



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

METODOLOGÍA PARA LA OBTENCIÓN DE UN PLAN ÓPTIMO DE MANTENIMIENTO EN SISTEMAS CON ALTA PENETRACIÓN DE ERNC

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

GONZALO FELIPE CERDA MUÑOZ

**PROFESOR GUÍA:
CARLOS SUAZO MARTÍNEZ**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
RODRIGO PALMA BEHNKE
ARIEL VALDENEGRO ESPINOZA**

**SANTIAGO DE CHILE
2015**

**RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE: Ingeniero Civil Eléctrico
POR: Gonzalo Cerda Muñoz
PROFESOR GUÍA: Carlos Suazo Martínez**

**METODOLOGÍA PARA LA OBTENCIÓN DE UN PLAN ÓPTIMO DE MANTENIMIENTO
EN SISTEMAS CON ALTA PENETRACIÓN DE ERNC**

La entrada de las ERNC trae consigo nuevos desafíos al operador del sistema, por la naturaleza variable que poseen. Estas variaciones deben ser cubiertas por centrales convencionales, aumentando los ciclos de toma y bajada de carga junto con el número de encendidos y apagados del parque térmico, incrementando las horas equivalentes de operación (EOH) pudiendo modificar los mantenimientos planificados para estas unidades. Así es que las empresas del sector podrían evaluar la opción comercial de establecer un mantenimiento óptimo de sus instalaciones, para maximizar los beneficios generados.

El objetivo principal es diseñar una metodología de optimización para obtener el plan óptimo de mantenimiento de un portafolio de centrales, en un sistema caracterizado por la alta penetración de ERNC. Se establece el estado del arte sobre metodologías para la obtención de un plan óptimo de mantenimiento, se determina la necesidad de mantenimiento en un periodo a partir del historial operacional de la unidad generadora y se evalúa la metodología en el SING.

La metodología implementada consiste en una optimización basada en iteraciones, en que el modelo toma como base el perfil de costos marginales del sistema, para definir el calendario óptimo de mantenimiento de un portafolio de centrales. Primero se realiza una simulación de la operación del sistema para obtener el calendario de mantenimientos, éste se incorpora en una nueva simulación de operación del sistema para determinar un nuevo calendario de mantenimientos, y así iterar hasta encontrar el óptimo del portafolio.

Entre los resultados obtenidos se destaca que, desde un punto de vista económico, puede ser conveniente adelantar mantenimientos en comparación al momento límite para realizarlos, ya que es beneficioso ejecutarlos cuando los costos marginales se encuentran más bajos. También se observan cambios significativos en el perfil de costos marginales al modificar los mantenimientos de las centrales con tecnología de base.

Se concluye que la metodología implementada cumple con lo esperado, determinar la necesidad del mantenimiento a partir del historial de operación de las unidades y definir, así, el calendario óptimo de mantenimiento para el portafolio a partir del perfil de costos marginales. Se aprecia que las empresas con tecnología de base pueden ejercer poder de mercado al momento de decidir cuándo realizar el mantenimiento, ya que los costos marginales se ven alterados. Así, es importante que la entidad correspondiente evalúe y regule lo anterior, para evitar una merma en los niveles de competencia del sistema.

Acrónimos

ERNC – Energías Renovables No Convencionales

SING – Sistema Interconectado del Norte Grande

SIC – Sistema Interconectado Central

EOH – Horas Equivalentes de Operación, por sus siglas en inglés.

PJM – Pennsylvania – New Jersey – Maryland Interconnection

CAISO – California Independent System Operator

CDEC – Centro de Despacho Económico de Carga

Agradecimientos

Quiero comenzar agradeciendo a mi familia, quienes han compartido este largo camino conmigo desde un principio, apoyándome en cada paso y ayudando cuando ha sido necesario. En particular agradecer a mis padres por cada una de las enseñanzas y valores que me han dado a lo largo de mi vida, aconsejándome en los momentos que ha sido necesario. A mis hermanos, con quienes hemos ido creciendo, aprendiendo y compartiendo experiencias juntos y que admiro por las cosas que hacen, demostrando ser personas íntegras de las que puedo aprender mucho. A mi polola, quien durante este último tiempo me ha dado fuerza, ganas y razones para terminar con este proceso que comencé hace ya varios años, apoyándome en la realización de esta memoria de título.

También agradecer a todos mis amigos que han sido parte de este proceso, con quienes compartí muchas horas en clases, estudiando y compartiendo. A mis amigos del colegio, con quienes he compartido muchas experiencias de vida, aprendido tantas cosas, viajado muchas veces y que siempre están ahí apoyándome. A mis amigos de la universidad, con los que pasamos tantas horas estudiando y en clases, como compartiendo fuera de la sala de clases.

Finalmente agradecer a los profesores que participaron en mi formación, tanto los profesores del colegio como los de la universidad, aportando cada uno con un grano de arena para lograr cada una de las cosas que me he planteado, aportando conocimientos y experiencias.

Tabla de Contenido

1. Capítulo 1: Introducción.....	1
1.1. Motivación.....	1
1.2. Objetivo General.....	1
Objetivos Específicos.....	1
1.3. Alcances.....	2
1.4. Estructura del trabajo.....	2
2. Capítulo 2: Revisión Bibliográfica.....	3
2.1. Sector Eléctrico Chileno.....	3
2.2. Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).....	6
2.3. Determinación de Plan de Mantenimiento en diversos Operadores.....	11
2.3.1. SING.....	11
2.3.2. SIC.....	13
2.3.3. PJM.....	15
2.3.4. California ISO (CAISO).....	19
2.3.5. Red Eléctrica España.....	21
2.3.6. Comparación entre los sistemas.....	23
2.4. Horas Equivalentes de Operación (EOH).....	24
2.5. Estado del arte en la determinación de un plan de mantenimiento óptimo.....	25
3. Capítulo 3: Implementación.....	31
3.1. Formalización Matemática.....	31
3.2. Propuesta metodológica.....	33
3.3. Implementar el algoritmo.....	34
3.4. Pruebas.....	36
3.4.1. Primera Prueba.....	37
3.4.2. Segunda Prueba.....	38
3.4.3. Tercera Prueba.....	40
3.4.4. Cuarta Prueba.....	42
3.4.5. Comprobación Manual, Segunda Prueba.....	43
3.5. Caso de estudio.....	45
3.5.1. Demanda.....	45

3.5.2. Generación	45
4. Capítulo 4: Análisis de Resultados	46
4.1. Portafolio nº 1	46
4.2. Segundo portafolio	52
4.3. Otras Tecnologías	58
5. Capítulo 5: Conclusiones y Recomendaciones	60
Bibliografía	63

Índice de figuras

Figura 2.1: Mapa del SING. Fuente: CDEC-SING	6
Figura 2.2: Capacidad instalada en el SING por empresa, Fuente: CDEC-SING	7
Figura 2.3: Capacidad instalada en el SING por combustible, Fuente: Elaboración propia con datos de CDEC-SING.....	7
Figura 2.4: Generación bruta por combustible en el año 2013, Fuente: CDEC-SING	8
Figura 2.5: Evolución anual de la generación bruta por combustible, Fuente: Elaboración propia con datos de la CNE	8
Figura 2.6: Costos Marginales mensuales en nudo crucero del SING en US\$/MWh, Fuente: CDEC-SING	9
Figura 2.7: Demanda horaria promedio entre Enero y Marzo de 2013 en el SING, Fuente: CDEC-SING	10
Figura 2.8: Mapa del territorio de acción de PJM, Fuente: PJM.....	15
Figura 2.9: Mapa con el territorio de acción de CAISO, Fuente: CAISO	19
Figura 2.10: Mapa de la red eléctrica de España, Fuente: Red Eléctrica	21
Figura 3.1: Esquema ilustrativo de la metodología propuesta.....	33
Figura 3.2: Resultado para el mantenimiento de las unidades, primera prueba	37
Figura 3.3: Resultado del conteo y reinicialización del EOH, primera prueba.....	38
Figura 3.4: Primera Iteración, 2° Prueba	39
Figura 3.5: Segunda Iteración, 2° Prueba	39
Figura 3.6: Tercera Iteración, 2° Prueba	39
Figura 3.7: Cuarta Iteración, 2° Prueba.....	39
Figura 3.8: Utilidades en cada iteración para la segunda prueba	40
Figura 3.9: Primera Iteración, 3° Prueba.....	41
Figura 3.10: Segunda Iteración, 3° Prueba	41
Figura 3.11: Tercera Iteración, 3° Prueba	41
Figura 3.12: Cuarta Iteración, 3° Prueba.....	41
Figura 3.13: Utilidades en la tercera prueba	42
Figura 3.14: Primera Iteración, 4° Prueba	43
Figura 3.15: Segunda Iteración, 4° Prueba	43
Figura 3.16: Tercera Iteración, 4° Prueba	43
Figura 3.17: Utilidades por iteración en la cuarta prueba.....	43
Figura 3.18: Comprobación manual de la segunda prueba.....	44
Figura 4.1: Resultados primer portafolio, primera iteración.....	46
Figura 4.2: Evolución EOH primer portafolio, primera iteración	47
Figura 4.3: Resultados primer portafolio, segunda iteración	47
Figura 4.4: Evolución EOH primer portafolio, segunda iteración	48
Figura 4.5: Resultados primer portafolio, tercera iteración.....	48
Figura 4.6: Evolución EOH primer portafolio, tercera iteración	49
Figura 4.7: Resultados primer portafolio, cuarta iteración.....	49
Figura 4.8: Evolución EOH primer portafolio, cuarta iteración.....	50
Figura 4.9: Resultados primer portafolio, quinta iteración	50

Figura 4.10: Evolución EOH primer portafolio, quinta iteración.....	51
Figura 4.11: Utilidades en cada iteración para el primer portafolio	51
Figura 4.12: Resultados segundo portafolio, primera iteración	53
Figura 4.13: Evolución EOH segundo portafolio, primera iteración.....	54
Figura 4.14: Resultados segundo portafolio, segunda iteración.....	54
Figura 4.15: Evolución EOH segundo portafolio, segunda iteración	55
Figura 4.16: Resultados segundo portafolio, tercera iteración	55
Figura 4.17: Evolución EOH segundo portafolio, tercera iteración.....	56
Figura 4.18: Resultados segundo portafolio, cuarta iteración	56
Figura 4.19: Evolución EOH segundo portafolio, cuarta iteración	57
Figura 4.20: Utilidades en cada iteración para el segundo portafolio.....	57
Figura 4.21: Diferencia entre las horas de operación según simulación del SING y según el modelo implementado	58
Figura 4.22: Comparación entre EOH y horas de operación de una central GNL en el SING año 2019	59

Índice de tablas

Tabla 2.1: Cuadro comparativo entre los sistemas	24
Tabla 3.1: Caracterización de los casos de prueba	36
Tabla 3.2: Portafolio de centrales de la primera prueba.....	37
Tabla 3.3: Portafolio de centrales de la segunda prueba	38
Tabla 3.4: Portafolio de centrales de la tercera prueba.....	40
Tabla 3.5: Utilidades en la tercera prueba.....	42
Tabla 3.6: Portafolio de centrales de la cuarta prueba	42
Tabla 3.7: Características del SING en el año 2019	45
Tabla 4.1: Características de las unidades del primer portafolio	46
Tabla 4.2: Características de las unidades del segundo portafolio	52
Tabla 4.3: Tiempos de simulación.....	53

1. Capítulo 1: Introducción

1.1. Motivación

Un nivel creciente de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) involucra nuevos desafíos para el Operador del Sistema. Sus efectos se aprecian desde la programación de la operación, hasta la operación en tiempo real de los sistemas eléctricos.

A diferencia de otras tecnologías, fuentes ERNC como la energía eólica y la energía solar poseen una pronunciada variabilidad e incertidumbre en su nivel de generación. En sistemas eléctricos caracterizados por bajos niveles de flexibilidad, la incorporación de ERNC tiene efectos más notorios, entre otros, intensificando el uso de tecnologías convencionales para realizar la regulación secundaria de frecuencia.

De esta forma, los ciclos de toma y baja de carga aumentan, así como también el número de encendidos y apagados del parque térmico, incrementando las horas equivalentes de operación, pudiendo modificar el inicio del mantenimiento anual o mantenimiento por *overhaul* de algunas centrales en el sistema. Ello, por cierto, modifica las características técnicas del sistema en ausencia de centrales para operar, impactando en la seguridad de la operación y los precios observados por el mercado.

Manteniendo los principios de seguridad en la operación de los sistemas eléctricos, las empresas del sector podrían evaluar la posibilidad comercial de determinar el mantenimiento óptimo de sus instalaciones, de manera de maximizar los posibles beneficios generados por un adelantamiento o atraso de la mantención de sus unidades.

1.2. Objetivo General

El objetivo general del presente trabajo consiste en diseñar e implementar una metodología para obtener el plan óptimo de mantenimiento de un portafolio de generación, en un sistema caracterizado por un alto nivel de penetración de ERNC, conservando un determinado margen de seguridad que permita maximizar los ingresos operacionales del portafolio de un agente en el mercado.

Objetivos Específicos

Para la consecución de los objetivos planteados, se han propuesto los siguientes objetivos específicos:

- Establecer el estado del arte de metodologías para la determinación de un plan óptimo de mantenimiento.

- Determinar mediante el historial operacional de una unidad generadora, obtenido a partir de los resultados de la programación de corto plazo, la necesidad de mantenimiento en un periodo determinado.
- Diseñar una metodología para obtener el calendario de mantenimientos óptimo de un agente del sistema, a partir de un perfil de costos marginales, teniendo presente la seguridad del sistema.
- Evaluar la metodología en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), tomando en consideración las características propias del sistema.

1.3. Alcances

En este trabajo se realizará un análisis técnico-económico del sistema, teniendo en cuenta la seguridad, y así obtener un plan óptimo de mantenimiento para un agente del mercado. Para esto se llevarán a cabo simulaciones del sistema, sin realizar análisis dinámicos del mismo. En particular, el trabajo se enmarca en las siguientes condiciones:

- El horizonte de tiempo de evaluación es de un año.
- El año de estudio es el 2019.
- Se considera que aún no entra en funcionamiento la interconexión SIC – SING.

1.4. Estructura del trabajo

Este trabajo de título consta de 5 capítulos. El contenido de cada uno se presenta a continuación:

En el capítulo 2 se realiza una descripción de los temas principales que se tratan en este trabajo, como lo son las características del sector eléctrico chileno, distintos métodos de optimización, métodos que se ocupan actualmente para armar el calendario de mantención en distintos sistemas y trabajos científicos que abordan este tema.

En el capítulo 3 se presenta la metodología propuesta y la implementación de la misma para la realización del trabajo.

En el capítulo 4 se muestran los resultados obtenidos en los distintos casos de estudio, junto con un análisis de estos.

En el capítulo 5 se presentan las conclusiones obtenidas de la realización de este trabajo de título.

2. Capítulo 2: Revisión Bibliográfica

2.1. Sector Eléctrico Chileno

Las características que presenta el sector eléctrico chileno hoy en día comenzaron con la promulgación de la Ley General de Servicios Eléctricos en el año 1982, que sentó las bases para el proceso de privatización y de desintegración vertical. Hasta ese año todo el sistema eléctrico chileno estaba a cargo de la ENDESA estatal, que se preocupaba centralizadamente de la realización de los distintos proyectos, de la creación de los sistemas interconectados, etc.

La regulación actual en Chile reconoce tres segmentos:

- **Generación:** Este segmento es un mercado abierto y competitivo, en que los privados son los que toman las decisiones en cuanto a las inversiones, es decir, dónde y cuándo invierten y en que tecnología.
- **Transmisión:** Este segmento es un monopolio natural, por lo que no es un mercado abierto, sino que se encuentra regulado. Esta regulación impone que los privados que poseen instalaciones en este segmento, reciben una rentabilidad fija anual equivalente a un 10% del valor de su inversión, para el caso de la transmisión troncal y subtransmisión.
- **Distribución:** Este segmento es un monopolio natural que tiene carácter de servicio público. Los sistemas de distribución están constituidos por las líneas, subestaciones y equipos que permiten prestar el servicio de llevar la electricidad hasta los consumidores finales, localizados en cierta zona geográfica explícitamente limitada. Las empresas de distribución operan bajo un régimen de concesión de servicio público de distribución, con obligación de servicio y con tarifas reguladas para el suministro a clientes regulados.

Así se tiene que el 100% del sector eléctrico chileno es operado por privados, esto luego del proceso de desintegración vertical que comenzó en 1982, ya que en un principio las actividades de los tres segmentos del sector eléctrico chileno eran desarrolladas principalmente por el Estado. Para permitir la entrada de la competencia en el mercado de generación, se hizo necesario separar el sector eléctrico en los tres segmentos ya expuestos. De esta manera, un actor que opere en uno de los segmentos no puede participar en los dos restantes.

Actualmente, el Estado cumple el rol subsidiario que genera las políticas del sector, fiscaliza y regula en los tres segmentos y planifica la inversión en transmisión, esto mediante distintas instituciones que participan del sector eléctrico. Estas instituciones u organizaciones son:

- **Ministerio de Energía:** cuyo objetivo general es elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su

cumplimiento y asesorar al gobierno en todas las materias relacionadas con la energía.

El sector energía comprende todas las actividades de estudio, exploración, explotación, generación, transmisión, transporte, almacenamiento, distribución, consumo, uso eficiente, importación y exportación, y cualquiera otra que concierna a electricidad, carbón, gas, petróleo y derivados, energía nuclear, geotérmica y solar, y demás fuentes de energía. [1]

- **Comisión Nacional de Energía (CNE):** organismo público y descentralizado, con patrimonio propio y plena capacidad para adquirir y ejercer derechos y obligaciones, que se relaciona con el Presidente de la República por intermedio del Ministerio de Energía. Su Ley Orgánica Institucional corresponde al DL N° 2.224, de 1978, modificado por Ley Núm. 20.402 que crea el Ministerio de Energía.

La Comisión corresponde a un organismo técnico encargado de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía, con el objeto de disponer de un servicio suficiente, seguro y de calidad, compatible con la operación más económica. [2]

- **Panel de Expertos:** corresponde a un órgano colegiado autónomo creado en el año 2004 por la Ley N° 19.940, de competencia estricta y reglada. Su función es pronunciarse, mediante dictámenes de efecto vinculante, sobre aquellas discrepancias y conflictos que, conforme a la ley, se susciten con motivo de la aplicación de la legislación eléctrica y que las empresas eléctricas y otras entidades habilitadas sometan a su conocimiento. [3]

- **Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC):** corresponde a un organismo definido en la Ley General de Servicios Eléctricos, DFL N°1, del año 1982, y reglamentado por el Decreto Supremo N° 291, del año 2007, ambos del Ministerio de Minería. El Decreto Supremo N° 327 derogó el anterior reglamento eléctrico contenido en el Decreto Supremo N°6 de 1985, del Ministerio de Minería. Al respecto, dichos cuerpos legales establecen la obligación de la creación de estos organismos, en sistemas cuya capacidad instalada superen los 200 MW, para la coordinación de la operación de las instalaciones eléctricas de los concesionarios que operen interconectados entre sí, con el fin de:

- Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico.
- Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico.
- Garantizar el derecho de servidumbre sobre los sistemas de transmisión establecidos mediante concesión. [4]

- **Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC):** es la principal agencia pública responsable de supervigilar el mercado de la energía, es decir, fiscaliza y supervigila el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y normas técnicas de generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de

combustibles líquidos, gas y electricidad. Esta institución se relaciona con el Gobierno por intermedio del Ministerio de Energía. [5]

El mercado eléctrico chileno, en el segmento de generación, es un sistema mancomunado o tipo “pool”, en que se establece una estructura de mercado tal que productores y consumidores no entran en una relación comercial directa en cuanto a la energía, pero si pueden firmar contratos bilaterales financieros. Este sistema establece, a través de un mecanismo predefinido y conocido por sus miembros, el precio de mercado de corto plazo o precio spot, que corresponderá al precio de despeje del mercado. [6] Este precio se obtiene de la realización de un despacho económico centralizado por parte del operador de mercado, en este caso los CDEC, que se basa en la entrega de costos por parte de las empresas generadoras, los que son auditados y públicos para todos los participantes del sistema. Como consecuencia se obtiene el despacho de las unidades del sistema, el cual es operado por el Centro de Control del CDEC respectivo mediante instrucciones de operación a los Centros de Control de los Coordinados propietarios de las instalaciones del sistema.

El sector eléctrico chileno está compuesto por dos sistemas eléctricos interconectados, y por varios sistemas pequeños. El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que cubre el territorio comprendido entre las ciudades de Arica y Antofagasta con un 28,06% de la capacidad instalada en el país; el Sistema Interconectado Central (SIC), que se extiende entre las localidades de Taltal y Chiloé con un 71,03% de la capacidad instalada en el país; el Sistema de Aysén, que se compone por varios sistemas aislados y atiende el consumo de la Región XI con un 0,29% de la capacidad; y el Sistema de Magallanes, que también está conformado por varios sistemas aislados y abastece la Región XII con un 0,62% de la capacidad instalada en el país.

2.2. Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

El SING cubre las regiones de Arica y Parinacota (XV), Iquique (I) y Antofagasta (II). Aproximadamente el 90% del consumo del SING está compuesto por grandes clientes, mineros e industriales, tipificados en la normativa legal como clientes no sometidos a regulación de precios. El resto del consumo corresponde a las empresas de distribución que abastecen los clientes sometidos a la regulación de precios. [7]

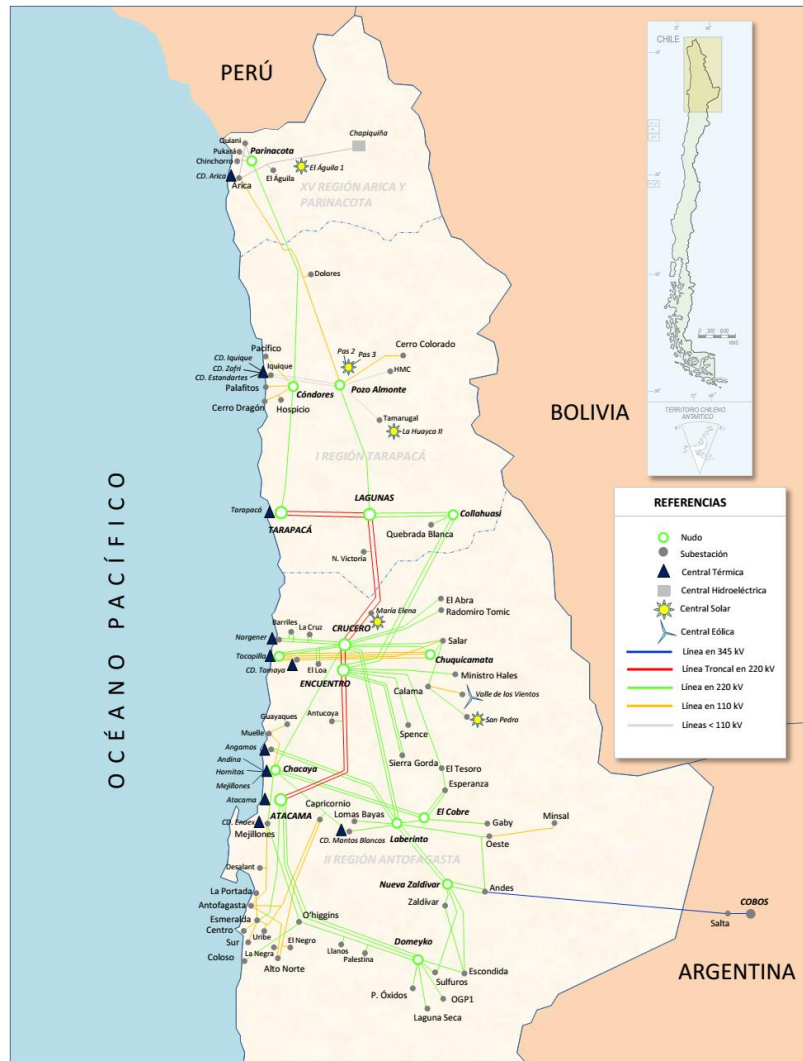


Figura 2.1: Mapa del SING. Fuente: CDEC-SING

Las principales características que se pueden identificar en este sistema son:

- Centros de consumo de electricidad separados por grandes distancias.
- El consumo de energía corresponde principalmente a empresas mineras.
- Escasos recursos de agua para usos de generación de electricidad.
- Factor de carga relativamente alto.

De acuerdo al anuario del CDEC-SING, actualizado al 31 de Diciembre de 2013 [8], el sistema cuenta actualmente con 17 empresas generadoras participando del sistema, 2 empresas de transmisión troncal, 3 empresas de subtransmisión y 25 clientes libres.

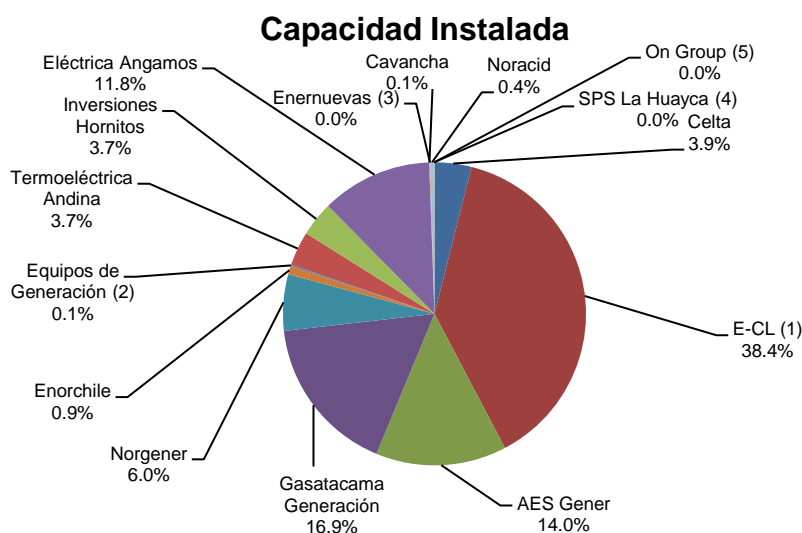


Figura 2.2: Capacidad instalada en el SING por empresa, Fuente: CDEC-SING

El parque generador, tiene una capacidad total instalada de 4.607 MW, que representa un 28,06% de la capacidad instalada del país, en donde cerca de un 90% son térmicas en base a carbón y gas natural, y el resto se divide en diesel, fuel oil, eólico solar e hidroeléctrico. Se observa también que 3 empresas concentran un 69,3% de la capacidad instalada del sistema (E-CL, AES Gener y Gasatacama). Este porcentaje aumenta si se considera que tanto Norgener como Eléctrica Angamos es operada por AES Gener, llegando así a que entre estas 3 empresas concentran un 87,1% del mercado.

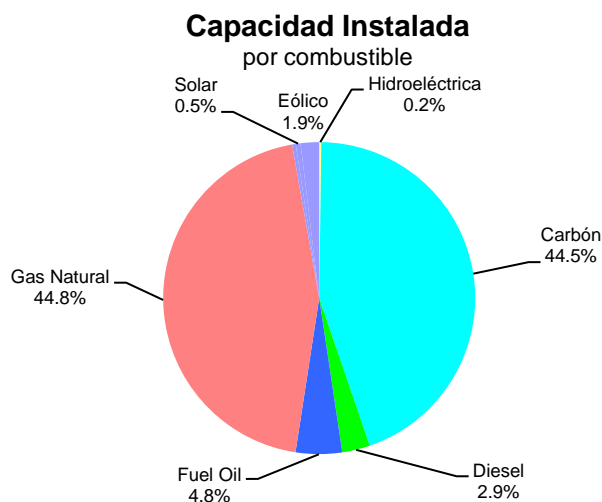


Figura 2.3: Capacidad instalada en el SING por combustible, Fuente: Elaboración propia con datos de CDEC-SING

Es claro que actualmente el SING es un sistema puramente térmico, por lo que su generación se basa en combustibles fósiles. Aunque en cuanto a capacidad instalada el gas natural comparte un porcentaje muy parecido al carbón, la producción de energía es principalmente mediante este último debido al menor costo combustible que tiene actualmente. Así se tiene la siguiente generación bruta por combustible para el año 2013, que se observa en la Figura 2.4, y la evolución anual de la generación bruta por combustible en la Figura 2.5.

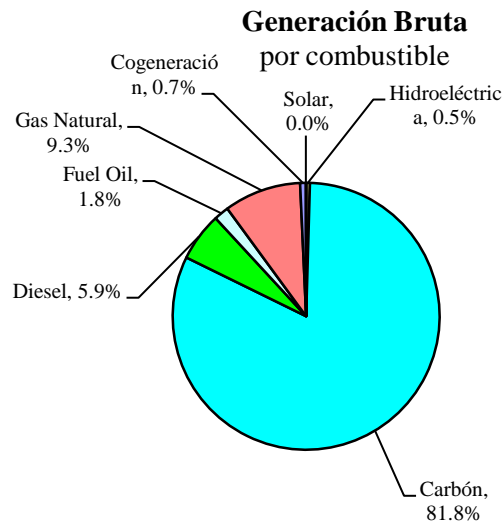


Figura 2.4: Generación bruta por combustible en el año 2013, Fuente: CDEC-SING

Evolución anual de la Generación por Combustible

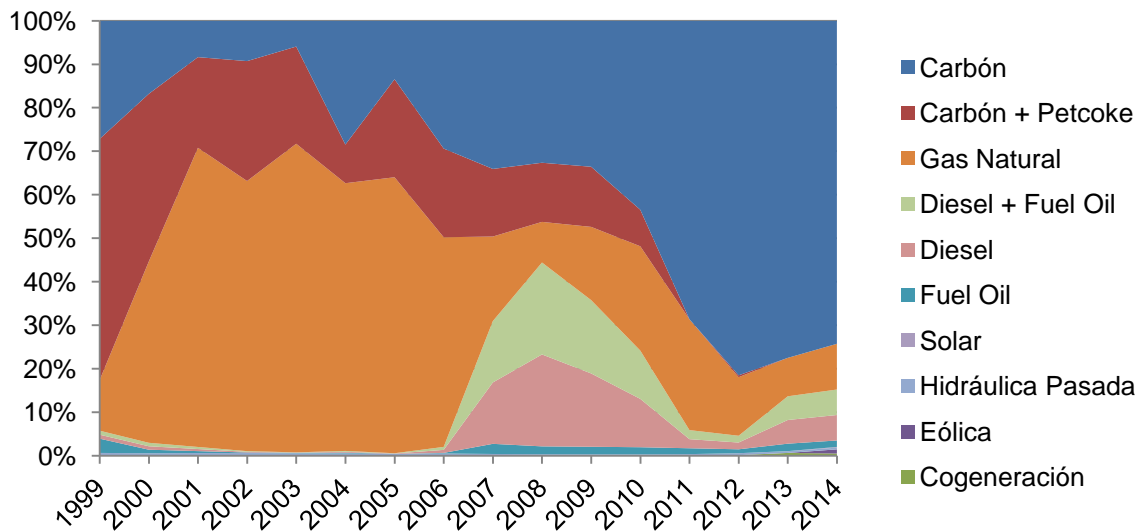


Figura 2.5: Evolución anual de la generación bruta por combustible, Fuente: Elaboración propia con datos de la CNE

Se aprecia que los costos marginales del sistema están dominados por el precio que se tiene de los combustibles fósiles, principalmente el precio del carbón y del gas natural. Como se observa en la Figura 2.6 los costos marginales del sistema fueron extremadamente bajos en los años 2003, 2004 y 2005, esto se debe a que Chile, después de verse afectado por una sequía extrema en 1998, en 1999 firmó un acuerdo con Argentina en el que ellos venderían gas natural a precios muy competitivos. Esto llevó a una importante construcción de centrales generadoras a gas natural, además de la construcción de varios gasoductos entre Chile y Argentina para cubrir la demanda de gas a la que esperaba llegar Chile. Los recortes en el suministro de gas natural desde Argentina, a partir del año 2007, provocaron que la demanda del sistema tuviera que ser cubierta incluso por diesel, llegando así a tener precios muy altos como los observados el año 2007 y 2008.

Es claro entonces que los costos marginales del SING dependen fuertemente de los precios que se tengan de los combustibles fósiles, que son importados desde otros países, ya que Chile no es un país productor de estos recursos. Por esto, y por otras razones de índole económica y política, es que se espera que en los próximos años ocurra una fuerte inversión en plantas de ERNC para aprovechar el gran potencial que se tiene de energía solar, por ejemplo.

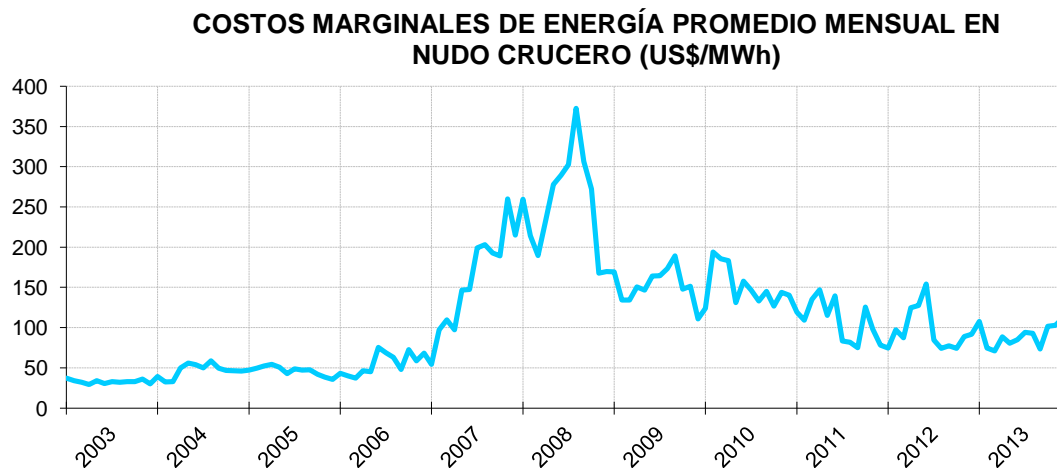


Figura 2.6: Costos Marginales mensuales en nudo crucero del SING en US\$/MWh, Fuente: CDEC-SING

La demanda del SING tiene una curva característica plana, debido a que la mayor parte de los consumos son industriales, específicamente mineros. La curva característica de demanda se muestra en la Figura 2.7, donde se observa que la variación horaria de la demanda es mínima.

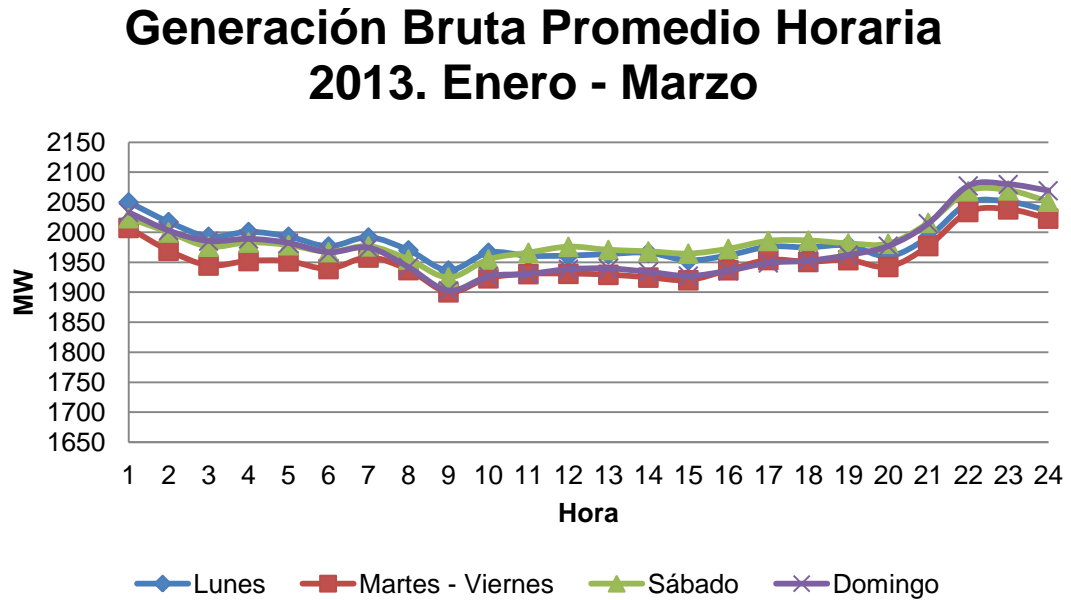


Figura 2.7: Demanda horaria promedio entre Enero y Marzo de 2013 en el SING, Fuente: CDEC-SING

2.3. Determinación de Plan de Mantenimiento en diversos Operadores

Para la determinación del plan de mantenimiento en un sistema se pueden ocupar distintos criterios, como el horizonte de tiempo a evaluar, el por qué se puede rechazar una solicitud de mantenimiento, y cuáles son los pasos a seguir en este caso, y una evaluación de costos para el sistema. Con estos criterios en consideración, los participantes del mercado deben definir el momento en que realizarán el mantenimiento de sus unidades, donde el objetivo es que sea el óptimo teniendo en consideración los criterios evaluados por los operadores del sistema respectivo.

A continuación se describe los procedimientos utilizados por diversos operadores en la determinación de los planes de mantenimiento.

2.3.1. SING

En el Sistema Interconectado del Norte Grande se planifica y coordina un calendario de Mantenimiento Mayor de las instalaciones de generación y transmisión. Se entiende como Mantenimiento Mayor, en adelante MM, aquellos trabajos de mantenimiento de carácter exclusivamente preventivo, y que requieran el retiro total de servicio de una instalación de generación o transmisión al menos por 24 horas continua.

La Dirección de Operación del CDEC-SING es la encargada de realizar la planificación de los trabajos de MM a través de un programa de 24 meses móviles, en donde se considera como base los periodos de desconexión por MM solicitados por parte de las empresas para cada una de sus instalaciones. El programa se determina, buscando como objetivos resguardar la suficiencia del sistema y minimizar el costo global de operación, dentro del periodo de planificación. Para estos efectos, la Dirección de Operación realizará los ajustes que sean necesarios, a los periodos solicitados por las empresas, de manera de cumplir con dichos objetivos.

El programa de MM es actualizado mensualmente por la Dirección de Operación, indicando los periodos de desconexión por MM de cada una de las instalaciones, así como las condiciones de suficiencia del SING para todo el horizonte de planificación.

Las empresas deberán solicitar la planificación de trabajos de MM de sus instalaciones a la Dirección de Operación, sean estos un nuevo trabajo de MM o una actualización de un trabajo ya planificado en el Programa de Mantenimiento Mayor vigente. Cada solicitud será analizada por la Dirección de Operación y en caso de ser aceptada, será planificada y actualizada en el Programa de MM que emite la Dirección de Operación mensualmente. En caso contrario, se comunicará la justificación respectiva del rechazo a dicha solicitud.

La solicitud para planificar un nuevo MM o actualizar un MM ya planificado, deberá ser enviada a la Dirección de Operación al menos con 15 días de anticipación de la fecha de inicio del trabajo de MM que se está solicitando o actualizando. En caso de no cumplir con este plazo el trabajo no será planificado por la Dirección de Operación en el Programa

de MM, a menos que conforme a la condiciones de operación del sistema y a los análisis que realice la Dirección de Operación concluyan la conveniencia, desde el punto de vista de seguridad y/o de costos de operación del SING, de efectuar dicho trabajo.

La solicitud para solicitar la planificación, actualización o modificación de un trabajo de MM debe contener al menos la siguiente información:

- Instalación afectada.
- Fecha y hora de inicio del trabajo.
- Fecha y hora de término del trabajo.
- Fechas alternativas para el desarrollo del trabajo.
- Indicar si la solicitud corresponde a un nuevo trabajo de MM o si actualiza alguno existente.
- Programa general de pruebas a realizar durante el periodo de MM.
- Para el caso de unidades generadoras:
 - a) Indicar tipo de MM a realizar conforme a las categorías que define el respectivo Procedimiento de la Dirección de Operación, que establece la forma de calcular el costo variable no combustible, especificando el alcance de los trabajos a realizar.
 - b) Justificación del trabajo requerido o de la actualización del MM ya planificado, de acuerdo al cumplimiento de las horas de operación, horas equivalentes de operación, o algún otro indicador, según corresponda.

La Dirección de Operación realizará un análisis del impacto que prevé producirán las solicitudes de MM, sobre la suficiencia y sobre los costos de operación esperados para el sistema, bajo lo cual resolverá respecto a la conveniencia de planificar dicho trabajo de MM en la fecha solicitada, o en alguna fecha alternativa que proponga la misma empresa o la Dirección de Operación. El análisis de suficiencia estará basado en el cálculo de índices de confiabilidad para el periodo que conforma el programa de MM. El análisis de costos estará basado en el resultado de una simulación de mediano y largo plazo de la operación económica del SING para el periodo de planificación. Para estos análisis, la Dirección de Operación considerará las condiciones esperadas de operación del sistema, de acuerdo al programa de operación de mediano y largo plazo del SING, que en ese momento se encuentre vigente. Las variables principales a considerar serán: demanda horaria, Programa de MM vigente, indisponibilidades de unidades generadores y sistema de transmisión, fechas de entrada y salida de unidades de generación y del sistema de transmisión, precios y disponibilidad de combustibles, entre otras.

Las solicitudes de planificación o de actualización de MM serán planificadas, incorporándolas al Programa de MM, sólo en el caso que los análisis de confiabilidad y de costos así lo recomienden. En caso que la solicitud de MM bajo análisis produzca un impacto negativo en la suficiencia y/o en los costos de operación del sistema, la Dirección de Operación solicitará a la empresa interesada que desplace el periodo de MM solicitado

a un periodo alternativo o al periodo que la Dirección de Operación estime conveniente según los análisis realizados.

En el caso que dos empresas soliciten un mismo periodo para realizar el MM de alguna de sus instalaciones, y a su vez los análisis indiquen que sólo es factible realizar uno de los trabajos solicitados, la Dirección de Operación planificará el trabajo que haya sido solicitado con mayor anticipación. [9]

2.3.2. SIC

El Sistema Interconectado Central abastece de energía desde la Región de Antofagasta en el norte (Taltal), hasta la Región de Los Lagos por el sur (Chiloé), llevando energía al más del 90% de la población, siendo el mayor sistema eléctrico de Chile. El SIC es un sistema hidrotérmico, que aprovecha el potencial hídrico de la zona sur de Chile, combinándose con centrales térmicas para satisfacer la demanda.

La Dirección de Operación del CDEC-SIC es la encargada de coordinar el Mantenimiento Preventivo Mayor de todas las instalaciones sujetas a coordinación, con el fin de preservar la seguridad del servicio y garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del SIC.

Se entiende como Mantenimiento Preventivo Mayor de una instalación, a aquellos trabajos que pueden ser programados y que requieren el retiro total del servicio de una unidad generadora, líneas de transporte, equipo de poder y/o subestaciones por un periodo superior a 24 horas continuas.

Cada año la Dirección de Operación elaborará un Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor del conjunto de instalaciones del sistema eléctrico sujetas a coordinación, el que tendrá un horizonte de análisis de al menos 12 meses. Este programa estará basado en la información suministrada por las empresas y debe incluir al menos lo siguiente:

- Previsión de la demanda máxima para cada una de las semanas del periodo.
- Previsión de los flujos máximos, para cada una de las semanas del periodo, en aquellas líneas que se prevean limitaciones.
- Fecha y duración de la programación de los Mantenimientos Preventivos Mayores. La duración informada por la empresa debe incluir el periodo de pruebas de la unidad o instalación.
- Niveles de reserva fría y reserva pronta de potencia para cada una de las semanas del periodo.

Las empresas sujetas a la coordinación del CDEC-SIC, deberán comunicar a la Dirección de Operación, antes del 1º de Noviembre de cada año, la siguiente información:

- Periodo de Mantenimiento Preventivo Mayor de las instalaciones, propuesto para el año calendario siguiente.

- Calificación del Mantenimiento Preventivo Mayor como postergable o impostergable, entendiéndose por postergable, todo aquel Mantenimiento que puede ser desplazado fuera del periodo de horas de punta del SIC.
- Periodos alternativos para el Mantenimiento Preventivo Mayor propuesto o fechas entre las cuales podría realizarse.
- Información adicional necesaria para evaluar las ventajas y desventajas de realizar el mantenimiento en diferentes fechas.

La Dirección de Operación comunicará, a más tardar el 30 de Noviembre de cada año, el Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor a las empresas sujetas a la coordinación del CDEC-SIC. Las empresas tienen un plazo de 7 días para solicitar revisiones al Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor. La Dirección de Operación debe responder las observaciones que le planteen antes del 15 de Diciembre de cada año.

El Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor definitivo para el año calendario siguiente será comunicado a las empresas coordinadas a más tardar el 31 de Diciembre del año anterior al periodo en que deba aplicarse.

Para realizar modificaciones al Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor definitivo, las empresas sujetas a coordinación del CDEC-SIC, ya sea agregando nuevos periodos de Mantenimiento Mayor o modificando los ya contenidos en el Programa vigente, deberán solicitarlo por escrito a la Dirección de Operación con una anticipación mínima de 30 días para mantenimientos de duración superior a dos semanas y 15 días para el resto.

Sin perjuicio de lo anterior, la Dirección de Operación podrá autorizar solicitudes de nuevos mantenimientos de hasta 72 horas de duración atendiendo las condiciones de operación del sistema, aun cuando sean informados en un plazo inferior a lo señalado anteriormente.

En el caso que la solicitud de modificación propuesta no resulte consistente con la seguridad del sistema eléctrico, la Dirección de Operación podrá rechazar dicha solicitud. En este último caso, de común acuerdo con el interesado, se reprogramará el periodo de mantenimiento solicitado para alguna fecha alternativa.

Por otra parte, si la solicitud realizada requiere modificar algún periodo de mantenimiento de otra central, previa a su autorización, se requerirá que la empresa afectada acepte la modificación de su Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor.

2.3.3. PJM

PJM, sigla que viene de “Pennsylvania – New Jersey – Maryland Interconnection”, es una organización regional estadounidense de transmisión que coordina el mercado eléctrico en 13 estados y un distrito, Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia y el distrito de Columbia. [10]

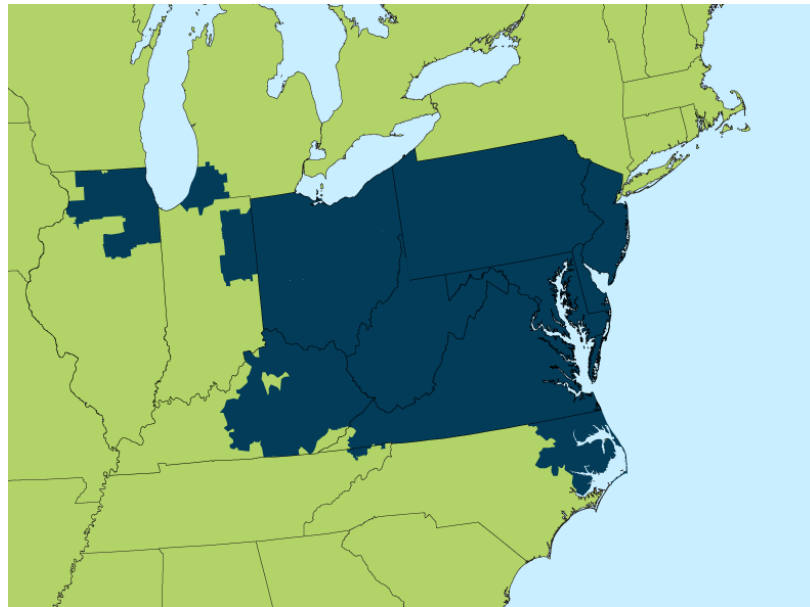


Figura 2.8: Mapa del territorio de acción de PJM, Fuente: PJM

PJM es el operador de este gran sistema eléctrico, coordinando el mercado de generación y la red de alto voltaje de manera de entregar energía confiable a más de 61 millones de personas.

El mercado de energía que maneja PJM está compuesto por dos mercados, el Day – Ahead Market y el Real – Time Market. El Day – Ahead Market es un mercado diario, en que se calculan precios marginales localizados (LMP) para cada hora a partir de las ofertas de generación, ofertas de demanda y las transacciones bilaterales acordadas entre los distintos agentes participantes del sistema. El Real – Time Market es el mercado intradiario, en que los LMP se calculan en intervalos de cinco minutos basado en las condiciones de operación real del sistema, en donde las transacciones se definen por hora.

PJM reconoce tres tipos de salida de funcionamiento para las distintas unidades que conforman el sistema:

- **Salidas Planeadas:** Son calendarizadas por las empresas generadoras con anticipación y tienen una duración predeterminada. Los casos típicos de salidas planeadas son la reparación o inspección de turbinas y calderas, pruebas para suministrar combustible en las plantas nucleares y la instalación de sistemas de

control medioambientales. Suelen ocurrir en las temporadas del año en que el peak de demanda del sistema está en su punto más bajo. Tienen fecha de inicio flexible, se extienden por varias semanas y ocurren solo una o dos veces al año.

Para ser clasificada como salida planeada, el miembro de PJM debe realizar la solicitud inicial de salida antes de 30 días al día de operación en que la salida planeada se va a iniciar. Luego de recibida la solicitud PJM inicia el proceso de validación y notifica al miembro de PJM si la solicitud es rechazada. En caso que sea rechazada, el miembro de PJM debe volver a evaluar la fecha de la salida planeada y enviar una nueva solicitud. Este proceso se repite hasta que el miembro de PJM envía una solicitud que sea aceptable.

Los miembros de PJM pueden solicitar una extensión de la salida planeada cuando el alcance original del trabajo requiere más tiempo del previsto inicialmente. Esta extensión no puede ser utilizada si, debido a problemas inesperados o atrasos, la unidad sigue fuera de servicio pasado la fecha de fin de la salida planeada. La solicitud para una extensión debe ser enviada al menos 48 horas antes del fin de la salida planeada.

Para asegurar que una adecuada capacidad de partida en negro esté disponible en caso de ser necesaria una restauración del sistema; no más de una unidad, en una planta de partida en negro que contiene múltiples unidades, puede participar en una salida planeada. Además, las salidas planeadas simultáneas de distintas plantas dentro de una misma zona pueden estar restringidas según los requerimientos del sistema de transmisión. Estas restricciones están predefinidas y validadas por PJM. Una empresa de generación puede sustituir una unidad de partida en negro que se encuentre en salida planificada, por una unidad de partida en negro (no designada actualmente como crítica), para permitir una salida planeada simultánea con otra unidad crítica de partida en negro. La unidad sustituta, debe tener una prueba válida de partida en negro dentro de los últimos 13 meses, para poder ser considerada.

- **Salidas por Mantenición:** Son solicitadas por las empresas generadoras y pueden ser diferidas una semana, con respecto a la fecha requerida, por parte de PJM, pero requieren salir del sistema antes de la próxima salida planeada. Generalmente estas salidas pueden ser indefinidas, con excepción de cuando se encuentra en el periodo peak de mantención del sistema (Entre el Miércoles 24º y 36º del año calendario) en que puede durar solo 9 días, que se dividen en 5 días de semana y 4 días de fin de semana, y cuando la confiabilidad del sistema se ve afectada, en cuyo caso también solo puede durar 9 días. La confiabilidad del sistema se ve afectada cuando la unidad que solicita mantenimiento es crítica en cuanto a la partida en negro, y otra unidad de partida en negro en la zona ya se encuentra en

salida planeada; cuando la unidad es crítica por la programación de trabajos en transmisión; y porque hay poca reserva en la zona.

El periodo de fin de semana se define desde el viernes a las 22:00 horas hasta el lunes a las 08:00 horas. Así, durante la semana una salida es considerada por mantención si, al momento de la solicitud a PJM, la unidad puede mantener el nivel de carga que tiene actualmente hasta más allá del lunes a las 08:00 horas, en caso contrario se considera como salida no planeada. Si la solicitud se realiza durante el fin de semana, entonces la unidad debe ser capaz de mantener el nivel de carga que tiene actualmente más allá del lunes a las 08:00 horas del fin de semana siguiente, si no se considera como salida no planeada.

Se presentan tres ejemplos respecto a una solicitud de salida por mantención a PJM y que puede ser pospuesta.

1. Es responsabilidad de PJM decidir si la salida por mantención debe ser pospuesta, basándose en las condiciones del sistema. Si se decide que debe ser pospuesta más allá del próximo fin de semana pero la unidad es incapaz de mantener el nivel de carga antes de las 08:00 horas del lunes, entonces la salida se considera como salida no planeada.
2. Si PJM decide que la mantención debe ser pospuesta más allá del fin de semana y la unidad falla más allá del fin de semana, pero antes del momento de inicio convenido, entonces esta salida se considera como salida no planeada.
3. Si PJM decide que no se debe posponer pero la mantención es pospuesta por el miembro de PJM y la unidad falla, entonces esta salida es considerada como salida no planeada.

Para estas salidas también se puede solicitar una extensión del plazo, siempre que se cumplan las mismas condiciones requeridas para las salidas planeadas.

- **Salidas no planeadas:** Son salidas forzadas de las unidades, que se puede deber a una falla o a que es muy probable que ocurra una en un periodo de tiempo muy cercano. Estas salidas deben ser informadas de manera inmediata, junto con la fecha esperada en que la unidad volverá a estar disponible.

El método utilizado para calendarizar estas salidas consiste en que los participantes de PJM realizan una solicitud para la salida de alguna de sus unidades, y luego PJM puede aceptar o rechazar esta solicitud. De esta manera PJM no es quien calendariza los mantenimientos de las máquinas, si no que solo acepta o rechaza las solicitudes. PJM rechaza estas solicitudes solo en caso que la confiabilidad del sistema se vea en riesgo.

Para analizar la confiabilidad del sistema PJM define distintos tipos de reserva. Reserva es la capacidad de generación que se encuentra lista para dar servicio en caso que ocurra algo en el sistema de potencia, como pérdida de una unidad grande. De acuerdo a la severidad del evento se define el tiempo de reacción que se debe tener. Para tiempos de respuesta menores a 10 minutos, se denomina reserva de contingencia o primaria, la cual es reserva que puede ser convertida totalmente en energía o carga que puede ser removida del sistema en menos de 10 minutos desde que el despachador lo requiere. Esta reserva se subdivide en dos, la reserva sincronizada y la no sincronizada. La reserva sincronizada corresponde a las unidades que ya se encuentran sincronizadas al sistema, mientras que las no sincronizadas son unidades que inician su secuencia de partida cuando el despachador lo requiere. Para tiempos de respuesta entre 10 y 30 minutos, PJM la denomina reserva secundaria, la cual es reserva con capacidad para ser convertida totalmente en energía o carga que puede ser removida del sistema dentro de un lapso de tiempo de 10 a 30 minutos. Las unidades que proveen reserva secundaria no deben estar sincronizadas eléctricamente al sistema.

El requerimiento que se debe cumplir en la operación diaria, para determinar si es posible una salida de funcionamiento, es operar tanta capacidad de generación como sea requerida para satisfacer la demanda de manera confiable y económica, a través de proveer una protección razonable contra las variaciones instantáneas de la demanda, error en la estimación de la demanda y pérdidas en la capacidad del sistema debido a fallas o malfuncionamiento en equipos de generación, además de dar una capacidad razonable de regulación de frecuencia. La capacidad de reserva necesaria para lograr este objetivo es establecida y revisada periódicamente por PJM.

Así cada participante es responsable de definir su mejor calendario de salidas de funcionamiento de sus máquinas, y PJM va priorizando por “orden de llegada”. [11]

2.3.4. California ISO (CAISO)

CAISO maneja el sistema eléctrico de, aproximadamente, el 80% de California y una pequeña parte de Nevada. Es el operador de sistema más grande con alrededor de 38 operadores que funcionan en la interconexión del oeste de Estados Unidos, coordinando un 35% de la demanda eléctrica, de manera estimada, con alrededor de 30 millones de clientes. [12]



Figura 2.9: Mapa con el territorio de acción de CAISO, Fuente: CAISO

Al igual que PJM, CAISO cuenta con dos mercados de energía, el Day – Ahead Market y el Real – Time Market, compartiendo las características básicas de estos.

En cuanto a la calendarización de los mantenimientos se presentan diferencias con respecto a PJM. CAISO separa las mantenciones en dos tipos, mantenciones de largo plazo y mantenciones de corto plazo. Las mantenciones de largo plazo son en las que la solicitud de la mantención ocurre con, al menos, 46 días de anticipación al inicio de la misma; mientras que las de corto plazo, son en las que la solicitud se realiza con menos de 46 días de anticipación.

Para las mantenciones de largo plazo CAISO le solicita a todas las empresas generadoras que participan del sistema, el 15 de Octubre de cada año, un calendario de mantenimiento para cada una de las unidades de generación, para un periodo de 15 meses. De forma adicional, las empresas propietarias de unidades generadoras tienen la opción de realizar actualizaciones a este calendario de manera trimestral. Luego de recibir los planes de mantención de cada empresa, CAISO evalúa si alguna de las mantenciones compromete la confiabilidad del sistema. Luego, si se determina que alguno de los planes

de mantenimientos enviados genera problemas de confiabilidad, CAISO le notifica a la empresa comprometida que debe revisar su calendario y enviar un nuevo plan con los respectivos cambios. La prioridad entre las empresas que solicitan las mismas fechas se da por “orden de llegada”, con excepción de las solicitudes que se hayan recibido como parte de la planificación de largo plazo, o sea, para el periodo de 15 meses, en cuyo caso los considera recibidos al mismo tiempo.

En cuanto a las mantenciones de corto plazo, solo se aprueban si es que se logran incluir dentro del plan de mantenciones de largo plazo existente, manteniendo la confiabilidad del sistema. En caso contrario, estas solicitudes son rechazadas.

Finalmente CAISO obtiene el calendario de mantenimiento a partir de los planes que propone cada una de las empresas que participan en el mercado de energía, luego de realizar una revisión de la confiabilidad del sistema, la que considera factores como la demanda peak estimada, otras mantenciones a realizar en ese periodo, congestiones potenciales en los sistemas de transmisión, impactos en la capacidad de transferencia de las instalaciones del sistema o en las interconexiones e impactos en el mercado.

Si alguna empresa generadora desea realizar cambios en la calendarización de los mantenimientos, debe enviar la solicitud con tres días hábiles de anticipación al comienzo de la mantención, especificando el nombre de la unidad, la naturaleza de la mantención a realizar, la fecha y hora de inicio y de término, tiempo requerido para completar la mantención y que la unidad retome su capacidad nominal y en caso que sea un cambio al plan de mantenimiento ya aprobado, la fecha y hora del mantenimiento original. CAISO tiene el derecho a rechazar estas modificaciones en caso que se vea afectada la confiabilidad del sistema, que las modificaciones sean muy complejas, o que se tenga muy poco tiempo para evaluar las modificaciones.

En el caso de las salidas forzadas CAISO reconoce dos tipos, salida forzada inmediata y la inminente. La salida forzada inmediata es aquella en que la unidad tendrá una salida forzada dentro de las próximas 24 horas a menos que se tomen acciones correctivas, mientras que la salida forzada inminente tiene las mismas características pero en que la salida se producirá en más de 24 horas. Estas salidas deben ser informadas inmediatamente a CAISO para así poder tomar medidas correctivas para no poner en compromiso la confiabilidad del sistema.

Finalmente, las empresas generadoras pueden pedir una extensión del periodo de mantención, para esto deben cumplir con que debe ser avisada, al menos, 2 horas antes del fin de la mantención, que la extensión no genere problemas de congestión, y que no afecte otras mantenciones por la extensión. [13]

2.3.5. Red Eléctrica España

El mercado eléctrico español es operado en conjunto con el portugués constituyendo así el mercado de la península ibérica. El operador de mercado es el OMIE mientras que el operador de sistema en España es la Red Eléctrica de España, que es el transportista único del sistema eléctrico español.

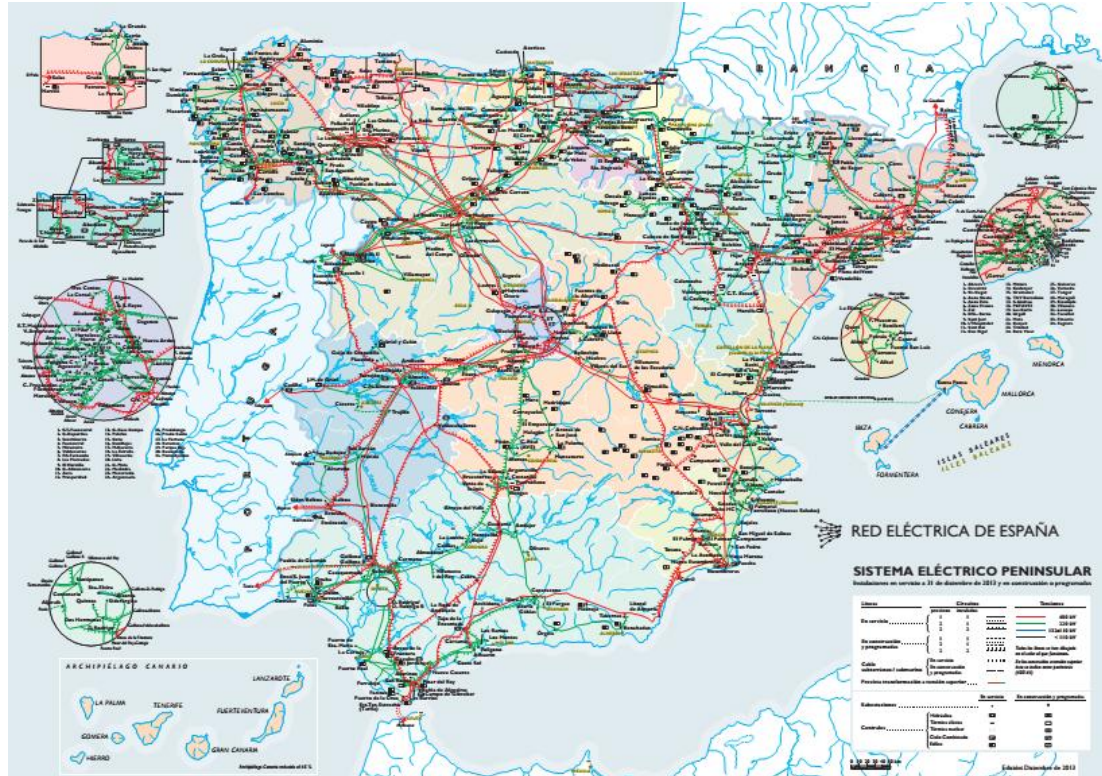


Figura 2.10: Mapa de la red eléctrica de España, Fuente: Red Eléctrica

El mercado eléctrico de la península ibérica está compuesto por dos mercados, el diario y el intradiario. En el mercado diario se realizan ofertas horarias para el día siguiente, de donde se obtiene el precio y el volumen de la energía en una hora determinada, a través del cruce entre la oferta y la demanda, siguiendo el modelo marginalista adoptado por la Unión Europea. Las ofertas de compra y venta son aceptadas independientemente de que estén en España o en Portugal, y se van atendiendo acorde al orden de mérito económico hasta que la interconexión entre España y Portugal se ocupa totalmente. En el mercado intradiario los agentes pueden volver a comprar y vender electricidad en distintas sesiones de contratación unas horas antes del tiempo real. Existen seis sesiones de contratación basadas en subastas como las descritas para el mercado diario, donde el volumen de energía y el precio para cada hora se determinan por la intersección de la oferta y la demanda. Estas sesiones permiten a los agentes reajustar sus compromisos hasta cuatro horas antes del tiempo real. [14]

Para obtener el calendario de mantenciones el operador de sistema, es decir Red Eléctrica de España, realiza el procedimiento que se describe a continuación. Los trabajos

de mantenimiento así como cualquier otra causa prevista que pueda afectar a la disponibilidad total o parcial de las unidades de producción, deberán ser anunciados con la mayor antelación posible a Red Eléctrica de modo que le permitan, tanto su consideración en las previsiones de cobertura y en el control del nivel de garantía de suministro de electricidad a corto y medio plazo, como facilitar dicha información al operador de mercado en tiempo y forma útiles.

Antes del día 15 de cada mes las empresas titulares de unidades de producción comunicarán a Red Eléctrica sus mejores previsiones sobre cambios de disponibilidad de sus unidades de producción, bien sea por alteración de los planes de mantenimiento vigentes, bien por averías o cualquier otra causa previsible que conlleve un programa de actuaciones. El horizonte contemplado será de un año móvil. La información debe contener como mínimo la identificación de la central afectada por la indisponibilidad, el alcance de los trabajos de mantenimiento o naturaleza de la indisponibilidad en su caso, fechas de comienzo y fin de las operaciones de mantenimiento y la potencia que queda indisponible.

Con la información facilitada, dentro de los primeros 10 días de cada mes Red Eléctrica elaborará un documento en el que recopilará la información actualizada de los planes de indisponibilidades previstas de los equipos.

Las fechas comunicadas por los agentes serán mantenidas por Red Eléctrica siempre que con ello, y a su juicio, no resulte comprometida la seguridad del sistema. Si así no fuere Red Eléctrica propondrá los cambios que corresponda.

El documento elaborado por Red Eléctrica contendrá, además de las fechas y duración de los trabajos previstos, una estadística de la potencia disponible en las diferentes unidades de producción para el horizonte contemplado y con desglose mensual.

Para esto, todos los trabajos de mantenimiento de centrales que supongan una indisponibilidad de potencia igual o superior a 50 MW y cuyo comienzo esté previsto en los dos meses siguientes a la fecha del documento elaborado por Red Eléctrica se considerarán firmes, y cualquier modificación de fechas deberá ser notificada a Red Eléctrica para que ésta la tenga en cuenta a efectos de seguridad y garantía de suministro y planificación de trabajos del resto de elementos del sistema que puedan verse afectados por el cambio y, en su caso, autorice la modificación propuesta. En cualquier caso, las empresas titulares de unidades de producción bajo el ámbito de aplicación de este procedimiento deberán comunicar a Red Eléctrica cualquier modificación que surja respecto al plan vigente en cada momento, cualquiera que fuere su naturaleza. [15]

2.3.6. Comparación entre los sistemas

A partir de lo expuesto en las secciones anteriores, es claro que en todos estos sistemas liberalizados, los participantes del mercado tienen la opción de calendarizar las mantenciones, al menos en una primera instancia, para así mantener la libre competencia del mercado. Las diferencias comienzan a surgir en cuánto a como calendarizar en caso que, en la fecha deseada por la empresa generadora, se produzcan problemas de confiabilidad. En los casos del SING y el SIC se les permite a las empresas agregar fechas posibles, además de la deseada, para así tener más opciones de decisión pero, en el caso que ninguna cumpla con los requerimientos, son los CDEC respectivos los encargados de calendarizar esta mantención. Algo parecido ocurre en Red Eléctrica, ya que serán ellos los encargados de proponer fechas nuevas en caso de problemas de confiabilidad en el sistema. En cambio, en PJM y CAISO se le informa de los problemas a las respectivas empresas, y estas deben enviar nuevos calendarios sucesivamente hasta lograr una fecha satisfactoria desde el punto de vista de la confiabilidad.

También se aprecian diferencias en las definiciones de los tipos de mantenimientos. Mientras que en el SING, el SIC y en Red Eléctrica se tiene solo un tipo de mantenimiento, además de las salidas forzadas por fallas, en PJM y en CAISO se tienen dos tipos de mantenimientos de acuerdo al tiempo de anticipación con que se solicita el mismo, además de las salidas forzadas.

En cuanto al horizonte de planificación de las mantenciones, en el SING se define un calendario de 24 meses móviles, es decir de dos años, en el SIC se construye un calendario de al menos 12 meses cada año, en CAISO se arma un calendario de 15 meses en Octubre de cada año, en Red Eléctrica se establece un calendario de un año móvil y en PJM no se establecen límites de tiempo para las solicitudes de mantenciones, teniendo siempre disponible el calendario actualizado de las mismas.

Para definir la prioridad entre las empresas que solicitan mantenciones en la misma fecha, todos los sistemas la establecen por “orden de llegada”, con excepción de CAISO cuando arma el calendario de 15 meses en Octubre de cada año, ya que en ese caso se define que todas las solicitudes fueron realizadas en la misma fecha.

Criterios	SING	SIC	PJM	CAISO	Red Eléctrica
Horizonte de tiempo	24 meses móviles	Al menos 12 meses	No se establecen límites	15 meses	12 meses móviles
Prioridad si se solicita la misma fecha	Por orden de llegada	Definida por el operador del sistema	Por orden de llegada	Por orden de llegada	Por orden de llegada
Criterios de rechazo de solicitud	Operación económica, confiabilidad y costos al sistema	Operación económica, confiabilidad y costos al sistema	Operación económica y confiabilidad	Operación económica y confiabilidad	Operación económica y confiabilidad
En caso de rechazo de solicitud	Se evalúan alternativas propuestas por la empresa, si no el operador de sistema define fecha	Se evalúan alternativas propuestas por la empresa, si no el operador de sistema define fecha	Se le notifica a la empresa para que envíe una nueva fecha	Se le notifica a la empresa para que envíe una nueva fecha	El Operador de Sistema define la nueva fecha

Tabla 2.1: Cuadro comparativo entre los sistemas

2.4. Horas Equivalentes de Operación (EOH)

El concepto de horas equivalentes de operación, o “EOH” por sus siglas en inglés, permite valorizar cada hora de operación de una unidad, respecto al desgaste en que incurre de acuerdo al modo de operación en que se encuentra. Esta diferenciación entre los modos de operación de las unidades se debe a que el desgaste que tienen cuando operan en condiciones nominales es distinto al que tienen al momento de la partida, debido a diversos esfuerzos que se realizan dentro de la máquina.

Por ejemplo, en algunas unidades de ciclo combinado, la partida de la máquina equivale a 20 horas, aproximadamente, de operación nominal debido al desgaste en que se incurre al iniciar la operación. Es por esto que este concepto permite evaluar de buena manera el deterioro de las máquinas debido al uso en que han incurrido, permitiendo así tomar la decisión sobre cuando realizar el mantenimiento de buena manera.

Para realizar la medición de las horas equivalentes de operación se propone, para plantas de ciclo combinado, la siguiente fórmula:

$$EOH_{equ} = a_1 n_1 + a_2 n_2 + \sum_{j=1}^n t_j + fw(b_1 t_1 + b_2 t_2)$$

Donde se tiene que:

- a_1 : Factor por partida de la unidad.
- n_1 : Número de partidas.
- a_2 : Factor por partida de emergencia de la unidad.
- n_2 : Número de partidas de emergencia.

n	: Cambios de temperatura repentinos.
t_j	: Horas de operación equivalentes para cambios de temperatura repentinos, por ejemplo, debido a cambios en la carga o al apagado.
f	: Factor debido a no limpieza o tipo de combustible no identificado.
w	: Factor por la inyección de agua o vapor.
b_1	: Factor por funcionamiento a carga base.
t_1	: Horas a carga base.
b_2	: Factor por funcionamiento en carga peak.
t_2	: Horas de operación entre carga base y carga peak.

Los valores de los factores para cada unidad van variando dependiendo del diseño de cada una de ellas, donde para el factor por partida de una unidad se tiene un valor que se encuentra en un intervalo de entre 10 a 20, como valor típico. [16] [17]

Los intervalos para inspección debido a la operación varían entre 20.000 a 40.000 EOH aproximadamente, para unidades de ciclo combinado, donde la diferencia radica en la configuración que se tiene para la operación de las mismas.

2.5. Estado del arte en la determinación de un plan de mantenimiento óptimo

En esta sección se describirán algunos trabajos científicos en que se investiga el tema de la obtención de un plan de mantenimiento óptimo. De la revisión se han encontrados dos enfoques:

- **Enfoque centralizado:** en que se busca la mejor opción para la reducción de costo manteniendo la confiabilidad del sistema.
- **Enfoque descentralizado:** que busca maximizar las utilidades de un agente dentro del mercado.

Para este trabajo, por la estructura que tiene dentro del mercado chileno la calendarización de los mantenimientos, es interesante revisar los trabajos científicos en los cuales se investiga desde el punto de vista en que se busca maximizar las utilidades de un agente dentro de un mercado liberalizado, ya que el procedimiento permite a las distintas empresas generadoras entregar sus calendarios de mantenciones propuestos para maximizar las utilidades y, así, que los CDEC respectivos realicen un análisis de la factibilidad de llevar a cabo los mantenimientos según estos calendarios. Si bien en el caso que no sea factible este calendario, los CDEC deciden la fecha de los mantenimientos, también se les permite a las empresas entregar fechas tentativas en caso que ocurra este problema, de manera que se les da mayores opciones para lograr maximizar sus utilidades.

De acuerdo a [18] el primer tópico que resalta en este tema, es como la reestructuración de los sistemas eléctricos ha generado algunos conflictos relacionados con la mantención de las máquinas. Por un lado se tiene a las empresas generadoras, en

que sus utilidades están muy relacionadas con el precio de la electricidad, que varía en el tiempo, de manera que si se realizara la mantención en diferentes momentos, se obtienen pérdidas distintas producidas por la detención de la máquina. Así, la calendarización del mantenimiento de las unidades se ha vuelto un problema importante de toma de decisiones para las empresas generadoras que participan de un mercado. Por otro lado, se tiene que la mantención de las unidades juega un rol muy importante en la confiabilidad del sistema, ya que genera un impacto directo en la capacidad instalada disponible para ser despachada en el sistema. De esta manera, los operadores de sistema debiesen estar en posición de regular o coordinar el calendario de mantenimiento de las unidades para así mantener la confiabilidad del sistema. Así se tiene que el rol y las responsabilidades de dos actores del mercado de energía, los operadores de sistema y las empresas generadoras, son muy distintos.

De acuerdo a los trabajos que se han revisado con respecto a este tema, existen distintos mecanismos de coordinación para sistemas liberalizados:

1. El operador de sistema coordina el calendario de mantenciones considerando el interés de las empresas generadoras y la confiabilidad del sistema.

En este tipo de metodologías el operador de sistema toma a las empresas generadoras como un todo, tomando en cuenta el interés de las empresas para la coordinación del plan de mantenimiento. Este método asegura mantener la confiabilidad del sistema, pero no puede garantizar igualdad en las condiciones para cada empresa generadora [19] [20].

2. El operador de sistema negocia el calendario de mantenciones con las empresas generadoras en nombre de los consumidores.

En este caso el operador de sistema negocia con una o más empresas generadoras para revisar el calendario de mantenciones suscrito por ellas, en nombre de los consumidores, para asegurar la confiabilidad del sistema. El operador de sistema pagará montos acordados para las generadoras que se ven afectadas con la regulación del calendario de mantenciones, y serán los consumidores los encargados de cubrir este costo. Esto es solo necesario en el caso que el calendario de mantenciones suscrito por las empresas generadoras no satisfaga la confiabilidad del sistema [21].

3. El operador de sistema coordina el calendario de mantenciones basado en la disposición a pagar suscrita por las empresas generadoras para un cierto periodo.

En este tipo de metodologías, primero el operador de sistema le pide a las empresas generadoras que presenten su calendario de mantenciones y una disposición a pagar asociada a este calendario. Luego el operador de sistema verifica si este calendario de mantenciones satisface los requerimientos para la confiabilidad del sistema basándose en la capacidad de generación disponible y la demanda estimada. Si es que no se verifican

problemas de confiabilidad, el operador de sistema aprobará este calendario de mantenencias; en caso contrario, el operador de sistema regulará el calendario de mantenencias presentado por las generadoras basándose en la seguridad del sistema y en la disposición a pagar asociada a los periodos de mantención propuesta por las mismas [22] [23].

De los mecanismos propuestos, considerando las características y el procedimiento que se tiene para definir el calendario de mantenencias en Chile, se tiene que los descritos en el primer tipo pueden ser aplicados en Chile, ya que es el CDEC quien coordina los mantenimientos basado en los calendarios propuestos por las empresas generadoras, analizando si se logra satisfacer la confiabilidad del sistema.

La obtención de un plan óptimo de mantenimiento para una empresa generadora, con el fin de maximizar sus utilidades dentro del periodo de tiempo evaluado, es una de las estrategias más importantes para el diseño del calendario de producción de esta empresa. Esto, porque diferentes calendarios de mantención llevarán a distintos niveles de generación, luego, a diferentes precios del mercado de energía y, finalmente, tendrá impactos en las ganancias de la venta de energía en el mercado eléctrico.

Así para solucionar este problema existen distintas aproximaciones. En [24] y [25] se basan en la teoría de juegos con información completa pero imperfecta, y buscan encontrar el comportamiento estratégico de las empresas generadoras en el equilibrio de Nash. Mientras que en [21] y [26] se basan en la estimación de los precios del mercado, es decir, se asume que el calendario de mantenencias de otras empresas generadoras afectan los precios del mercado. Estos métodos se caracterizan por utilizar herramientas de estimación de precios para evaluar así las pérdidas debidas a la realización del mantenimiento. La mayor diferencia entre ellos se da en la formulación matemática del problema, es decir, en la definición de la función objetivo y las restricciones consideradas.

Como el sistema chileno no es un mercado que funcione a base de ofertas de compra y venta de energía, si no que se despacha de manera centralizada, entonces los métodos que se basan en la teoría de juegos no pueden ser aplicados. En cambio, los que se basan en la estimación de precios del mercado si son aplicables al mercado chileno, ya que la obtención de los despachos horarios puede ser simulada de acuerdo al procedimiento que ocupan los CDEC, y así tener una estimación de los precios del sistema.

En cuanto a los supuestos tomados [21] y [26] coinciden, ya que ambos trabajos asumen que las empresas son tomadoras de precio y que los precios del mercado son conocidos.

En [21], el problema de optimización desde el punto de vista de la empresa generadora se plantea de la siguiente forma: la función objetivo es maximizar las ganancias de la empresa, considerando los costos fijos, de partida y de mantenimiento.

Luego, como restricciones se tiene: la lógica de partida de la máquina, si una máquina está en mantenimiento no puede estar produciendo, capacidad máxima y mínima de potencia, la duración del mantenimiento y que este debe ser continuo, máximo número de unidades en mantenimiento que puede tener una empresa, prioridad de algunas unidades y que algunas máquinas no pueden estar en mantención simultáneamente. La formulación matemática del problema queda de esta manera:

$$\begin{aligned} \text{maximizar} \quad & \sum_{j \in G_i} \sum_{t=1}^T \left[\sum_{s=1}^N \left[\left(\lambda(t,s) P_{G_{ij}}(t,s) - C_{ij}^P P_{G_{ij}}(t,s) \right) T(t,s) \right] \right] \\ & - \sum_{j \in G_i} \sum_{t=1}^T \left[\sum_{s=1}^N \left[C_{ij}^{FX} v_{ij}(t,s) T(t,s) + C_{ij}^{SU} y_{ij}(t,s) \right] \right] - \sum_{j \in G_i} \sum_{t=1}^T \left[C_{ij}^M P_{G_{ij}}^{max} x_{ij}(t) \right] \end{aligned}$$

Las restricciones quedan:

1- Lógica de partida:

$$v_{ij}(t, 1) - v_{ij}(t - 1, N) \leq y_{ij}(t, 1), \quad \forall j \in G_i, t = 2, \dots, T.$$

$$v_{ij}(t, s) - v_{ij}(t, s - 1) \leq y_{ij}(t, s), \quad \forall j \in G_i, s = 2, \dots, N.$$

2- Si está en mantenimiento no puede estar produciendo:

$$x_{ij}(t) + v_{ij}(t, s) \leq 1, \quad \forall j \in G_i, \forall t, \forall s.$$

3- Capacidad máxima y mínima de potencia:

$$v_{ij}(t, s) P_{G_{ij}}^{min} \leq P_{G_{ij}}(t, s) \leq v_{ij}(t, s) P_{G_{ij}}^{max}, \quad \forall j \in G_i, \forall t, \forall s.$$

4- Duración del mantenimiento:

$$\sum_{t=1}^T x_{ij}(t) = D_{ij}, \quad \forall i, \forall j \in G_i.$$

5- Continuidad del mantenimiento:

$$x_{ij}(t) - x_{ij}(t - 1) \leq x_{ij}(t + D_{ij} - 1), \quad \forall i, \forall j \in G_i, \forall t.$$

6- Máximo número de unidad en mantenimiento que puede tener una empresa:

$$\sum_{j \in G_i} x_{ij}(t) \leq N_i(t), \quad \forall i, \forall t.$$

7- Prioridad de algunas unidades:

$$\sum_{\tau=1}^t x_{ij_1}(\tau - 1) - x_{ij_2}(t) \geq 0, \quad \forall i, \forall \{j_1, j_2\} \in \Omega_i^P, \forall t.$$

8- Si a dos unidades no se les puede realizar el mantenimiento simultáneamente:

$$x_{ij_1}(t) + x_{ij_2}(t) \leq 1, \quad \forall i, \forall \{j_1, j_2\} \in \Omega_i^E, \forall t.$$

9- Separación entre mantenimiento de algunas unidades:

$$\sum_{\tau=1}^t x_{ij_1}(\tau - D_{ij_1} - S_{ij_1j_2}) - x_{ij_2}(t) \geq 0, \quad \forall i, \forall \{j_1, j_2\} \in \Omega_i^S, \forall t.$$

$$\sum_{\tau=1}^t [D_{ij_1j_2}^{min} x_{ij_1}(\tau - D_{ij_1} - S_{ij_1j_2})] - \sum_{\tau=1}^t [D_{ij_1j_2}^{max} x_{ij_2}(t)] \leq 0, \quad \forall i, \forall \{j_1, j_2\} \in \Omega_i^S, \forall t.$$

10-Superposición en mantenimiento de algunas unidades:

$$\sum_{\tau=1}^t x_{ij_1}(\tau - D_{ij_1} + O_{ij_1j_2}) - x_{ij_2}(t) \geq 0, \quad \forall i, \forall \{j_1, j_2\} \in \Omega_i^O, \forall t.$$

$$\sum_{\tau=1}^t [D_{ij_1j_2}^{min} x_{ij_1}(\tau - D_{ij_1} + O_{ij_1j_2})] - \sum_{\tau=1}^t [D_{ij_1j_2}^{max} x_{ij_2}(t)] \leq 0, \quad \forall i, \forall \{j_1, j_2\} \in \Omega_i^O, \forall t.$$

Donde se tiene que:

$\lambda(t, s)$:Precio de la energía estimado (\$/MWh) para el periodo t y el subperiodo s.

$P_{G_{ij}}(t, s)$:Potencia generada por la unidad j del productor i en el periodo t y el subperiodo s

C_{ij}^P :Costo de producción (\$/MWh) de la unidad j del productor i

$T(t, s)$:Duración (# de horas) del subperiodo s en el periodo t

C_{ij}^{FX} :Costo fijo (\$/h) de la unidad j del productor i

$v_{ij}(t, s)$:Estado de la unidad j del productor i en el periodo t y subperiodo s (1 si esta activo y 0 si no)

C_{ij}^{SU} :Costo de partida (\$) de la unidad j del productor i

$y_{ij}(t, s)$:Estado en relación si esta partiendo una unidad j del productor i en el periodo t y subperiodo s (1 si esta activo y 0 si no)

C_{ij}^M :Costo de mantenimiento (\$/MW) de la unidad j del productor i

$x_{ij}(t)$:Estado del mantenimiento de la unidad j del productor i en el periodo t y subperiodo s (si esta activo y 0 si no)

D_{ij} :Duración (# de periodos) de la salida por mantenimiento de la unidad j del productor i

$N_i(t)$:Máximo número de unidad en mantenimiento para el productor i en el periodo t

- $S_{ij_1j_2}$:Número de periodos de tiempo requeridos entre el fin del mantenimiento de la unidad j_1 y el inicio del mantenimiento de la unidad j_2 , ambas unidades del productor i
- $D_{ij_1j_2}^{max}$:Constante igual a $\max\{D_{ij_1}, D_{ij_2}\}$
- $O_{ij_1j_2}$:Número de periodos de tiempo en que el mantenimiento de las unidades j_1 y j_2 del productor i se deben superponer
- G_i :Conjunto de unidades de generación que son del generador i .

Mientras que en [26] la función objetivo utilizada consiste en maximizar los ingresos de la empresa, considerando todas sus unidades. Las restricciones consideradas son las siguientes:

- **Reserva en Giro:** Para mantener el suministro de energía eléctrica de manera normal, se debe tener reserva en giro suficiente para compensar por la salida de alguna unidad de generación. Esta restricción se expresa de la siguiente forma:

$$\text{capacidad en mantenimiento} + \text{demanda} + \text{reserva en giro} \leq \text{capacidad instalada}$$
- **Equipo de Mantenimiento:** Para cada periodo, la cantidad de trabajadores que realizan el mantenimiento no puede superar la cantidad disponible de ellos. Así la restricción queda:

$$\text{número de trabajadores realizando mantenimiento} \leq \text{número de trabajadores total}$$
- **Duración del Mantenimiento:** Para que las unidades operen de buena forma, se debe realizar mantenimiento después de un cierto periodo de operación.

Así el planteamiento matemático del problema queda de la siguiente forma:

Maximizar

$$z = c^T x$$

Sujeto a

$$x \leq b$$

Donde $x_i = 0$ o $1, i = 1, 2, \dots, n$. Cada x_i está asociado con el comienzo del mantenimiento de una unidad j en alguna semana k solo si $x_i = 1$.

3. Capítulo 3: Implementación

3.1. Formalización Matemática

El problema a resolver es la optimización del plan de mantenimiento para un portafolio de unidades. Así se tiene que la función objetivo será maximizar las utilidades de este portafolio, que quedará sujeta a las restricciones que se muestran a continuación.

La función objetivo se define como la maximización de las utilidades del portafolio de centrales seleccionado, que queda sujeta a las siguientes restricciones:

- **Continuidad del mantenimiento:** Asegura que mientras las horas mínimas de mantenimiento de una central que haya salido a mantención no se cumplan, esta unidad siga fuera de servicio.
- **EOH máximo:** Si se alcanza el valor máximo de horas equivalentes de operación de alguna unidad, esta se ve forzada a salir a mantenimiento.
- **Si está en mantenimiento no puede estar produciendo:** Mientras la unidad se mantenga fuera de servicio, no puede producir energía. Con esta restricción se asegura el cumplimiento de esta condición.
- **Forzar producción si el costo marginal es mayor o igual al costo variable:** Como este modelo se basa en el perfil de costos marginales, es necesario forzar a las unidades que produzcan energía en caso que el costo marginal fuese igual o superior al costo variable de las centrales. En caso contrario existe el incentivo de no aumentar las horas equivalentes de operación, es por esto que se hace necesaria esta restricción.

En adición a las restricciones propuestas, se heredan restricciones del modelo de Unit Commitment que se utiliza como base para el modelo, las cuales se presentan más adelante en este trabajo.

Matemáticamente el modelo propuesto queda de la siguiente forma:

$$\text{maximizar } \sum_{\forall g} \sum_{\forall t} C_{mg}(t) \cdot P_g(g, t) - (C_{var}(g, t) \cdot P_g(g, t) + C_{man}(g, t)) \quad (3.1)$$

Sujeto a:

- **Continuidad del mantenimiento**

$$Man(g, t) - Man_{start}(g, t - T_{man}(g)) \geq 0 \quad \forall g, t \geq T_{man}(g) \quad (3.2)$$

- **EOH máximo**

$$EOH(g, t) \leq EOH_{max}(g) \quad \forall g, t \quad (3.3)$$

- **Conteo y reinicialización de EOH**

$$EOH(g, t) = (1 - Man(g, t)) \cdot (EOH(g, t - 1) + U(g, t) + k_a(g) \cdot u_{start}(g, t) + k_b(g) \cdot u_{stop}(g, t)) \quad \forall g, t \quad (3.4)$$

- **Si está en mantenimiento no puede estar produciendo**

$$P_g(g, t) \leq P_{g_{max}}(g) \cdot (1 - Man(g, t)) \quad \forall g, t \quad (3.5)$$

- **Forzar producción si el costo marginal es mayor o igual al costo variable**

$$U(g, t) \geq (1 - Man(g, t)) \cdot \frac{(C_{mg}(t) - C_{var}(g) + \varepsilon)}{C_{falla}} \quad \forall g, t \quad (3.6)$$

Donde se tiene que:

$C_{var}(g, t)$: Costo variable de la unidad g en la etapa t.
$C_{man}(g, t)$: Costo de mantenimiento de la unidad g en la etapa t.
$C_{mg}(t)$: Costo marginal de sistema en la etapa t.
$P_g(g, t)$: Generación de la unidad g en la etapa t.
$Man(g, t)$: Mantenimiento de la unidad g en la etapa t. Es 1 si la unidad está en mantenimiento y 0 si no.
$Man_{start}(g, t)$: Inicio del mantenimiento de la unidad g en la etapa t. Es 1 si comienza el mantenimiento en esa etapa y 0 si no.
$T_{man}(g)$: Tiempo de mantenimiento de la unidad g.
$EOH(g, t)$: EOH acumulado de la unidad g en la etapa t.
$EOH_{max}(g)$: EOH máximo de la unidad g.
$U(g, t)$: Es 1 si la unidad g está produciendo energía en la etapa t y 0 si no.
$P_{g_{max}}(g)$: Potencia máxima de la unidad g.
C_{falla}	: Costo de falla del sistema.
ε	: Variable auxiliar que vale 0.001.
$k_a(g)$: Factor por partida de la unidad g, para la valoración del EOH.
$k_b(g)$: Factor por detención de la unidad g, para la valoración del EOH.
$u_{start}(g, t)$: Es 1 si la unidad g comienza su funcionamiento en la etapa t, 0 si no.
$u_{stop}(g, t)$: Es 1 si la unidad g detiene su funcionamiento en la etapa t, 0 si no.

Es importante destacar que el modelo propuesto es no lineal debido a la restricción de conteo y reinicialización de EOH, que se expresa en la ecuación (3.4), ya que esto implica un tiempo de resolución del problema mayor al deseado.

En (3.6) se observa que el último término de la restricción se encuentra dividido por el costo de falla del sistema, esto se realiza ya que $U(g, t)$ es una variable binaria, es decir, vale 1 o 0, de manera que al dividir este término por C_{falla} (Siendo este costo superior al costo variable de todas las unidades) se asegura que $U(g, t)$ no será mayor a 1.

3.2. Propuesta metodológica

Para obtener el calendario de mantenimiento óptimo a partir de la formalización matemática expuesta en la sección anterior se propone el siguiente método. Se basa en los costos marginales estimados del sistema en cuestión, los que se obtienen a partir de realizar una simulación del “Unit Commitment” o UC. Para llevar a cabo esta simulación es necesario caracterizar el sistema, con todas las centrales que participan en este y se debe decidir el portafolio de centrales al que se le desea obtener el plan de mantenimientos. Así, a partir del perfil de costos marginales que se obtiene de la simulación de UC, se consigue el plan de mantenimiento óptimo para el portafolio de centrales escogido. Una vez que ya se tiene el calendario de mantenimiento, se introduce en el modelo del UC para calcular un nuevo perfil de costos marginales, del cual se obtiene un nuevo plan de mantenimiento, y así se va iterando hasta lograr satisfacer el criterio de convergencia, logrando finalmente el plan óptimo de mantenimiento para el portafolio de centrales considerados.

El criterio de convergencia considerado tiene relación con las utilidades del portafolio. Se itera hasta que entre una y otra se observe una disminución en las utilidades, teniendo en consideración criterios de seguridad del sistema. Para esto es necesario ir realizando un análisis de los resultados obtenidos, observando la fecha de los planes de mantenimientos en que se van obteniendo en las distintas iteraciones que se realicen y como estos afectan los costos marginales del sistema.

En la Figura 3.1 se presenta un esquema donde se observa la metodología propuesta.

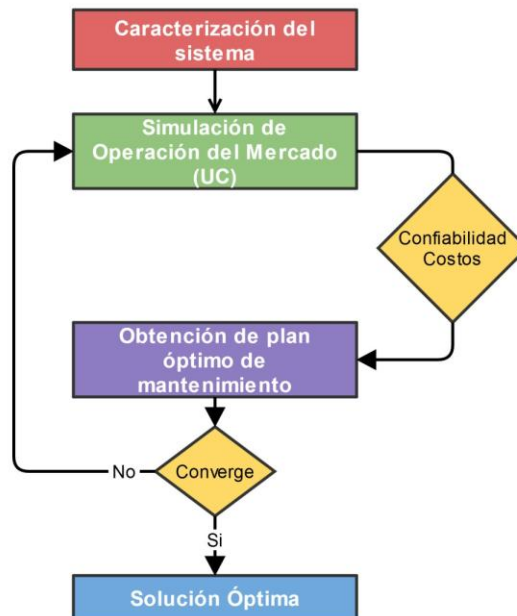


Figura 3.1: Esquema ilustrativo de la metodología propuesta

Para concluir se realiza este procedimiento con distintos portafolios de centrales, esto quiere decir con centrales de base, centrales de punta, etc. Para así observar el comportamiento de la metodología propuesta para los distintos casos posibles.

Para llevar a cabo el análisis de los resultados se debe tener en consideración el punto de vista de los agentes del mercado. Para ellos, esta metodología será eficiente si es que se maximizan las utilidades, y si es que la diferencia entre el método para definir el plan de mantenimiento que ocupan actualmente y el que se propone en este trabajo de título es lo suficientemente significativa como para tener motivación de implementarlo.

3.3. Implementar el algoritmo

La implementación del algoritmo propuesto se realizará a través del software Ameba, que está desarrollado en Python, utilizando la librería gratuita “pyomo”. Esta librería permite que escribiendo el problema en un solo lenguaje, Python en este caso, la optimización se puede llevar a cabo a través de distintos software de optimización. En este caso se utilizará CPLEX gracias a la licencia que tiene la Universidad de Chile para la utilización por parte de los alumnos.

El software Ameba incluye un modelo de “Unit Commitment” que será utilizado para la realización de este trabajo de título. Este modelo es el siguiente:

$$\text{minimizar } \sum_t \sum_g [C_{op} + C_{start} + C_{stop}] + C_{ENS}$$

Sujeto a:

$$\sum_g P_{t,g} + W_t + S_t + U_t + \sum_e d_{t,e} = l_t + \sum_e c_{t,e} \quad \forall t \quad (3.7)$$

$$W_t + WS_t = \overline{W}_t \quad \forall t \quad (3.8)$$

$$S_t + SS_t = \overline{S}_t \quad \forall t \quad (3.9)$$

$$P_{t,g} + SR_{t,g}^{UP} \leq u_{t,g} \cdot \overline{P}_g \quad \forall t, g \quad (3.10)$$

$$P_{t,g} - SR_{t,g}^{DN} \geq u_{t,g} \cdot \overline{P}_g \quad \forall t, g \quad (3.11)$$

$$TR_{t,g}^{UP} \leq (1 - u_{t,g}^0) \cdot \overline{P}_g \quad \forall t, g \in G^{FS} \quad (3.12)$$

$$P_{t,g} \leq P_{t-1,g} + u_{t-1,g} \cdot G_g^{UP} + \overline{P}_g \cdot (1 - u_{t-1,g}) \quad \forall t, g \quad (3.13)$$

$$P_{t,g} \geq P_{t-1,g} - u_{t,g} \cdot G_g^{DN} - \overline{P}_g \cdot (1 - u_{t,g}) \quad \forall t, g \quad (3.14)$$

$$v_{t,g} = v_{t,g}(u_{t-1,g}, u_{t,g}) \quad \forall t, g \quad (3.15)$$

$$b_{t,g} = b_{t,g}(u_{t-1,g}, u_{t,g}) \quad \forall t, g \quad (3.16)$$

$$u_{t,g}, v_{t,g}, b_{t,g} \in \{0, 1\} \quad \forall t, g \quad (3.17)$$

$$(u_{t,g}, v_{t,g}, b_{t,g}) \in \Omega \quad \forall t, g \quad (3.18)$$

Donde se tiene que:

G	: Conjunto de todas las unidades de generación, $g \in G$.
G^{SL}	: Subconjunto de unidades de partida lenta.
G^{FS}	: Subconjunto de unidades de partida rápida.
E	: Conjunto de todos los ESS, $e \in E$.
\overline{P}_g	: Capacidad máxima de generación para el generador g .
\underline{P}_g	: Capacidad mínima de generación para el generador g .
β_g	: Costo variable para el generador g .
C_g^{Start}	: Costos de partida del generador g .
C_g^{Stop}	: Costos de parada del generador g .
G_g^{UP}	: Rampa de subida límite para el generador g .
G_g^{DN}	: Rampa de bajada límite para el generador g .
\overline{W}_t	: Potencia disponible de generación eólica, en la hora t .
\overline{S}_t	: Potencia disponible de generación solar, en la hora t .
\overline{l}_t	: Carga del sistema en la hora t .
\overline{E}_e	: Capacidad máxima de almacenamiento para el ESS e .
\underline{E}_e	: Nivel mínimo de requerido de energía almacenada para el ESS e .
\overline{d}_e	: Capacidad máxima de descarga para el ESS e .
\overline{c}_e	: Capacidad máxima de carga para el ESS e .
$\eta_{d,e}$: Eficiencia de descarga para el ESS e .
$\eta_{c,e}$: Eficiencia de carga para el ESS e .
$P_{t,g}$: Potencia de salida del generador g en la hora t .
$SR_{t,g}^{UP}$: Reserva en giro de subida del generador g en la hora t .
$SR_{t,g}^{DN}$: Reserva en giro de bajada del generador g en la hora t .
$TR_{t,g}^{UP}$: Reserva secundaria del generador g en la hora t .
W_t	: Potencia eólica de salida en la hora t .
S_t	: Potencia solar de salida en la hora t .
WS_t	: Derramamiento de potencia eólica de salida en la hora t .
SS_t	: Derramamiento de potencia solar de salida en la hora t .
U_t	: Energía no servida en la hora t .
$E_{t,e}$: Energía almacenada en el ESS e , en la hora t .

Así el modelo de optimización será una extensión del modelo base de UC, formando parte de Ameba. Este modelo de UC se utiliza para la obtención del perfil de costos marginales del sistema, que sirve como base al modelo de optimización propuesto.

Como se mencionó en la sección 3.1, el modelo propuesto es no lineal, luego al momento de resolver el problema se tendría un tiempo de convergencia muy grande debido a las exigencias computacionales. Por esta razón se realizará una variación del modelo, para así obtener un problema lineal, el que requiere un menor tiempo y esfuerzo computacional para lograr la solución. Para esto se debe modificar la restricción de conteo y reinicialización de EOH, que se expresa en la ecuación (3.4).

- Conteo y reinicialización de EOH

$$EOH(g, t) = (1 - Man(g, t)) \cdot (EOH(g, t - 1) + U(g, t) + k_a(g) \cdot u_{start}(g, t) + k_b(g) \cdot u_{stop}(g, t)) \quad \forall g, t \quad (3.4)$$

Luego de la variación queda de la siguiente manera:

$$EOH(g, t) = EOH(g, t - 1) + U(g, t) + k_a(g) \cdot u_{start}(g, t) + k_b(g) \cdot u_{stop}(g, t) - \delta(g, t) \quad \forall g, t \quad (3.19)$$

Donde

$$\delta(g, t) \leq EOH(g, t) \quad \forall g, t \quad (3.20)$$

$$\delta(g, t) \leq Man(g, t) \cdot EOH_{max}(g) \quad \forall g, t \quad (3.21)$$

Así el modelo presentado es lineal, lo que permite una reducción del tiempo de resolución del problema y los esfuerzos computacionales. Es importante notar que al modelar la restricción de esta manera, no es seguro que al reinicializar el EOH de una unidad, por entrar en mantenimiento, este llegue a 0. Esto se debería dar solo en los casos en que no sea estrictamente necesario llevarlo a 0, ya que el próximo mantenimiento programado es en un tiempo menor al tiempo en que se alcanzaría el EOH máximo. Si es que se alcanzara el EOH máximo, entonces se espera que esta restricción lleve el EOH a 0. Este efecto que se explica es el *trade-off* que se comprometió al modelar de manera lineal una restricción que en principio debiese ser no lineal.

3.4. Pruebas

Se realizan variadas pruebas para analizar el funcionamiento del modelo implementado. Los casos de prueba ejecutados son los siguientes:

Prueba	Nº de Centrales [Total]	Nº de Centrales [Portafolio]	Capacidad instalada [MW]	Periodo de evaluación	MW convencionales	MW renovables
1	6	2	1000	2 meses	1000	0
2	4	2	821	2 meses	750	71
3	33	2	2170.5	2 meses	2004	166.5
4	62	2	4268.2	2 meses	3765.8	502.4

Tabla 3.1: Caracterización de los casos de prueba

En particular, se definió que en los últimos tres casos de prueba una máquina de las dos del portafolio debe realizar un mantenimiento dentro del periodo de evaluación, debido al EOH inicial que fue impuesto. Además estas máquinas son centrales de base, es decir, que están permanentemente produciendo energía eléctrica, para que así el EOH esté en un cambio constante.

En cambio, en el primer caso de prueba, se tiene que las dos máquinas del portafolio deben realizar el mantenimiento dos veces dentro del periodo de evaluación. Estas máquinas son centrales de base, al igual que en los últimos tres casos.

3.4.1. Primera Prueba

En esta primera prueba se quiere comprobar el funcionamiento del conteo y reinicialización de EOH, por lo que es interesante llevar al límite esta restricción. Así el portafolio de centrales que se definió es el que se presenta en la Tabla 3.2.

Central	Potencia Máxima [MW]	Potencia Mínima [MW]	EOH Inicial	EOH Máximo	Tiempo de Mantenimiento [Horas]
Central 1	200	25	100	700	168
Central 2	200	25	400	700	168

Tabla 3.2: Portafolio de centrales de la primera prueba

Los resultados obtenidos se presentan a continuación.

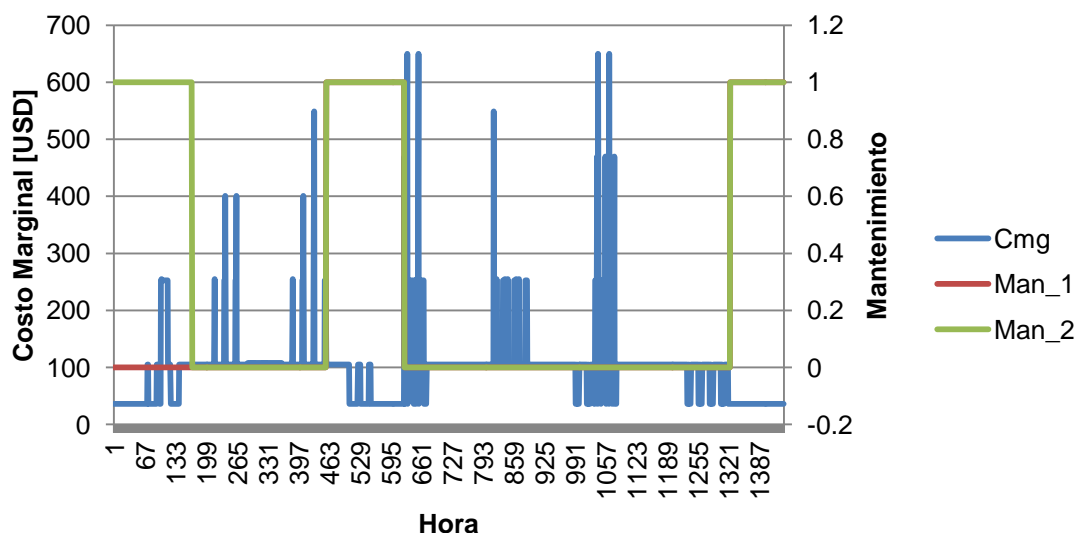


Figura 3.2: Resultado para el mantenimiento de las unidades, primera prueba

Se observa que los mantenimientos son siempre programados en los momentos en que se tienen costos marginales más bajos, logrando el resultado esperado. Por esta razón es que el mantenimiento de ambas unidades termina sincronizándose a pesar de la diferencia en sus EOH iniciales. Esto muestra que hay casos en que es conveniente realizar el mantenimiento antes que se alcance el valor máximo de EOH, para así aprovechar de producir energía en los momentos en que el costo marginal se encuentra más alto.

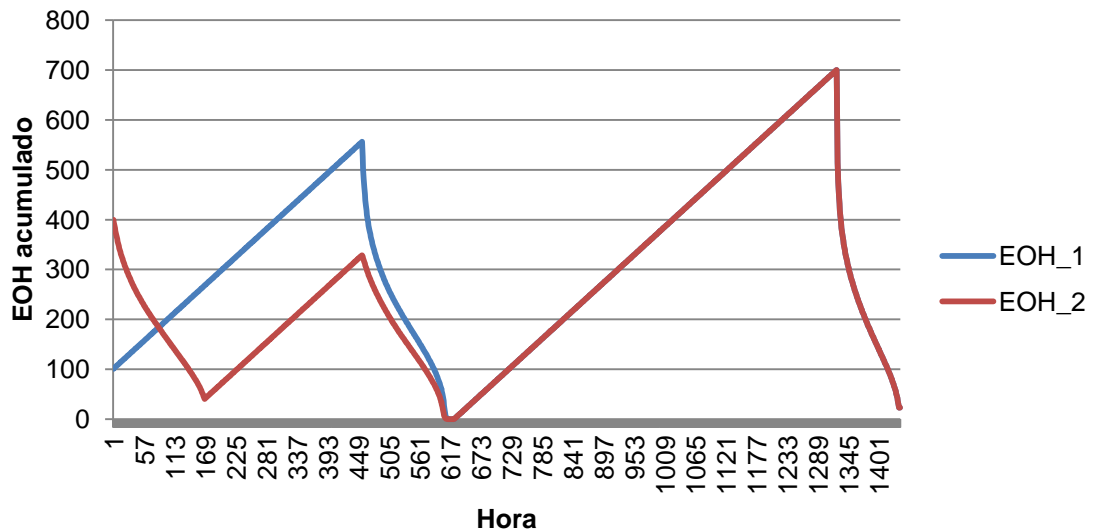


Figura 3.3: Resultado del conteo y reinicialización del EOH, primera prueba

Con respecto a la evolución del EOH logra cumplir lo esperado. Esto queda demostrado al observar que el EOH disminuye cuando las unidades se encuentran en mantenimiento. Además se observa que en el caso de la central 2 su EOH no llega a 0 una vez realizado su primer mantenimiento, debido a lo expresado en la sección 3.3, mientras que para ambas centrales el EOH llega a 0 durante el siguiente mantenimiento, ya que el periodo de operación será mayor al anterior. De esta manera se concluye que esta restricción cumple con lo esperado.

3.4.2. Segunda Prueba

El portafolio de centrales utilizado en la segunda prueba, para la obtención del plan de mantenimiento, se presenta en la Tabla 3.3.

Central	Potencia Máxima [MW]	Potencia Mínima [MW]	EOH Inicial	EOH Máximo	Tiempo de Mantenimiento [Horas]
Central 1	250	50	200	8000	336
Central 2	250	50	7500	8000	336

Tabla 3.3: Portafolio de centrales de la segunda prueba

Los resultados obtenidos en la segunda prueba se presentan a continuación. En azul se observan los costos marginales y en rojo el periodo de mantención.

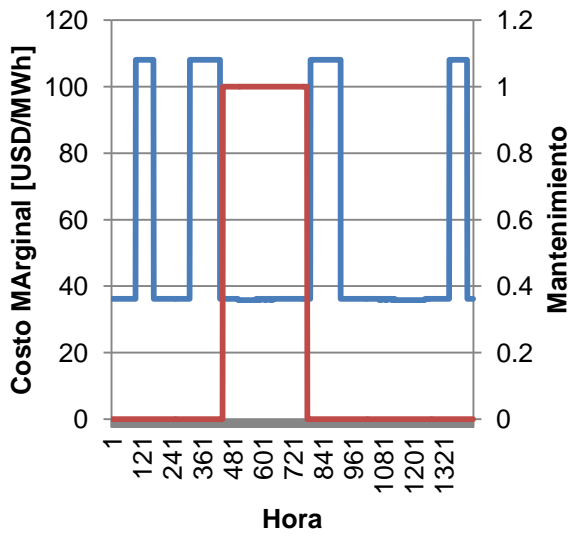


Figura 3.4: Primera Iteración, 2° Prueba

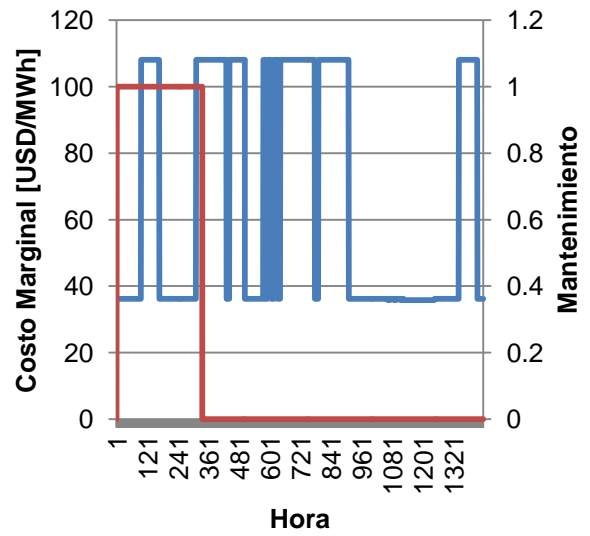


Figura 3.5: Segunda Iteración, 2° Prueba

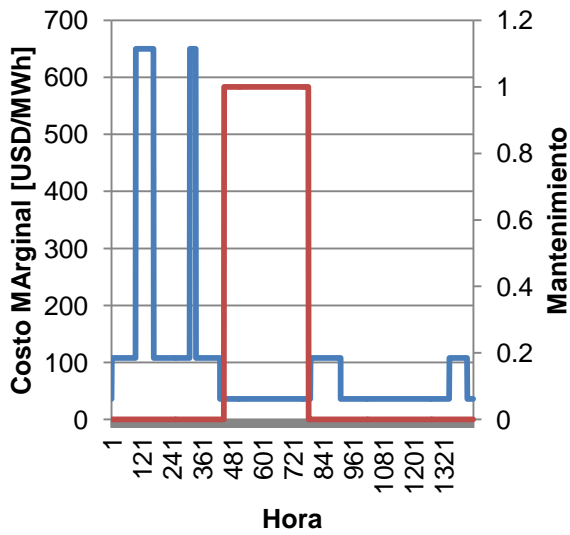


Figura 3.6: Tercera Iteración, 2° Prueba

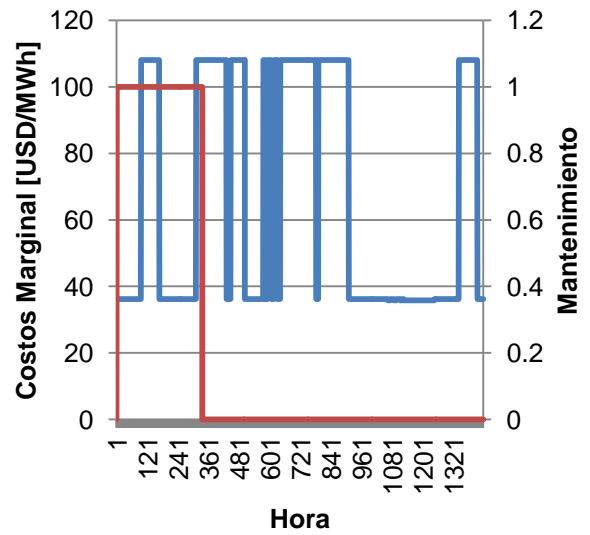


Figura 3.7: Cuarta Iteración, 2° Prueba

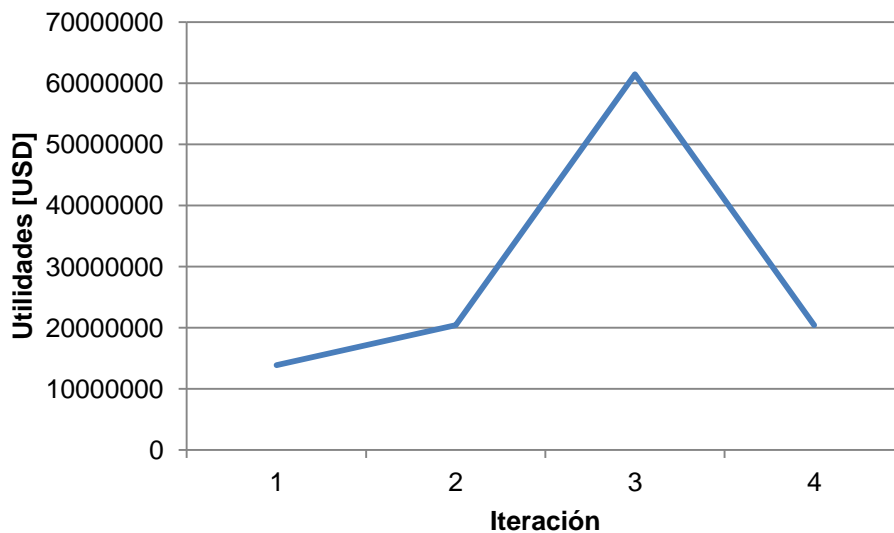


Figura 3.8: Utilidades en cada iteración para la segunda prueba

Al igual que en el caso anterior, en cada una de las iteraciones se observa que el mantenimiento se programa en el momento que se tienen los costos marginales más bajos, teniendo en consideración el EOH máximo de las unidades. Se observa también como al considerar el mantenimiento obtenido en la iteración anterior afecta los costos marginales de manera significativa, incluso cuando se considera el mantenimiento obtenido en la segunda iteración el sistema incurre en costo de falla, poniendo en riesgo la seguridad del sistema, lo que se aprecia en la Figura 3.6, por lo que esta solución no es factible.

Así se tiene que la solución obtenida en la primera y tercera iteración es el calendario óptimo de mantenimiento para este portafolio, ya que como se aprecia en la variación de las utilidades, es en la tercera iteración que logra el máximo.

Al ver el amplio poder de mercado que tiene este portafolio dentro de un sistema muy pequeño se decide realizar la simulación para un sistema más grande.

3.4.3. Tercera Prueba

El portafolio de centrales utilizado en la tercera prueba se presenta en la Tabla 3.4.

Central	Potencia Máxima [MW]	Potencia Mínima [MW]	EOH Inicial	EOH Máximo	Tiempo de Mantenimiento [Horas]
Central 1	139.5	65	200	8000	336
Central 2	139.5	65	7500	8000	336

Tabla 3.4: Portafolio de centrales de la tercera prueba

Los resultados obtenidos se presentan a continuación, donde en azul se observan los costos marginales, en rojo el costo marginal promedio diario y en verde el mantenimiento de la central 2, ya que la central 1 no entra en mantenimiento en ningún caso.

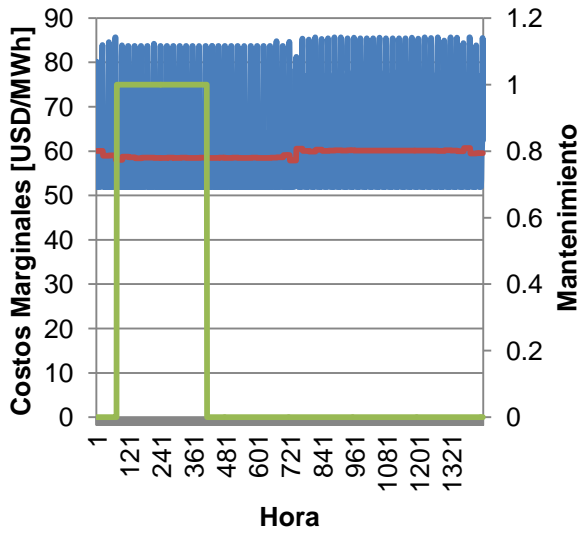


Figura 3.9: Primera Iteración, 3° Prueba

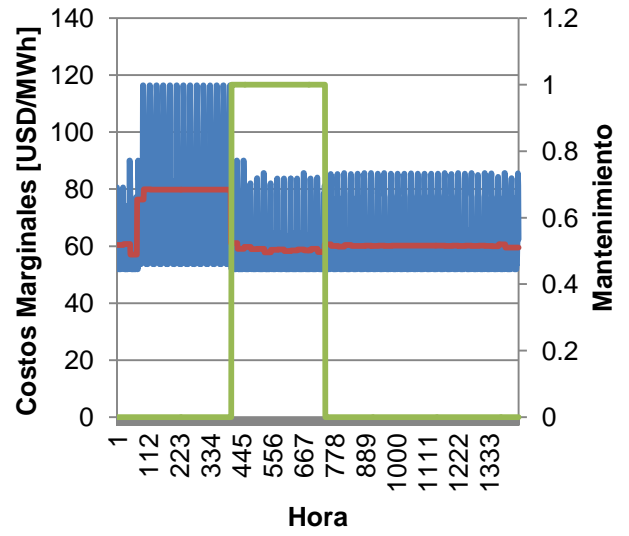


Figura 3.10: Segunda Iteración, 3° Prueba

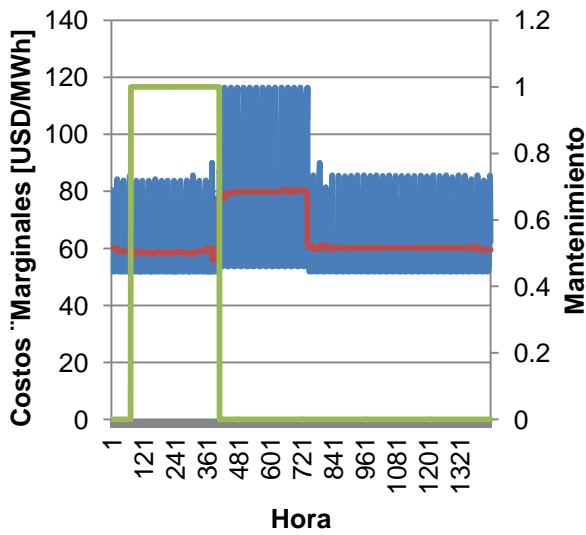


Figura 3.11: Tercera Iteración, 3° Prueba

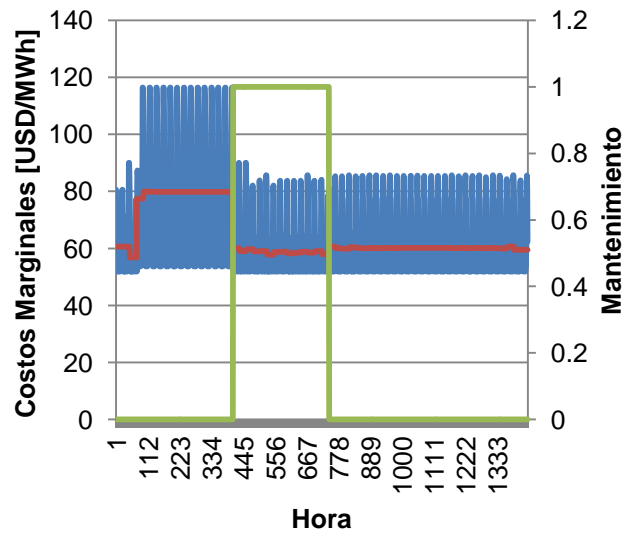
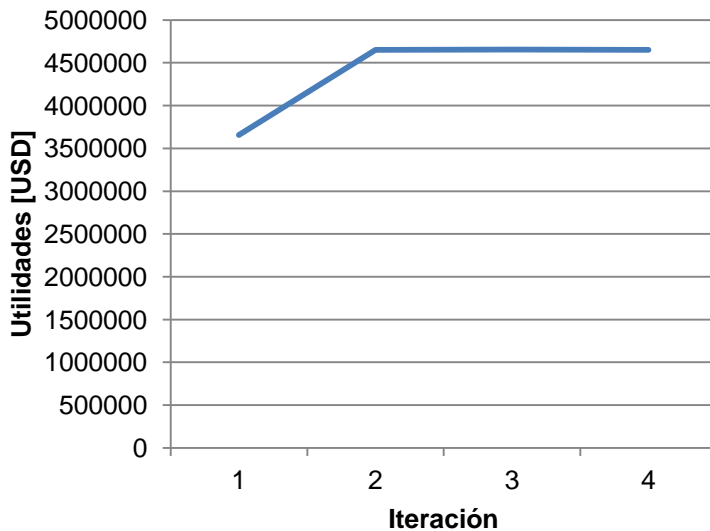


Figura 3.12: Cuarta Iteración, 3° Prueba



Iteración	Utilidades
1	3656076.74
2	4652572.26
3	4656435.34
4	4652723.92

Tabla 3.5: Utilidades en la tercera prueba

Figura 3.13: Utilidades en la tercera prueba

Al igual que en el caso anterior, se aprecia que el mantenimiento siempre es programado en el momento de costos marginales bajos, y respetando el EOH máximo impuesto. La solución óptima para el calendario de mantenimiento es el obtenido en la tercera iteración ya que, al pasar a la cuarta se observa una disminución en las utilidades del portafolio. Adicionalmente, se observa que el poder de mercado que tienen las empresas a través de la decisión de cuando realizar el mantenimiento sigue siendo significativo, es por esto que se lleva a cabo una cuarta prueba.

3.4.4. Cuarta Prueba

El portafolio de centrales utilizados para la cuarta prueba se observa en la Tabla 3.6.

Central	Potencia Máxima [MW]	Potencia Mínima [MW]	EOH Inicial	EOH Máximo	Tiempo de Mantenimiento [Horas]
Central 1	139.5	65	200	8000	336
Central 2	139.5	65	7500	8000	336

Tabla 3.6: Portafolio de centrales de la cuarta prueba

Los resultados obtenidos se presentan a continuación, donde en azul se observan los costos marginales, en rojo el costo marginal promedio diario y en verde el mantenimiento de la central 2, ya que la central 1 no entra en mantenimiento en ningún caso.

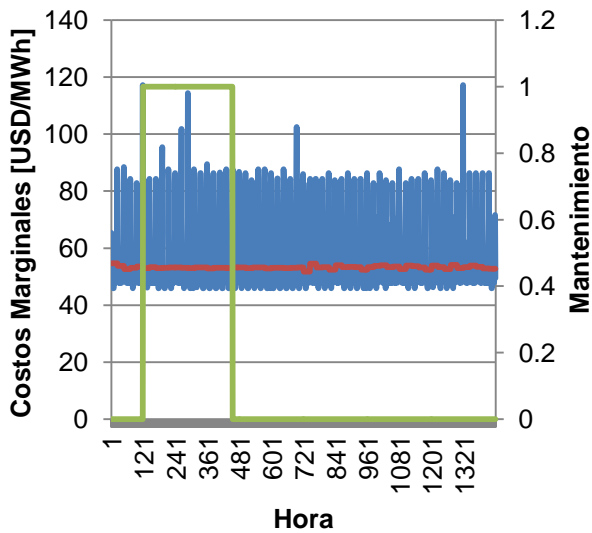


Figura 3.14: Primera Iteración, 4° Prueba

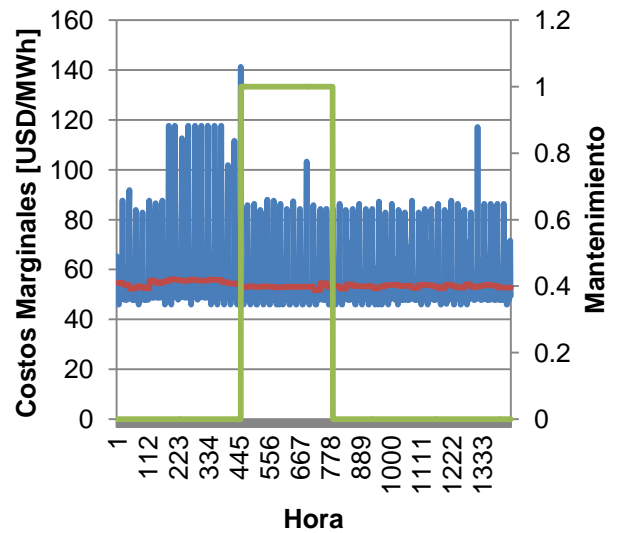


Figura 3.15: Segunda Iteración, 4° Prueba

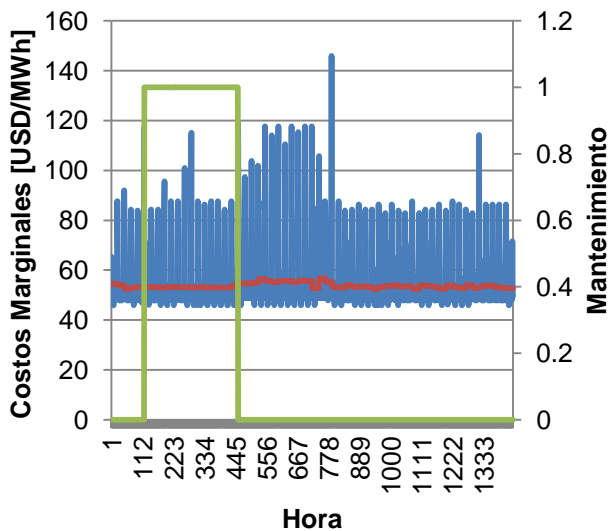


Figura 3.16: Tercera Iteración, 4° Prueba

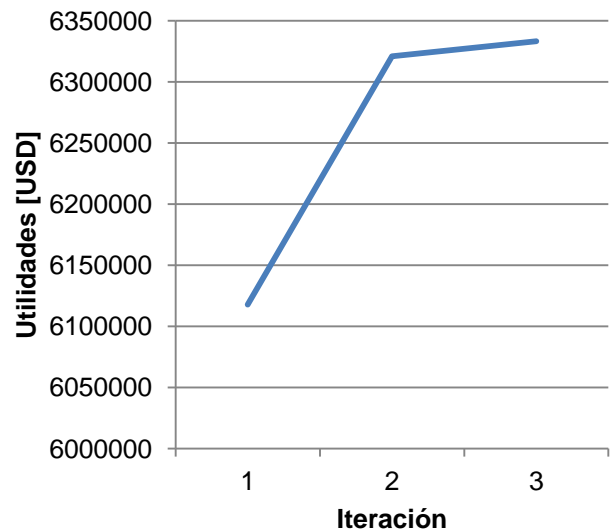


Figura 3.17: Utilidades por iteración en la cuarta prueba

El comportamiento que se aprecia en esta prueba es igual al de los casos anteriores, sin embargo el poder de mercado que tienen las empresas con respecto a la decisión de mantenimiento se ve disminuido debido a que este sistema es más grande que los anteriores. De todas formas, este poder de mercado es algo a tener en cuenta al realizar el caso de estudio.

3.4.5. Comprobación Manual, Segunda Prueba

Para verificar los resultados obtenidos se decide realizar una comprobación manual de lo obtenido en la segunda prueba. Para esto se simuló las 500 soluciones posibles al problema, y se calcularon las utilidades en cada una de ellas. Los resultados se presentan a continuación.

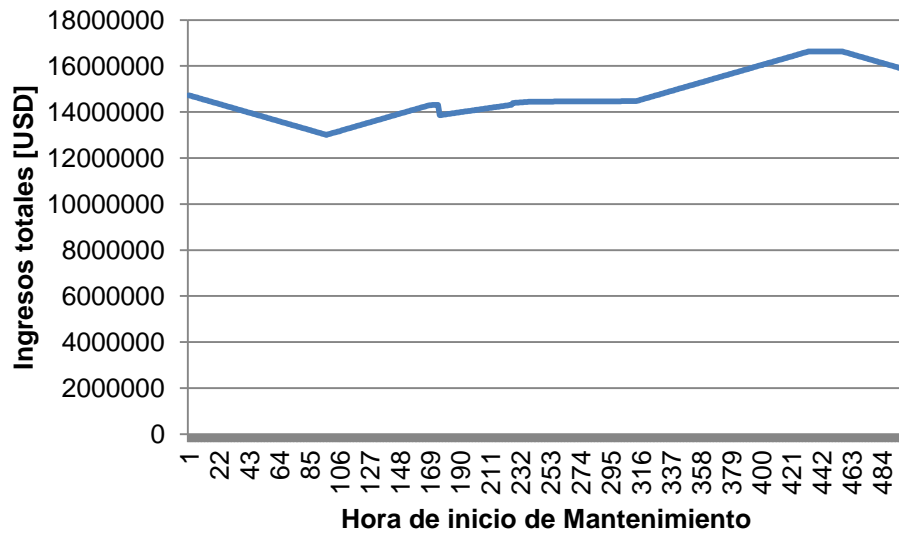


Figura 3.18: Comprobación manual de la segunda prueba

A partir de los resultados, se observa que si el mantenimiento se inicia entre las horas 433 y la 457, entonces el plan de mantenimiento maximiza las utilidades. Esto demuestra que el resultado obtenido en la tercera iteración en la segunda prueba corresponde al óptimo global.

Además, se aprecia que la función objetivo del problema planteado es no convexa, encontrándose en ella máximos locales aparte del máximo global. A pesar de la forma no convexa de esta función, resulta importante destacar que la metodología propuesta logra encontrar el óptimo global del problema.

3.5. Caso de estudio

El caso de estudio escogido es el Sistema Interconectado del Norte Grande en el año 2019, debido a la alta penetración que se prevé de energías renovables no convencionales, en el parque de generación del sistema. Las características del sistema, junto con la expansión del mismo para el año 2019, están desarrolladas en el software Ameba, por lo que se utiliza el modelo del SING que se encuentra en este software para el desarrollo de este trabajo.

3.5.1. Demanda

Se decidió dejar fija la expansión de la demanda acorde a lo proyectado por la Comisión Nacional de Energía, que considera un crecimiento constante de 6% anual. De esta manera, la demanda máxima del sistema llega a ser de 2.950 [MW] aproximadamente.

3.5.2. Generación

Para la expansión del sistema se consideró el plan de expansión de la CNE, utilizado en el Informe Técnico Preliminar de la fijación de precios nudo de corto plazo de Octubre de 2014. Así, el sistema a utilizar queda como se muestra en la Tabla 3.7.

Demanda Máxima [MW]	Capacidad Instalada [MW]	Convencional [MW]	ERNC [MW]
2947.82201	5420.2	4757.8	662.4

Tabla 3.7: Características del SING en el año 2019

Para este caso de estudio, se evaluará como opera el modelo implementado para distintos portafolios, elegidos arbitrariamente, dentro de un horizonte de tiempo de un año, en que los valores de EOH máximo corresponden a los valores típicos de cada tecnología. El análisis se enfocará en los momentos en que se programan los mantenimientos, como esta decisión afecta el perfil de costos marginales y cómo evoluciona el EOH de cada máquina a partir de la decisión de mantenimiento. Además, se evaluará el poder de mercado que tienen las empresas con respecto a la decisión del momento del mantenimiento de las unidades, ya que pueden influir de manera significativa en los costos marginales del sistema.

4. Capítulo 4: Análisis de Resultados

4.1. Portafolio nº 1

El portafolio de centrales escogido son las dos unidades de Norgener, donde las principales características se presentan en la Tabla 4.1.

Central	Potencia Máxima [MW]	Potencia Mínima [MW]	Costo Variable [USD/MWh]	EOH Inicial	EOH Máximo	Tiempo de Mantenimiento [Horas]
Central 1	139.5	65	36.2	4000	8000	720
Central 2	139.5	65	35.83	6000	8000	720

Tabla 4.1: Características de las unidades del primer portafolio

Los valores de EOH inicial son escogidos arbitrariamente, mientras que en el tiempo de mantenimiento y el EOH máximo son valores correspondientes a esta tecnología. Al ser estas centrales de base, se espera que siempre se encuentren despachadas, ya que el costo marginal estará por sobre su costo variable.

Es importante destacar que, debido a la exigencia computacional del problema, no se pudo realizar la optimización para las dos centrales de manera conjunta, por lo que se realizó la optimización por separado de cada una de ellas. Esto no trae problemas con la metodología aplicada ya que la optimización se basa en los costos marginales, los cuales son idénticos para ambas centrales, por lo que el óptimo de cada una de ellas en conjunto será el óptimo del portafolio.

Los resultados obtenidos se presentan a continuación, donde en azul se aprecia el costo marginal, en rojo el promedio de costo marginal diario, en verde el mantenimiento de la primera unidad y en morado el de la segunda unidad.

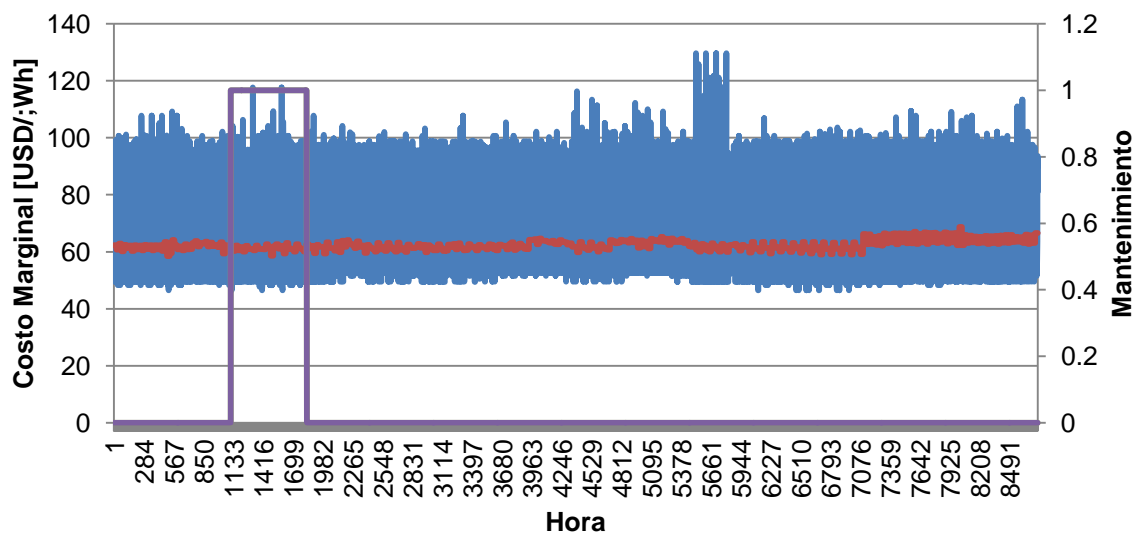


Figura 4.1: Resultados primer portafolio, primera iteración

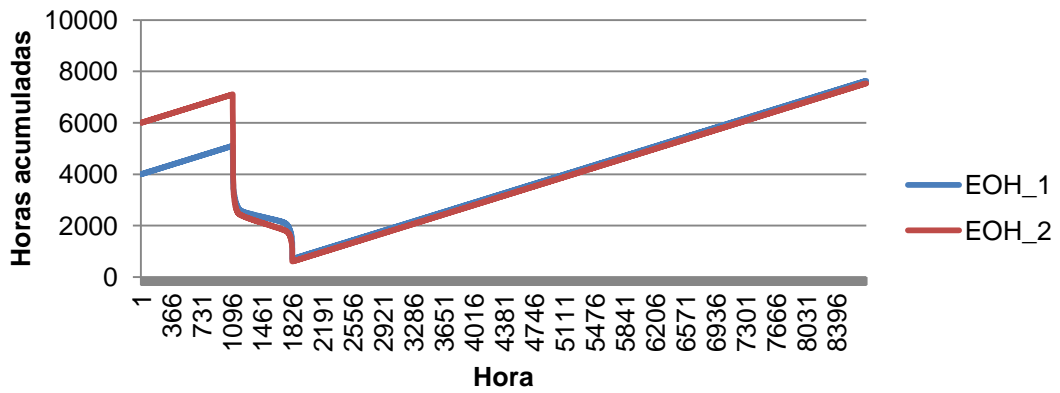


Figura 4.2: Evolución EOH primer portafolio, primera iteración

En esta primera iteración, se observa que el mantenimiento para ambas unidades se realiza simultáneamente, en el momento que se observan los precios marginales más bajos, teniendo en consideración el límite impuesto de EOH. Como se explicó anteriormente, al reinicializar el EOH este no llega a 0 debido a la modificación que se realizó de la restricción para que así el modelo sea lineal pero, la optimización no se ve afectada por esto. Es importante recalcar que la primera unidad realiza su mantenimiento cuando acumula un EOH aproximado de 5000, lo que es bastante antes de alcanzar el límite impuesto de 8000.

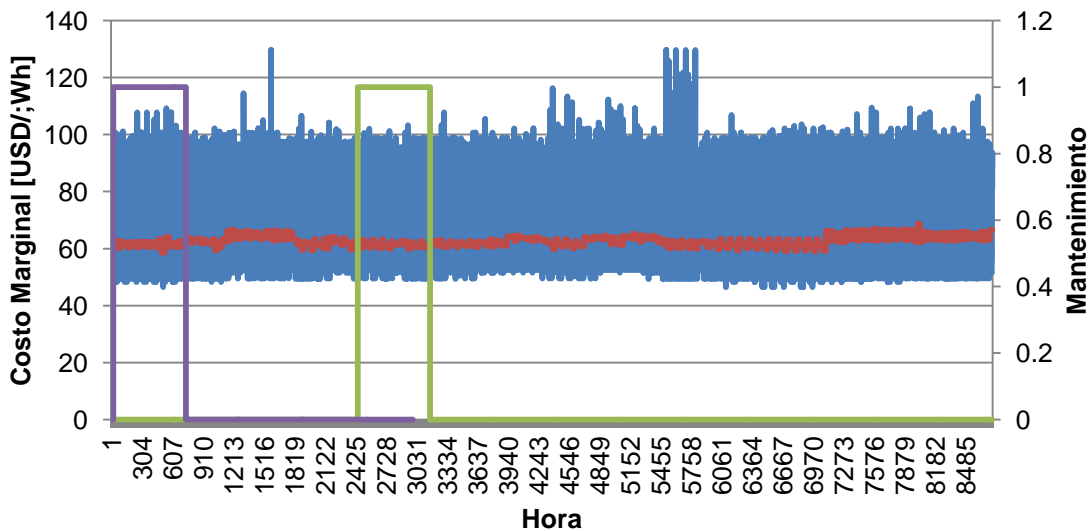


Figura 4.3: Resultados primer portafolio, segunda iteración

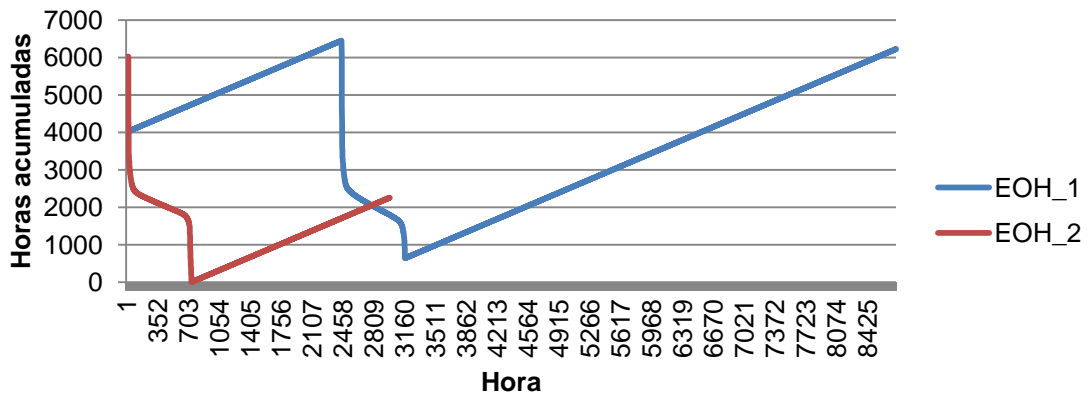


Figura 4.4: Evolución EOH primer portafolio, segunda iteración

En esta segunda iteración, se observa una variación en el perfil de costos marginales por la inclusión de los mantenimientos obtenidos en la iteración anterior, lo que conlleva a que los mantenimientos de las unidades se modifiquen. Así se aprecia que el mantenimiento de la segunda unidad se realiza antes, mientras que el de la primera unidad se realiza después de lo obtenido anteriormente. También, en las figuras se advierte que los datos obtenidos de la segunda unidad solo llegan hasta la hora 3.000, esto se debe a que debido a exigencias computacionales, CPLEX no fue capaz de realizar la optimización completa para esta unidad, por lo que se optó por reducir el periodo de evaluación tomando en consideración que a la unidad le faltaban 2.000 EOH para llegar al límite. Es importante destacar que, siguiendo con la tendencia del resultado obtenido, el EOH no supera los 8.000 al final del periodo de evaluación de 8.760 horas. Esto es importante ya que de lo contrario sería necesario realizar un segundo mantenimiento dentro de este periodo, lo que conllevaría mayores costos y menores ingresos, por lo que claramente no sería una solución óptima.

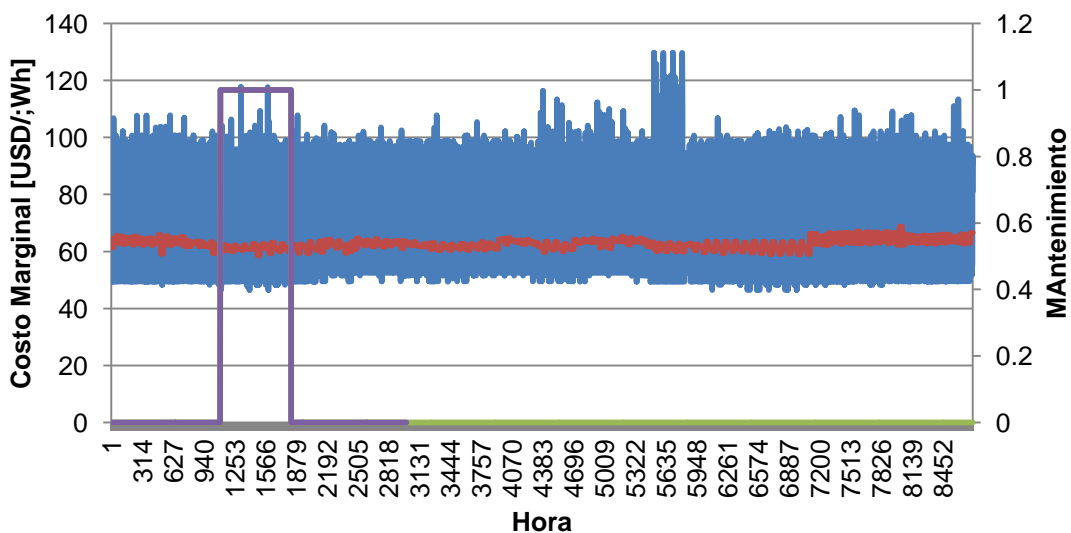


Figura 4.5: Resultados primer portafolio, tercera iteración

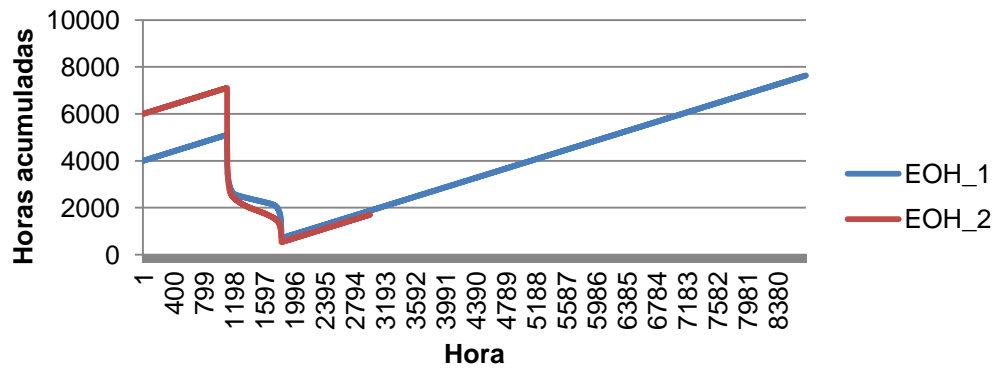


Figura 4.6: Evolución EOH primer portafolio, tercera iteración

En esta iteración, al igual que en la anterior, se observa que los costos marginales se afectan debido a los mantenimientos de las unidades, aunque en menor medida ya que en la iteración anterior los mantenimientos de las unidades se realizaban en momentos distintos. También se aprecia que la solución de los mantenimientos es la misma que la encontrada en la primera iteración. Como en la iteración anterior, también se tuvo que reducir el horizonte de evaluación de la unidad 2, ya que no se lograba encontrar una solución considerando todas las horas. De todas formas se aprecia que el EOH no superará el límite al final del horizonte de evaluación.

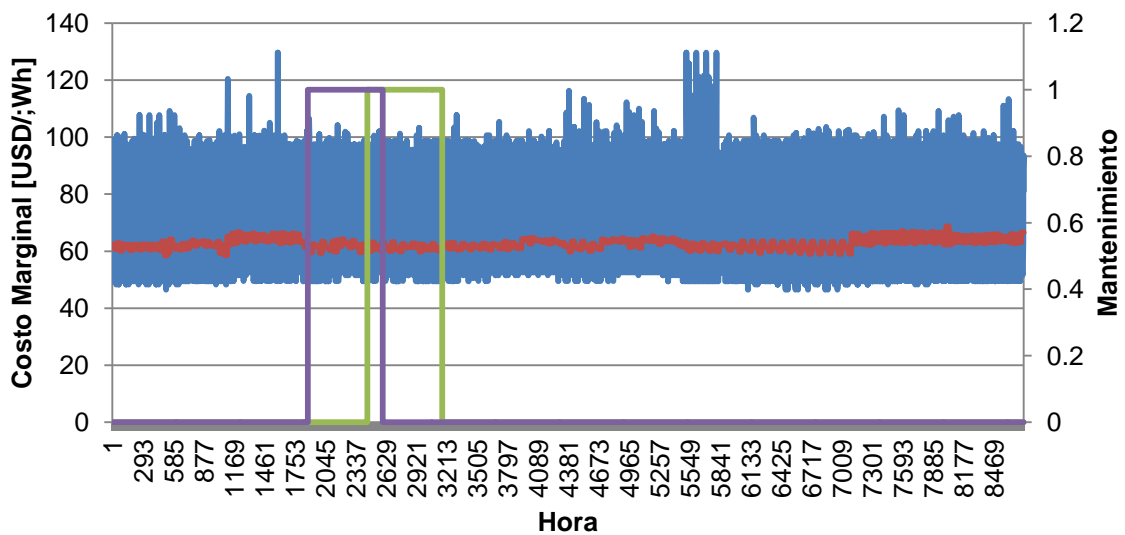


Figura 4.7: Resultados primer portafolio, cuarta iteración

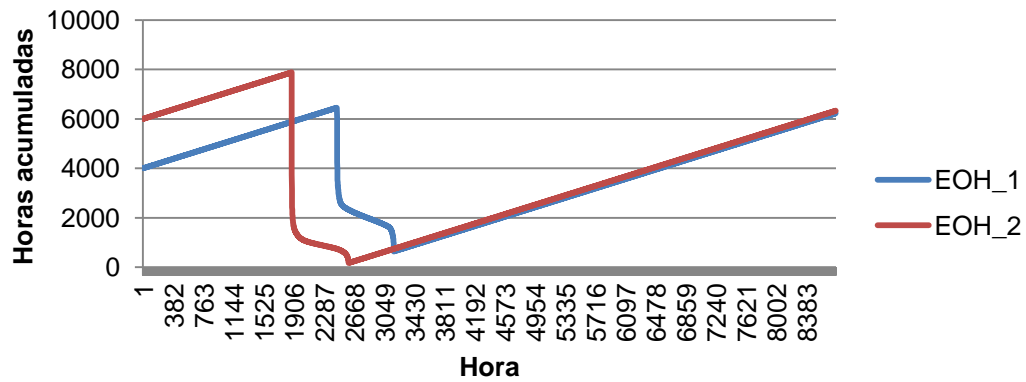


Figura 4.8: Evolución EOH primer portafolio, cuarta iteración

Nuevamente se aprecia que los costos marginales se ven afectados por la incorporación de los mantenimientos obtenidos en la iteración anterior, donde además el perfil de costos marginales es similar al de la segunda iteración. Es importante observar, que en esta ocasión el mantenimiento de ambas unidades se realiza después del alza de los costos marginales que se aprecia debido a lo ya mencionado. De esta forma se advierte que el EOH de la unidad 2 llega prácticamente al límite, mostrando una clara diferencia con lo obtenido en la segunda iteración. Además se destaca que en esta iteración no fue necesario recortar el periodo de evaluación de la segunda unidad.

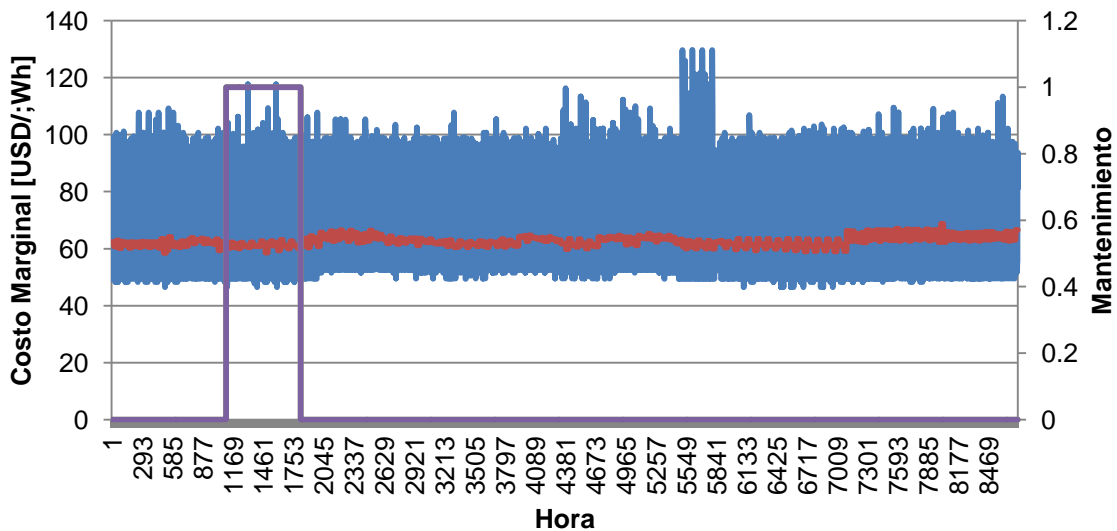


Figura 4.9: Resultados primer portafolio, quinta iteración

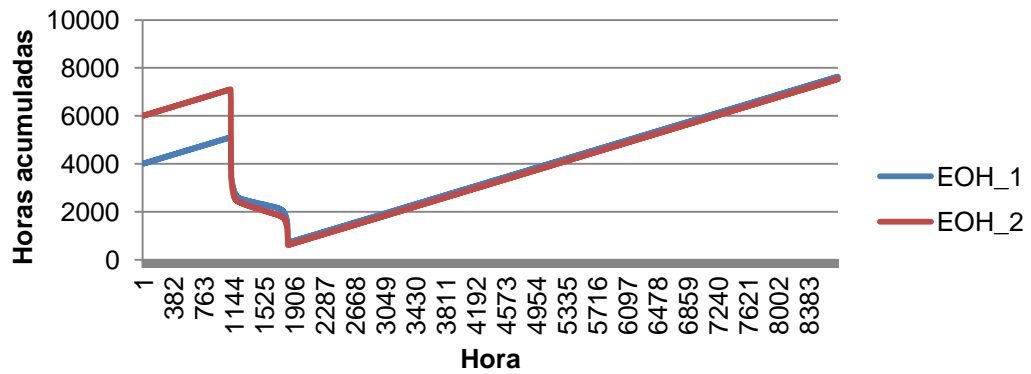


Figura 4.10: Evolución EOH primer portafolio, quinta iteración

Como en las iteraciones anteriores, se aprecia una variación en los costos marginales debido a la inclusión de los mantenimientos de la iteración anterior. Es importante destacar que una vez más la solución obtenida es la misma que la encontrada tanto en la primera como en la tercera iteración.

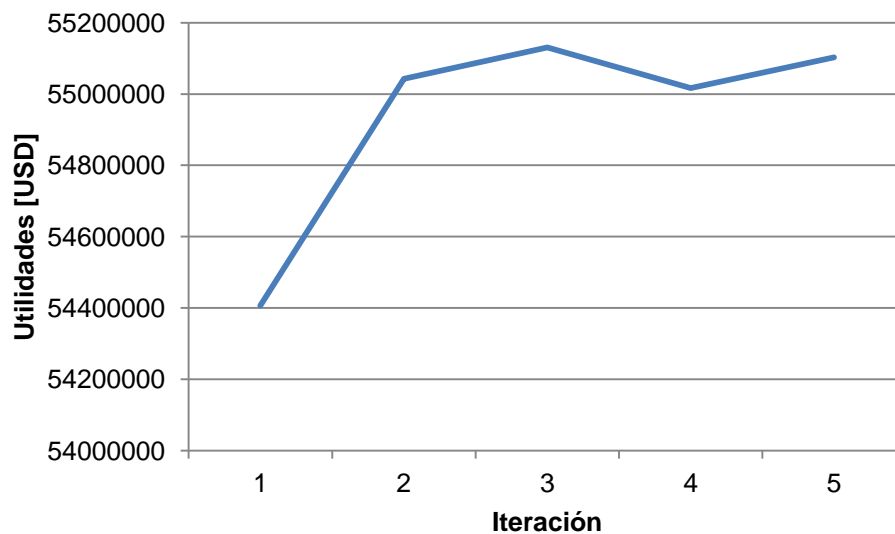


Figura 4.11: Utilidades en cada iteración para el primer portafolio

Con relación a lo que se observa en la Figura 4.11, es claro que la metodología dice que se debió haber detenido al momento de obtener la cuarta iteración, debido a la reducción en las utilidades del portafolio. Sin embargo, se decidió realizar una iteración más debido a las diferencias que se apreciaron entre la segunda y la cuarta iteración. Así, con la quinta iteración, se confirmó que la solución obtenida en la tercera iteración era el óptimo para este portafolio.

A partir de los resultados expuestos, se observa que, al igual que en los casos de prueba, los mantenimientos se programan siempre en los momentos en que se tiene un

menor costo marginal, tomando en consideración la restricción de EOH máximo. También se aprecia que las empresas tienen poder de mercado a través de la decisión de cuando realizar la mantención de las unidades, para el caso de las unidades con tecnología de base como el carbón. Es por esta razón, que es necesario que los operadores de mercado y sistema analicen y decidan sobre las propuestas de programación de mantenimiento por parte de las empresas, para así mantener la seguridad del sistema y la competitividad del mercado.

Con respecto al óptimo, se observa que la solución obtenida en la tercera iteración (que corresponde también a la primera y la quinta iteración) es la óptima, maximizando así las utilidades que se obtienen con este portafolio, teniendo presente que solo se está considerando el negocio operacional sin tener en cuenta los contratos que pudiesen tener las empresas. En relación a esta solución óptima, se observa que el mantenimiento de ambas unidades se realiza en el mismo periodo, y se produce antes de llegar al límite de EOH establecido. Para la primera unidad se produce cuando tiene un EOH acumulado de 5109, mientras que para la segunda de 7109. Así, se observa que desde un punto de vista económico, puede ser conveniente realizar el mantenimiento antes de alcanzar el límite de EOH pero también hay que considerar que solo se está estudiando un año de evaluación. Esto podría implicar que se deban realizar un mayor número de mantenciones al año siguiente, ya que la máquina llegará con un EOH acumulado mayor al que tendría si es que el mantenimiento se hubiese producido más cercano al límite máximo.

4.2. Segundo portafolio

Las características de las unidades escogidas para el segundo portafolio se presentan en la Tabla 4.2.

Central	Potencia Máxima [MW]	Potencia Mínima [MW]	Costo Variable [USD/MWh]	EOH Inicial	EOH Máximo	Tiempo de Mantenimiento [Horas]
Central 1	162	100	51.88	5000	8000	720
Central 2	163	100	53.7	2000	8000	720

Tabla 4.2: Características de las unidades del segundo portafolio

Estas unidades son de la misma tecnología del portafolio anterior, la diferencia radica en que tienen un mayor costo variable. Así los valores de EOH máximo y la duración del mantenimiento son los que corresponden a esta tecnología, carbón, mientras que el EOH inicial es escogido arbitrariamente.

Para la obtención de resultados de este portafolio, se consideró que una etapa en el modelo equivale a 4 horas, mientras que para el portafolio anterior se resolvió con que una etapa equivalía a 1 hora. Esto se realizó para disminuir los tiempos de simulación, ya que para resolver una iteración del primer portafolio se necesitaba de 2 a 3 días.

	Primer portafolio	Segundo portafolio
Tiempo de simulación	2 días – 3 días	30 minutos – 50 minutos

Tabla 4.3: Tiempos de simulación

A partir de lo que se observa en la Tabla 4.3, es claro que al considerar una etapa equivalente a 4 horas se logró reducir considerablemente el tiempo de simulación del problema, donde se aprecia que la disminución del tiempo de simulación es no lineal con respecto a la cantidad de etapas disminuidas. Además, no se aprecian problemas con el cambio de resolución, logrando resultados acorde a lo esperado. De todas formas hay que destacar que, al igual que en el caso anterior, no se pudo realizar la optimización para el portafolio en conjunto debido al alto esfuerzo computacional requerido, por lo que se llevo a cabo con cada unidad por separado.

Los resultados se presentan a continuación, donde en azul se observa el costo marginal, en rojo el promedio de costo marginal diario, en verde el mantenimiento de la primera unidad y en morado el mantenimiento de la segunda unidad. Es importante recalcar que una etapa son 4 horas.

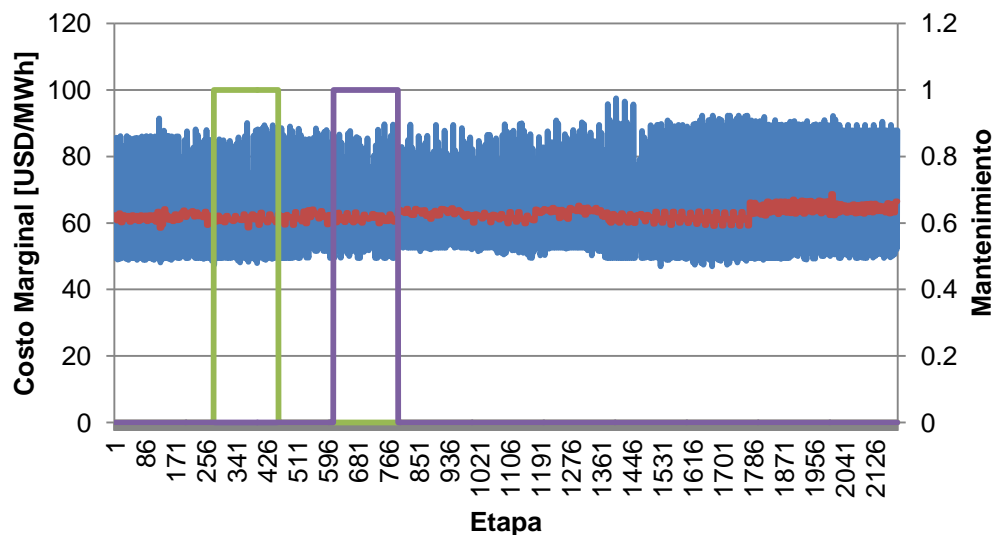


Figura 4.12: Resultados segundo portafolio, primera iteración

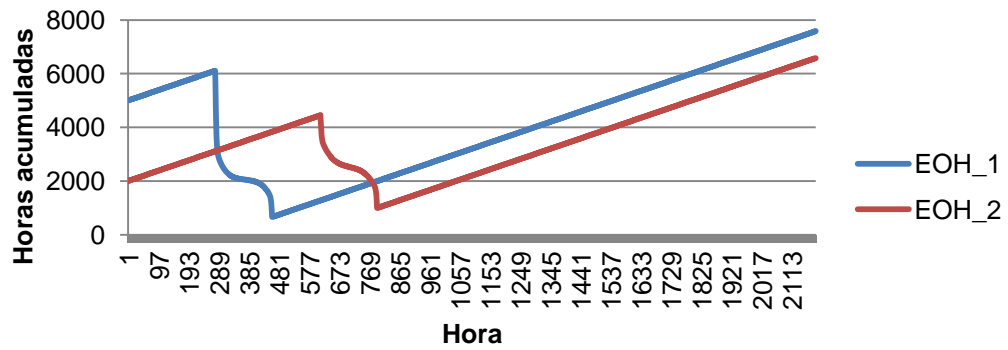


Figura 4.13: Evolución EOH segundo portafolio, primera iteración

Respecto a lo obtenido en esta primera iteración se observa que los mantenimientos las unidades se realizan en momentos distintos, en que se aprecia que la segunda unidad realiza el mantenimiento en un momento con costos marginales menores que el de la primera unidad. Esto se debe a que esta última se ve limitada por el EOH. Con respecto a la evolución del EOH, se advierte que se da el comportamiento esperado, similar al encontrado para el portafolio anterior, aunque en el caso de la segunda unidad se observa que el EOH supera levemente las 4000 horas acumuladas, de manera que se realiza el mantenimiento en un momento en que se encuentra alejado del límite máximo.

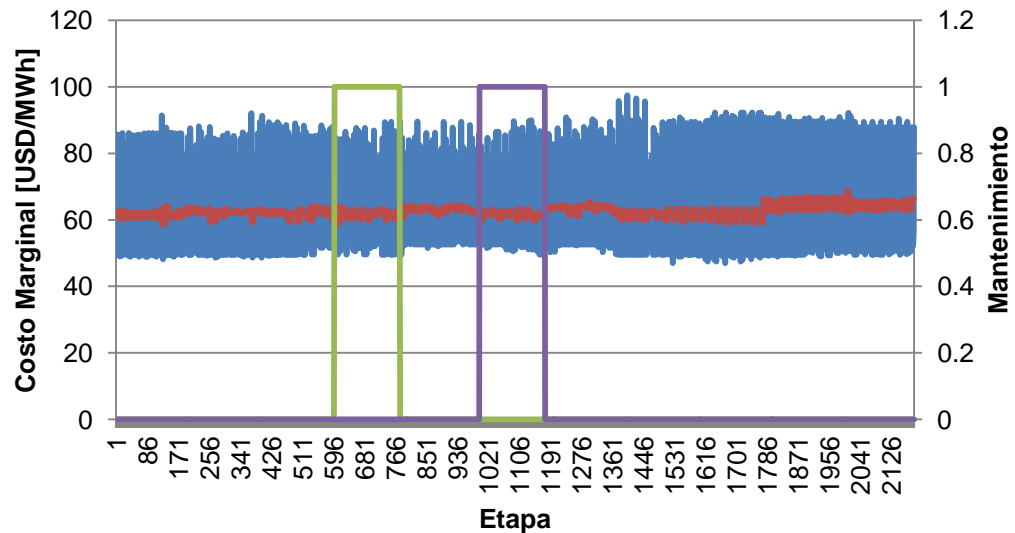


Figura 4.14: Resultados segundo portafolio, segunda iteración

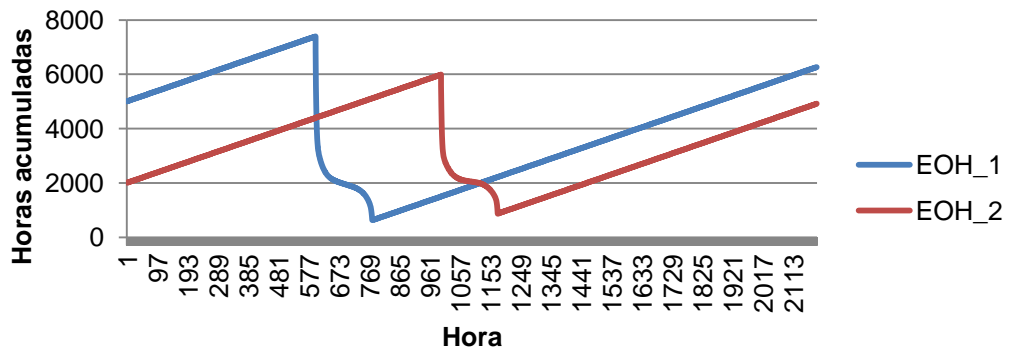


Figura 4.15: Evolución EOH segundo portafolio, segunda iteración

En el caso de este portafolio, si bien se observa una variación en el perfil de costos marginales, esta es menor a la que se obtuvo en el primer portafolio, tanto es así que incluso se observa que el mantenimiento de la segunda unidad en la primera iteración, se superpone con el mantenimiento de la primera unidad en la segunda iteración, lo que no se dio en ninguna de las iteraciones del portafolio anterior. Si bien hay que tener en consideración que se debe al límite de EOH, es gracias a la pequeña variación de los costos marginales, que se da este comportamiento. Al igual que en la iteración anterior, se aprecia que el comportamiento de la evolución del EOH es el esperado, pero en este caso alcanzando ambas unidades valores elevados de EOH al momento del mantenimiento.

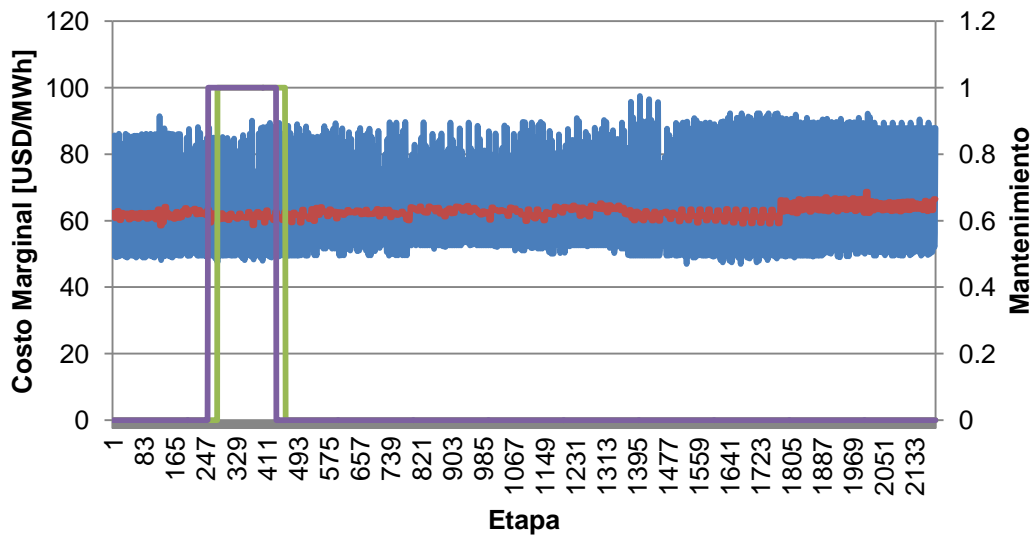


Figura 4.16: Resultados segundo portafolio, tercera iteración

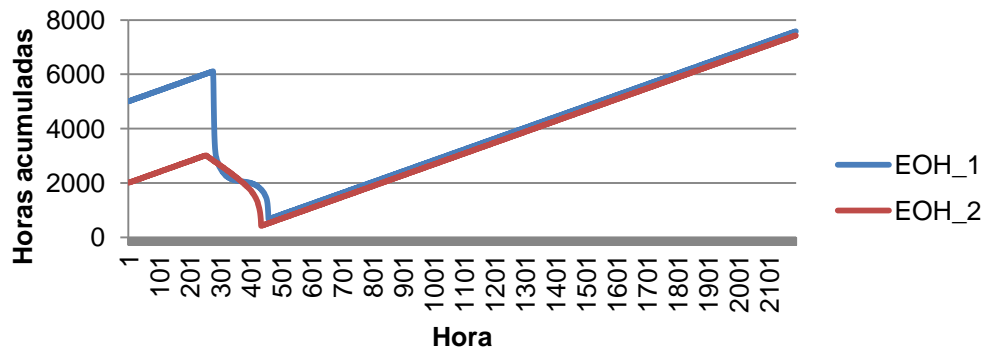


Figura 4.17: Evolución EOH segundo portafolio, tercera iteración

A partir de los resultados obtenidos se observa una pequeña variación en los costos marginales del sistema, lo que de todas maneras conlleva una modificación en los mantenimientos de las unidades con respecto a la iteración anterior. Se aprecia que el mantenimiento de ambas unidades se superpone y se realizan en el momento de costos marginales bajos. Con respecto al EOH, se observa que la unidad 2 realiza el mantenimiento con un valor de EOH de 3000 horas acumuladas, por lo que no se alcanza ni siquiera la mitad del límite. Esto se produce para aprovechar así el momento en que se tienen los costos marginales más bajos, es decir, por razones económicas.

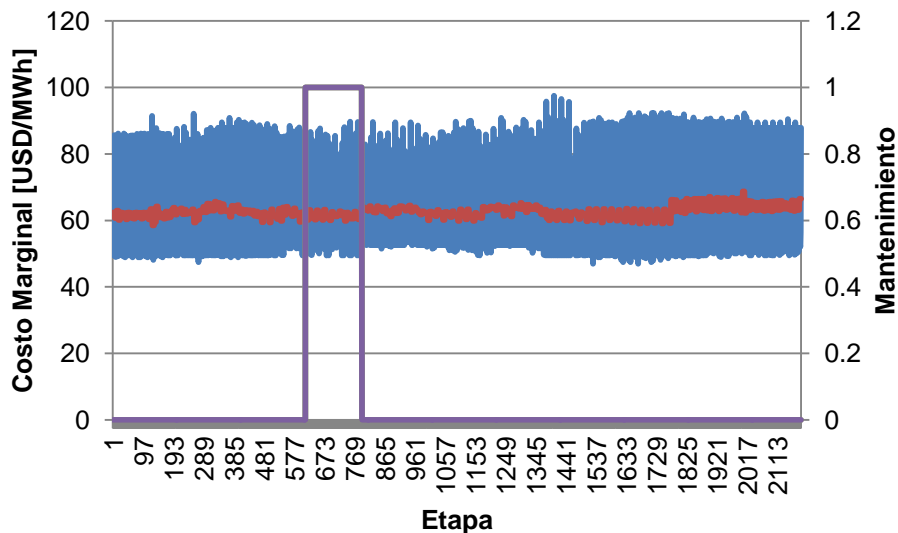


Figura 4.18: Resultados segundo portafolio, cuarta iteración

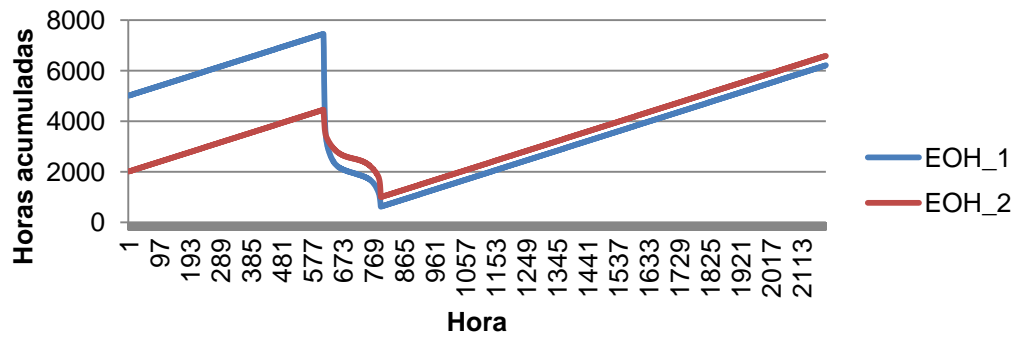


Figura 4.19: Evolución EOH segundo portafolio, cuarta iteración

En esta iteración se observa que el mantenimiento de ambas unidades se realiza exactamente en el mismo momento, debido a la variación que se aprecia en los costos marginales, con respecto a la iteración anterior. En cuanto al EOH se aprecia, nuevamente, que el EOH de la unidad 2 es levemente superior a 4000, de manera que el mantenimiento se realiza antes de acercarse al límite, para aprovechar el momento de costos marginales bajos.

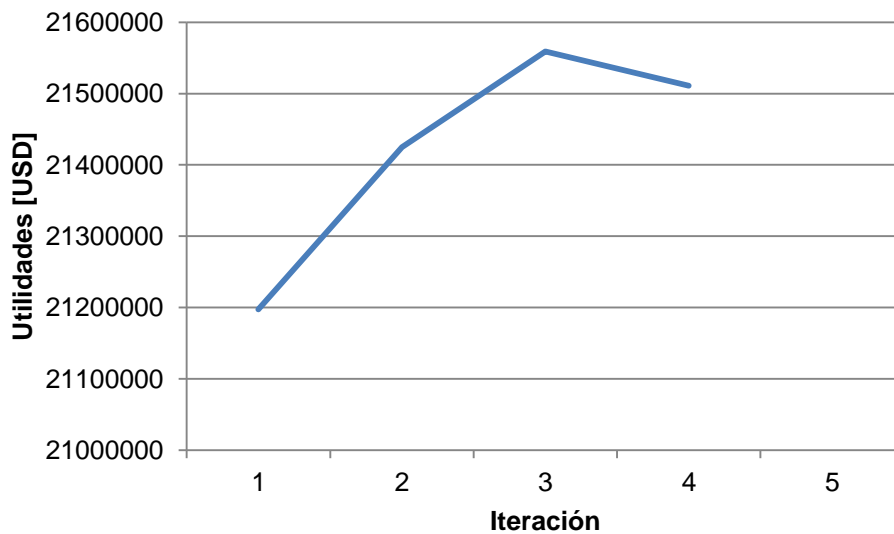


Figura 4.20: Utilidades en cada iteración para el segundo portafolio

Al igual que en el portafolio anterior, se tiene que la solución óptima es la alcanzada en la tercera iteración, aunque en este caso no es igual que en la primera iteración. Esto se debe a la menor variación que se observa en los costos marginales, con respecto al portafolio anterior, lo que implica que, por ejemplo, en la segunda iteración la central 1 hiciera el mantenimiento en el momento en que la central 2 realizó el suyo en la primera iteración, debido a que la variación en los costos marginales es pequeña y por su EOH máximo. Así, se llega a la solución óptima en la tercera iteración, ya que en esta, a la segunda unidad le conviene realizar el mantenimiento en el mismo momento que la

primera, ya que en el lugar en que realizó la mantención en la primera iteración ahora tiene un mayor costo marginal.

Como se tiene una menor variación en los costos marginales debido a los mantenimientos, es que se aprecia que el poder de mercado que tiene este portafolio es menor al del primer portafolio, tan solo por la diferencia en los costos marginales de las centrales.

En cuanto a la solución óptima, se aprecia que el EOH de ambas unidades está alejado del EOH máximo. Para la central 1 se tiene un EOH acumulado de 6112 y para la central 2 de 3016, ambos alejados del EOH máximo de 8000, produciéndose lo mismo explicado anteriormente para el primer portafolio.

4.3. Otras Tecnologías

Esta metodología, en que se lleva el conteo de horas equivalentes de operación (EOH), se vuelve importante para las tecnologías que regulan la variación provocada por las energías renovables no convencionales, ya que están constantemente partiendo y deteniendo el funcionamiento de las máquinas.

En el caso del SING en el año 2019, se tiene que esta labor la cumplen las centrales en base a GNL, cubriendo las variaciones que se producen al incluir un alto porcentaje de ERNC en el sistema. Por esto, se escoge un portafolio de centrales de este tipo de tecnología para realizar la optimización. Sin embargo al realizar esta simulación se aprecia que el modelo implementado no considera todas las horas en que estas unidades entraron efectivamente en operación, por lo que no se puede realizar el conteo de EOH de la manera deseada. Esto se observa en la Figura 4.21.

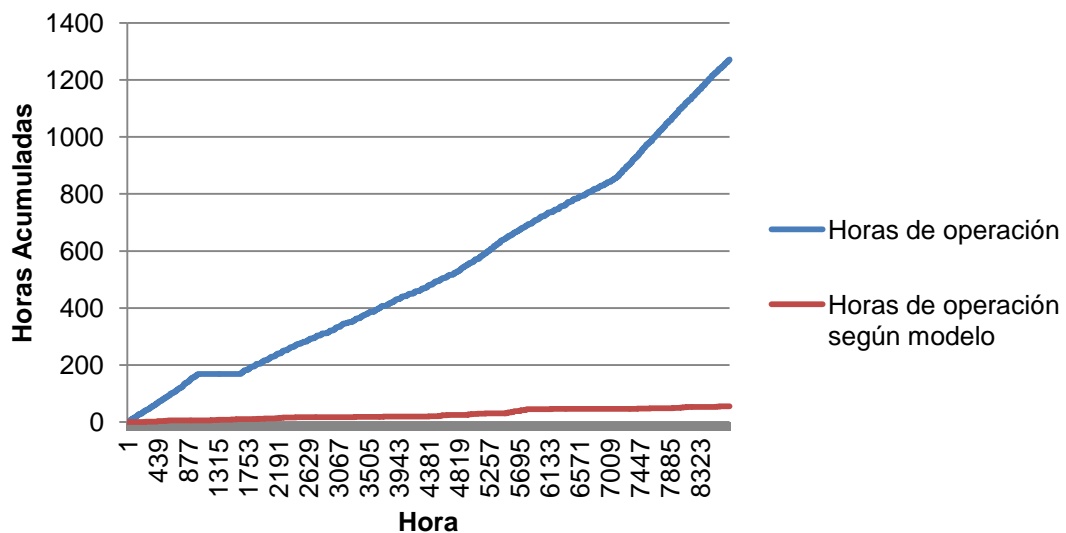


Figura 4.21: Diferencia entre las horas de operación según simulación del SING y según el modelo implementado

Esto se produce por que el modelo se basa en los costos marginales para saber cuándo una central entró en operación, pero las unidades de esta tecnología operan muchas veces solo por motivos de seguridad, entrando así en mínimo técnico, por ejemplo, entonces los costos marginales del sistema no logran reflejar este efecto en el modelo.

Para apreciar la diferencia entre el EOH y las horas de operación para esta tecnología, se tomó la simulación de operación del sistema, con mantenimientos arbitrarios, y se observa el siguiente resultado.

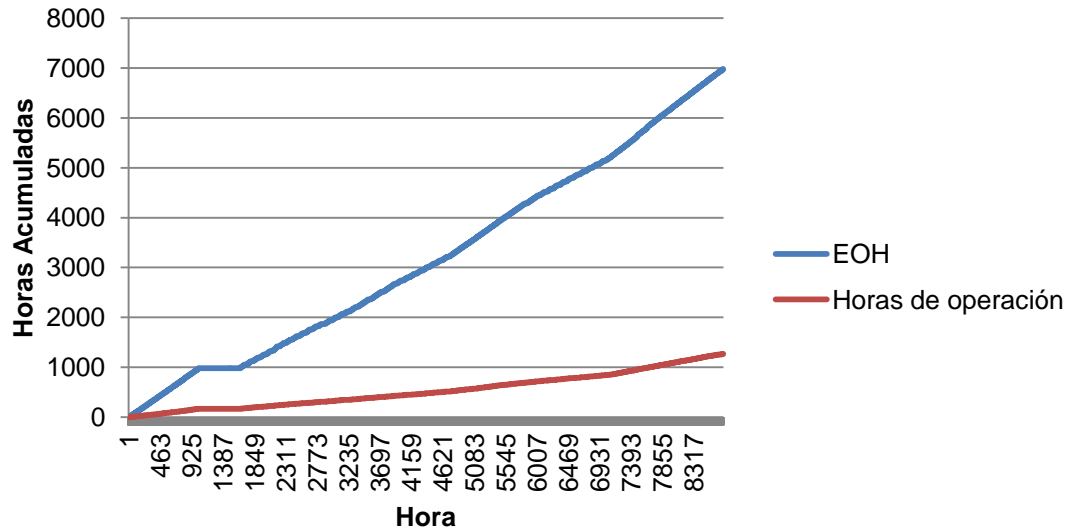


Figura 4.22: Comparación entre EOH y horas de operación de una central GNL en el SING año 2019

De esta manera, es clara la importancia que tiene el considerar las horas equivalentes de operación para decidir cuándo realizar el mantenimiento de las unidades que compensan las variaciones por ERNC, debido a la gran diferencia entre las horas de operación y el EOH.

5. Capítulo 5: Conclusiones y Recomendaciones

En este trabajo se buscó determinar una metodología para la obtención de un plan óptimo de mantenimiento en sistemas con alta penetración de ERNC. Para esto se planteó el modelo matemático del problema, se realizaron pruebas para corroborar su funcionamiento y se aplicó para un caso de estudio particular, que en este caso se evaluó en el SING.

Se estableció el estado del arte respecto a las metodologías para la determinación de un plan óptimo de mantenimiento en mercados liberalizados. La mayor parte de los trabajos que investigan este tema comparten las mismas características. Esto es, que consideran que el mercado es perfecto y que los costos marginales del sistema son conocidos y no varían, mientras que las diferencias que se aprecian son en la formulación del problema, considerando distintas restricciones principalmente. Se estudió, también, como se planifican los mantenimientos en algunos sistemas del mundo como PJM, Red Eléctrica de España, California ISO y el SING, donde en todos se priorizan las solicitudes de mantenimiento por orden de llegada, y se evalúan de acuerdo a criterios económicos y de confiabilidad del sistema, mientras que la gran diferencia entre ellos es el horizonte de evaluación que se les solicita a las empresas que participan del mercado.

Se logró determinar cuándo es necesario un mantenimiento a partir del historial de operación obtenido para una central en el periodo de evaluación. Para esto se utilizó el concepto de Horas Equivalentes de Operación o EOH (por sus siglas en inglés), el cual permite contabilizar el desgaste de las unidades según el punto de operación en que se encuentre, sea encendiendo la unidad, operando en régimen permanente, o apagando la misma. Esto se debe a que el desgaste de la unidad al encenderse no es el mismo al estar operando de manera normal, por lo que es necesario evaluar las horas de encendido con un valor mayor a las horas en que se encuentra operando normalmente.

Se aprecia que la metodología logra lo esperado en un principio, ya que al ir iterando, se va avanzando hacia la solución óptima. Esto se observa en cada uno de los casos expuestos, tanto de prueba como de estudio, en que siempre se llegó a que en la tercera iteración se lograba la solución óptima. Hay que tener en consideración que en este trabajo solo se analizó el negocio operacional de las empresas, es decir, solo las ganancias que se generan al vender a costo marginal la energía menos los costos variables de producir la energía junto a los costos de mantenimiento. Esta dinámica que se presentó puede verse afectada al incluir el negocio comercial, o sea, al considerar las ganancias y los costos que se obtienen a través de los contratos con clientes, debido a la naturaleza que tienen estos, ya que pueden ser a costo fijo o indexado a costo marginal, y que el productor que lo firma debe suministrar la energía acordada en todo momento.

El modelo matemático implementado cumple con lo esperado, situando los mantenimientos en los momentos que se tienen menores costos marginales, ya que de

esta forma se maximizan los ingresos operacionales de las centrales. La aproximación lineal de la restricción no lineal se cumple de manera satisfactoria, reiniciando de manera correcta el EOH y llevando el conteo del mismo, aunque se pierde precisión al momento de la reinicialización cuando es conveniente llevar a 0 el EOH, el modelo lo logra. De esta manera se obtienen tiempos de convergencia abordables para la resolución del problema de optimización. Finalmente, el problema que se presentó en la modelación fue que las centrales que se encuentran operando fuera de mérito no son capturadas a través de los costos marginales, por lo que no es posible realizar el conteo de EOH correcto para estas.

En algunos casos se tiene que es conveniente, desde el punto de vista económico, realizar el mantenimiento de las unidades antes de acercarse al límite máximo de EOH. Este efecto se produce principalmente debido a que el horizonte de evaluación considerado es de un año, luego como normalmente en las tecnologías evaluadas se realiza un mantenimiento por año, si se realiza a principio de año o a fin de año el modelo no ve diferencias ya que solo se debe realizar un mantenimiento. Así se tiene que para el año siguiente podría llegar a ser necesario llevar a cabo dos mantenimientos, aumentando los costos por mantención.

Se observa claramente como las empresas que tienen centrales con tecnología de base, como las de carbón, tienen poder de mercado con respecto a la decisión de cuando realizar el mantenimiento, ya que se refleja una variación en el perfil de costos marginales al ir programando las mantenciones en distintos momentos. Esto se presentó tanto en los casos de prueba como en el caso de estudio, debiéndose al tamaño de los respectivos sistemas, ya que si estos fueran más grandes, estas variaciones serían más pequeñas. Por esto, se hace importante la evaluación que debe realizar tanto el operador de sistema como el de mercado, para así mantener la seguridad del sistema y la competitividad necesaria en un mercado liberalizado, y que así estas empresas no aprovechen estas ventajas, que se le presentan por el tipo de tecnología que utilizan, para maximizar sus utilidades.

A partir de lo evaluado en el caso de estudio situado en el Sistema Interconectado del Norte Grande en el año 2019, se observa que debido al poder de mercado que existe con respecto a la decisión de mantenimiento, el CDEC-SING debiese evaluar los mantenimientos solicitados por estas empresas para así mantener la competitividad en el mercado, ya que de otra forma podrían aprovechar esta ventaja que se les presenta para deformar el mercado y aumentar así sus utilidades. Para esto, es necesario proponer una nueva regulación con respecto a este tema en particular.

Se proponen los siguientes puntos para realizar mejoras en el modelo implementado:

- **Considerar el negocio de contratos:** Al incluir los contratos en el modelo se pueden producir distintos efectos según las distintas características que

tengan los contratos. Si se tiene que el precio fijado en el contrato está indexado al precio marginal, o si tiene un precio fijo, puede llevar a que el óptimo se alcance no necesariamente en los momentos que se tienen costos marginales más bajos, cambiando así la dinámica que se presentó durante la realización de este trabajo.

- **Implementar un EOH “objetivo”**: Al considerar un periodo de evaluación de un año se presentan casos en que el mantenimiento se produce en momentos en que el EOH no está cercano al máximo. Con un EOH “objetivo” las empresas podrían colocar que el EOH deseado a fin de año sea bajo, de manera de asegurar que durante el año siguiente se realice el menor número de mantenimientos posibles.
- **Explorar técnicas de descomposición del modelo de modo de acelerar los tiempos de convergencia**: A pesar de haber transformado el modelo no lineal planteado en un principio en un modelo lineal, los tiempos de convergencia del modelo siguen siendo altos, en adición a que no se pudo realizar la simulación para el portafolio en conjunto, debido a la gran exigencia computacional del problema. De esta manera, sería interesante estudiar la posibilidad de incluir estas técnicas, lo que permitiría reducir estos tiempos y así que el modelo cumpla la función esperada de manera más eficiente.

Bibliografía

- [1] Ministerio de Energía. [Online]. <http://www.minenergia.cl/>
- [2] Comisión Nacional de Energía. [Online]. <http://www.cne.cl/>
- [3] Panel de Expertos. [Online]. <http://www.panelexpertos.cl/>
- [4] Centro Económico de Despacho de Carga - SIC. [Online]. <https://www.cdec-sic.cl/>
- [5] Superintendencia de Electricidad y Combustibles. [Online]. <http://www.sec.cl>
- [6] Rodrigo Palma, Luis Vargas Walter Brokering, *Ñom Lufke*.: Prentice Hall - Pearson Educación, 2008.
- [7] Comisión Nacional de Energía - Información SING. [Online]. <http://www.cne.cl/energias/electricidad/sistemas-electricos/344-sing>
- [8] (2013) CDEC-SING. [Online]. http://www.cdec-sing.cl/html_docs/anuario2013/idiomas/esp/index.html
- [9] CDEC-SING, "Mantenimiento mayor de instalaciones de generación y transmisión, Procedimiento DO," 2011.
- [10] PJM. [Online]. <http://www.pjm.com/about-pjm/who-we-are.aspx>
- [11] (2014) PJM - Procedimiento de Mantenciones. [Online]. <http://www.pjm.com/~media/documents/manuals/m10.ashx>
- [12] California ISO. [Online]. <http://www.caiso.com/about/Pages/OurBusiness/UnderstandingtheISO/The-ISO-grid.aspx>
- [13] CAISO, *Business Practice Manual for Outage Management.*, 2012.
- [14] Operador de Mercado de la Península Ibérica. [Online]. <http://www.omel.es/inicio/mercados-y-productos/mercado-electricidad/nuestros-mercados-de-electricidad>
- [15] (2004) Red Eléctrica de España. [Online]. http://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/ProcedimientosOperacion/PO_resol_17mar2004_correc_c.pdf
- [16] Linfeng Zhao Jingwen AN, "Repair Strategy Optimization for Gas Turbine Based on

Equivalent Operating Hour (EOH) Analysis," 2012.

- [17] (2014) PJM - Cost Development Guidelines. [Online].
<http://www.pjm.com/~media/documents/manuals/m15.ashx>
- [18] Fushuan Wen, C.Y. Chung, K.P. Wong, Gang Lu, "Generation Unit Maintenance Scheduling in Electricity Market Environment", *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*, 2008.
- [19] Edmund Handschin Yaoyu Wang, "Unit Maintenance Scheduling in Open Systems Using Genetic Algorithm," *Proceedings of 1999 IEEE Transmission and Distribution Conference*, 1999.
- [20] Bian Wu Liang Cai, "A Regulation for Congestion of Generator Maintenance in a Deregulated System," *Proceedings of 2003 IEEE Power Tech Conference*, 2003.
- [21] G.B. Raquel, D. S. Manuel. J.C. Antonio, "Generation Maintenance Scheduling in Restructured Power Systems", *IEEE Transactions on Power Systems*, 2005.
- [22] Ren Zhen Gao Zhihua, "Competitive Maintenance Scheduling an Settlement Base on Bidding in Electricity Market," *Proceedings of 2005 IEEE Industry Applications Conference*, 2005.
- [23] C.Y. Chung, K.P. Wong, F. Wen G. Lu, "Unit Maintenance Scheduling Coordination Mechanism in Electricity Market Environment," *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2008.
- [24] Jong-Bac Park, Jong-Keun Park, Balho H. Kim Jin-Ho Kim, "A New Game Theoretic Framework for Maintenance Strategy Analysis," *IEEE Transactions on Power Systems*, 2003.
- [25] Jong-Keun Park Jin-Ho Kim, "A New Game-Theoretic Approach to Maintenance Scheduling Problems in Competitive Electricity Markets," *Proceedings of 2002 IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, 2002.
- [26] A. M. Ranjbar, N. Sadati N. Mohammadi Tabari, "Promoting the Optimal Maintenance Schedule of Generating Facilities in Open Systems", *Proceedings of 2002 IEEE Power System Technology Conference*, 2002.
- [27] Fushuan Wen Jian Wangab, "Optimal Maintenance Strategies for Generation Companies in Electricity Markets with Risk Management", *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition: Asia and Pacific Dalian*, 2005.