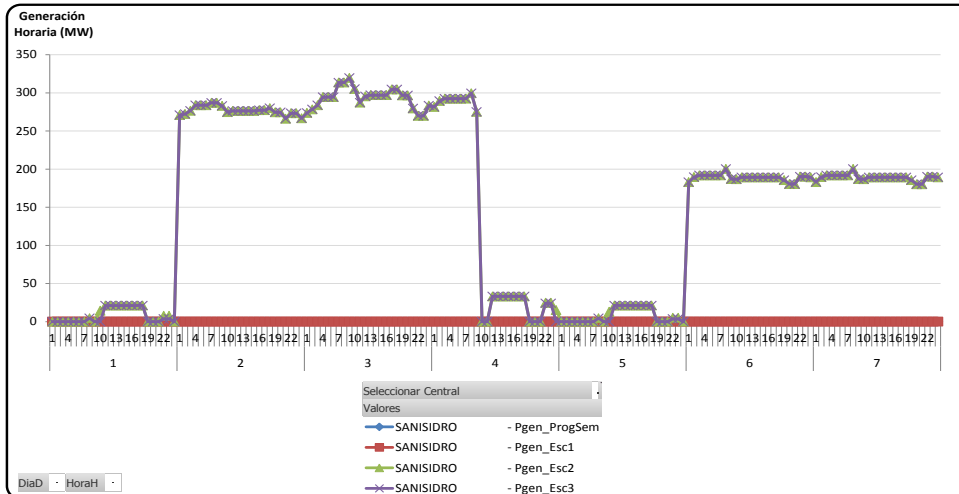


14.2 Comparación de energía horaria por central

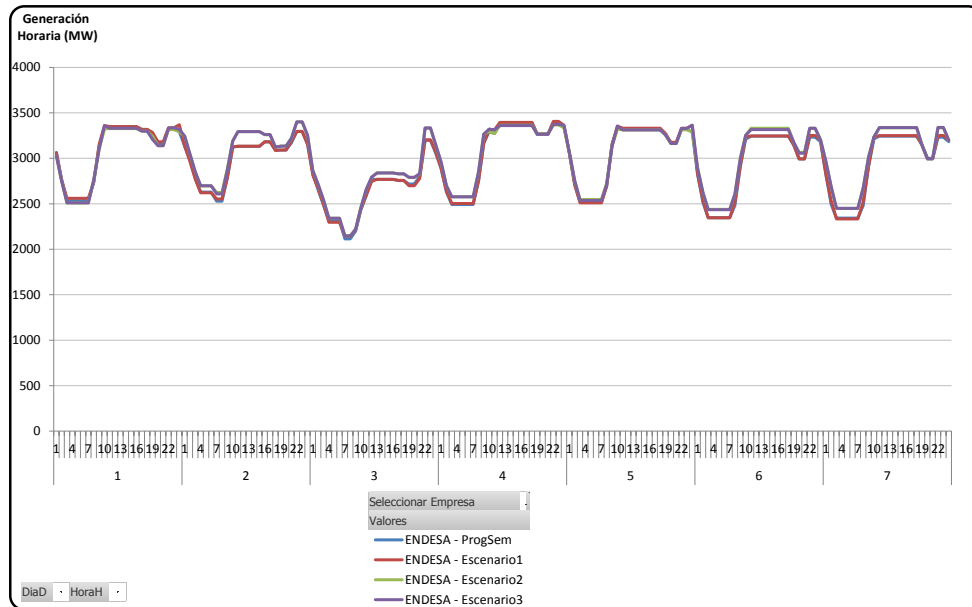
Central El Toro



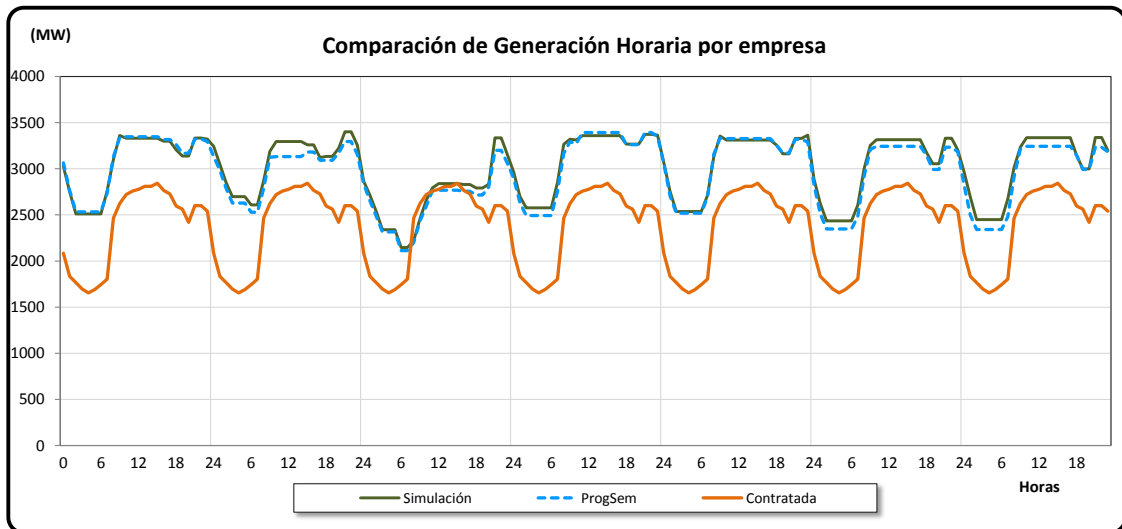
Central San Isidro



14.3 Comparación de generación horaria empresa ENDESA

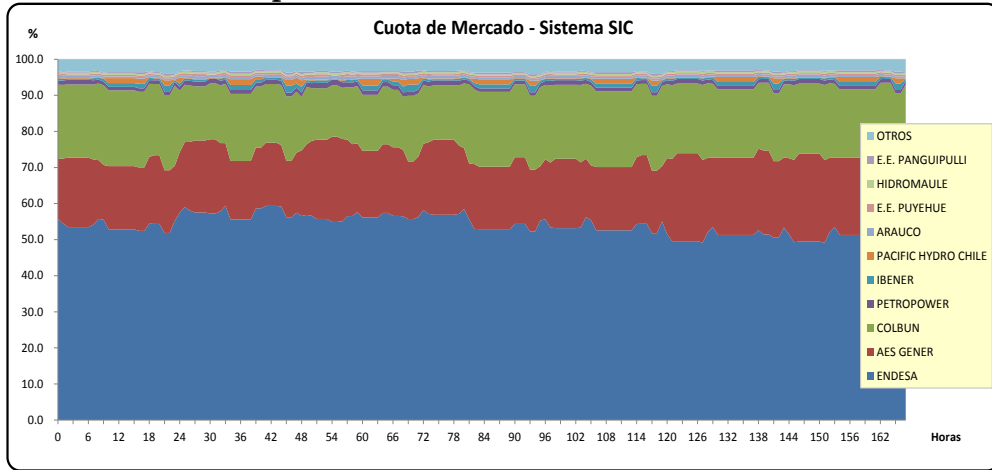


14.4 Comparación energía producida y energía contratada ENDESA (Esc3= El Toro + San Isidro)

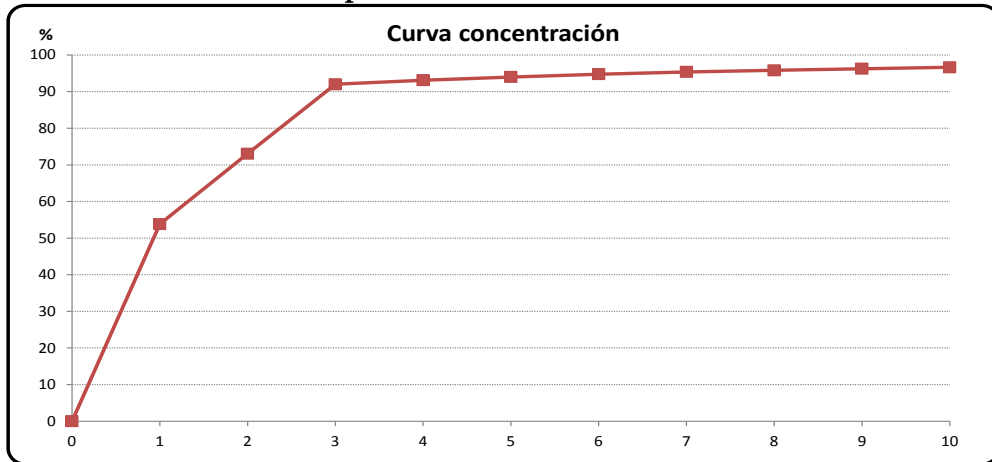


14.5 Índices estructurales

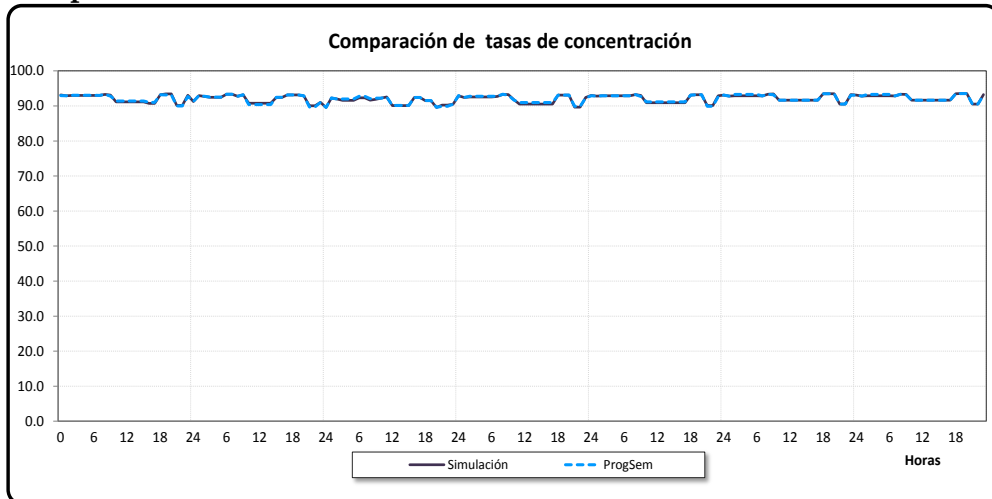
a) Cuota de mercado operacional Sistema SIC



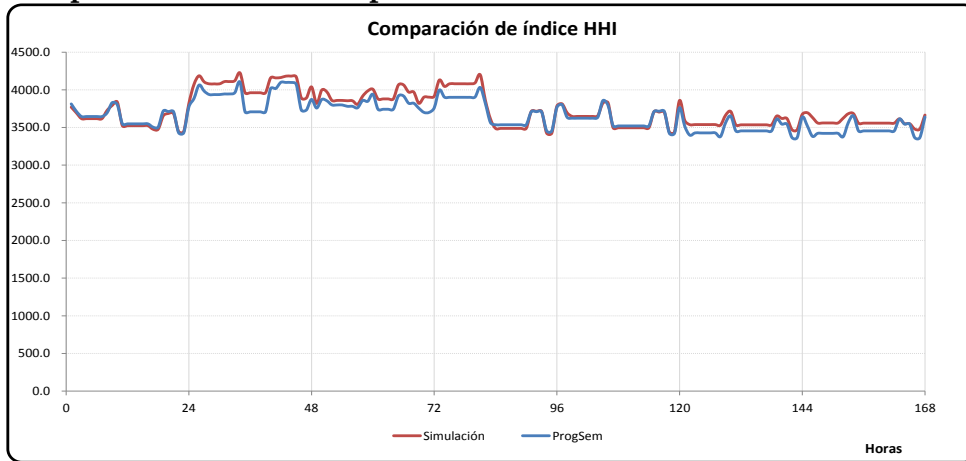
b) Curva de concentración operacional Sistema SIC



c) Comparación de la tasa de concentración (IC3) – Sistema SIC



d) **Comparación Índice HHI operacional Sistema SIC**

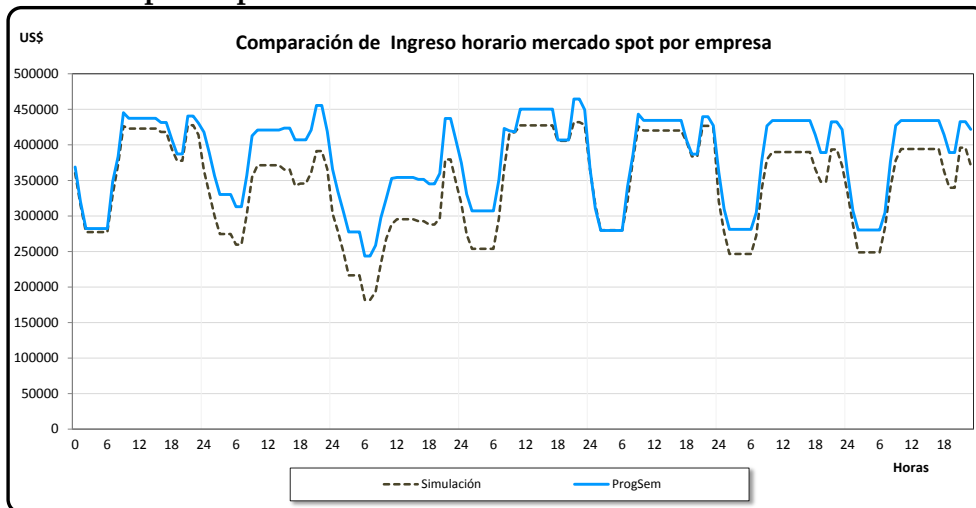


e) **Comparación Índice RSI operacional empresa ENDESA**

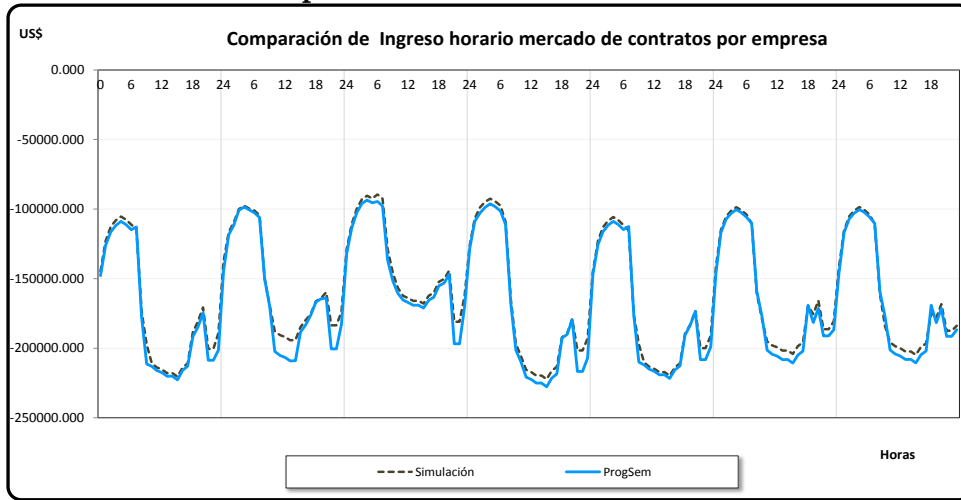


14.6 **Comparación del nivel de ingresos por empresa**

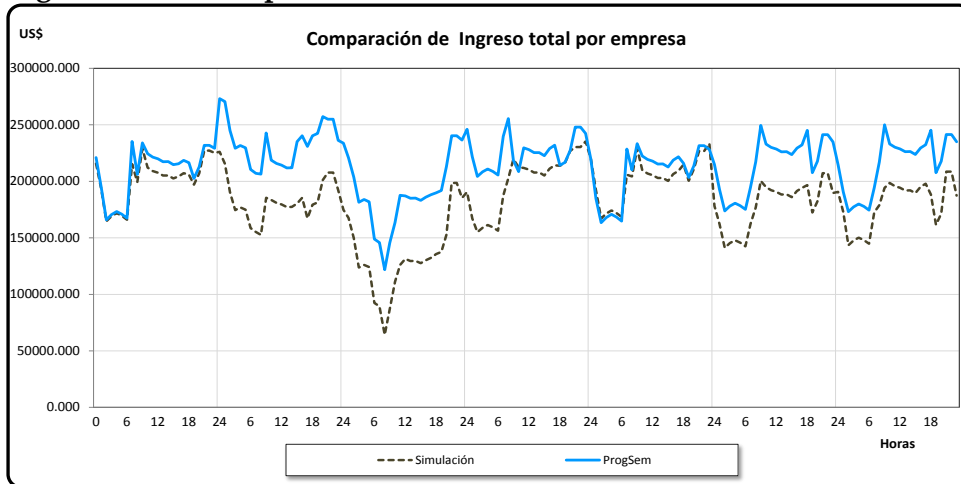
a) **Mercado spot empresa ENDESA**



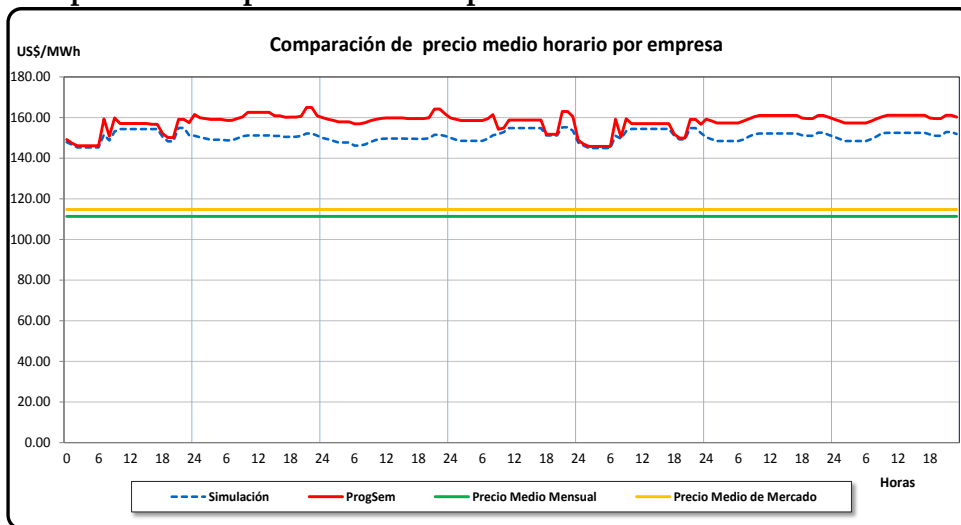
b) Mercado contratos empresa ENDESA



c) Ingresos totales empresa ENDESA



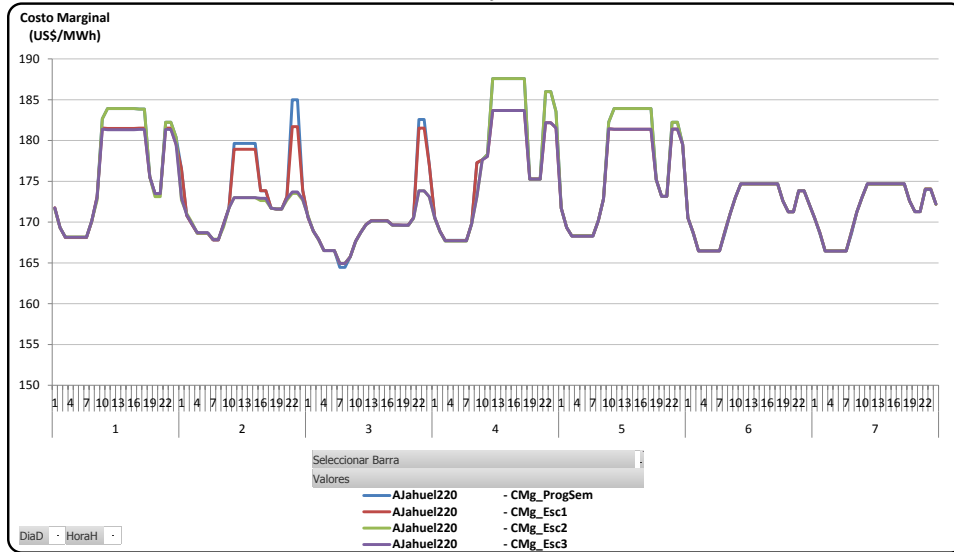
14.7 Comparación del precio medio empresa ENDESA



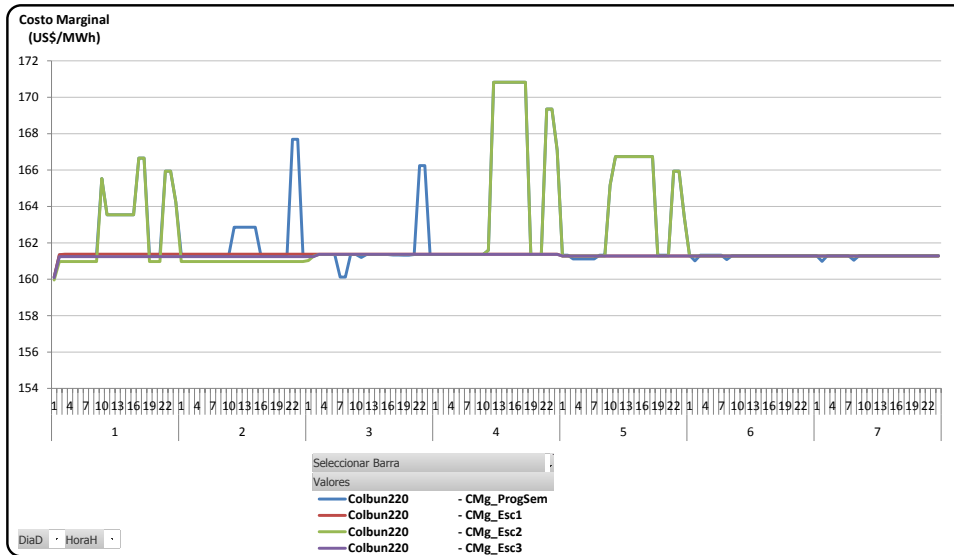
15. CASO: SEMANA 09-12-2011 al 15-12-2011, empresa COLBUN (Esc1= Colbun, Esc2= Nehuenco, Esc3= Colbun + Nehuenco)

15.1 Comparación de costos marginales

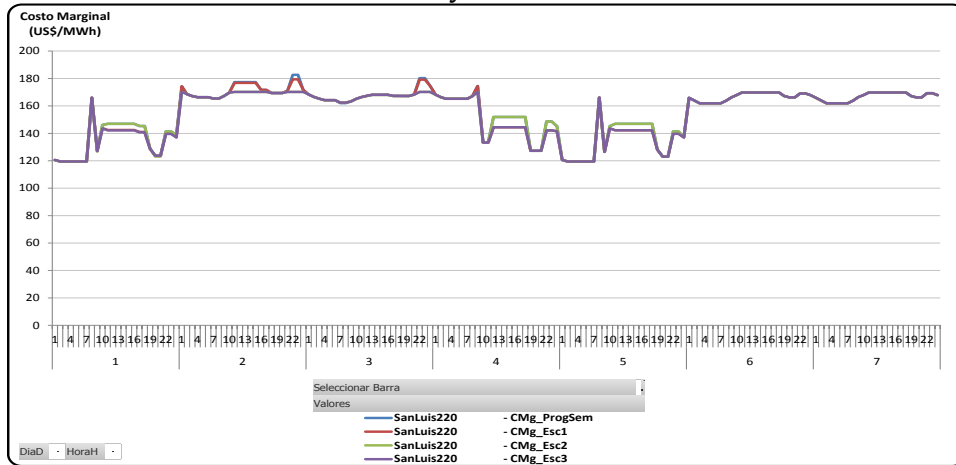
Barra Alto Jahuel 220



Barra Colbun220

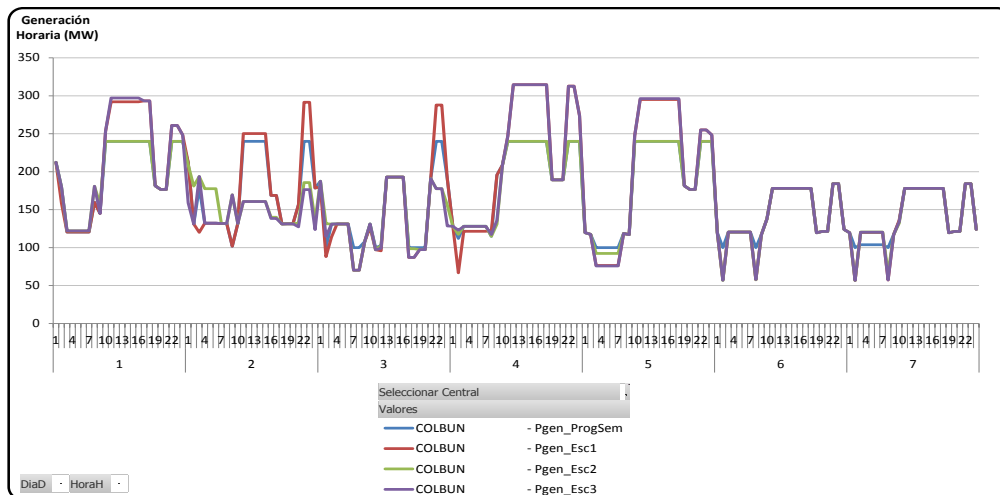


Barra SanLuis220 (inyección central Nehuencho)

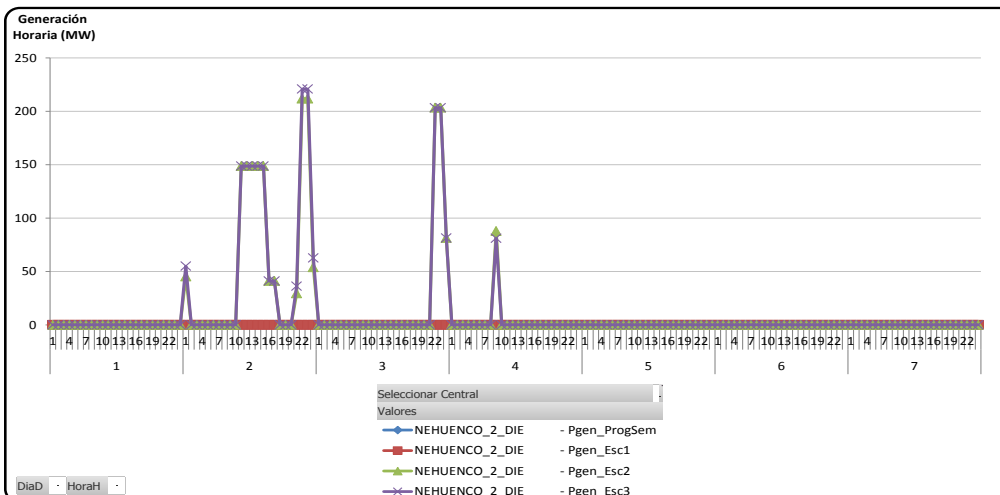


15.2 Comparación de energía horaria por central

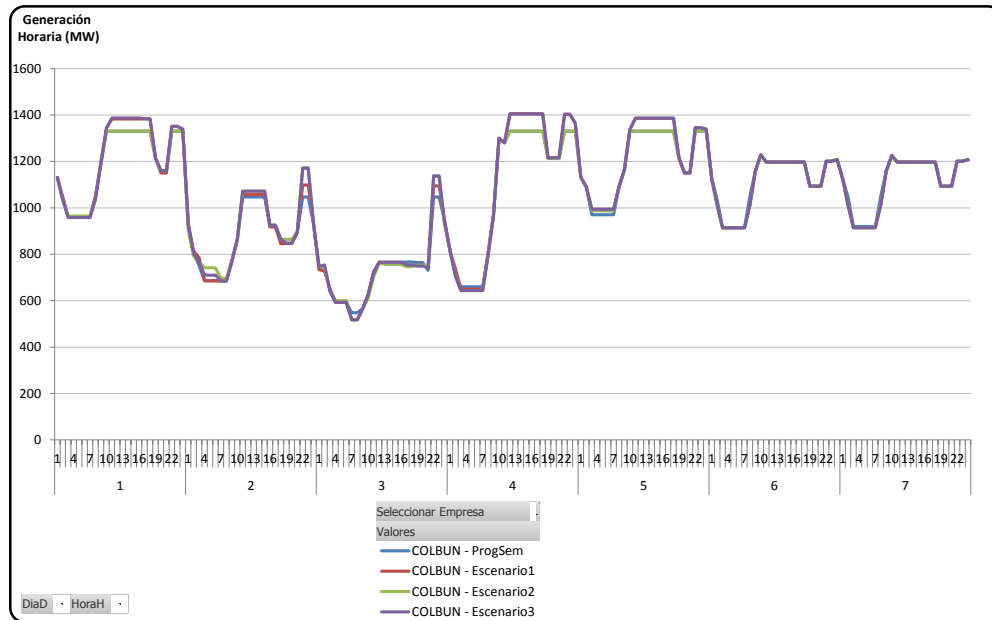
Central Colbun



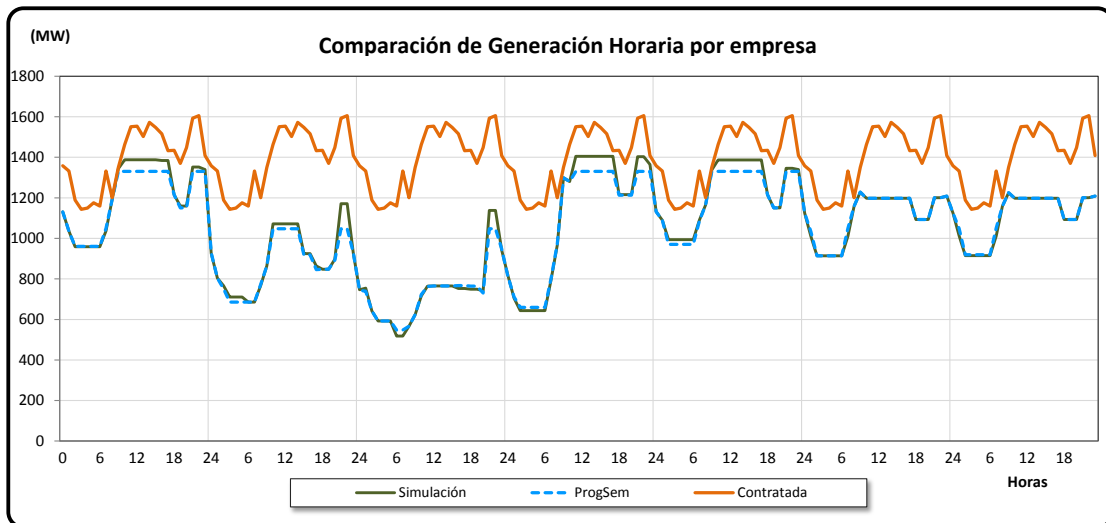
Central Nehuencho



15.3 Comparación de generación horaria empresa COLBUN

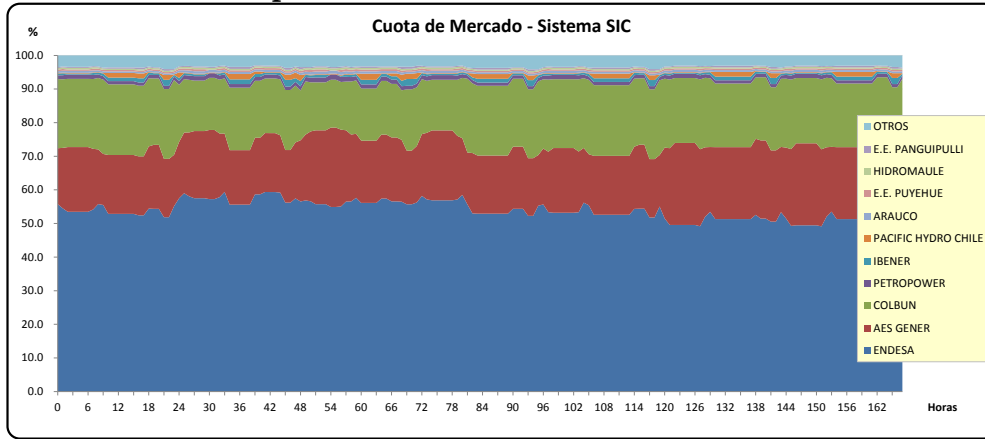


15.4 Comparación energía producida y energía contratada COLBUN (Esc3= Colbun + Nehuenco)

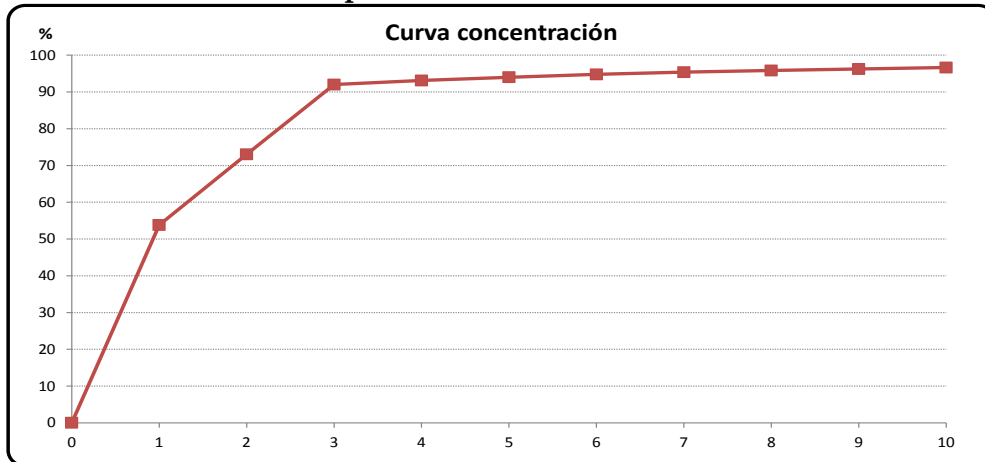


15.5 Índices estructurales

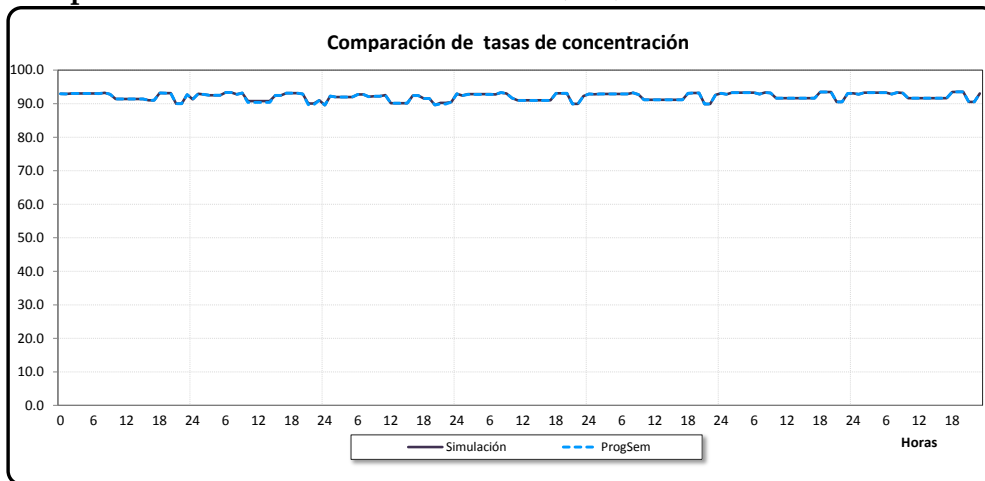
a) Cuota de mercado operacional Sistema SIC



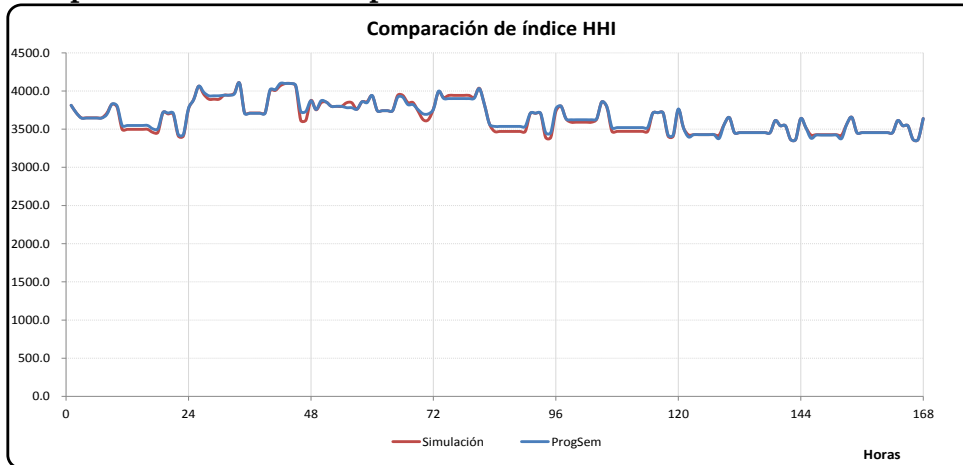
b) Curva de concentración operacional Sistema SIC



c) Comparación de la tasa de concentración (IC3) – Sistema SIC



d) **Comparación Índice HHI operacional Sistema SIC**

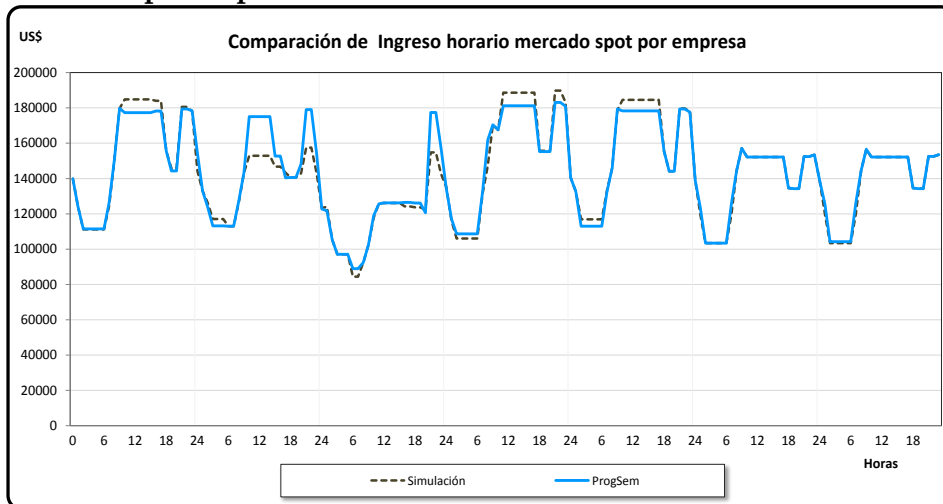


e) **Comparación Índice RSI operacional empresa COLBUN**

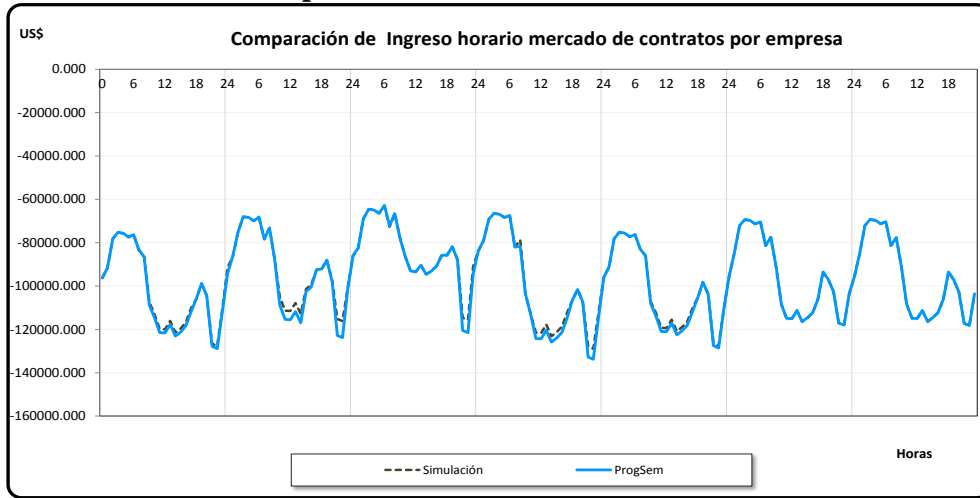


15.6 **Comparación del nivel de ingresos por empresa**

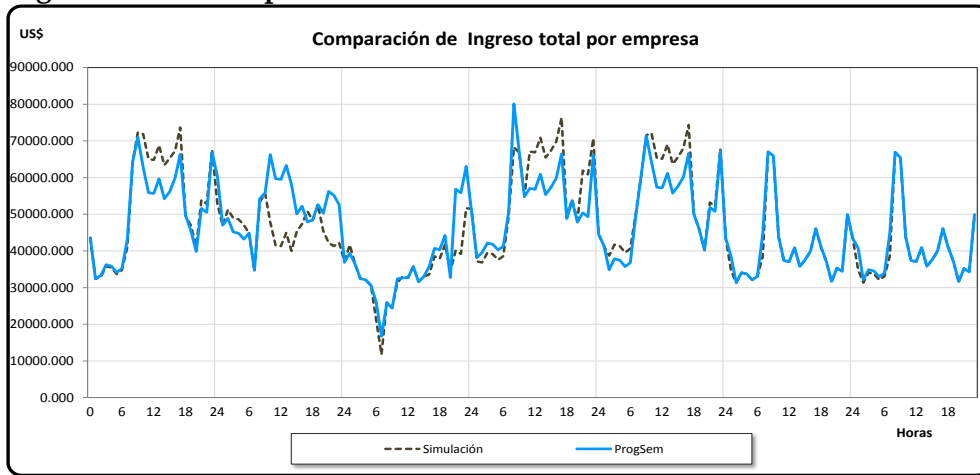
a) **Mercado spot empresa COLBUN**



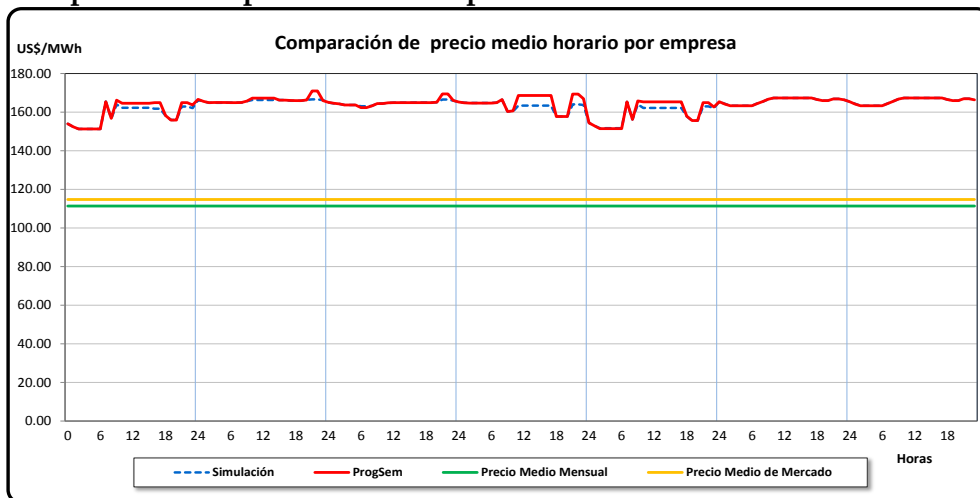
b) Mercado contratos empresa COLBUN



c) Ingresos totales empresa COLBUN



15.7 Comparación del precio medio empresa COLBUN

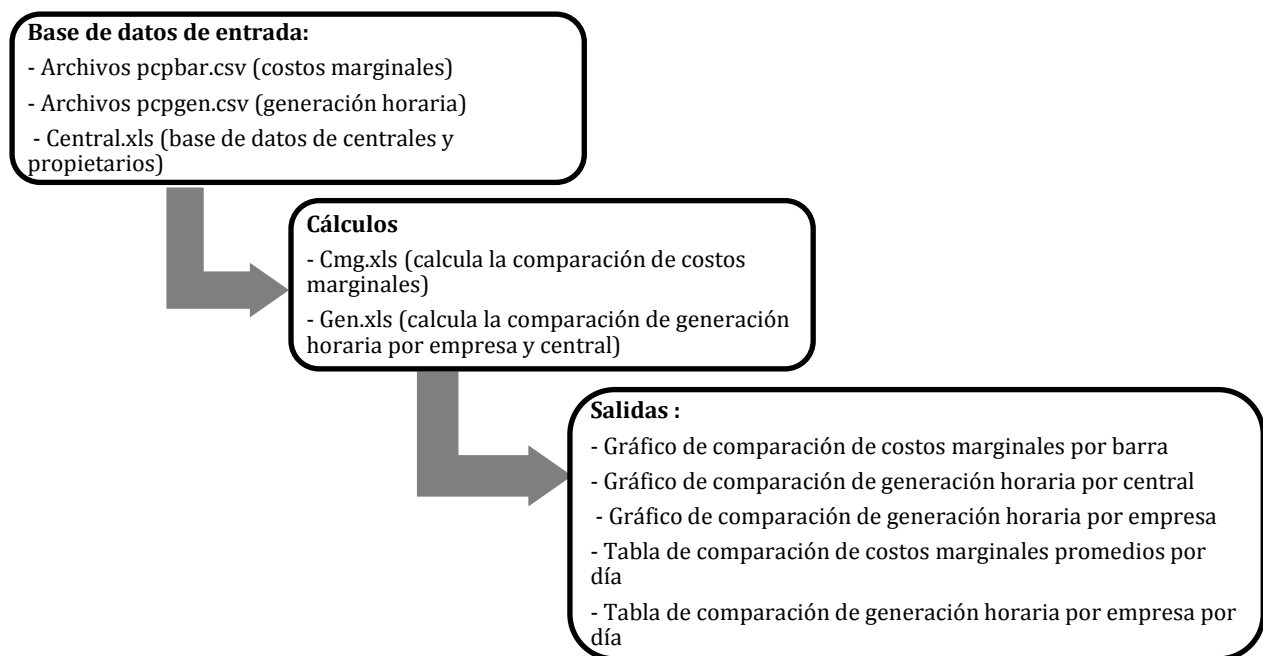


Anexo IV: Implementación de metodología

A continuación se esboza la estructura y características del sistema implementado en este trabajo, el cual fue implementado a través de etapas:

1. Comparación de costos marginales

Calcula la comparación de los costos marginales de los diferentes casos y escenarios propuestos, a través de una hoja de cálculo, los datos de entrada provienen de las bases de datos de las simulaciones y programación semanal del PCP.



2. Análisis comparativo

Calcula la comparación de los sistemas de indicadores propuestos para los diferentes casos y escenarios propuestos, a través de una hoja de cálculo, los datos de entrada provienen de las bases de datos de las simulaciones y programación semanal del PCP.

Datos de Entrada:

- Fecha de programación semanal
- Fecha de simulación
- Número de centrales
- Número de barras
- Número de empresas participantes
- pcpcbar1 (costos marginales por barra – simulación)
- pcpcen1 (generación horaria por central – simulación)
- datostermico1 (datos de las centrales térmicas – simulación)
- pcpmance1 (datos de las centrales en mantenimiento – simulación)
- pcpceta1 (datos de las etapas – simulación)
- pcpcbar2 (costos marginales por barra – programación semanal)
- pcpcen2 (generación horaria por central – programación semanal)
- datostermico2 (datos de las centrales térmicas – programación semanal)
- pcpmance2 (datos de las centrales en mantenimiento – programación semanal)
- pcpceta2 (datos de las etapas – programación semanal)
- Potmax (datos con las potencias máximas de las centrales de generación)
- Energía contratada
- Precios medios de mercado

Cálculos:

- Cmg.xls (comparación de costos marginales, barras que presentan mayor variación en sus costos)
- Gen.xls (comparación de generación horaria y cálculo de indicadores de concentración: cuota de mercado, HHI, tasa de concentración, comparación energía producida y energía contratada, balance de energía diaria)
- Mantto.xls (potencia disponible por central, potencia disponible por empresa, índice RSI)
- Ing.xls (ingresos horarios mercado spot por empresa, ingresos diarios mercado spot por empresa, ingresos medios diarios por empresa, ingresos horarios por contratos por empresa, ingresos diarios por contratos por empresa, ingresos totales horarios, ingresos totales diarios, comparación de ingresos, etc.)
- Prec.xls (precio medio horario por empresa, precio medio horario por empresa, comparación de precios, precio medio de mercado)

Salidas

- Gráfico comparación de costos marginales por barra
- Tabla de con barras que presentan mayor variación
- Gráfico de producción horaria de energía por empresa
- Gráfico cuota de mercado por empresa
- Gráfico curva de concentración sistema SIC
- Gráficos de tasas de concentración sistema SIC
- Gráfico de índice HHI operacional sistema SIC
- Gráfico RSI operacional por empresa
- Gráfico comparación de generación horaria por central
- Tabla con centrales con mayores variaciones en su energía
- Gráfico de comparación de generación horaria por empresa
- Gráfico de comparación de tasas de concentración
- Gráfico de comparación índice HHI
- Gráfico de comparación de ingresos mercado spot por empresa
- Gráfico de comparación de ingresos mercado de contratos por empresa
- Gráfico de comparación de ingresos horarios totales por empresa
- Gráfico de comparación de precio medio horario por empresa