



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Evaluación de la asignación
horaria de centrales térmicas para
un mercado eléctrico de un día en
adelanto**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Eléctrico - Electrónico

P R E S E N T A

ERICK ELIZARDO VAZQUEZ PACHECO

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Néstor González Cabrera



Agradecimientos

En primer lugar, quiero agradecer a mi tutor Dr. Néstor González Cabrera, quien con sus conocimientos y apoyo me guió a través de cada una de las etapas de este proyecto para alcanzar los resultados que buscaba , por haber sido muy paciente y haber sido esa persona que con sus directrices pudo explicarme aquellos detalles para culminar mi tesis. De verdad, gracias por sus enseñanzas.

También quiero agradecer a DigSILENT por brindarme la herramienta que fue necesaria para llevar a cabo este presente trabajo. No hubiese podido arribar a estos resultados de no haber sido por su incondicional ayuda. A la UNAM por haberme permitido formarme y en ella, gracias a todas las personas que fueron partícipes de este proceso, ya sea de manera directa o indirecta, gracias a todos ustedes, fueron ustedes los responsables de realizar su pequeño aporte, que el día de hoy se vería reflejado en la culminación de mi paso por la universidad.

Por último, quiero hacer mención de mis padres, que siempre estuvieron ahí para darme palabras de apoyo por ser los primordiales promotores de mis sueños, gracias por todos los días confiar y creer en mí y en mis expectativas, por siempre desear y anhelar siempre lo mejor para mi vida, gracias por cada consejo y por todas sus enseñanzas que me guiaron a lo largo de mi vida. Gracias a mis amigos por los buenos momentos que hemos compartido. Creo que todos hemos aprendido y aprendemos continuamente de todos y de nosotros mismos, tanto profesional como personalmente.

Resumen

El mercado de electricidad es uno de los resultados clave de la reestructuración de la industria eléctrica. La intención de abrir el sector de generación a la competencia llevó al desarrollo de muchos tipos de mercados. Entre los mercados energéticos, el mercado de día en adelante (MDA) es uno de los más importantes, muchos mercados de electricidad recurren al operador independiente del sistema para determinar el cronograma de día en adelante de los generadores basados en la asignación de unidades (*Unit Commitment*). Los avances recientes de la capacidad computacional, desarrollo de software y los algoritmos de optimización ahora hacen que la formulación lineal de enteros mixtos (MILP) sea manejable y adoptada por los operadores del sistema.

La presente tesis realiza el análisis y evaluación del desempeño operativo y de costos de generación para el problema de asignación de unidades en un simulador comercial implementando un sistema eléctrico de potencia estándar. Así mismo se hace énfasis en la necesidad de contar con una estrategia de generación como medio para alcanzar los objetivos del mercado de día en adelante. Los resultados obtenidos fueron empleados y comparados para mostrar el impacto de la integración de fuentes de energía renovable en los costos de generación a corto plazo y el desempeño del sistema de potencia bajo esta condición de generación eléctrica adicional, puesto que estos indicadores permiten una toma de decisiones de los operadores del sistema.

Abstract

The electricity market is one of the key results of the restructuring of the electricity industry. The intention of opening the generation sector to competition led to the development of many types of markets. Among the energy markets, the day-ahead (DA) market is one of the most important, many electricity markets turn to the independent system operator to determine the day-ahead schedule of generators based on unit allocation (Unit Commitment). Recent advancements in computational power, software development, and optimization algorithms now make linear mixed-integer formulation (MILP) manageable and adopted by system operators.

This thesis performs the analysis and evaluation of the operational performance and generation costs for the unit allocation problem in a commercial simulator implementing a standard power electrical system. Likewise, emphasis is placed on the need to have a generation strategy to achieve the objectives of the day-ahead market. The results obtained were used and compared to show the impact of the integration of renewable energy sources on short-term generation costs and the performance of the power system under this condition of additional electricity generation, since these indicators allow a decision decisions of system operators.

Índice general

Agradecimientos	i
Resumen.....	ii
Índice general.....	iv
Simbología y abreviaciones	x
1. Introducción	1
1.1 Definición del problema	1
1.2 Revisión bibliográfica.....	2
1.3 Justificación de la Tesis	11
1.4 Objetivo de la tesis.....	12
1.5 Hipótesis	12
1.6 Contribución	13
1.7 Estructura de la Tesis	13
2. Conceptos de Mercados Eléctricos	14
2.1 Contenido del capítulo	14
2.2 Introducción	14
2.3 Definición de Mercado de electricidad.....	15
2.4 Participantes del Mercado.....	18
2.4.1 Operador del Sistema-ISO	18
2.4.2 Operador del Mercado.....	20
2.4.3 GENCOs.....	20
2.4.4 TRANSCOs.....	20
2.4.5 DISCOs	21

2.5	Principales Mercados para la operación de SEP's	21
2.5.1	Mercados de Día en Adelanto	21
2.5.2	Mercado en tiempo real.....	23
2.6	Algunos mercados en el mundo.....	25
2.6.1	Mercado PJM	25
2.6.2	NYISO.....	27
2.6.3	Mercado Chileno	29
3.	Modelo de Asignación de Unidades	31
3.1	Contenido del capítulo	31
3.2	Introducción	31
3.3	Modelo MILP.....	33
3.4	Despacho Económico vs Unit Commitment.....	36
3.5	Restricciones operativas.....	36
3.5.1	Reserva Rodante del Sistema	37
3.5.2	Restricciones de Unidades Térmicas (Tiempo encendido/apagado).....	37
3.5.3	Rampas de generación.....	38
3.5.4	Must Run.....	39
3.6	Formulación matemática de asignación de unidades.....	39
4.	Implementación de UC en DigSILENT	43
4.1	Contenido del capítulo	43
4.2	Modelado de SEP's.....	43
4.3	Creación de un proyecto	45
4.3.1	Creación del SEP.....	46

4.4	Ejemplo de UC en sistemas de potencia	48
4.4.1	Análisis de resultados	65
5.	Casos de estudio.....	68
5.1	Introducción	68
5.2	Diagramas y datos del sistema de 24 IEEE	68
5.3	Caso de estudio I.....	73
5.4	Integración de energía eólica	82
5.4.1	Tecnología de aerogeneradores.....	83
5.5	Caso de estudio II: Integración de los generadores eólico al UC	86
6.	Conclusiones	97
6.1	Conclusiones	97
6.2	Aportaciones	98
6.3	Trabajos futuros	99

Índice de figuras

Figura 1. 1 Resumen del problema de asignación de unidades (UC) a lo largo del tiempo	3
Figura 1. 2 Productos del Mercado Eléctrico Mayorista	9
Figura 2. 1 Curva de Oferta y demanda.....	16
Figura 2. 2 Determinación del “precio de equilibrio del mercado”	17
Figura 2. 3 Área PJM y sus zonas de control.....	25
Figura 2. 4 Mercado de Electricidad NYISO.....	28
Figura 3. 1 Pronostico de carga contra valor real de un día completo.....	32
Figura 3. 2 Conjunto de soluciones factibles de un problema MILP.....	35
Figura 3. 3 Costos de arranque	38
Figura 4. 1 Interfaz de usuario PowerFactory.....	44
Figura 4. 2 Conexión de un elemento de una terminal	47
Figura 4. 3 Conexión de un elemento de dos terminales	48
Figura 4. 4 Sistema de 5 nodos implementado en el software.....	49
Figura 4. 5 Ingresó de parámetros para el elemento nodo	50
Figura 4. 6 Menú de edición del elemento línea de transmisión	51
Figura 4. 7 Menú para definir los parámetros de un nuevo tipo de línea de transmisión.....	52
Figura 4. 8 Menú de edición para un nuevo tipo de unidad de generación	54
Figura 4. 9 Pagina Unit Commitment para una unidad de generación	55
Figura 4. 10 Definición de una curva de costo local.....	57
Figura 4. 11 Ingreso de costos de arranque y paro para una unidad de generación.....	58
Figura 4. 12 Definición de las restricciones de rampa y tiempos de encendido y apagado para una unidad de generación	59
Figura 4. 13 Modelado de una característica de tiempo para una carga	60
Figura 4. 14 Data máanager.....	61
Figura 4. 15 Ingreso de datos de potencia activa para modelar una carga variable en el tiempo. 62	
Figura 4. 16 Curva de demanda para el ejemplo de 5 nodos	63

Figura 4. 17 Selección de la herramienta Unit Commitment.....	63
Figura 4. 18 Definición de la función objetivo.	64
Figura 4. 19 Potencias optimas de generación: Método de flujos de DC	66
Figura 5. 1 Simulación del RTS IEEE de 24 nodos en DigSILENT (CASO I)	70
Figura 5. 2 Curva de demanda del sistema de prueba.....	72
Figura 5. 3 Potencia Activa de Generación para cada unidad (Caso I)	76
Figura 5. 4 DA Trayectoria de generación (Caso I).....	77
Figura 5. 5 Flujos de potencia de las líneas de transmisión a la hora 18:00 (Caso I).....	79
Figura 5. 6 Aerogenerador de eje horizontal	84
Figura 5. 7 Curva coeficiente de potencia / “tip-speed ratio”, C_p / λ	85
Figura 5. 8 Curva de potencia para una turbina de 2 [MW]	86
Figura 5. 9 Perfil de generación eólica	87
Figura 5. 10 Simulación del RTS IEEE de 24 nodos en DigSILENT con integración de generación eólica (Caso II).....	88
Figura 5. 11 Generación de Potencia Activa Unidades Térmicas e hidro (Caso II).....	90
Figura 5. 12 Trayectoria de generación (Caso II)	91
Figura 5. 13 Generación eólica en el horizonte de tiempo	92
Figura 5. 14 Ocupación de las líneas de transmisión a la hora 18:00 (Caso II).....	93
Figura 5. 15 Costos totales de generación con y sin RES.....	96

Índice de tablas

Tabla 4. 2 Características de las líneas de transmisión del sistema 5 nodos	51
Tabla 4. 3 Demanda horaria para el sistema de 5 nodos.....	60
Tabla 4. 4 Asignación de unidades para el sistema de 5 nodos	65
Tabla 4. 5 Flujos de Potencia Activa por hora en cada línea de transmisión	66
Tabla 4. 6 Costos totales de generación.....	67
Tabla 5. 1 Parámetros técnicos de las Unidades de Generación.....	69
Tabla 5. 2 Tipo de tecnología para las unidades de generación.....	69
Tabla 5. 3 Costos de Generación	71
Tabla 5. 4 Locación y Distribución de la demanda total del sistema	72
Tabla 5. 5 Reactancia y Capacidad de las líneas de transmisión	73
Tabla 5. 6 Asignación Óptima de Unidades de Generación (Caso I)	74
Tabla 5. 7 Flujos de Potencia en [MW] para cada línea de transmisión (Caso I).....	80
Tabla 5. 8 Flujos de Potencia en [MW] para cada línea de transmisión (Caso I).....	81
Tabla 5. 9 Costos de producción por hora	82
Tabla 5. 10 Capacidad de los parques eólicos (Caso II)	87
Tabla 5. 11 Cronograma de unidades generadoras (Caso II).....	89
Tabla 5. 12 Flujos de Potencia en [MW] para cada línea de transmisión (Caso II)	94
Tabla 5. 13 Flujos de Potencia en [MW] para cada línea de transmisión (Caso II)	95
Tabla 5. 14 Costos horarios de producción totales y de arranque (\$).....	96

Simbología y abreviaciones

<i>AU-MDA</i>	Asignación de unidades para el Mercado de Día en Adelanto
<i>CENACE</i>	Centro Nacional de Control de Energía
<i>CRE</i>	Comisión Reguladora de Energía
<i>DAM</i>	Day Ahead Market- Mercado de Día en Adelanto
<i>DISCO</i>	Compañía de distribución
<i>DOF</i>	Diario Oficial de la Federación
<i>ED</i>	Economic Dispatch- Despacho Económico
<i>FERC</i>	Federal Energy Regulatory Commission
<i>GENCO</i>	Generation company - Compañía de generación
<i>ISO</i>	Operador Independiente del Sistema
<i>LPM</i>	Locational Price Marginal- Precio Marginal Local
<i>LR</i>	Lagrangian Relaxation- Relajación Lagrangiana
<i>MEM</i>	Mercado Eléctrico Mayorista
<i>MILP</i>	Mixed Integer Linear Programming
<i>MP</i>	Marginal Price- Precio Marginal
<i>MWh</i>	Mega Watt hora
<i>NYISO</i>	Operador Independiente Nueva York

<i>PJM</i>	Pennsylvania, New Jersey y Maryland
<i>PX</i>	Power Exchange
<i>RES</i>	Renewable Energy Source- Fuente de energía renovable
<i>RT</i>	Real Time- Tiempo real
<i>SCUC</i>	Security Constrained Unit Commitment
<i>TRANSCO</i>	Compañías de transmisión
<i>UC</i>	Unit Commitment- Asignación de Unidades

1. Introducción

Debido a la importancia de la electricidad en nuestra sociedad, es esencial que toda la cadena de procesos, desde la generación hasta la entrega de energía a los consumidores finales, se gestione de manera confiable y rentable. En un gran número de países industrializados, esto se realiza actualmente en el marco de los mercados de electricidad. La industria eléctrica en todo el mundo, que durante mucho tiempo estuvo operada por servicios públicos integrados verticalmente, está experimentando enormes cambios derivados de la inclusión de tecnologías emergentes y la regulación. Trayendo consigo una evolución hacia una industria eléctrica renovada y competitiva, en la que las fuerzas del mercado impulsan el precio de la electricidad y reducen el costo a través de una mayor competencia.

1.1 Definición del problema

La nueva industria eléctrica está en un estado de transición continuo, tratando de cumplir con restricciones ambientales, de seguridad y operatividad minimizando costos de generación. Los gobiernos han aceptado objetivos ambiciosos, con la finalidad de que una parte de la energía provenga de fuentes renovables y otras fuentes de bajas emisiones. Para lograr tales objetivos se han introducido:

- Subsidios para fomentar el desarrollo de fuentes renovables como la eólica y solar.
- Un impuesto a las emisiones como el CO₂ que penaliza la generación a partir del carbón y, en menor medida, la generación a base de gas.

Con la regulación de la mayoría de los mercados eléctricos a nivel mundial, trajo consigo una toma de decisiones descentralizadas e independientes. Buscando como resultado, que las decisiones que afectan la operación y el rendimiento de la red. Tomados de manera centralizada ahora buscan la competitividad de los participantes del mercado. Finalmente, el funcionamiento del sistema eléctrico se está volviendo más complejo debido a la intermitencia de la generación renovable y su despacho prioritario. La demanda neta del sistema es mucho menos predecible, agravada por la visibilidad limitada del resultado de la generación integrada. La generación renovable es esencialmente no sincrónica y no contribuye de la misma manera a la inercia del sistema y al soporte del control de frecuencia.

El problema de Asignación de unidades (*Unit Commitment*, por sus siglas en inglés para UC) es una de las funciones más importantes de los operadores de sistemas en el mercado de la electricidad. El objetivo básico del problema de UC es determinar la entrada en servicio óptima de las unidades generadoras para satisfacer una demanda de energía horaria, cumpliendo ciertas restricciones físicas de las unidades de generación, mientras se minimizan los costos operativos de la red.

1.2 Revisión bibliográfica

El problema de UC he a investigado desde la década de 40's [1]. La figura 1.1 ofrece una visión general de la evolución del problema de UC desde su aparición hasta ahora. Analizando el aspecto de la seguridad, el problema se divide en tres categorías: Asignación de unidades tradicional, Asignación de unidades con restricciones de seguridad (*Security Constraints Unit Commitment*, por sus siglas en inglés para SCUC) y asignación de unidades basado en el precio (*Priced Based*

1. Introducción

Unit Commitment, por sus siglas en inglés para PBUC) [2]. Desde la perspectiva de la operación del mercado, el problema de asignación puede clasificarse mediante la programación en un entorno integrado verticalmente o un entorno desregulado.

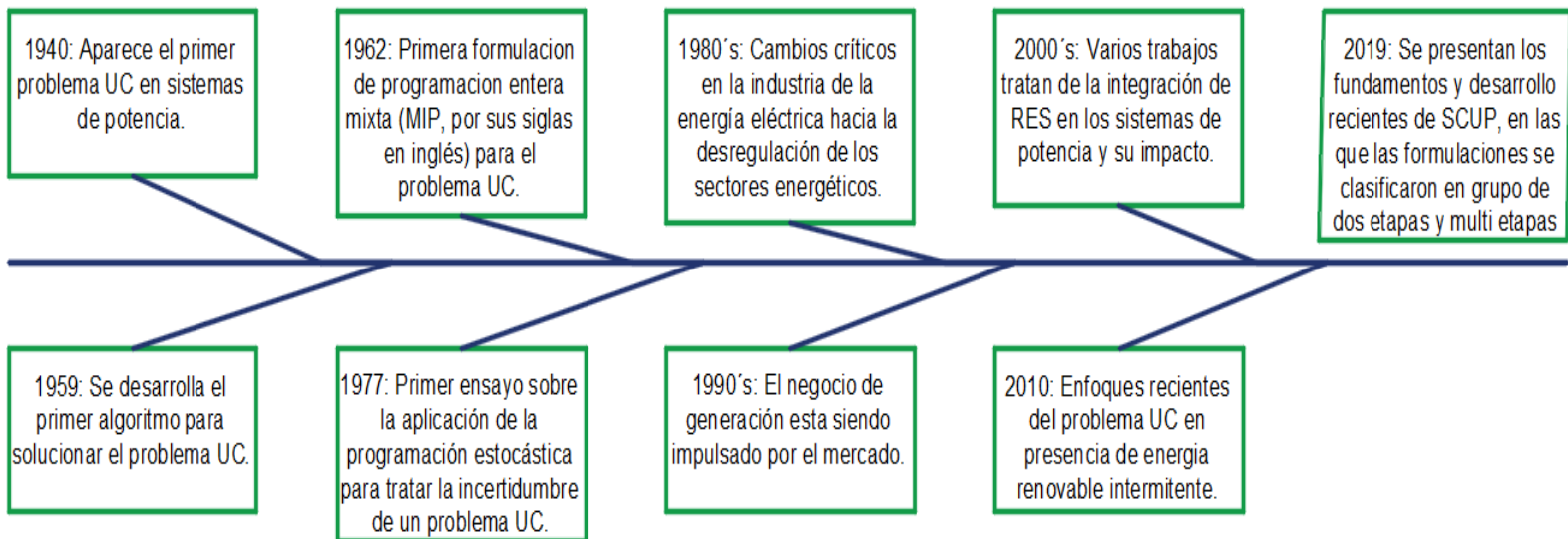


Figura 1. 1 Resumen del problema de asignación de unidades (UC) a lo largo del tiempo

Entre los modelos de UC que se han desarrollado se encuentran el modelo determinístico, estocástico, robusto y optimización de intervalos, por mencionar algunos. El modelo determinístico utiliza solamente el pronóstico central de generación, sin considerar la posibilidad de que la operación real no sea exacta a dicho pronóstico [3]. Esto hace que las soluciones encontradas provoquen una operación poco segura de la red debido a que los altos niveles de penetración eólica y solar provocan que las probabilidades de error en el pronóstico de generación sean superiores. Se ha recomendado que las versiones probabilísticas del UC aborden la incertidumbre presentada por los altos niveles de penetración de la energía eólica. Muchos de estos

métodos estocásticos, incluido el modelo estocástico de UC de dos etapas, se basan en la disponibilidad de escenarios probabilísticos, que son especificaciones de realizaciones potenciales de la producción de potencia con una probabilidad asociada de ocurrencia [4].

Un modelo de UC que coordina la generación de energía hidroeléctrica y térmica para apoyar la integración segura y económica de la energía eólica se reporta en [5]. Al programar las reservas, este modelo de UC garantiza un suministro de energía confiable, al tomar en cuenta los niveles de agua del reservorio de la planta hidroeléctrica.

La integración de las fuentes de generación renovables (*Renewable Energy Source*, por sus siglas en inglés para RES) en combinación con otros tipos de generación de energía, plantea desafíos para los Operadores del Sistema (OS), principalmente debido a la incertidumbre que agregan al sistema de energía. Con el fin de lidiar con el aumento de la incertidumbre del sistema de energía derivada del aumento de las inyecciones de RES, la literatura se ha centrado en el modelado detallado de la incertidumbre, tal modelo se presenta en [6]. El UC estocástico y el UC robusto se han presentado como soluciones viables. Sin embargo, la eficacia de estos enfoques está mermado por el hecho de que los plazos habituales del mercado son amplios y, por lo tanto, la incertidumbre puede seguir siendo alta. El método de programación estocástica utiliza principalmente la función de densidad de probabilidad o la función de distribución acumulativa para caracterizar la información de energía eólica aleatoria. Los OS al menos en Estados Unidos son conscientes de este problema y han optado por reestructurar sus operaciones a corto plazo mediante la implementación del UC con una regularidad horaria respaldada con pronósticos actualizados constantemente [7].

La operación de los sistemas eléctricos se ha basado tradicionalmente en un esquema de programación de dos niveles: (1) programación de día en adelanto (UC) y (2) operación en tiempo real (Despacho Económico, DE) cuya eficiencia supone una predicción de carga diaria bastante precisa, esta suposición no puede ser cierta para los sistemas eléctricos con alta penetración de energía variable proveniente de las RES. Para abordar este problema, en los últimos años se han estudiado diversas metodologías y propuesto nuevas técnicas para el modelado de UC, especialmente en el mercado de un día en adelanto (Day Ahead Market, DAM, por sus siglas en inglés), debido a que los sistemas eléctricos asignan la mayor cantidad de energía. El DAM es llevado a cabo un día antes del día operativo y es de especial interés en el análisis de la incertidumbre ya que la cantidad de información disponible en ese momento de resolver es limitada [4].

Una de las técnicas básicas para resolver el UC es el método de relajación lagrangiana (LR Lagrange Relaxation, por sus siglas en inglés) utilizado por los Operadores del Sistema (OS). Por ejemplo, el operador MISO (Midcontinent Independent System Operator por sus siglas en inglés) dentro de sus procesos de liquidación de mercado, el problema de SCUC lo resolvieron con un algoritmo de RL (2005) de Alstom Grid Software. La LR puede descomponer el problema de SCUC en subproblemas más pequeños, haciendo que cada subproblema sea resuelto en paralelo y mucho más fácil de encontrar una solución. Sin embargo, un inconveniente clave es que no se puede garantizar la convergencia dentro de la solución requerida en límite de tiempo [8]. Con la implementación de su mercado de servicios auxiliares en 2009, la técnica de LR fue reemplazado por modelos de programación lineal entera mixta (*Mixed Integer Linear Programming*, por sus siglas en inglés para MILP) en los motores de liquidación del mercado MISO, debido a mejoras

significativas en los algoritmos. Esta transición le ha permitido a MISO enfocarse en formular modelos matemáticos para satisfacer las necesidades comerciales, sin preocuparse por resolver el problema MILP. La mayoría de las veces, los algoritmos para resolver el problema MILP pueden resolver el SCUC de manera muy confiable. La versatilidad de los algoritmos también ha facilitado importantes expansiones y mejoras del mercado [8].

En la última década se han incrementado los modelos MILP para resolver de manera práctica el problema de UC. Las ventajas y desventajas del MILP sobre la técnica de LR se han discutido ampliamente en [9] y [10]. Identificando que: (1) El MILP puede proporcionar una solución óptima global probada, (2) El MILP proporciona una medida más precisa de la optimización; y, (3) El MILP proporciona capacidades mejoradas de modelado y adaptabilidad de la red. La principal desventaja del MILP sobre LR es su escalabilidad. En la actualidad, los softwares comerciales pueden resolver problemas de UC incorporando restricciones de red y de seguridad con tiempos de ejecución aceptables, por lo que el modelado del MILP es la tendencia reciente para la solución de problemas de UC grandes y complejos requeridos por los OS para resolver el problema del DAM y los Mercados en Tiempo Real (MTR) [10].

Un enfoque práctico basado en programación lineal (LP Linear Programming por sus siglas en inglés) para resolver el problema de asignación de unidades se muestra en [11]. En este artículo los autores proporcionan un procedimiento detallado para formular el problema de UC como un modelo MILP. Para resolver el problema se utiliza un paquete de optimización de última generación disponible comercialmente, llamado COMPLEX. Los softwares comerciales enfrentan nuevos desafíos. En los cuales el problema de UC debe incorporar diferentes restricciones que se

están volviendo necesarias, como las relacionadas con las emisiones de carbono, los recursos de energía renovable, los parques eólicos, las instalaciones fotovoltaicas y los dispositivos de almacenamiento. Estos tipos de modelos pueden requerir restricciones de modelado cuadráticas. Además, es necesario incorporar al modelo, los eventos inesperados asociados con cambios en los intercambios del sistema, fallas de generación o cortes de dispositivos; estos eventos están asociados con alteraciones discretas [12], siendo esta una vertiente de oportunidad de investigación.

Por otro lado, debido a la construcción de varios parques eólicos en todo el mundo, la incertidumbre y variabilidad en la generación de energía eólica amenazan la seguridad del sistema eléctrico, por problemas de mantener la frecuencia dentro de los límites permitidos. Enfrentados a este desafío, los OS deben programar reservas adicionales para la operación diaria, y determinar cuanta y que tipo de reserva es apropiada sigue siendo un enigma difícil de resolver. El enfoque utilizado es el UC *estocástico* (Stochastic Unit Commitment, SUC, por sus siglas en inglés). Este método determina implícitamente la reserva al garantizar que el resultado de asignación de energía satisfaga la demanda de la carga en el escenario dado. En términos generales, un mayor número de escenarios proporciona mejores resultados. Sin embargo, escenarios más complejos aumentan la carga computacional, por lo que se utilizan técnicas de reducción de escenarios.

Como se puede apreciar en el contexto del modelado del problema de UC, se han presentado diversas formulaciones de acuerdo con el problema a resolver. Adicionalmente, existentes softwares comerciales utilizados ampliamente por los OS a nivel mundial. Uno de estos es de la firma Energy Exemplar [13], el cual resuelve el problema de UC y SCUC. Este software es

ampliamente utilizado por el Mercado eléctrico australiano (AEMO, Australian Energy Market Operator, , por sus siglas en inglés) y se está adaptando en algunos mercados de América del norte. Otro software como Power World Simulator [14] tiene un apartado para mercados eléctricos, pero no resuelve el problema de UC o el MDA, está más orientado hacia el análisis de flujos de potencia óptimos y reservas. Finalmente, un software que está ganando popularidad es PowerFactory de DigSILENT [15], debido a que no solo resuelve el MDA, UC y el MTR. También presenta alternativas de simulación como análisis de estabilidad, sentitividades, calidad de la energía, por mencionar algunas de sus principales herramientas. Cabe resaltar que en este trabajo se busca tener una alternativa del modelado del UC como herramienta para el OS basado en este software.

En México desde el 9 de junio de 2014 se implementó la reforma energética y el 8 de septiembre de 2015 la Secretaria de Energía (SENER) publicó su primer conjunto de regulaciones que establecen los principios de diseño y operación del mercado mayorista, la estructura de este Mercado se muestra en la figura 1.2.

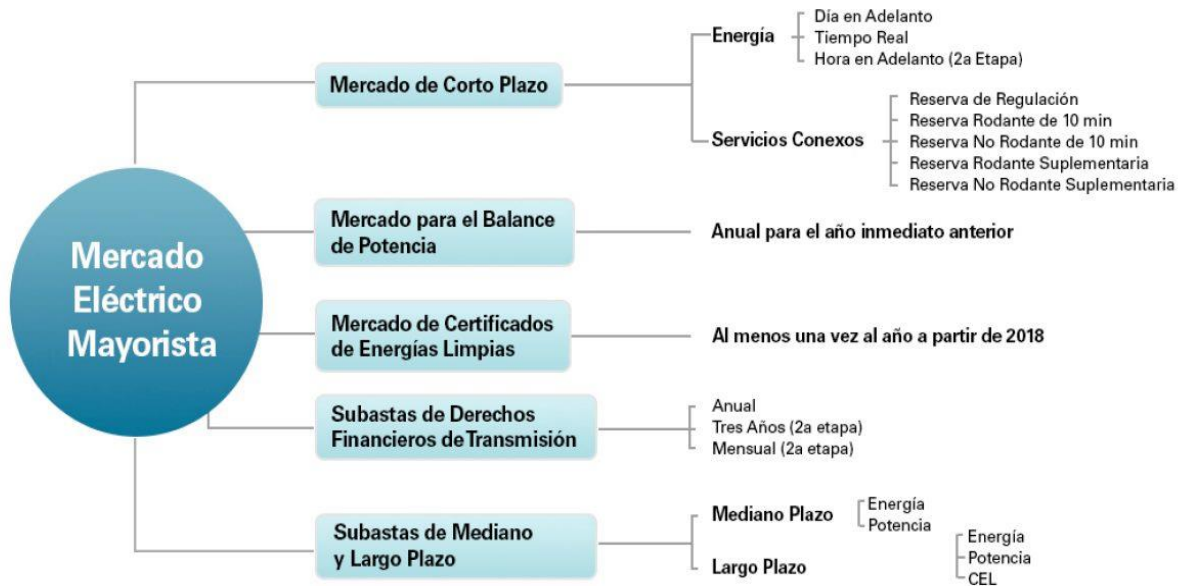


Figura 1. 2 Productos del Mercado Eléctrico Mayorista

Cinco meses después, el mercado comenzó a operar con un MDA y un MTR. La Comisión Reguladora de Energía (CRE) rige el marco legal para la energía eléctrica y el Centro de Control de Energía (CENACE) funge como el operador independiente del sistema [16]. El CENACE inicia diariamente el proceso de asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica en el MDA al cerrar el periodo de recepción de Ofertas para el MDA según el huso horario predominante en el sistema interconectado de que se trate. Los resultados de dicho proceso son publicados por el CENACE en el Sistema de Información del Mercado a las 17:00 horas. Además, este proceso de asignación se lleva a cabo de manera independiente para cada sistema interconectado [17].

Para el MDA, el CENACE determina diariamente los límites operativos de flujo de potencia en los enlaces de transmisión interregionales del Sistema Interconectado Nacional, el Sistema Interconectado Baja California, el Sistema Interconectado Baja California Sur y el Sistema Interconectado Mulegé, que se considerarán para cada uno de los intervalos horarios de la

Asignación y Despacho de Unidades de Central Eléctrica en el MDA. Además, CENACE determina los pronósticos de demanda que serán utilizados en las aplicaciones del mercado de Corto Plazo conforme lo dispone el Manual de Pronósticos [18]. Se lleva a cabo el proceso de asignación y despacho de unidades de centrales eléctricas en el MDA para cada sistema interconectado en forma independiente y prepara los insumos para un día natural dividido en intervalos horarios, a fin de utilizarlos en el modelo Asignación de Unidades del Mercado de un Día en Adelanto (AU-MDA). Este es un modelo de programación lineal con una mezcla de variables de decisión discretas y continuas con un horizonte de tiempo de un día con intervalos horarios. El modelo incorpora algunas funciones no lineales que son linealizadas, por ejemplo, las pérdidas en el sistema son funciones no-lineales de las inyecciones y retiros nodales de potencia. Las variables de decisión discreta que se consideran en el modelo son las siguientes: Arranque, paro y configuración de las unidades de Central eléctrica cuyo estatus de asignación es económico; las variables de decisión continuas son: potencia de generación a los centros de carga, y capacidades de reserva [17]. Al modelo AU-MDA se le proporcionan las siguientes entradas:

- Topología esperada para cada hora del día de operación;
- Restricciones de Transmisión;
- Vectores de distribución de la demanda;
- Vectores de distribución de generación en cada zona de carga;
- Factores de pérdidas técnicas y no técnicas para cada zona de carga;

1. Introducción

- Ofertas de ventas de los participantes y limitaciones físicas de las unidades de Central Eléctrica; y
- Estado inicial previsto de las Unidades y límites de generación.

1.3 Justificación de la Tesis

El crecimiento a nivel mundial del consumo de energía primaria procedente de fuentes renovables fue del 7.1%, en el año 2018. Las energías renovables aumentaron su contribución al consumo de energía primaria en un 0.4%, situándose en el 10.8% del total. Al igual que en los últimos años, las energías renovables siguen siendo la cuarta fuente en consumo de energía primaria en el mundo. El consumo mundial de petróleo disminuyó en 0.5 puntos porcentuales hasta situarse en el 33.6% y, a pesar de la reducción mantuvo la primera posición. Tras esta primera fuente energética se posicionó el carbón, que también disminuyó en términos porcentuales pasando del 27.6% hasta el 27.2%. El gas natural, en cambio, aumentó a nivel global su cuota de participación en la energía primaria. Con un aumento de 0.5 puntos porcentuales, representó el 23.9% de la energía. En este contexto se requiere estudiar modelos y herramientas de asignación de unidades que consideren tanto la asignación horaria de las centrales térmicas así como la integración de fuentes de generación renovable a los sistemas eléctricos, en coordinación con las diversas restricciones tanto para las unidades térmicas, así como modelos que rigen a la generación renovable intermitente con el fin de obtener resultados más confiables, que garanticen una operación económicamente óptima considerando la seguridad del sistema.

1.4 Objetivo de la tesis

El objetivo general de este trabajo es evaluar la asignación horaria de las centrales térmicas de generación eléctrica para un mercado de un día en adelante, minimizando los costos totales de generación respetando las restricciones de las unidades de generación y del sistema. Garantizando la seguridad del sistema de potencia.

Como objetivos particulares en esta tesis se considera:

- La evaluación de la asignación horaria de centrales térmicas y sus restricciones de incorporación al mercado de un día en adelante. Por ejemplo, tiempos de encendido y apagado.
- Evaluar el impacto de la integración de generación renovable (generación eólica) y su variabilidad en el problema de asignación de unidades.
- Revisar los costos derivados la generación y el comportamiento de la red eléctrica.

1.5 Hipótesis

- Es posible modelar mediante el uso de las características técnicas y económicas principales de las unidades de generación térmica, sometidas a las restricciones más usuales en el problema de asignación de unidades y de la red eléctrica, así como el impacto de la incorporación de generación renovable en el sistema para un horizonte de tiempo de corta escala, y el impacto en los costos de generación utilizando el modelo usado en el software DigSILENT.

1.6 Contribución

Las simulaciones aquí desarrolladas fueron presentadas en:

Erick E. Vázquez Pacheco y N. González Cabrera “Evaluación de la asignación horaria de centrales térmicas para un mercado de un día en adelante,” IEEE Reunión del verano de potencia 2021, pp. 1 – 6, noviembre 2021

1.7 Estructura de la Tesis

Este trabajo está dividido en 5 capítulos. En el capítulo 2, se presenta una visión sobre los mercados eléctricos, y los principales componentes del mercado eléctrico. El capítulo 3 se enfoca en la formulación del problema de asignación de unidades (UC), se desarrollan las ecuaciones para formular un problema UC, y se describen las principales restricciones a considerar en la formulación que mantenga la seguridad del sistema de potencia. El capítulo 4 hace una descripción del modelado de un sistema de potencia en un software comercial y el uso de la herramienta de UC. En el capítulo 5 se presentan dos casos de estudios con un sistema de seis nodos y en un sistema de 24 nodos. Finalmente, el capítulo 6 presenta las conclusiones del estudio realizado.

2. Conceptos de Mercados Eléctricos

2.1 Contenido del capítulo

En este capítulo se describen los conceptos de un mercado eléctrico desde la perspectiva combinada de la economía y la ingeniería eléctrica, mencionando los conceptos y entes participantes del mercado, así como diversos ejemplos de mercados eléctricos a nivel mundial.

2.2 Introducción

En los años 80's algunos economistas sugirieron que los precios serían más bajos y que la economía, se beneficiaría si el suministro de la energía eléctrica se convertía en objeto de mercado en lugar de estar regulada por un monopolio o la política del gobierno [19]. Las motivaciones para cambiar la organización de la industria y el paradigma regulatorio varían de un caso a otro, pero generalmente están impulsadas por el deseo de introducir la competencia con la esperanza de hacer que la industria sea más eficiente, hacer que los precios sean más transparentes y transferir más riesgos a los inversores privados en lugar de a los contribuyentes. Se cree que racionalización de la mano de obra, los costos del combustible, la elección de nuevas tecnologías de generación, la asignación de riesgos de inversión y otras medidas conducen a menores costos de electricidad y mejores servicios que beneficiaran a los consumidores finales [20].

El funcionamiento del mercado eléctrico está fuertemente relacionado con otros mercados, como mercados de combustible, transporte o mercados ambientales. Cualquier decisión de esos mercados puede impactar en el mercado de energía eléctrica. La clave para los mercados de energía

eficientes es el diseño de los mecanismos de subasta para facilitar el intercambio o la asignación de derechos de recursos (capacidad o energía) y transmisión. Todos los modelos de trabajo para crear nuevos mercados eléctricos competitivos incluyen un solo operador de red responsable de controlar el funcionamiento físico de un área de control; de coordinar horarios de generación, equilibrar cargas, proveer los recursos en tiempo real, adquirir servicios auxiliares necesarios para mantener la confiabilidad y coordinación con áreas de control vecinas.

Hasta ahora las experiencias con los mercados eléctricos reestructurados muestran que el comercio de electricidad puede dar lugar a precios altamente volátiles; este problema es intrínseco a la electricidad como producto que no puede almacenarse. Así mismo, las reestructuraciones de los mercados eléctricos son más complejos que los mercados de productos tradicionales. Con la introducción de la competencia en la industria del suministro de electricidad, una sola organización ya no está a cargo de la generación, transmisión y distribución. Para participar en el mercado de electricidad, las empresas interesadas deben maximizar el valor del servicio que brindan. Comprender el funcionamiento del sistema eléctrico de potencia ya no es suficiente, se debe entender como la economía afecta este funcionamiento físico y como esta a su vez restringe la economía [19].

2.3 Definición de Mercado de electricidad

Un mercado es una colección de compradores y vendedores que determinan el precio de un producto o productos mediante algún tipo de interacción. En un mercado de electricidad los compradores son consumidores de electricidad mientras que los vendedores son generadores de electricidad y el producto comercializado es la electricidad. El precio de la electricidad en un

2. Conceptos de Mercados Eléctricos

entorno de mercado está determinado por el *precio de equilibrio del mercado* (Market Clearing Price, MPC por sus siglas en inglés) que generalmente es administrado por un tercero neutral. Algo muy importante dentro de un mecanismo de mercado es la relación entre la oferta y la demanda [12]. La curva de oferta muestra la relación entre la cantidad de un bien que los productores están dispuestos y pueden vender y el precio asociado para cada nivel de cantidad (la pendiente de esta curva es ascendente) como se muestra en la figura 2.1.

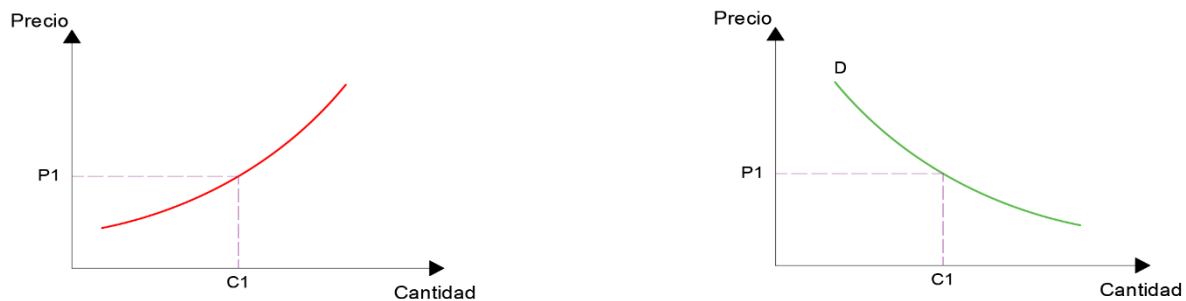


Figura 2. 1 Curva de Oferta y demanda

De manera similar la curva de demanda muestra la relación entre la cantidad de un bien que los consumidores están dispuestos y pueden comprar y el precio asociado por cada nivel de cantidad que están dispuestos a pagar, la curva típica de demanda se muestra en la figura 2.1. De esta manera, el administrador de la subasta recibe ofertas de compradores y vendedores, las agrega para formar curvas de demanda y oferta, encuentra la intersección y establece el precio y la cantidad de *equilibrio* del mercado sobre esa base. Cuando la subasta se configura con un precio uniforme de *equilibrio* del mercado, los compradores ganadores pagan el precio de equilibrio del mercado y valoran la compra al menos tanto como ese precio. Los vendedores ganadores reciben el precio de

2. Conceptos de Mercados Eléctricos

equilibrio del mercado y pueden producir lo que suministran a un costo no superior al precio de equilibrio [12].

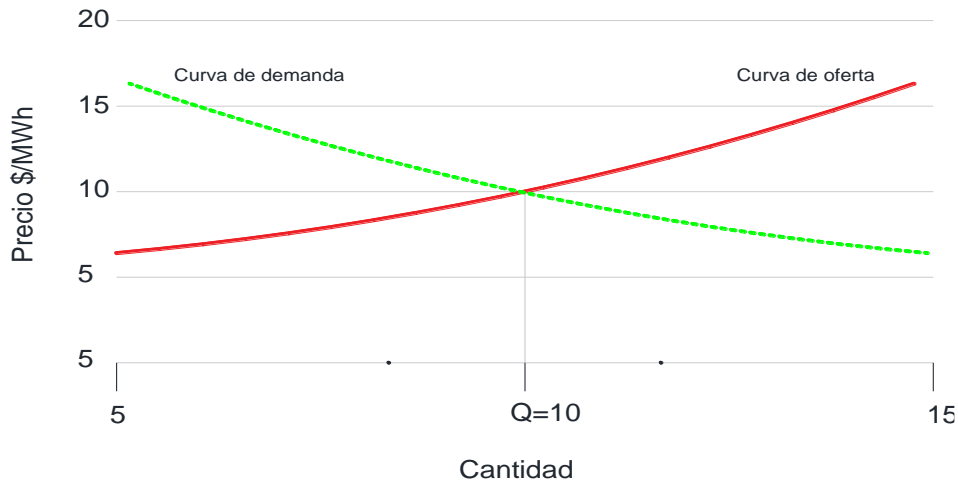


Figura 2. 2 Determinación del “precio de equilibrio del mercado”

Se tienen dos objetivos para establecer un mercado de electricidad: garantizar una operación segura y económica. La seguridad es uno de los aspectos más importantes en la operación del sistema, ya sea en una operación regulada o un mercado de energía reestructurado. En un mercado ideal los grandes consumidores y minoristas compran energía eléctrica a empresas generadoras (Gencos). Como todos los consumidores tienen que estimar cuanto comprar, estos pronostican su consumo o el consumo de sus clientes para cada periodo en el mercado antes de celebrar contratos.

Por su parte los generadores programan la producción de energía que han vendido para entregarla en el momento acordado, cada generador evidentemente intenta minimizar el costo de producir esta energía. En la práctica esto es difícil que se cumpla ya que ninguna de las partes puede cumplir confiablemente sus obligaciones contractuales a la perfección. Sin mencionar que

la demanda real de un grupo de consumidores no es igual al valor pronosticado, otro factor son los problemas impredecibles que impiden que las unidades generadoras entreguen la cantidad de energía acordada; una falla mecánica o eléctrica puede obligar a una unidad a apagarse o reducir su capacidad de generación.

Las reglas de operación del mercado de electricidad deben establecerse para garantizar el acceso justo a la red y promover la inversión eficiente en el mercado, suponiendo que este efecto reduzca el costo de la electricidad. La operación del mercado debe mantener la operación eficiente y el uso de todos los servicios de electricidad. Esto debe hacerse principalmente para los intereses a largo plazo de los consumidores de electricidad y las señales deben reflejar la eficiencia del mercado principalmente en la señal del precio, pero también para mantener y mejorar la calidad y la seguridad del suministro de electricidad.

2.4 Participantes del Mercado

La reestructuración de la electricidad ha cambiado el rol tradicional de las empresas integradas verticalmente a pasar a la creación de nuevas entidades con funciones independientes.

2.4.1 Operador del Sistema-ISO

Un mercado eléctrico competitivo requiere de un control operativo independiente de la red, el control de la red no puede garantizarse sin establecer el ISO (*Independent System Operator*, por sus siglas en inglés). Este operador independiente administra las tarifas de transmisión, coordina la programación de mantenimiento, mantiene la seguridad del sistema y tiene un papel en la coordinación de la planificación a largo plazo. El ISO debería funcionar independientemente de

los participantes del mercado, como los propietarios de transmisiones, generadores, compañías de distribución y usuarios finales, y debería proporcionar acceso abierto no discriminatorio a todos los usuarios del sistema de transmisión.

El ISO tiene la autoridad de asignar y despachar algunos o todos los recursos del sistema y reducir las cargas para mantener la seguridad del sistema (es decir, eliminar las violaciones de transmisión, equilibrar la oferta y la demanda, y mantener la frecuencia a un nivel aceptable en el sistema. Además, el ISO garantiza que se envíen las señales económicas adecuadas a todos los participantes del mercado, lo que, a su vez debe alentar al uso eficiente y motivar la inversión en recursos capaces de mitigar estas limitaciones.

Hay dos posibles estructuras para el ISO, la primera es la (MinISO) que se encarga de mantener la seguridad de transmisión en las operaciones del mercado eléctrico. Su objetivo se restringe a la seguridad y su autoridad es modesta. La segunda estructura para un ISO (MaxISO) incluye un Operador del Mercado (*OM*) que es integral para la operación del ISO. El OM es una entidad independiente, no gubernamental y sin fines de lucro que garantiza un mercado competitivo mediante la realización de una subasta para el comercio de electricidad. El OM calcula el MCP basado en la oferta de precio más alta del mercado. En algunas estructuras de mercado, el ISO y el OM son entidades separadas, aunque el OM funciona dentro de la misma organización que el ISO. Se basa en un modelo de despacho mediante flujos óptimos de potencia, los participantes del mercado deben proporcionar datos extensos, como los datos de costos de cada generador y la demanda diaria de cada consumidor o carga. Con estos datos extensos, el ISO obtiene la asignación y el despacho de la unidad que maximiza sus beneficios [20].

2.4.2 Operador del Mercado

El operador del Mercado normalmente ejecuta un sistema informático que coincide con las licitaciones y ofertas que han presentado compradores y vendedores de energía eléctrica. También se encarga de la liquidación de las ofertas de compra y venta aceptadas. Esto significa que reenvía los pagos de los compradores a los vendedores después de la entrega de la energía. El ISO suele ser responsable de gestionar el mercado de último recurso, es decir, el mercado en que la carga y la generación se equilibran en tiempo real.

2.4.3 GENCOs

Las compañías de generación operan y mantienen plantas generadoras existentes. Las GENCOs tienen la oportunidad de vender electricidad a entidades con las que ha negociado contratos de venta, también pueden optar por vender electricidad al PX a través de los cuales grandes clientes, como las DISCOs pueden comprar electricidad para satisfacer sus necesidades. Además de la potencia activa también pueden comercializar con energía reactiva y reservas operativas. El objetivo principal del GENCOs es maximizar las ganancias.

2.4.4 TRANSCOs

El sistema de transmisión es un elemento crucial en los Mercados de Electricidad. La operación segura y eficiente en el sistema de transmisión es la clave para un mercado eficiente. Estas compañías transmiten usando alto voltaje, y se componen de una red que comparten todos los participantes y conexiones radiales que unen unidades generadoras y grandes clientes a la red. El

uso de estos activos está bajo el control del ISO local y están regulados para proporcionar conexiones no discriminatorias y servicios comparables, de esta manera se recuperan costos. [20]

Tienen el papel de mantener, construir y operar el sistema de transmisión de un área geográfica y así mantener la confiabilidad del sistema eléctrico, ofrecen acceso abierto y no tienen propiedad o afiliación común con otros participantes del mercado.

2.4.5 DISCOs

Estas compañías distribuyen la electricidad a través de sus instalaciones a clientes en una determinada región geográfica. Las compañías distribuidoras son un servicio regulado (por las agencias reguladoras estatales) que construyen y mantienen las líneas de distribución que conectan a la red de transmisión a los usuarios finales, así mismo tienen la responsabilidad de responder a las interrupciones en la red de distribución y la calidad de energía [20].

2.5 Principales Mercados para la operación de SEP's

2.5.1 Mercados de Día en Adelanto

El mercado de un día en adelante es un mercado a plazo con las mayores implicaciones físicas. Al proporcionar certeza financiera, puede eliminar el riesgo de incurrir en gastos de inicio. Cuanto más eficiente sea el mercado, más precisas serán las decisiones de inicio y menor el costo de la energía eléctrica. El mercado de día en adelante (MDA) puede utilizar alguna estructura mencionada anteriormente, los mercados bilaterales, un “pool” o “Exchange” pueden proporcionar cobertura y Asignación de unidades (UC).

El MDA es un mercado a plazo en el que se calculan los precios de *equilibrio* por hora (precios nodales o por zonas) para cada zona / nodo en el sistema, para cada hora del siguiente día operativo. El cálculo de los precios de *equilibrio* del mercado se basa en ofertas de generación, ofertas de demanda, ofertas virtuales (financieras) en algunos mercados y cronogramas de transacciones bilaterales presentados en el mercado de día en adelante. Dependiendo de las ofertas del mercado, las ofertas pueden ser simples, de bloque y / o complejas. En el precio nodal, el algoritmo de equilibrio del mercado también utiliza las topologías de red esperadas para cada hora del siguiente día de operación [21].

Conceptualmente, puede haber hasta 24 topologías de red diferentes para usar en el equilibrio del MDA, suponiendo que haya un cambio en la topología de red para cada hora del día siguiente. El MDA es esencialmente un conjunto de 24 problemas de optimización restringidos que deben resolverse dados los datos de entrada proporcionados al mercado. Las soluciones del *equilibrio* del mercado del día siguiente representan un conjunto de soluciones de cada problema de optimización por hora para el próximo día operativo. Las soluciones de mercado diarias incluyen cronogramas de generación (MW) para los generadores para abastecer al mercado, cronogramas de consumo (MW) para que los consumidores demanden consumir y precios de mercado para cada uno zona / nodo en el sistema y congestión (alquileres y horas de enlace) relacionadas con las instalaciones de transmisión de enlace para cada hora del día siguiente [12].

Una vez que se deciden los datos de entrada, se deben seleccionar las herramientas computacionales apropiadas para obtener el equilibrio del mercado. La elección de estas herramientas dependerá del rango de tiempo del mercado: tiempo de simulación en tiempo real,

día en adelante o un tiempo más largo. Las herramientas analíticas utilizadas principalmente por los operadores del mercado deberían ser capaces de cumplir con la asignación de unidades (UC), la asignación de unidades con restricciones de seguridad (SCUC, por sus siglas en ingles), el despacho económico con restricciones de seguridad y las pruebas de factibilidad. Si bien el MDA determina los precios de equilibrio de mercado por hora y la asignación de unidades, el operador del mercado también necesita examinar las necesidades que debe ejecutar la unidad, mitigar las ofertas si tiene el objetivo de producir el programa de energía de oferta mínima al tiempo que satisface las necesidades de confiabilidad. El mercado diario se “equilibra” después de recibir los siguientes datos de entrada: el modelo de red, los cortes de transmisión aprobados, los horarios físicos, las ofertas de demanda, las ofertas de suministro y las definiciones de recursos [21].

2.5.2 Mercado en tiempo real

Generalmente, un mercado en tiempo real es un mercado en el que los precios de equilibrio se calculan a intervalos fijos de tiempo utilizando algún tipo de algoritmo de despacho económico óptimo basado en la condición real del sistema. La condición operativa real del sistema generalmente la proporciona el sistema de gestión de energía (EMS, Energy Management System, por sus siglas en ingles) que incluye un estimador de estado respaldado por datos alimentados desde cada nodo del sistema de energía. A diferencia de un mercado de día en adelante, no hay intercambios preestablecidos o precios de contrato de energía entre los participantes en un mercado en tiempo real [21].

Las cargas o los generadores literalmente no tienen tiempo para encontrar el precio correcto, sino para seguir las tarifas descubiertas que determina el operador del mercado a intervalos fijos.

Por lo tanto, las desviaciones en tiempo real de las cantidades contratadas del mercado de día en adelante se convierten en transacciones o contratos en el mercado en tiempo real. Los mercados RT al menos en los Estados Unidos se liquidan cada 3 a 5 minutos, mientras que el equilibrio de potencia se aplica a cada segundo. En términos de modelos de mercado, un *pool* es mejor en el manejo del equilibrio entre la oferta y la demanda y en el equilibrio del mercado RT. En los mercados nodales de Estados Unidos los cálculos de precio de equilibrio (en tiempo real) se basan en el concepto del precio marginal local (Local Price Marginal, LPM por sus siglas en inglés). La liquidación de equilibrio se basa en desviaciones de cantidad por hora de las cantidades programadas en el MDA. Los clientes mayoristas pagarán los LPM en tiempo real por cualquier demanda que exceda sus cantidades programadas para el día en adelante y recibirán ingresos por desviaciones de la demanda por debajo de sus cantidades programadas para el día anterior.

En la operación del sistema eléctrico en tiempo real, la demanda instantánea es suministrada instantáneamente por la producción de energía en tiempo real. Si la demanda cae, el suministro se reduce casi instantáneamente. Los servicios auxiliares también se ofrecen según sea necesario y la demanda se reduce según sea necesario y en condiciones extremas (tiro de carga). La operación del mercado en tiempo real se basa en lo siguiente: el modelo de la red, las limitaciones, el pronóstico de carga a corto plazo, los horarios y las ofertas actualizadas de suministro, cronogramas de MDA, así como las ofertas en DA y las ofertas en tiempo real recién enviadas. El motor de equilibrio del mercado RT calcula el despacho de generación para intervalos que generalmente son entre 5 y 10 minutos [12].

2.6 Algunos mercados en el mundo

2.6.1 Mercado PJM

El Mercado PJM (Región de Pensilvania Jersey y Maryland) es un OS encargada de la operación del Sistema y el Mercado eléctrico como se aprecia en la figura 2.3. Además de ser el encargado de operar la red de transmisión conocida como Transmission System Operator-TSO (Operador del sistema de transmisión), y esta mantiene acuerdos con los propietarios de la red, independiente del mercado. El PJM cubre aproximadamente 84,236 millas de líneas de transmisión y aproximadamente 1,200 unidades generadoras. La demanda máxima es de aproximadamente 165,492 MW [22].

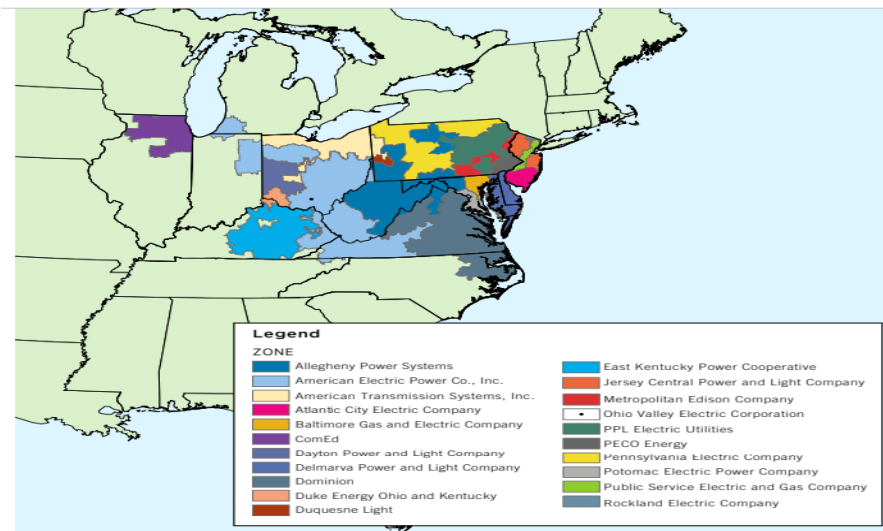


Figura 2. 3 Área PJM y sus zonas de control

El PJM opera el mercado basado en ofertas, con restricciones de seguridad, despacho económico, precio local, con transmisión de acceso abierto. Cada uno de estos componentes es esencial para el diseño del mercado de PJM. El mercado se basa en ofertas competitivas diarias de

cargas y generadores. El PJM despacha las unidades generadoras para satisfacer las cargas instantáneas de los clientes eléctricos en orden de mérito económico, de acuerdo con las características físicas del sistema de transmisión (restricción de seguridad).

El PJM está regulado por la FERC (Federal Energy Regulatory Commission, por sus siglas en inglés) y está autorizado por la FERC para administrar la confiabilidad del sistema de transmisión eléctrica y la operación del mercado mayorista de energía en un área de control definida [23]. En PJM, los participantes del mercado que desean comprar y vender energía tienen múltiples opciones. Ellos deciden si satisfacen sus necesidades energéticas a través del autoabastecimiento, compras bilaterales de propietarios de generación o intermediarios del mercado, a través del mercado energético de día en adelante o el mercado energético en tiempo real. Las compras de energía se pueden realizar en cualquier período de tiempo, desde compras instantáneas del mercado de energía en tiempo real hasta contratos bilaterales a largo plazo. Las compras de energía pueden realizarse desde la generación ubicada dentro o fuera de PJM. Los participantes del mercado también deciden si y cómo vender la producción de sus activos de generación. Los propietarios de la generación pueden vender su producción dentro de PJM o externamente y pueden usar la generación para satisfacer sus propias cargas, vender en los mercados de PJM o vender bilateralmente. Los propietarios de la generación pueden vender su producción en cualquier período de tiempo, desde ventas instantáneas del mercado de energía en tiempo real hasta acuerdos bilaterales a largo plazo [23].

El PJM opera el Mercado de día en adelante, el Mercado de energía en tiempo real, el Mercado de capacidad diaria, los Mercados de capacidad de intervalos, mensuales y bimestrales, los

Mercados de regulación, los Mercados de reservas rodantes y los Mercados de subastas anuales y mensuales en FTR (Financial Transmission Rights, por sus siglas en inglés).

Los datos de tres sistemas de software se introducen en el análisis de despacho de la unidad: el Sistema de Gestión de Energía calcula el pronóstico de carga, errores en el área de control, la desviación de vapor, los datos de restricción, la sensibilidad de la unidad; otro sistema de software actualiza los datos de interrupción de la unidad; y el software de Sistemas de Mercado proporciona ofertas de generación y datos sobre transacciones despachables. Además, un programa paralelo equilibra los mercados para la regulación y la rotación de reservas utilizando los datos de despacho de la unidad. La subasta de despacho de energía de PJM se borra posteriormente utilizando los datos más recientes de los diversos subsistemas de software. El sistema de despacho de unidades calcula una solución de despacho que incluye las tasas de despacho de la unidad cada 5 minutos para un período de anticipación [23].

2.6.2 NYISO

El NYISO (New York Independent System Operator, por sus siglas en inglés) es un ISO, encargado de facilitar y administrar los mercados de capacidad instalada, energía, servicios auxiliares y contratos de congestión de transmisión como se muestra en la figura 2.4.

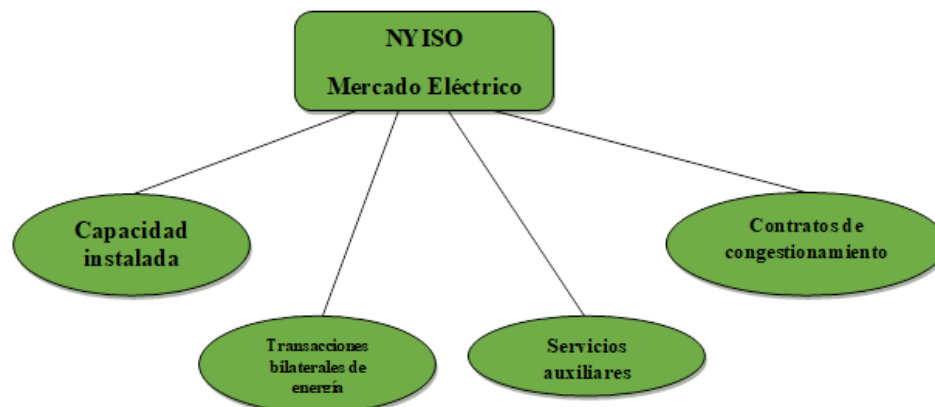


Figura 2. 4 Mercado de Electricidad NYISO

El NYISO también administra la programación del servicio de transmisión punto a punto y el Servicio de transmisión de integración de red. Los Participantes del Mercado pueden presentar ofertas para día en adelante y en tiempo real para la generación y transacciones bilaterales. Al cierre de cada mercado, el NYISO inicia un proceso de evaluación de ofertas. El proceso consiste en recuperar ofertas del Sistema de Información de Mercado, analizar las ofertas de acuerdo con las reglas prescritas, realizar ajustes para garantizar que se cumplan los requisitos de confiabilidad y publicar los resultados [24].

El mercado de energía proporciona un mecanismo para que los Participantes del Mercado compren y vendan energía al Precio marginal basado en la ubicación (Locational Based Marginal Pricing, LBMP por sus siglas en inglés) y oferten varios tipos de transacciones bilaterales. El mercado energético de NYISO utiliza un proceso de dos acuerdos. El primer acuerdo se basa en las ofertas diarias y el cronograma correspondiente y los precios determinados por el SCUC de día en adelante. La segunda liquidación se basa en las ofertas en tiempo real y la correspondiente asignación en tiempo real (Real-Time Commitment, RTC por sus siglas en inglés) y el despacho

en tiempo real (Real-Time Dispatch, RTD por sus siglas en ingles). Los participantes del mercado pueden participar en el MDA y/o el mercado en tiempo real [25].

Como resultado del proceso de UC diario, está programado que un conjunto de generadores esté disponible para su envío en cada hora del día siguiente y un conjunto de entidades de entrega de energía (Load Service Entity, LSE por sus siglas en inglés) para comprar una cierta cantidad de carga al precio diario. Está fijado que un conjunto de generadores esté disponible para despachar en cada hora del día siguiente y un conjunto de LSE está programado para comprar una cierta cantidad de carga al precio diario.

El mercado NYISO consta de una serie de procesos estrechamente vinculados para garantizar la eficiencia y promover una operación confiable. Los principales procesos, incluyen un requisito anual de capacidad instalada / mercado, revisiones semanales de confiabilidad, MDA, AU en tiempo real (RTC) y finalmente el despacho en tiempo real (RTD, Real Time Dispatching, por sus siglas en ingles). Estos procesos están interrelacionados y dependen unos de otros [25].

2.6.3 Mercado Chileno

Finalmente, a nivel Latinoamérica está el mercado eléctrico chileno (MEC). Si bien tiene una estructura similar al funcionamiento de otros mercados tiene otros agentes participantes del mercado. Primero el sistema chileno está dividido en seis sistemas eléctricos de potencia: Sistema Interconectado Central (SIC), Sistema Interconectado del Norte Grande (SING); Sistema Aysén; Sistema Puerto Natales; Sistema Punta Arenas; Sistema Puerto Porvenir. Siendo el SIC y SING los dos principales sistemas de potencia de Chile [26].

2. Conceptos de Mercados Eléctricos

Los entes reguladores del MEC están divididos por:

- **Ministerio de energía (MINERGI A):** Este ente se encarga de desarrollar y coordinar los diversos planes, políticas públicas y normativas para el correcto funcionamiento y crecimiento del sector energético chileno.
- **Superintendencia de electricidad y combustible (SEC):** Este sector, actúa como un ente regulador de la disponibilidad y operatividad de los servicios energéticos del país, tales como el gas, combustibles y electricidad.
- **Comisión Nacional de Energía (CNE):** EL CNE se encarga de revisar y analizar los precios, tarifas y normatividades técnicas, para las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía, con la finalidad de proporcionar un servicio seguro y de calidad, buscando siempre la operación más económica.
- **Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC):** Este es el encargado de operar las instalaciones eléctricas de los participantes del MEC que operan interconectados entre sí, con el fin de garantizar la seguridad de la red eléctrico. Este ente es lo más parecido a un ISO.
- **Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (TDLC):** este organismo es el encargado de llevar los asuntos jurídicos, y esta anexa a la Corte Suprema encargada de impartir justicia en el país. La finalidad del TDLC es prevenir, corregir y sancionar los atentados a la libre competencia en Chile. Se conforma como un ente colegiado, integrado por tres abogados y dos economistas.

3. Modelo de Asignación de Unidades

3.1 Contenido del capítulo

Este capítulo presenta el modelo matemático general del UC, haciendo una descripción de las restricciones más importantes a considerar para la resolución del problema.

3.2 Introducción

La operación de los sistemas de energía involucra la coordinación de múltiples unidades generadoras que se utilizan para abastecer la demanda. Esta coordinación requiere considerar diferentes aspectos técnicos de las unidades generadoras. Además de estos importantes aspectos técnicos es de suma importancia un suministro confiable de energía considerando una gestión económica eficiente. Por ejemplo, el costo de poner en marcha una unidad de generación térmica que ha estado fuera de línea algunos días es muy alto. En este sentido se define el problema de UC como un problema que se resuelve para determinar para un horizonte de tiempo dado, el cronograma de arranque y paro de todas las unidades generadoras para que se suministre energía y minimizar el costo operativo [27].

Al mismo tiempo el problema del UC asegura que se satisfaga las diferentes restricciones técnicas y de seguridad. En general el problema del UC tiene dos objetivos comunes, es usado por la ISO para minimizar el costo operativo total, principalmente de los generadores térmicos para cumplir con un objetivo de generación dado un pronóstico de carga, y el otro es maximizar el beneficio total cuando la Genco hace estrategias de licitación. Como los generadores no pueden encenderse instantáneamente y producir energía, el UC debe planificarse con anticipación para

3. Modelo de Asignación de Unidades

que siempre haya suficiente generación disponible para manejar la demanda del sistema con un margen de reserva adecuado en caso de que los generadores o las líneas de transmisión se apaguen o aumente la carga [27].

La carga de un sistema de energía experimenta una naturaleza cíclica que depende de la hora del día, el tipo de día y la estación como se muestra en la figura 3.1, las cargas por hora también deben estimarse para satisfacer económicamente la demanda de cada día. Las funciones de una curva de carga son: (1) mostrar la regularidad de los cambios de carga, (2) calcular el consumo de electricidad de los clientes, (3) pronosticar el consumo de carga diario o anual, y (4) enviar la salida según la curva de carga diaria.

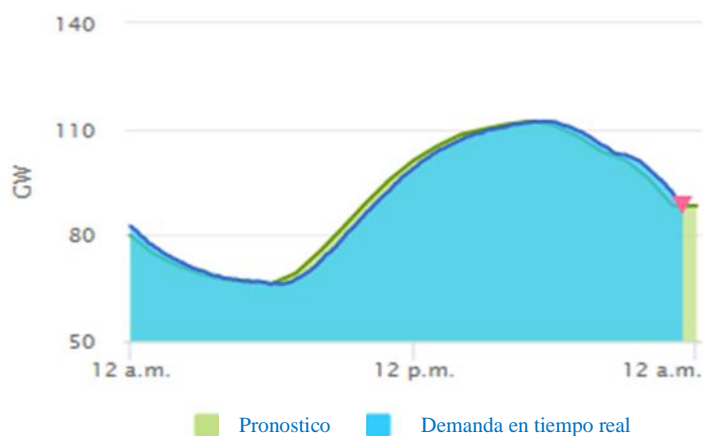


Figura 3. 1 Pronostico de carga contra valor real de un día completo

La capacidad de generación instalada debe proporcionar el suministro seguro de la demanda máxima. Por lo tanto, hay una capacidad inactiva de generación disponible en períodos no pico. Durante la planificación operativa, generalmente una semana antes de la operación real del

sistema, se deben tomar decisiones sobre qué unidad de generación debe estar en servicio (disponibilidad) y la cantidad de energía activa que deben proporcionar (programación).

3.3 Modelo MILP

Formular un problema de optimización, particularmente para un sistema complejo no es fácil porque los algoritmos o modelos son complicados. No existe un algoritmo de optimización universal que pueda resolver todos los problemas de optimización. Como mínimo, la formulación de un problema de optimización debe establecer la función objetivo que mide la idea de la optimización, así como de declarar explícitamente las restricciones que deben aplicarse y hacer que la solución sea factible. Un problema particular se puede describir de muchas maneras diferentes. En general la formulación matemática de un problema de optimización puede representarse por el conjunto de ecuaciones de 3.1 [12].

$$\begin{aligned} & \text{minimizar } f(x) \\ & \text{sujeto a} \\ & h_i(x) = 0, \quad i = 1, \dots, r \\ & g_j(x) \leq 0, \quad j = 1, \dots, p \\ & x \in \Omega \end{aligned} \tag{3.1}$$

Donde h_i y g_j reciben funciones: $f, h_i, g_j \in C(\Omega)$ son funciones continuas, el objetivo es encontrar el valor mínimo de x^* como:

- $x^* \in \Gamma = \Omega \cap \{x \in R^n : h_i(x) = 0, g_j(x) \leq 0\}$ donde Γ es la región factible
- $\forall x \in \Gamma : f(x^*) \leq f(x)$

3. Modelo de Asignación de Unidades

La mayoría de los problemas de UC se formulan en base a los métodos de programación dinámica o programación lineal de enteros mixtos. Como podría haber miles de unidades de generación y líneas de transmisión en un sistema, el problema de UC modelado por MILP se convierte en un problema computacionalmente desafiante con una gran cantidad de variables y restricciones [12].

Los programas lineales involucran variables, ecuaciones y desigualdades. Las variables están restringidas por las ecuaciones y desigualdades en el problema, estas se escriben en términos de datos (parámetros) que debe proporcionar un modelador. Por lo tanto, dados los parámetros de la matriz A , el vector b , la matriz E y el vector g , las restricciones de un programa lineal podrían verse como:

$$Ax \geq b, Ex = g \tag{3.2}$$

Teóricamente, podemos expresar la ecuación $Ex=g$ como dos desigualdades $Ex \geq g$ y $-Ex \geq -g$, por lo tanto, para simplificar la exposición, podemos simplemente considerar que las restricciones son $Ax \geq b$. El conjunto $X = \{x \mid Ax \geq b\}$ se llama la región factible del programa lineal: cualquier punto $x \in X$ satisface las restricciones del diseño y por lo tanto es factible. La región factible define restricciones de toda la colección de variables x . X es un conjunto poliédrico: es una intersección de espacios. La figura 3.2 ofrece un ejemplo gráfico. Buscamos puntos factibles que optimicen (es decir, maximicen o minimicen) alguna función objetivo $c^T x$ sobre X . Para aclarar que c^T es c transpuesta, que usamos para realizar el producto $c^T x$, lo que da como

3. Modelo de Asignación de Unidades

resultado un valor escalar. Para la exposición supondremos una minimización, por tanto, la forma general del programa lineal es:

$$\min c^T x \text{ sujeto a } Ax \geq b \quad (3.3)$$

Aquí x denota las variables, o cantidades desconocidas del programa. Los parámetros, c , A y b , son las entradas al programa lineal. Las restricciones Ax determinan la región factible o dominio del problema. La función objetivo c describe las características de la mejor solución posible y la dirección de optimización se indica usando max o min.

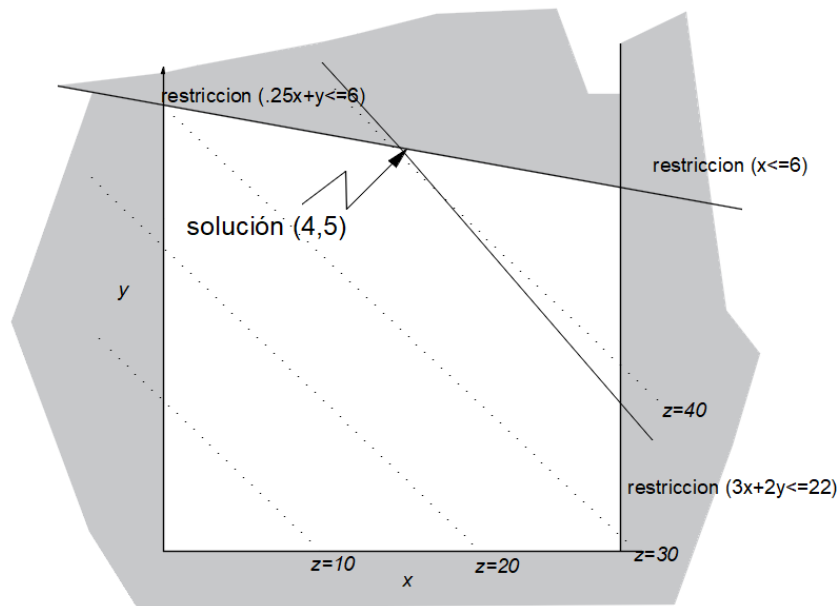


Figura 3. 2 Región factible de un problema MILP

3.4 Despacho Económico vs Unit Commitment

El problema de despacho económico asume que hay N_g unidades generadoras conectadas al sistema. El propósito del despacho económico es encontrar la operación óptima para los N_g unidades de generación. El problema del UC es más complejo, se puede suponer que se tienen N_g unidades generadoras disponibles y además se tiene un pronóstico de la demanda que se atenderá. La pregunta que se hace en el área de la asignación/operación de la unidad es la siguiente:

Dado que hay una serie de subconjuntos del conjunto completo de unidades generadoras N_g que satisfagan la demanda esperada ¿Cuál de esos subconjuntos debería usarse para proporcionar el costo operativo mínimo [28]?

El problema de UC puede extenderse durante un periodo de tiempo, como las 24 horas del día o las 168 horas de la semana. El problema de la asignación de unidades es mucho más difícil de resolver, los procedimientos de solución involucran el problema de despacho económico como un subproblema. Es decir, para cada uno de los subconjuntos del total de unidades generadoras que se van a probar, el subconjunto particular debe funcionar de manera económicamente óptima.

3.5 Restricciones operativas

Se pueden imponer muchas restricciones al UC, cada sistema de energía, pool de energía, consejo de confiabilidad, etcétera, puede imponer diferentes reglas en la programación de unidades, dependiendo de la composición de la generación, las características de la curva de carga y demás.

3.5.1 Reserva Rodante del Sistema

La reserva rodante es un término utilizado para describir la cantidad total de generación disponible de todas las unidades sincronizadas en el sistema, menos la carga presente y las pérdidas. La reserva rodante debe ser tal que la pérdida de una o más unidades no provoque una caída demasiado grande en la frecuencia del sistema.

El problema de UC puede involucrar varias clases de "reservas programadas" o reservas "fuera de línea". Estos incluyen unidades de turbinas de gas o diésel de arranque rápido, así como la mayoría de las unidades hidráulicas y las unidades de almacenamiento de bombeo que se pueden poner en línea, sincronizar y aumentar rápidamente a su capacidad total. Como tal, estas unidades se pueden "contar" en la evaluación general de la reserva, siempre y cuando se tenga en cuenta su tiempo para alcanzar su capacidad máxima [28].

3.5.2 Restricciones de Unidades Térmicas (Tiempo encendido/apagado)

Las unidades térmicas generalmente requieren un equipo operante, especialmente cuando se encienden y apagan. Una unidad térmica solo puede sufrir cambios graduales de temperatura, y esto se traduce en un periodo de tiempo de algunas horas requerido para poner la unidad en línea. Como resultado de tales restricciones en la operación de una planta térmica, surgen varias restricciones, tales como:

- Tiempo de actividad mínimo: una vez que la unidad está funcionando, no se debe apagar inmediatamente
- Tiempo de inactividad mínimo: una vez que la unidad se libera, hay un tiempo mínimo antes de que se pueda volver a comprometer.

3. Modelo de Asignación de Unidades

Además, la temperatura y la presión de la unidad térmica debe moverse lentamente, se debe gastar una cierta cantidad de energía para poner la unidad en línea. Esta energía no es aprovechada para generar energía de MW y se incorpora al problema de UC como un costo inicial (start-up cost). El costo de arranque puede variar de un valor máximo de "arranque en frío" (cold-start) a un valor mucho menor si la unidad se apagó recientemente y todavía está relativamente cerca de la temperatura de funcionamiento "arranque en caliente" (hot-start), como se muestra en la figura 3.3.

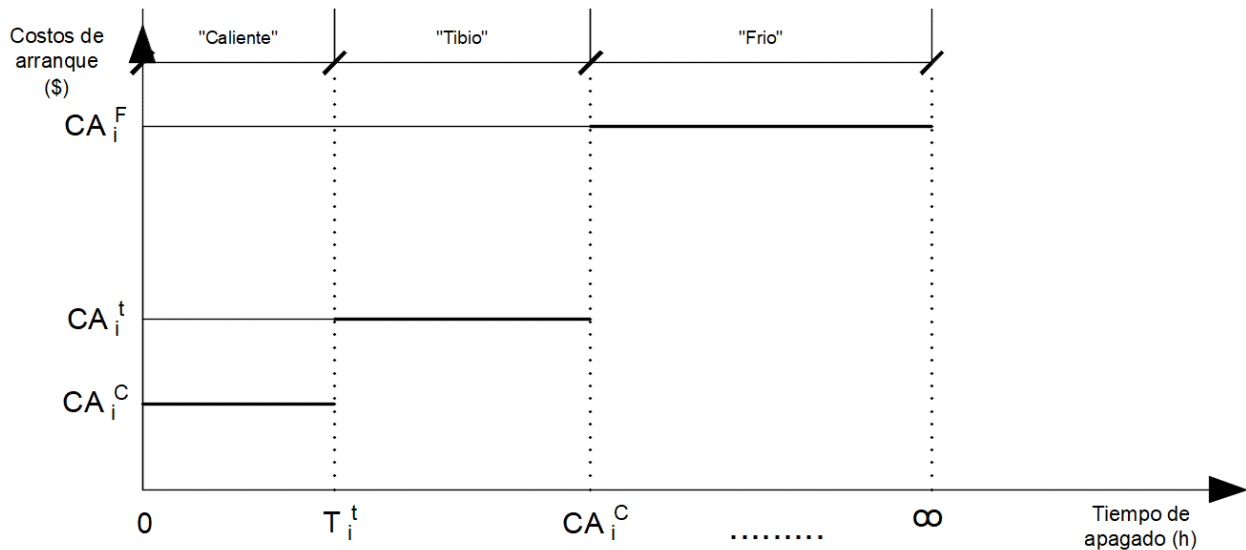


Figura 3. 3 Costos de arranque

3.5.3 Rampas de generación

De un período de tiempo al siguiente, cualquier unidad de generación térmica no puede aumentar su potencia de salida por encima de un nivel máximo, llamado límite de aceleración. De

manera análoga, si la unidad generadora arranca, su potencia de salida máxima en ese período de tiempo está limitada por el llamado límite de rampa de arranque.

3.5.4 *Must Run*

Algunas unidades reciben un estado de funcionamiento obligatorio durante ciertas épocas del año por motivos de soporte de voltaje en la red de transmisión o para fines tales como suministro de vapor para usos fuera de la propia planta de vapor.

3.6 Formulación matemática de asignación de unidades

A continuación, se presenta el problema general de optimización de asignación de unidades [29], el problema se formula como:

$$\text{Min} \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_g} [\alpha_i I_{i,t} + \beta_i p_{i,t} + \gamma_i p_{i,t}^2 + SU_{i,t} + SD_{i,t}] \quad (3.4)$$

$$\sum_{i=1}^{N_g} p_{i,t} = P_{Dt} + R_t \quad \forall t \in T \quad (3.5)$$

$$\sum_{i=1}^{N_g} \bar{p}_{i,t} \geq P_{Dt} + R_t \quad \forall t \in T \quad (3.6)$$

$$P_i^{\text{Min}} I_{i,t} \leq p_{i,t} \leq \bar{p}_{i,t} \quad \forall i \in N_g, \forall t \in T \quad (3.7)$$

$$0 \leq \bar{p}_{i,t} \leq P_i^{\text{Max}} I_{i,t} \quad \forall i \in N_g, \forall t \in T \quad (3.8)$$

3. Modelo de Asignación de Unidades

$$\bar{p}_{i,t} \leq p_{i,(t-1)} + RU_i I_{i,(t-1)} + SU_i [I_{i,t} - I_{i,(t+1)}] + P_i^{Max} [1 - I_{i,t}] \quad \forall i \in N_g, \forall t \in T \quad (3.9)$$

$$\bar{p}_{i,t} \leq P_i^{Max} I_{i,(t+1)} + SD_i [I_{i,t} - I_{i,(t+1)}] \quad \forall i \in N_g, \forall t \in T - 1 \quad (3.10)$$

$$p_{i,(t-1)} - p_{i,t} \leq RD_i I_{i,t} + SD_i [I_{i,(t-1)} - I_{i,t}] + P_i^{Max} [1 - I_{i,(t-1)}] \quad \forall i \in N_g, \forall t \in T \quad (3.11)$$

$$\sum_{i=1}^{G_i} [1 - I_{i,t}] = 0 \quad \forall i \in N_g; \quad G_i = \text{Min}\{T, [UT_i - U_{i,0}] I_{i,0}\} \quad (3.12)$$

$$\sum_{n=t}^{t+UT_i-1} I_{i,n} \geq UT_i [I_{i,t} - I_{i,(t-1)}] \quad \forall i \in N_g, \forall t = G_{i+1} \dots T - UT_{t+1} \quad (3.13)$$

$$\sum_{n=t}^T \{I_{i,n} - [I_{i,t} - I_{i,(t-1)}]\} \geq 0 \quad \forall i \in N_g, \forall t = T - UT_{i+2} \dots T \quad (3.14)$$

$$\sum_{i=1}^{L_i} I_{i,t} = 0 \quad \forall i \in N_g; \quad L_i = \text{Min}\{T, [DT_i - S_{i,0}] [1 - I_{i,0}]\} \quad (3.15)$$

$$\sum_n^{t+DT_i-1} [1 - I_{i,n}] \geq DT_i [I_{i,(t-1)} - I_{i,t}] \quad \forall i \in N_g, \forall t = L_{i+1} \dots T - DT_{t+1} \quad (3.16)$$

$$\sum_{n=t}^T \{1 - I_{i,n} - [I_{i,(t-1)} - I_{i,t}]\} \geq 0 \quad \forall i \in N_g, \forall t = T - DT_{i+2} \dots T \quad (3.17)$$

Donde $p_{i,t}$ es la potencia de salida del generador i en el periodo t , α , β , γ son los parámetros de la curva de costo, $SU_{i,t}$ y $SD_{i,t}$ son los costos de arranque y paro respectivamente, del generador i , P_{Dt} es la demanda del sistema en el periodo t , $\bar{p}_{i,t}$ es la capacidad máxima disponible de

3. Modelo de Asignación de Unidades

generación de la unidad i en el periodo t , RU_i , RD_i representan la rampa arriba/abajo, respectivamente, del generador i , UT_i y DT_i son los tiempos mínimos de encendido y apagado del generador i , P_i^{Min} , P_i^{Max} son las potencias mínimas y máximas nominales de la unidad i , N_g es el número total de generadores, T es el número total de periodos, $I_{i,t}$ es una variable binaria que indica si la unidad está encendida o apagada. R_t es la reserva del sistema para el periodo de tiempo t , S_i condición inicial (encendido/apagado) del generador.

La función objetivo minimiza los costos operativos de las unidades de generación considerando costos de operación, costos de encendido y costos de apagado en horizonte de planificación en el tiempo. La restricción (3.5) representa el balance de generación demanda en cada periodo t , la restricción (3.6) representa los márgenes de reserva de rodante, las restricciones (3.7)-(3.8) representa los límites de generación de cada unidad en cada periodo t , la restricción (3.9) representa el límite de rampa arriba de cada unidad en cada periodo t , la restricción (3.10) representa límite de rampa de subida de cada unidad en cada periodo t , (3.11) representa el límite de rampa de bajada de cada unidad en cada periodo t , las restricciones (3.12)-(3.14) representan el tiempo mínimo de encendido y las restricciones (3.15)-(3.17) representa el tiempo mínimo de apagado [30].

Modelado en DC de la red de transmisión

El problema clásico de flujos de potencia DC es representado por la restricción de balance nodal:

$$P_{k,t} I_{k,t} - B\theta_{k,t} = Pd_{k,t} \quad \forall k \in K, t \in T \quad (3.18)$$

3. Modelo de Asignación de Unidades

Donde $Pd_{k,t}$ es la demanda del nodo k en el periodo t . B es la matriz de admitancias nodales, $\theta_{k,t}$ es el ángulo de voltaje complejo en el nodo k en el periodo t . La restricción (3.18) asegura que se cumpla el balance de energía nodal, de las potencias de generación (P_k) asignadas (I_k), menos el flujo de transmisión en las líneas sea igual a la potencia demandada. Recordando que para un flujo de potencia DC todos los buses del sistema tienen una magnitud de voltaje 1.0 pu y la resistencia de todas las líneas se desprecia.

Adicionalmente al problema se debe incluir las restricciones de límites de transmisión, la cual se representa por:

$$-\theta_k^{Max} \leq \theta_{k,t} \leq \theta_k^{Max} \quad \forall k \in K - 1, t \in T \quad (3.19)$$

$$-P_{im}^{Max} \leq \frac{\theta_{i,t} - \theta_{m,t}}{X_{im}} \leq P_{im}^{Max} \quad \forall i, m \in K, \forall t \in T \quad (3.20)$$

Donde P_{im}^{Max} es el flujo máximo permisible de potencia activa en el elemento de transmisión que conecta los nodos i y m . X_{im} es la reactancia del elemento de transmisión $i-m$. La restricción (3.19) es el límite del Angulo nodal. La restricción (3.20) es el límite máximo de flujos a través de la línea de transmisión.

4. Implementación de UC en DigSILENT

4.1 Contenido del capítulo

En este capítulo se describe la implementación de los sistemas eléctricos de potencia a través de simulaciones en el programa de PowerFactory, software ampliamente usado en el campo de la energía eléctrica dada la variedad de herramientas con las que cuenta, en este caso usaremos el módulo “Unit Commitment and Dispatch Optimisation”; utilizado en el presente trabajo.

4.2 Modelado de SEP's

Para realizar el estudio del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), principalmente en el análisis de asignación de unidades, las características que influyen en su comportamiento y los cálculos determinantes para el análisis y las posibles soluciones de los cronogramas de asignación de unidades, es necesario utilizar eficientes algoritmos computacionales.

El programa de cálculo es una herramienta computarizada de análisis de sistemas de energía para su uso en el análisis de sistemas industriales, generación, transmisión y distribución. A fin de cumplir con los requerimientos actuales en el análisis de SEP's, el paquete de cálculo “Unit Commitment” fue diseñado como una herramienta integrada la cual provee una paleta completa de funciones disponibles. A continuación, se presentará la forma en la que se modela un SEP para poder así determinar, analizar y solucionar los problemas de asignación de unidades que se pueden presentar en un mercado eléctrico.

Podemos comenzar presentando una pequeña descripción de la interfaz de usuario. La ventana principal del software se muestra en la figura 4.1

4. Implementación de UC en DigSILENT

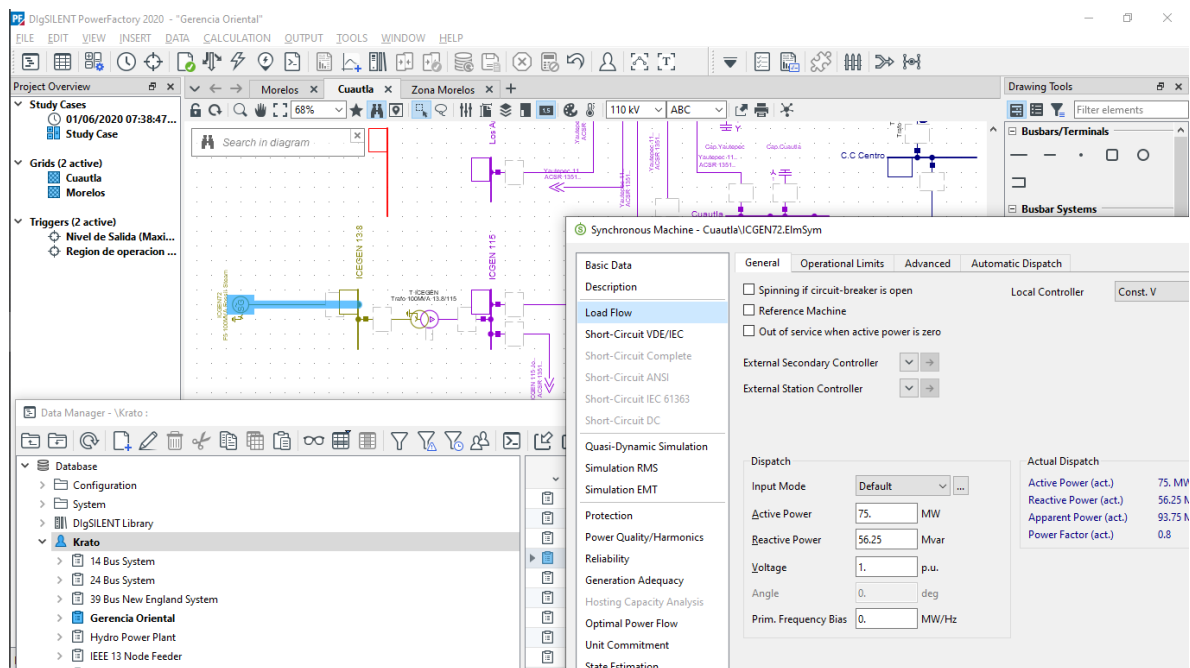


Figura 4. 1 Interfaz de usuario PowerFactory

Las características más relevantes de la ventana principal son las siguientes:

1. La barra de menú principal incluye selecciones de menú desplegable que realiza una función específica. Para abrir una lista desplegable, basta hacer clic en la entrada del menú con el botón izquierdo del ratón o presionar la tecla Alt junto con la letra subrayada en el menú.
2. La barra de herramientas principal incluye comandos y otros iconos y proporciona al usuario un acceso rápido a los principales comandos disponibles en el programa. Los botones que aparecen en gris solo están activos cuando corresponde. Todos los iconos de comando están equipados con un texto de ayuda en forma de globo que se muestra cuando el cursor se mantiene quieto sobre el icono por un momento y no se presiona ninguna tecla.
3. El editor gráfico muestra diagramas unifilares, diagramas de bloques y / o diagramas de simulación del proyecto activo. Las redes estudiadas y los modelos de simulación se pueden modificar directamente desde el editor gráfico colocando y conectando elementos.

4. Implementación de UC en DigSILENT

4. Cuando se hace clic con el botón derecho del ratón en un objeto (en el editor gráfico o en el Administrador de datos), aparece un menú contextual con varias acciones posibles.
5. La ventana de herramientas de dibujo aparece por defecto en el lado izquierdo de la ventana gráfica, donde comparte el espacio con la vista general del proyecto. Los iconos de herramientas que se muestran en la ventana Herramientas de dibujo forman una caja.
6. Cuando se hace doble clic en un objeto, se muestra su cuadro de diálogo de edición. El diálogo de edición es la interfaz entre un objeto y el usuario. Se accede a los parámetros que definen el objeto a través de este diálogo de edición. Normalmente, un cuadro de diálogo de edición se compone de varias "páginas". Cada página agrupa los parámetros que son relevantes para una determinada función. En la Figura 4.1 se muestra la página Flujo de carga de un generador, donde solo se muestran los parámetros del generador relevantes para los cálculos del flujo de carga.

4.3 Creación de un proyecto

El primer paso en el diseño de un SEP es crear un proyecto. Un proyecto define la estructura básica en la cual se define y almacena las definiciones del Sistema de Potencia, junto con sus etapas de diseño, los diagramas unifilares, librerías, etapas de cálculo, etcétera.

- En el menú principal, elija Archivo → Nuevo → Proyecto.
- Ingresar el nombre del proyecto. Asegurándose de que la Carpeta de destino esté configurada en la carpeta en la que debe crearse el proyecto. De forma predeterminada, se establece en la carpeta de la cuenta de usuario activa.

4.3.1 Creación del SEP

El programa permite la creación de un nuevo diseño de sistema de potencia “a mano”, esto es creando todos los componentes en el ambiente textual del administrador (Data manager) o por la interconexión de los diferentes elementos que conforman un SEP y que se encuentran en la caja de herramientas de dibujo (Drawing Toolbox). La Caja de herramientas de dibujo se verá en el lado derecho de la GUI. El proceso consiste en que los elementos se crean primero y luego sus parámetros se editan a través de los cuadros de diálogo de los elementos. Algunos términos básicos para comprender son:

- **Nodo (Node):** un nodo es otro nombre para un terminal, que es un objeto de la clase ElmTerm. Otros objetos como cargas y líneas están conectados a los nodos.
- **Elemento de borde (Edge element):** cualquier elemento conectado a un terminal (por ejemplo, carga, derivación, línea, interruptor, transformador). Puede ser un elemento de un solo puerto o tener más de un puerto.
- **Elemento de rama (Branch element):** un elemento de borde que está conectado entre dos o más nodos (por ejemplo, interruptor, línea, transformador). Tienen más de un puerto.

Para crear un nuevo elemento del SEP, se debe hacer *clic* izquierdo una vez en el icono correspondiente en la caja de herramientas. Luego, un clic izquierdo en el gráfico creará un nuevo elemento de la clase seleccionada. Se puede utilizar la tecla Esc o hacer clic con el botón derecho del ratón para detener este proceso. Los elementos del sistema de energía se colocan y conectan en el diagrama unifilar haciendo clic izquierdo en lugares vacíos en la superficie de dibujo y haciendo clic izquierdo en los nodos (hacer una conexión). Por lo tanto, se recomienda comenzar creando primero al menos algunos de los nodos (terminales) en la red.

4. Implementación de UC en DigSILENT

Los elementos de borde son elementos que se conectan a nodos. Los elementos de un solo puerto (cargas, máquinas, etc.). El método más sencillo es seleccionar el símbolo en la caja de herramientas y luego hacer clic con el botón izquierdo en el nodo donde se colocará el elemento. Esto dibujará el elemento a una distancia predeterminada debajo del nodo tal como se muestra en la figura 4.2

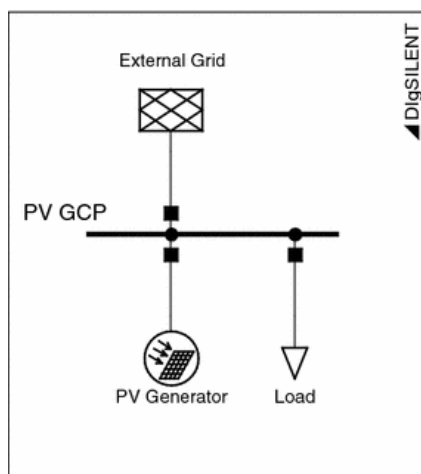


Figura 4. 2 Conexión de un elemento de una terminal

Los elementos de puerto doble (líneas, transformadores, etc.) se colocan de manera similar a los símbolos de puerto único. Al hacer clic con el botón izquierdo en la primera barra, se realiza la primera conexión. La segunda línea de conexión ahora está sostenida por el cursor. La segunda conexión se realiza cuando se hace clic en un nodo como se muestra en la figura 4.3.

De esta forma, se continua hasta tener el diagrama unifilar completo, conectando cargas, generadores, nodos y todos los elementos que se tengan del sistema de referencia.

4. Implementación de UC en DigSILENT

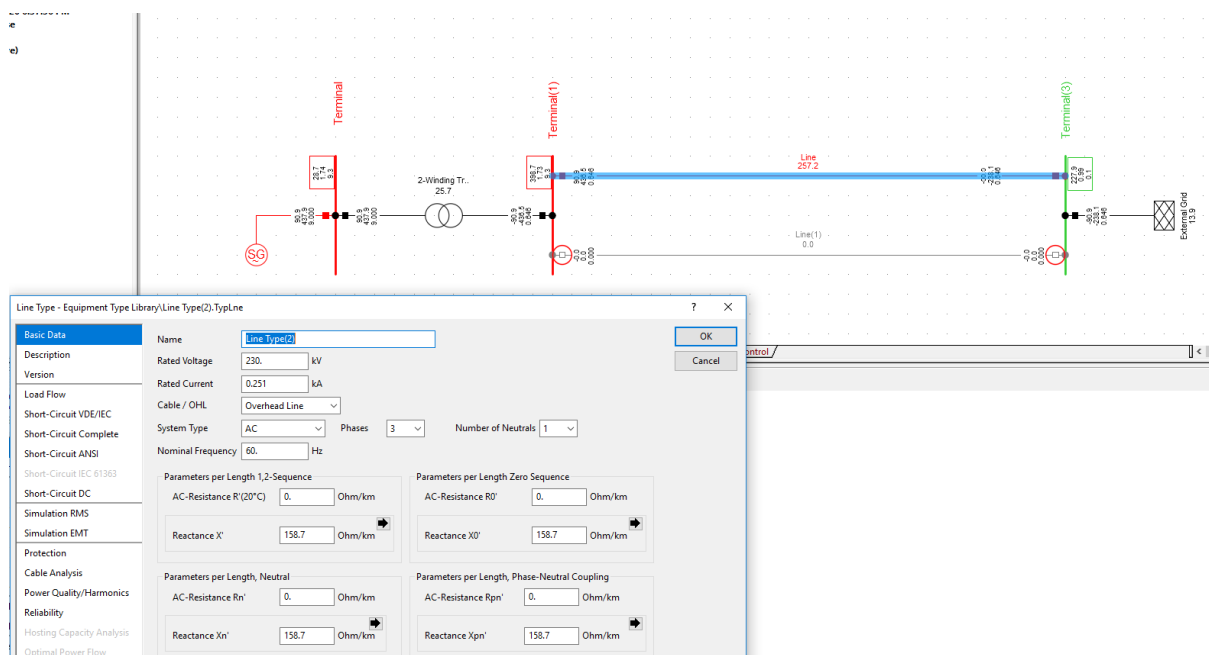


Figura 4. 3 Conexión de un elemento de dos terminales

4.4 Ejemplo de UC en sistemas de potencia

Para el desarrollo de esta sección, se implementará el sistema de 5 nodos [29] (Figura 4.4) sin considerar límites de potencia en las líneas de transmisión y considerando una potencia base de 100 [MVA]; se describirá los aspectos básicos para modelado de SEP's en el software, así como los parámetros más relevantes de cada elemento que conforman un SEP. La metodología es la siguiente: (1) Obtención de los parámetros necesarios del SEP a estudiar, (2) Elaboración del modelo de simulación en DigSILENT en base en la información de los parámetros y (3) Obtención de los resultados.

4. Implementación de UC en DigSILENT

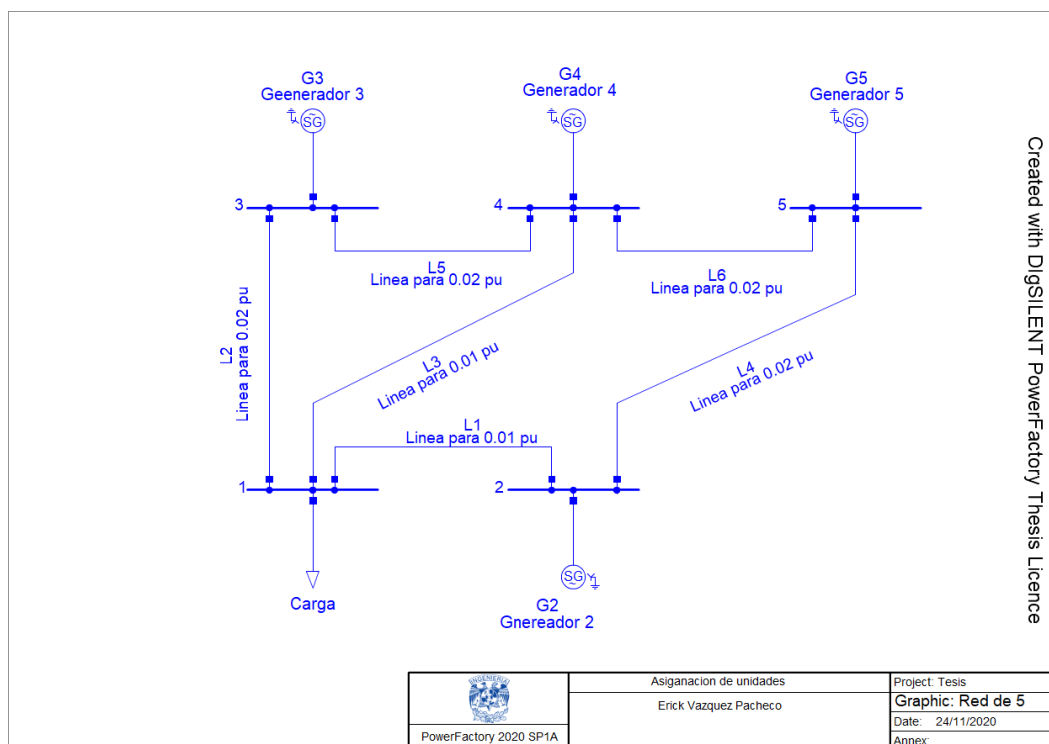


Figura 4. 4 Sistema de 5 nodos implementado en el software

Los parámetros de los generadores son mostrados en la tabla 4.1. Una vez que se tienen los parámetros necesarios para realizar el estudio de asignación de unidades se puede implementar la topología de la red teniendo en cuenta los pasos descritos para interconectar los diversos elementos que la conforman, así para este sistema queda como se muestra en la figura 4.4.

Tabla 4. 1 Características de las unidades térmicas

UNIDAD	α_i (\$)	β_i (\$/MW)	γ_i (\$/MW ²)	Pmax [MW]	Pmax [MW]	UT [h]	DT [h]
G2	252	23.6	0.0034	20	60	1	1
G3	213	20.74	0.0018	25	80	4	2
G4	585.62	16.95	0.0042	60	250	5	3
G5	684.74	16.83	0.0021	75	300	5	4

Con la red definida, lo siguiente es ingresar los parámetros a cada elemento del sistema. Dado que los parámetros proporcionados no se menciona el nivel de tensión se puede definir

4. Implementación de UC en DigSILENT

arbitrariamente este nivel, en este caso se utilizó una tensión de 23kV. Este dato debe ser ingresado en todos los elementos del Sistema (nodos, líneas de transmisión y generadores), basta con hacer doble clic sobre el nodo para que se despliegue su cuadro de dialogo de edición como se muestra en la figura 4.5 y asignarle este valor de tensión y un nombre. Observe que la tensión a proporcionar es de línea a línea, la tensión de línea a tierra se calcula automáticamente.

The image shows a software dialog box for editing a node element. On the left is a sidebar with a tree view containing categories like 'Basic Data', 'Load Flow', 'Short-Circuit', 'Simulation', 'Arc-Flash Analysis', 'Reliability', and 'Unit Commitment'. The main area is titled 'Basic Data' and contains the following fields:

- Name:** A text input field containing the number '4'.
- Type:** A dropdown menu.
- Zone:** A dropdown menu.
- Area:** A dropdown menu.
- Out of Service**
- System Type:** A dropdown menu set to 'AC'.
- Usage:** A dropdown menu set to 'Busbar'.
- Phase Technology:** A dropdown menu set to 'ABC'.
- Nominal Voltage:** A section with two sub-fields:
 - Line-Line:** A text input field containing '23.000' followed by 'kV'.
 - Line-Ground:** A text input field containing '13.27906 kV'.
- Earthed**

On the right side of the dialog, there are four buttons: 'OK', 'Cancel', 'Jump to ...', and 'Cubicles'.

Figura 4. 5 Ingresó de parámetros para el elemento nodo

Para las líneas de transmisión se procede de igual manera que los nodos, los parámetros de las líneas se muestran en la tabla 4.2. El menú de edición de este elemento se muestra en la figura 4.6.

4. Implementación de UC en DigSILENT

Tabla 4. 2 Características de las líneas de transmisión del sistema 5 nodos

Parámetros eléctricos del sistema de 5 nodos				
Línea	Nodo de envió	Nodo de recepción	X (pu)	P^{MAX} (MW)
L1	1	2	0.01	500
L2	1	3	0.02	500
L3	1	4	0.01	500
L4	2	5	0.02	500
L5	3	4	0.02	500
L6	4	5	0.02	500

En este menú nos enfocaremos en los datos básicos, aquí se puede asignar el nombre de la línea de transmisión, definir la longitud de la línea, el modelo a usar ya sea el modelo pi o de parámetros distribuidos, líneas en paralelo, definir o seleccionar un tipo de línea de transmisión de la biblioteca global, y se muestra un resumen de los parámetros más importantes.

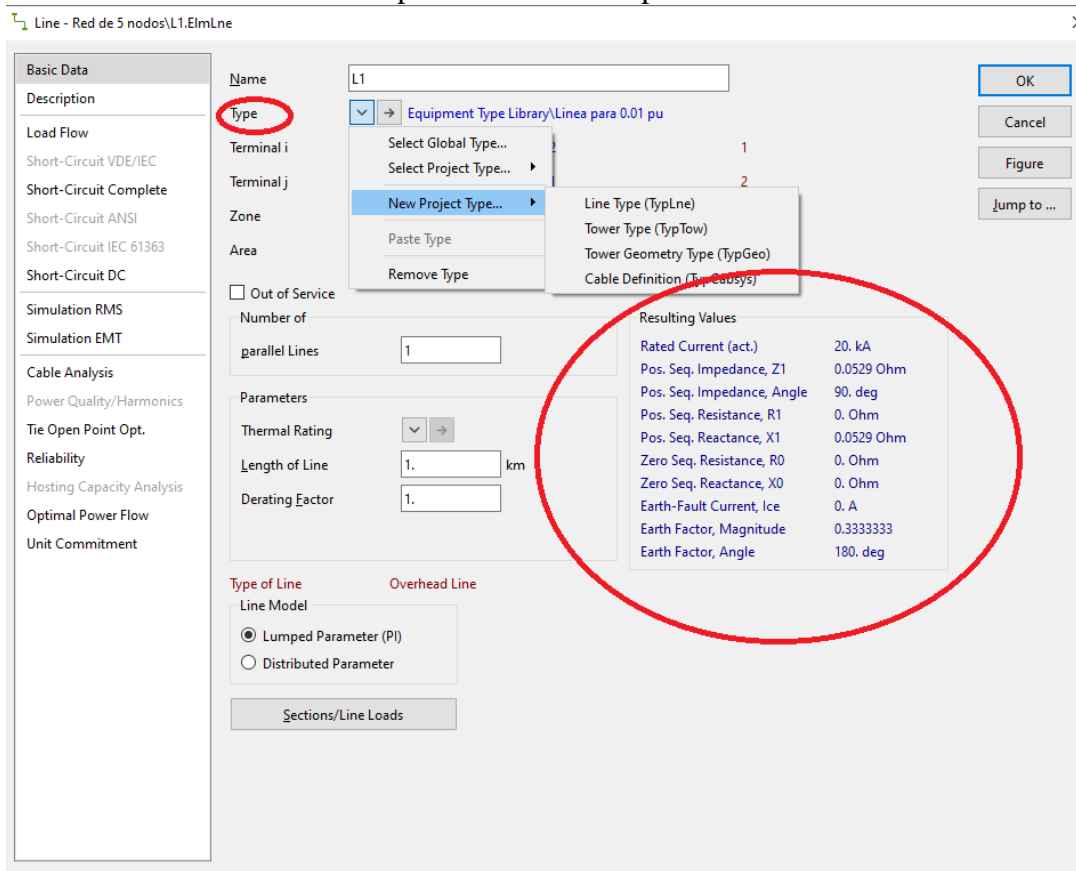


Figura 4. 6 Menú de edición del elemento línea de transmisión

4. Implementación de UC en DigSILENT

Para definir un tipo de línea de transmisión propio, dentro del menú de edición en el apartado tipo (Type) se desplegará una lista, siguiendo la ruta nuevo proyecto (New Project Type)→ Tipo línea (Line Type) y haciendo clic se desplegará un nuevo menú como se muestra en la figura 4.7. En este nuevo menú se ingresan los datos de tensión y corriente nominales, se define si es una línea aérea o cable terrestre, número de fases, frecuencia nominal, si es un sistema de DC o AC y los parámetros de resistencia y reactancia de secuencia positiva, negativa y cero.

Figura 4. 7 Menú para definir los parámetros de un nuevo tipo de línea de transmisión

Hay que tener en cuenta que los valores de resistencia y reactancia se deben proporcionar en ohm/km. Los parámetros de las líneas de transmisión de este ejemplo se proporcionan en p.u, basta con usar la fórmula de valores en p.u para realizar la conversión. La tensión base será la que definimos o sea 23 [kV], la potencia base por defecto el software la asigna a 100 [MVA] y coincide con la potencia base a la que es referida los datos proporcionados, así que este valor no se modifica. Tómemos como ejemplo el valor de reactancia para las líneas L1 y L3 con valor de reactancia de 0.01 p.u , queda como sigue:

4. Implementación de UC en DigSILENT

$$Z_{Base} = \frac{V_{Base}^2}{S_{Base}} = \frac{(23 \times 10^3)^2}{100 \times 10^6} = 5.29 \Omega \quad (4.1)$$

$$Z_{pu} = \frac{Z_{Real}}{Z_{Base}} \rightarrow Z_{Real} = Z_{Base} \times Z_{pu} \quad (4.2)$$

$$Z_{Real} = 5.29 \times 0.01 = 0.0529 \Omega \quad (4.3)$$

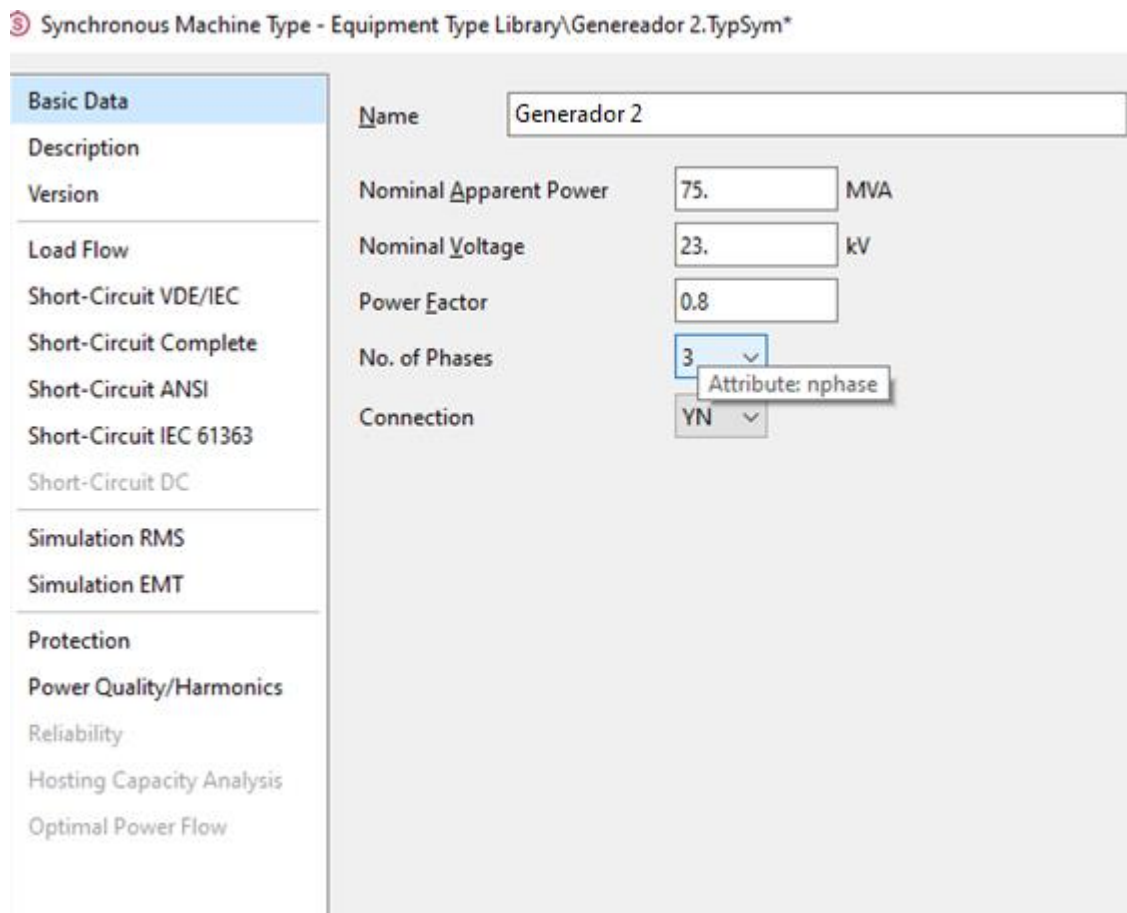
Este valor es ingresado en el menú de la figura 4.7 en el apartado de reactancia de secuencia positiva y negativa para 1 km de longitud. Los datos de resistencia positiva y negativa, así como los datos de secuencia cero son omitidos ya que esos datos no son proporcionados.

Los parámetros de las unidades de generación térmicas son de especial interés y los parámetros a ingresar son fundamentales para una solución óptima, estos parámetros son proporcionados en el anexo. En el menú de edición del elemento *máquina síncrona* (Synchronous Machine) en la “pagina” de datos básicos se puede asignar un nombre a este elemento, definir si la maquina funcionara como motor o generador, en este caso se asigna como unidad de generación. Se puede definir una categoría a la planta de generación, por ejemplo: Nuclear, Carbón, Diesel, Hidro, etcétera. Esto es importante al evaluar la producción de energía en el sistema por tipo de tecnología de generación.

Para definir una unidad de generación, al igual que las líneas de transmisión se puede definir un nuevo tipo en caso de que los parámetros no se adecuen a algún tipo de la biblioteca global. En el menú de edición en el apartado *Tipo (Type) → Nuevo Proyecto (New Project)* se desplegará un nuevo menú donde podremos ingresar los parámetros de la unidad de generación como se muestra

4. Implementación de UC en DigSILENT

en la figura 4.8. Los parámetros básicos por ingresar son: nombre de la unidad de generación, la potencia de la unidad en [MVA], el factor de potencia, número de fases y el tipo de conexión.



Parameter	Value	Unit
Name	Generador 2	
Nominal Apparent Power	75.	MVA
Nominal Voltage	23.	kV
Power Factor	0.8	
No. of Phases	3	
Connection	YN	

Figura 4. 8 Menú de edición para un nuevo tipo de unidad de generación

Al ingresar los parámetros requeridos regresaremos al primer menú de edición, los costos de generación, así como las restricciones de las unidades de generación se ingresan en la *página Asignación de unidades (Unit Commitment)* tal como se muestra en la figura 4.9

4. Implementación de UC en DigSILENT

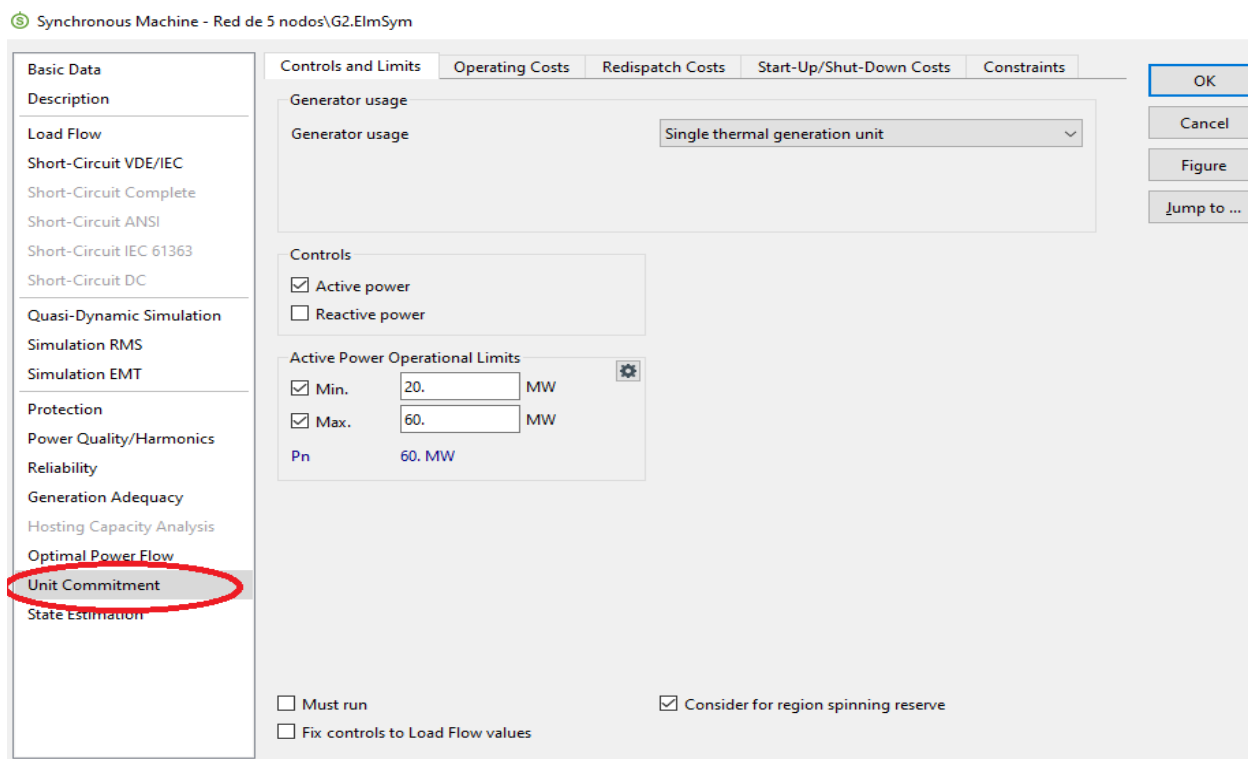


Figura 4. 9 Pagina Unit Commitment para una unidad de generación

La página *Unit Commitment* se divide en diversas pestañas; a saber, Controles y Límites (Controls and limits), Costos de operación (Operating Costs), Costos de redespacho (Redispatch Costs), Costos de encendido y pagado (Start-Up/Shut-Down Costs) y restricciones (Constraints). En la pestaña Controles y límites en el apartado uso del generador (Generator Usage) se puede escoger entre 4 tipos de generación: Unidad de generación térmica (Single Thermal Generation Unit), Fuente variable de energía renovable (Variable Renewable Energy Source), Modelo de almacenamiento (Coupled with Storage Model) y Parte de la Planta de Energía Virtual (Part Of Virtual Power Plant). Para este estudio se tratan de unidades de generación térmica.

Para este análisis el control será de potencia activa, hay que tener en cuenta que el software puede realizar un control de potencia reactiva. Tomaremos como ejemplo la unidad G2 del sistema de 5 nodos, en la tabla 4.1 se observa que esta unidad tiene restricciones de generación máxima y mínima, 60 y 20 [MW] respectivamente. Estos parámetros se ingresan en el apartado *Límites*

operaciones de potencia activa (Active Power Operational Limits) habiendo activado sus casillas correspondientes, como se muestra en la figura 4.9.

En esta misma pestaña, parte inferior de figura 4.9 se puede asignar la restricción *siempre encendido (Must run)* que se explica en el capítulo 3 y considerar la capacidad de reserva rodante, en este ejemplo no se consideran estas restricciones. La siguiente pestaña es *costos de operación* tal como se muestra en la figura 4.10. En esta pestaña se puede omitir esta restricción al seleccionar *apagado (off)*, usar una definición de costo local, esta opción es adecuada en el caso de tener la función cuadrática de costo de generación como en este ejemplo, tal caso se muestra en la figura 4.10.

De la tabla 4.1 obtenemos la curva de costo de producción de la unidad G2, para ingresar esta ecuación se deben ingresar algunos puntos para poder generar la curva, basta con hacer una sustitución de algunos valores en la ecuación de costo, en este caso se ingresaron 5 puntos y haciendo una aproximación polinomial de 2° grado se genera dicha curva. Se debe seleccionar un método de linealización, se utilizará los costos promedio, la curva de costo generada se muestra en la parte inferior derecha (*Operating costs plot*). Además, se puede ingresar *costos de penalización (Penalty Costs)* y *costos fijos (Fixed Costs)*, dado que estos parámetros para este caso no son proporcionados se omitirán.

4. Implementación de UC en DigSILENT

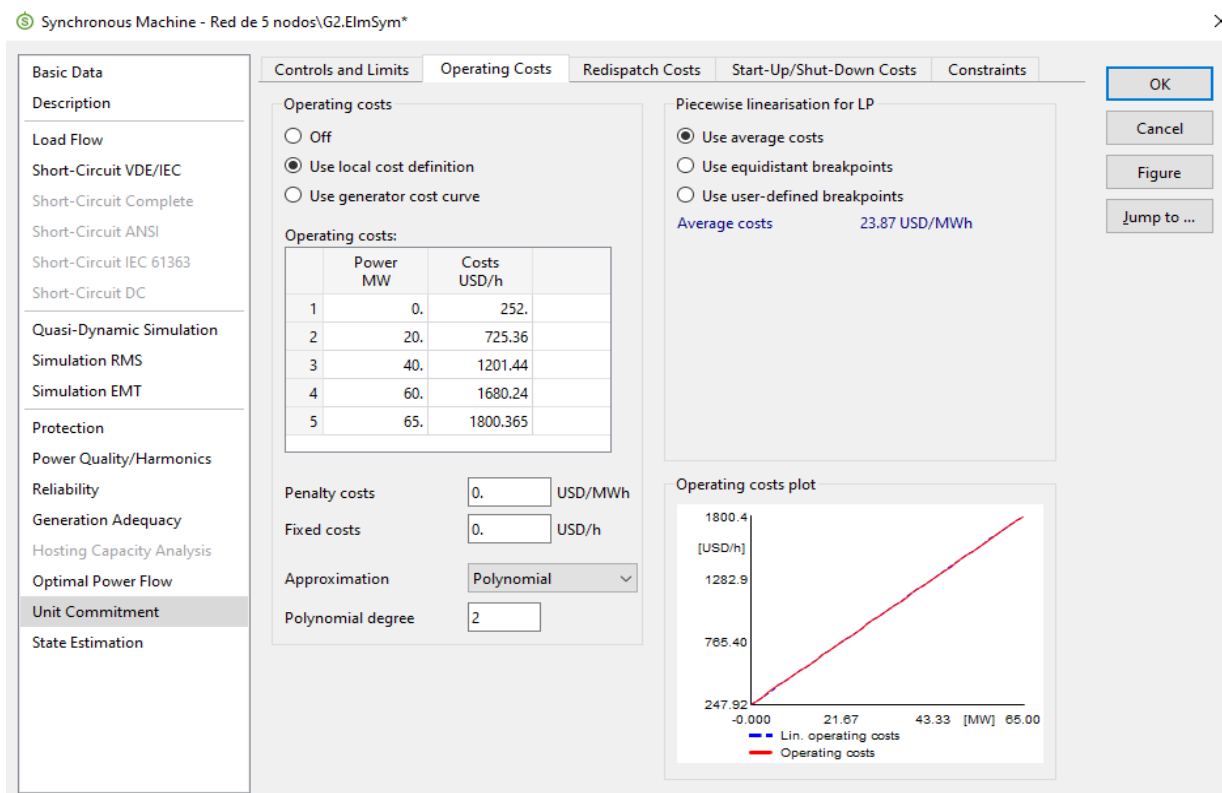


Figura 4. 10 Definición de una curva de costo local

La siguiente pestaña de *costos de arranque y paro (Start-up/Shut Down Costs)* nos permite definir una gráfica constante de arranque, o *costos de arranque en frio y caliente (“Warm/Cold start up costs”)* que se definieron en el capítulo previo. También se puede definir una curva discreta al proporcionar los datos de tiempo en horas y los costos asociados para cada tiempo, como se muestra en la figura 4.11. Además, se puede ingresar un costo por paro siendo este un valor constante.

4. Implementación de UC en DigSILENT

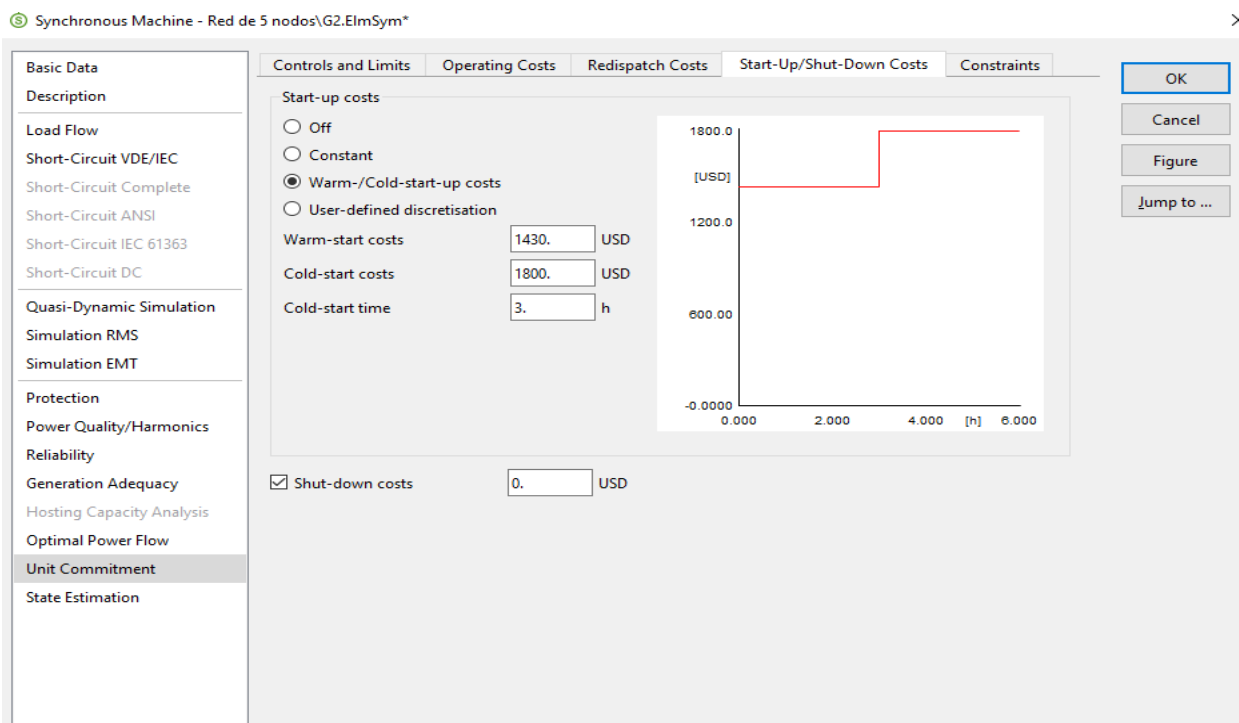


Figura 4. 11 Ingreso de costos de arranque y paro para una unidad de generación.

La última pestaña *restricciones (Constraints)* permite ingresar límites de rampa de aumento o disminución en [MW/h], explicados en el capítulo 3. Otra restricción para considerar son los intervalos de tiempo que una unidad generadora puede estar operando o estar apagada, estas restricciones se ingresan al activar la casilla *restricciones de tiempo de encendido y apagado (Start up/shut down time Constraints)*, como ejemplo se toma la unidad G2 la cual no tiene restricciones de rampa, pero sí de tiempo de encendido y pagado de 1 h en ambos casos, tal como se muestra en la figura 4.12.

4. Implementación de UC en DigSILENT

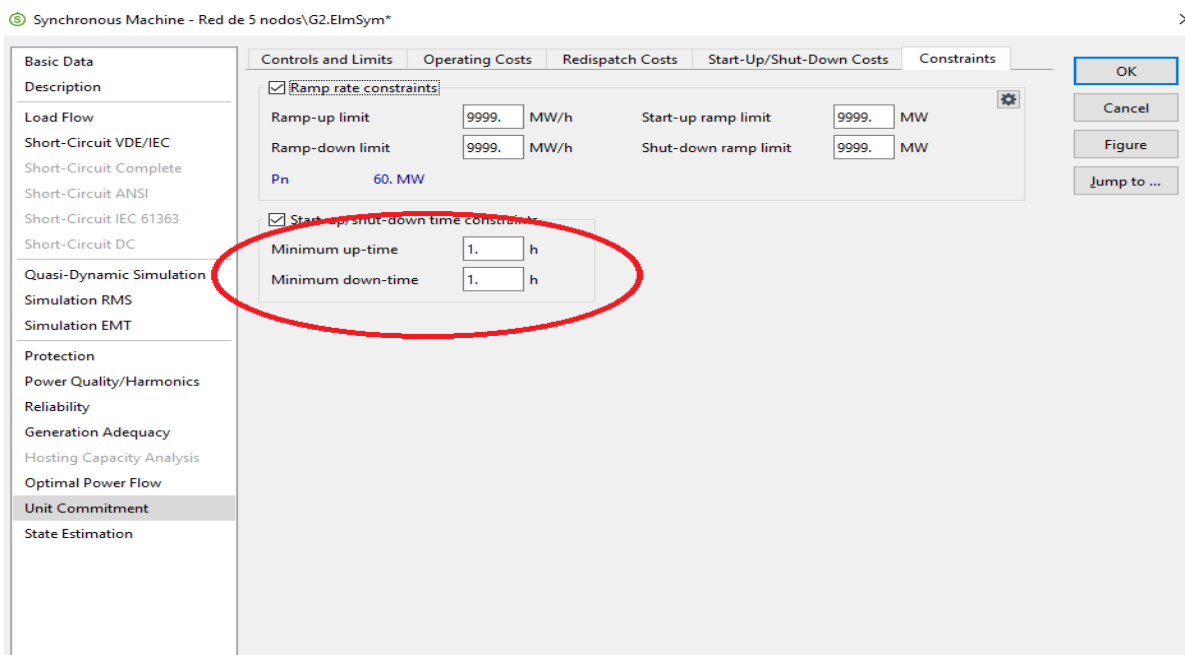


Figura 4. 12 Definición de las restricciones de rampa y tiempos de encendido y apagado para una unidad de generación

Otro elemento muy importante que definir es la carga del sistema, la demanda horaria del sistema de 5 nodos se muestra nuevamente en la tabla 4.3. El software permite crear una “característica” de tiempo o de algún otro parámetro como velocidad del viento por mencionar un ejemplo. Para este caso usaremos una característica de tiempo, para definir esta característica debemos posicionarnos en la página *flujo de carga (Load Flow)*, aquí definiremos una carga balanceada y en *punto operativo (Operating point)* sobre el parámetro *potencia activa (Active Power)* definiremos la característica temporal. Sobre la caja de texto daremos clic derecho y seguiremos la siguiente ruta *Add project characteristic → Time characteristic*, como se observa en la figura 4.13.

Tabla 4. 3 Demanda horaria para el sistema de 5 nodos

HORA	DEMANDA [MW]
1	450
2	530
3	600
4	540
5	400
6	280
7	290
8	500

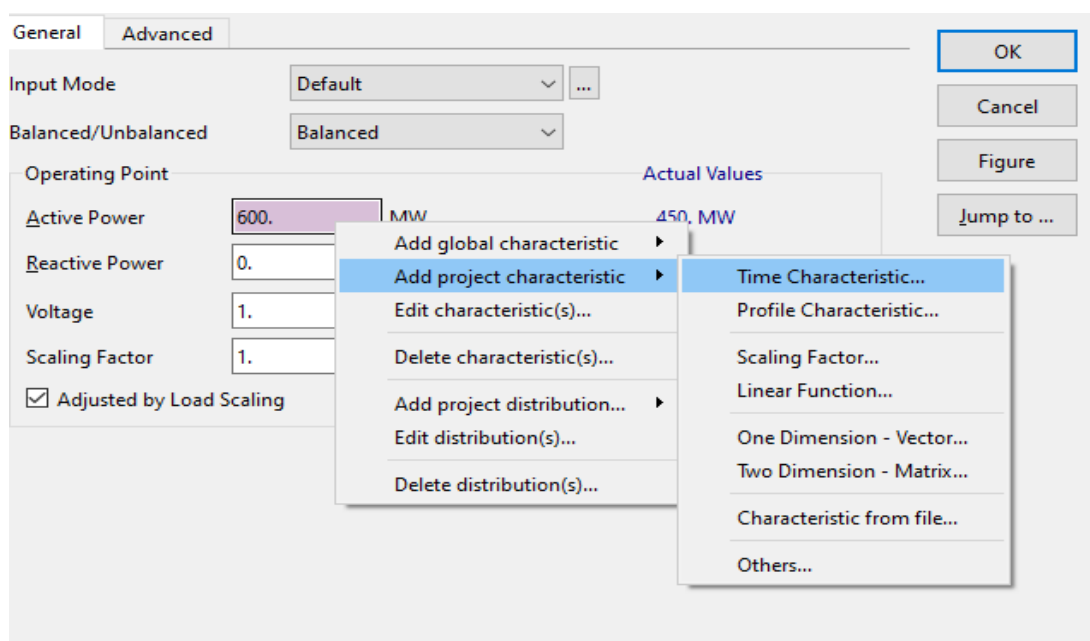


Figura 4. 13 Modelado de una característica de tiempo para una carga

Posteriormente aparecerá el data mánager, si se han definido previamente algunas características estas aparecerán para su selección, como se muestra en la figura 4.14 dentro del ovalo color azul. Si no se tiene alguna característica se tendrá que crear una nueva dando clic en el icono *nuevo objeto* (*New Object*), se muestra en la figura 4.14 dentro del ovalo rojo.

4. Implementación de UC en DigSILENT

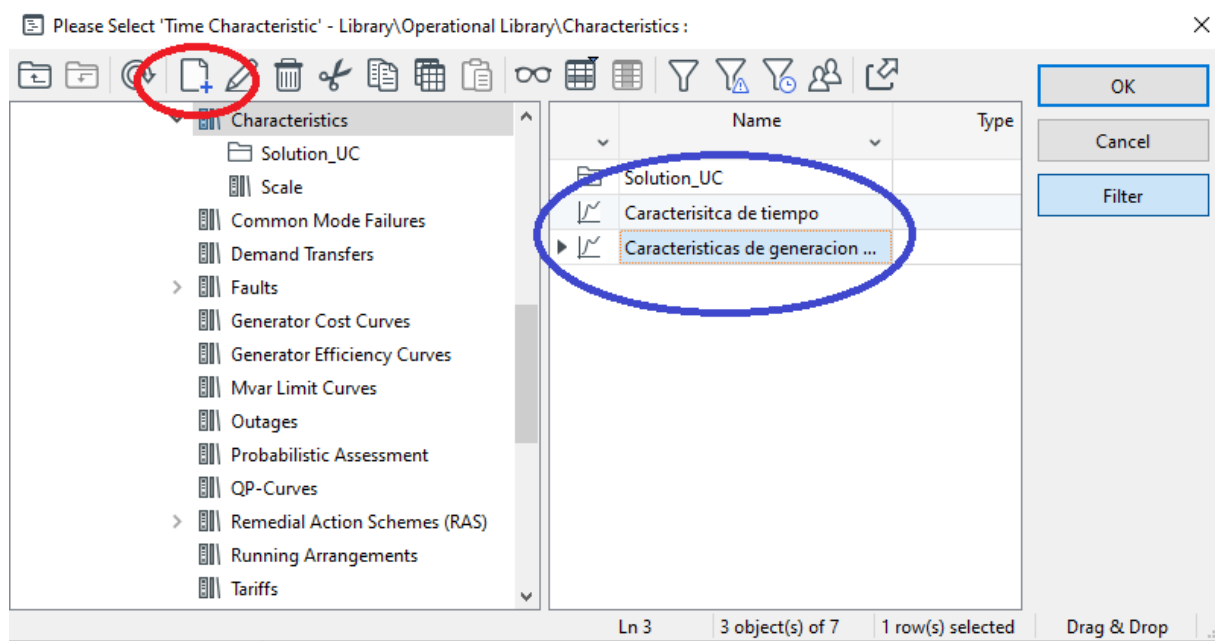


Figura 4. 14 Data mánager

Al seleccionar *nuevo objeto* aparecerá un nuevo menú de edición, mostrado en la figura 4.15. En este nuevo menú se puede dar un nombre a la característica, la *fuerza de los datos (Data Source)* define si los datos son de una tabla, un archivo externo, por ejemplo, un archivo de Excel o de una base de datos, en este caso será definido por una tabla. En la primera columna de la tabla se tiene los valores horarios, en la segunda columna se ingresan los valores de potencia, estos valores serán de acuerdo con la opción elegida en el campo (*usage*), se tienen tres opciones, a saber, absoluto, relativo en % y relativo. La primera opción permite ingresar el valor de potencia tal cual es proporcionado, relativo en porcentaje define el valor en porcentaje de una potencia definida en el *punto de operación en potencia activa* como se muestra en la figura 4.13.

4. Implementación de UC en DigSILENT

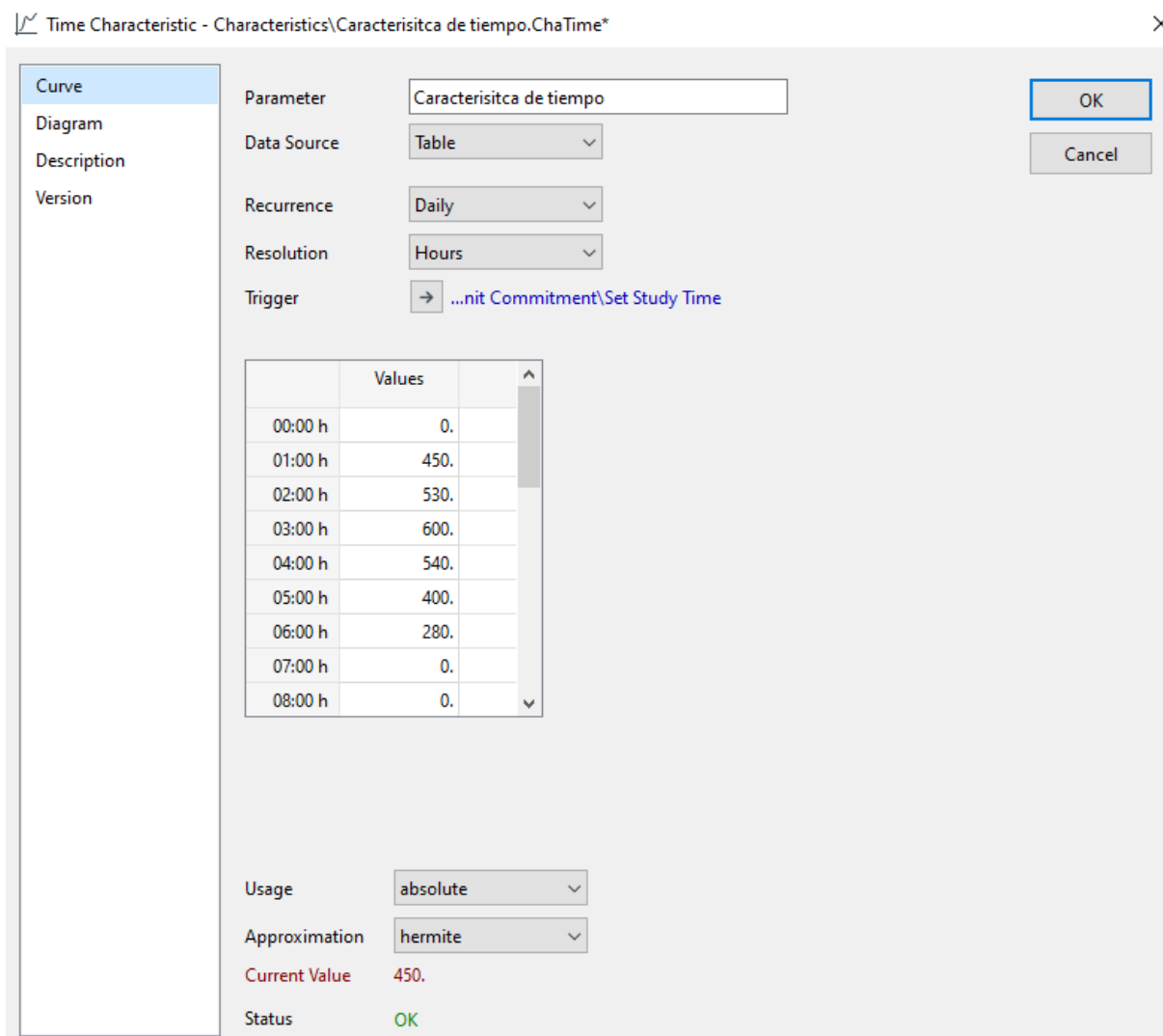


Figura 4. 15 Ingreso de datos de potencia activa para modelar una carga variable en el tiempo

Se puede hacer una aproximación a estos datos ingresados, estas aproximaciones modificarán la curva de potencia, las opciones disponibles son: ninguna aproximación, lineal, polinomial, y dos curvas de interpolación más especiales *spline* y *hermite*. Para este ejemplo no se considera alguna aproximación. La curva se observa al posicionarnos en la página *Diagrama (Diagram)* del menú de edición. La Curva de Demanda para este ejemplo se muestra en la figura 4.16.

4. Implementación de UC en DigSILENT

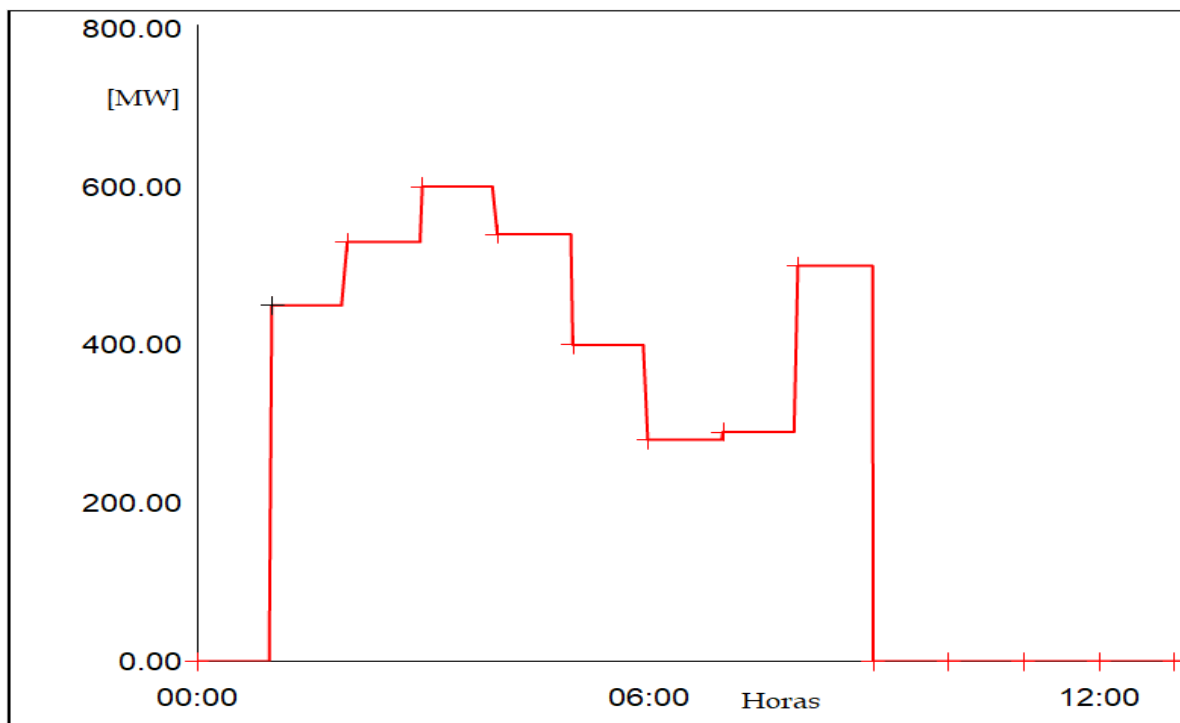


Figura 4. 16 Curva de demanda para el ejemplo de 5 nodos

Una vez se tiene modelado el sistema podemos usar la herramienta de asignación de unidades (*Unit Commitment*). Primero se debe seleccionar la lista desplegable como se muestra en la figura 4.17. Al hacer clic sobre el icono encerrado en color rojo se desplegará un menú de edición, la primera página de *opciones básicas* se define el flujo de potencia a usar, a saber: Flujo de Potencia AC de secuencia positiva y Flujo de Potencia DC. Se define el periodo de tiempo del estudio ya

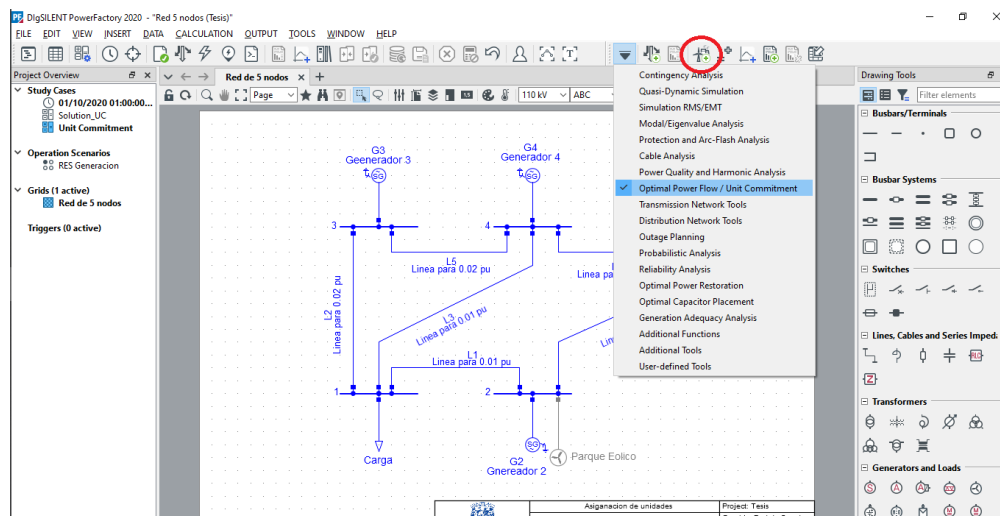


Figura 4. 17 Selección de la herramienta Unit Commitment

4. Implementación de UC en DigSILENT

sea un día completo, un mes, un año o definido por el usuario. En la página *Función Objetivo* se puede seleccionar *minimizar los costos totales (Minimisation of total costs)* o *definida por el usuario (User-defined)*, al seleccionar esta última opción se desplegará una lista como se muestra en la figura 4.18. Para este caso de estudio se minimizará los costos operativos de generación.

En la página controles y restricciones se muestra una lista de elementos que se pueden controlar, para este caso de estudio seleccionaremos el despacho de Potencia Activa (Active Power Dispatch), además, se puede controlar la posición de los taps de los transformadores, desconectar carga, el despacho de potencia reactiva. Se puede definir los límites de transmisión, así como límites de voltaje en los nodos del sistema, otro punto importante son las restricciones de generación, se puede seleccionar entre los tiempos de actividad e inactividad, los límites de rampa y considerar la reserva rodante, para este ejemplo solo se consideran los tiempos de encendido y pagado.

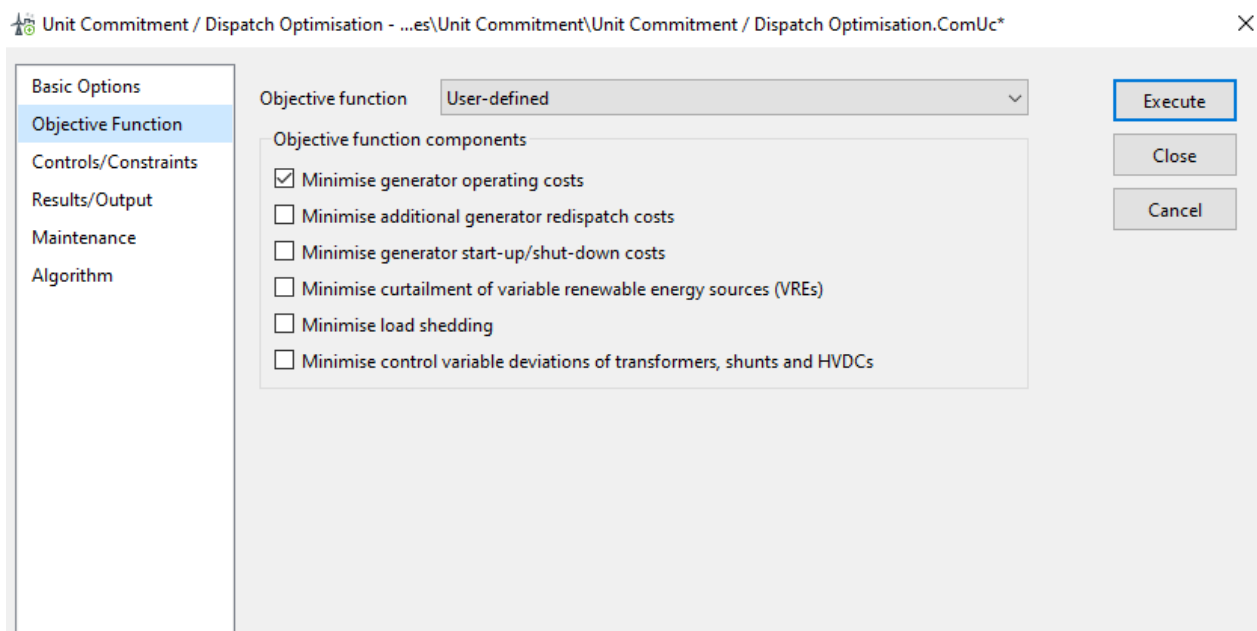


Figura 4. 18 Definición de la función objetivo.

4.4.1 Análisis de resultados

De la tabla 4.4 resume la programación de las unidades en el horizonte de tiempo. Se puede observar que la unidad G5 es la única unidad que permanece en operación las 8 horas, mientras que G2 solo está activo una hora.

Tabla 4. 4 *Asignación de unidades para el sistema de 5 nodos*

ASIGNACION DE UNIDADES				
HORA	G2	G3	G4	G5
1	0	0	1	1
2	0	1	1	1
3	0	1	1	1
4	0	1	1	1
5	1	1	0	1
6	0	0	0	1
7	0	0	0	1
8	0	0	1	1

Las potencias óptimas de generación son presentadas en la figura 4.19, se observa que G5 es la que presenta los costos menores respecto al resto, por consiguiente, se despacha a su máxima capacidad excepto en el sexto y séptimo periodo, debido a la demanda del sistema y las restricciones temporales de la unidad G3 hacen que la unidad G5 sea despachada con menor potencia, 280 [MW] respectivamente.

4. Implementación de UC en DigSILENT

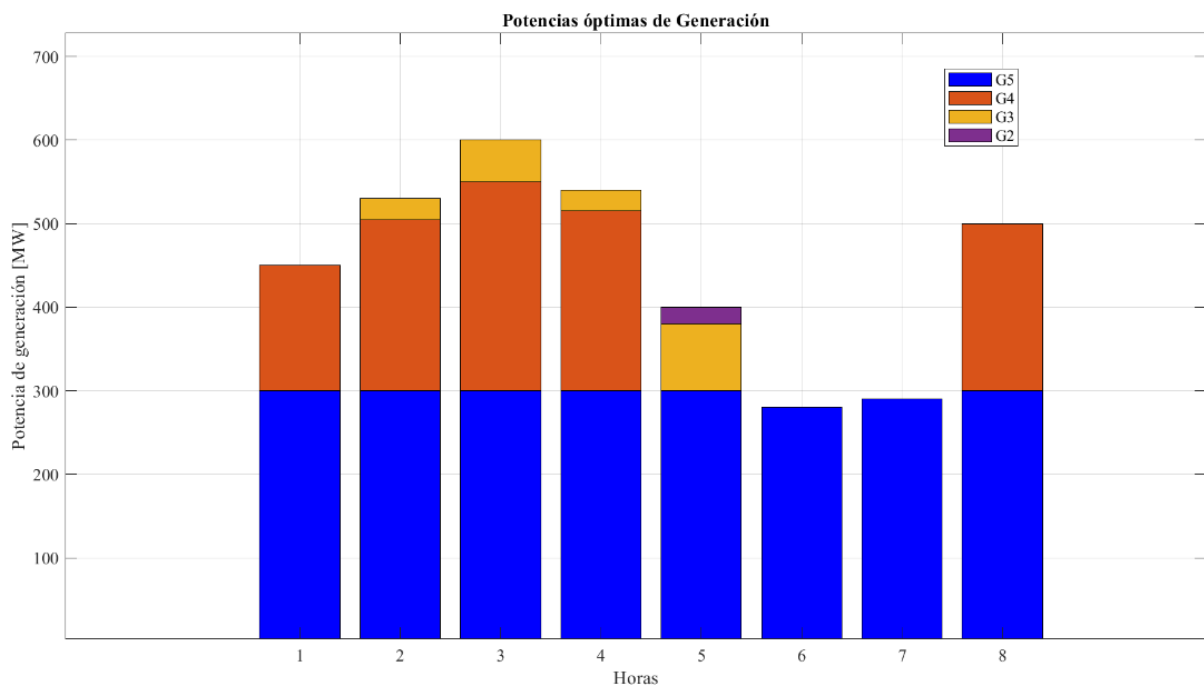


Figura 4. 19 Potencias óptimas de generación: Método de flujos de DC

Los flujos de Potencia en cada línea de transmisión para cada hora de estudio se muestran en la tabla 4.5, donde L1=Línea 1 y así sucesivamente para el resto de las líneas.

Tabla 4. 5 Flujos de Potencia Activa por hora en cada línea de transmisión

Hora	Línea 1	Línea 2	Línea 3	Línea 4	Línea 5	Línea 6
1	-165.5	-56.9	-227.6	-165.5	-56.9	-134.5
2	-174.8	-81.0	-274.1	-174.8	-56.0	-125.2
3	-182.8	-103.4	-313.8	-182.8	-53.4	-117.2
4	-176.2	-82.8	-281.0	-176.2	-57.8	-123.8
5	-166.9	-78.6	-154.5	-146.9	-1.4	-153.1
6	-135.2	-29.0	-155.9	-135.2	-29.0	-144.8
7	-140.0	-30.0	-120.0	-140.0	-30.0	-150.0
8	-172.4	-65.5	-262.1	-172.4	-65.5	-127.6

De la Tabla 4.5 se observa para la hora 2 que tenemos un aumento en la potencia a través de la línea 2 de 71 a 81 [MW] debido al aporte de G3 y una disminución a través de L4 Y L5 por la

4. Implementación de UC en DigSILENT

disminución de potencia de G4 en esta formulación. Para t=6, L2 disminuyo considerablemente su cargabilidad debido a que G3 ahora esta apagada en tanto L3 y L4 aumentan debido a que ahora G5 aumenta su potencia de salida. Esto sugiere que cuando se presenta un cambio de generación en la red, se provoca una redistribución en los flujos de potencia. Para los demás periodos, los flujos en ambas formulaciones son prácticamente similares con una variación máxima de algunos valores del 0.37%.

La Tabla 4.6 muestra los costos totales para el sistema de 5 nodos.

Tabla 4. 6 *Costos totales de generación*

Formulación	Costo total
DigSILENT	\$ 73,281.72

Finalmente, del análisis del sistema de 5 nodos realizado en el software, podemos concluir que es una herramienta muy útil para las ISO's, debido a que se resuelve el problema de UC, se muestran resultados de flujos y costos de operación. Permitiendo proyectar una planeación de corto plazo para la asignación optima de las unidades de generación.

5. Casos de estudio

5.1 Introducción

Ya conocido los fundamentos esenciales para analizar el problema de asignación de unidades y su relación con las diversas restricciones económicas y técnicas, analizaremos el impacto económico ante diversas condiciones de operación e implementación de proyectos de Fuentes de generación renovable (Renewable Energy Sources, RES por sus siglas en inglés), en este caso generación eólica. Se muestra un análisis considerando primero unidades de generación convencional y posteriormente el ingreso de las RES, comprando y analizando la asignación horaria, así como las diferencias más importantes en cuanto a la interacción con la red y los costos totales de generación.

5.2 Diagramas y datos del sistema de 24 IEEE

Con el fin de analizar y evaluar el problema de asignación de unidades en sistemas de potencia; utilizaremos en el sistema del IEEE de 24 nodos denominado “*IEEE Reliability Test System*” o RTS [31]. La Tabla 5.1 proporciona los datos técnicos de las unidades generadoras. Así como la ubicación, rampas arriba/abajo y los tiempos de encendido y apagado.

La figura 5.1 presenta la topología de la red del sistema de 24 nodos. La ubicación de los generadores y las cargas. Cabe resaltar que esta configuración es tomada directamente del software.

5. Casos de estudio

Tabla 5. 1 *Parámetros técnicos de las Unidades de Generación*

Datos Técnicos de las Unidades de Generación					
UNIDAD	NODO	P_{max} [MW]	P_{min} [MW]	UT [h]	DT [h]
Unidad 18	18	400	100	1	1
Unidad 21	21	400	100	1	1
Unidad 1	1	152	30.4	8	4
Unidad 2	2	152	30.4	8	4
Unidad 15b	15	155	54.25	8	8
Unidad 16	16	155	54.25	8	8
Unidad 23a	23	310	108.5	8	8
Unidad 23b	23	350	140	8	8
Unidad 7	7	350	75	8	8
Unidad 13	13	591	206.85	12	10
Unidad 15a	15	60	12	4	2
Unidad 22	22	300	300	0	0

La Tabla 5.2 presenta el tipo de tecnología de combustible para el análisis del sistema de 24 nodos.

Tabla 5. 2 *Tipo de tecnología para las unidades de generación*

Tipo de Unidad	
Tipo de Unidad	Unidad (es)
Nuclear	18 21
Carbón / Stream	1 2 15 16 23a
Carbón / 3 Stream	23b
Petróleo / Stream	7 13 15
Hidro	22

5. Casos de estudio

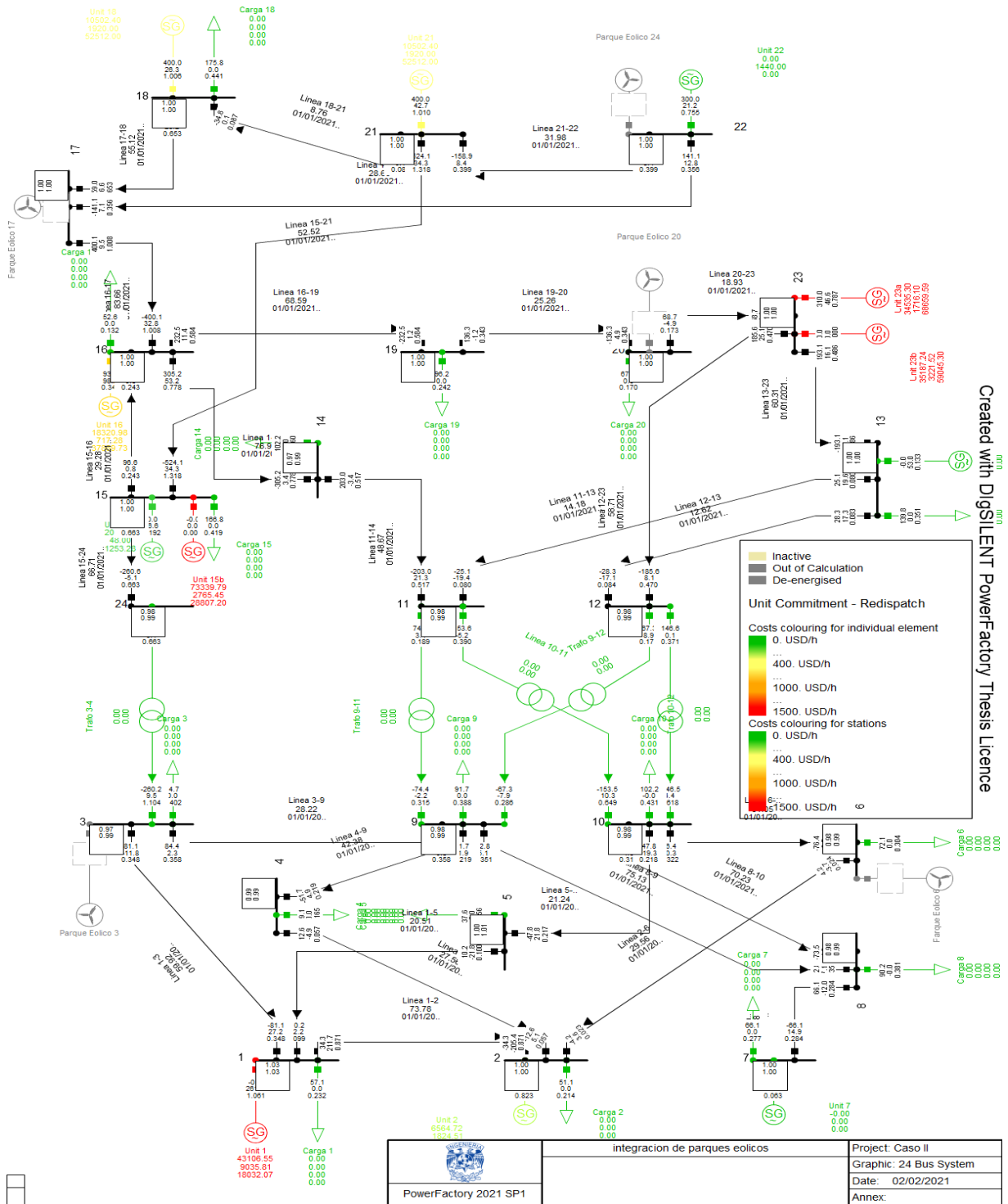


Figura 5. 1 Simulación del RTS IEEE de 24 nodos en DigSILENT (CASO I)

5. Casos de estudio

La Tabla 5.3 proporciona los costos fijos y variables de encendido y apagado de las plantas térmicas para el horizonte de programación, los datos se basan en [30].

Tabla 5. 3 *Costos de Generación*

UNIDAD	α_i (\$)	β_i (\$/MW)	γ_i (\$/MW ²)
Unidad 18	0	0	0.0000
Unidad 21	0	0	0.0000
Unidad 1	1430.4	15	0.0022
Unidad 2	1430.4	15	0.0022
Unidad 15b	312	16	0.0002
Unidad 16	312	16	0.0010
Unidad 23a	624	17	0.0010
Unidad 23b	2298	16	0.0050
Unidad 7	1725	10	0.0002
Unidad 13	3056.7	8	0.0010
Unidad 15a	437	7	0.0010
Unidad 22	0	0	0.0000

En la figura 5.2 se ilustra el perfil de carga. La tabla 5.4 proporciona la demanda total del sistema por hora y la Tabla 5.5 presenta la ubicación de las cargas por nodo como un porcentaje de la demanda total del sistema.

5. Casos de estudio

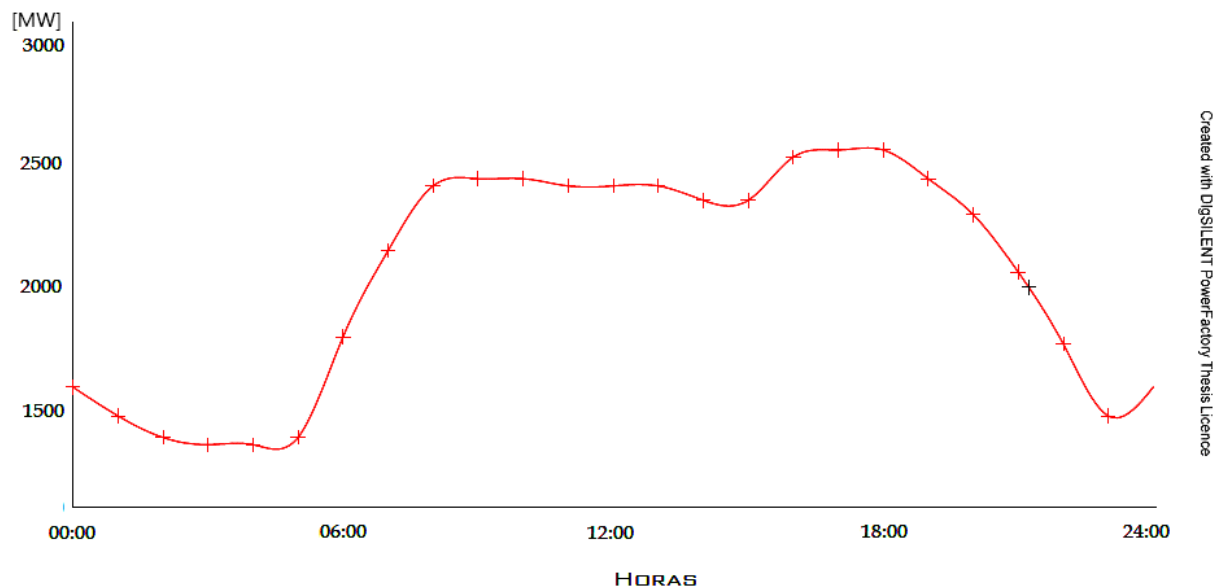


Figura 5. 2 Curva de demanda del sistema de prueba

La tabla 5.4 presenta los porcentajes de carga nodales en la red de 24 nodos.

Tabla 5. 4 *Locación y Distribución de la demanda total del sistema*

Carga	Nodo	% de carga del sistema	Carga	Nodo	% de carga del sistern
Carga 1	1	3.8	Carga 10	10	6.8
Carga 2	2	3.4	Carga 13	13	9.3
Carga 3	3	6.3	Carga 14	14	6.8
Carga 4	4	2.6	Carga 15	15	11.1
Carga 5	5	2.5	Carga 16	16	3.5
Carga 6	6	4.8	Carga 18	18	11.7
Carga 7	7	4.4	Carga 19	19	6.4
Carga 8	8	6	Carga 20	20	4.5
Carga 9	9	6.1			

Los datos de las líneas de transmisión se muestran en la Tabla 5.5. Las líneas se caracterizan por los nodos a los que están conectados, así como la reactancia y la capacidad de cada línea.

5. Casos de estudio

Tabla 5. 5 *Reactancia y Capacidad de las líneas de transmisión*

Desde	A	Reactancia p.u.	Capacidad [MVA]	Desde	A	Reactancia p.u.	Capacidad [MVA]
1	2	0.0146	175	11	13	0.0488	500
1	3	0.2253	175	11	14	0.0426	500
1	5	0.0907	350	12	13	0.0488	500
2	4	0.1356	175	12	23	0.0985	500
2	6	0.205	175	13	23	0.0884	500
3	9	0.1271	175	14	16	0.0594	500
3	24	0.084	400	15	16	0.0172	500
4	9	0.111	175	15	21	0.0249	1000
5	10	0.094	350	15	24	0.0529	500
6	10	0.0642	175	16	17	0.0263	500
7	8	0.0652	350	16	19	0.0234	500
8	9	0.1762	175	17	18	0.0143	500
8	10	0.1762	175	17	22	0.1069	500
9	11	0.084	400	18	21	0.0132	1000
9	12	0.084	400	19	20	0.0203	1000
10	11	0.084	400	20	23	0.0112	1000
10	12	0.084	400	21	22	0.0692	500

Para realizar el análisis del sistema de 24 nodos del IEEE, se realizaron dos casos de estudios, los cuales se describen a continuación

Caso I.- Análisis con unidades de generación convencional

Caso II.- Análisis integrando RES en diversos puntos de la red.

5.3 Caso de estudio I

A continuación, se presenta la solución de software. En el sistema bajo prueba hay un total 12 de unidades de generación (Tabla 5.1). El propósito del estudio es analizar y determinar la

5. Casos de estudio

programación horario de las centrales térmicas disponibles en los sistemas eléctricos de potencia, respetando todas las restricciones operativas y de generación.

Tabla 5. 6 *Asignación Óptima de Unidades de Generación (Caso I)*

Unidad	Horas																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Unidad 2	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
Unidad 7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unidad 15a	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0
Unidad 13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unidad 23a	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Unidad 21	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Unidad 22	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Unidad 16	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Unidad 18	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Unidad 15b	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
Unidad 23b	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
Unidad 1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0

En el intervalo de tiempo presentado, las unidades estaban operando a excepción de las unidades 15a, 15b, 7 y 13. El problema de asignación de unidades para este sistema de 24 nodos tiene un total de 2464 restricciones y 1128 variables de control (con 840 variables discretas). El resultado de la asignación de unidades es presentado en la tabla 5.6.

De la tabla 5.6 se puede observar que la Unidad 23a, 21, 22, 16 y 18 están en operación durante todo el horizonte de programación. Este resultado es debido a sus características de generación máxima - mínima y los tiempos de encendido/apagado mínimo, al observar la tabla 5.3 podemos apreciar que la unidad 22 (Hidro) es la que presenta un costo nulo y por lo tanto se aprovecha al máximo esta característica, despachándola a su máxima capacidad de 300 [MW] todo el intervalo de estudio, tal como se muestra la figura 5.3. El mismo caso se presenta en las unidades 21 y 18 (Nuclear) que después de la unidad 22 es la más asequible en cuanto a costos de generación y son

despachadas a su máxima capacidad de 400 [MW] como se muestra en la figura 5.3. Este tipo de unidades, las cuales son utilizadas durante todo el periodo de planeación son conocidas como generadores base. Ya que operan todo el tiempo, debido al bajo costo de operación.

Adicionalmente de la tabla 5.6, observamos que las unidades 16, 15b varían su generación a lo largo del horizonte de estudio. Por ejemplo, la unidad 16 opera a su máxima capacidad de generación de 155 [MW] excepto en el periodo 4 y 6, donde dada la demanda del sistema y las restricciones temporales: tiempo mínimo de pagado de la unidad 23a y 15b, hacen que la unidad 16 sea despachada con menor potencia, 145.505 [MW] (hora 4 -5) y 147.837 [MW] (hora 6). La unidad 15a opera y coincide en el intervalo de tiempo donde se presenta el pico de demanda, a pesar de ser una de las unidades con mayor coste de producción y sus características de aumento de rampa, es despachada debido a que es la única con característica de operación mínima de 4 horas que son las necesarias para cubrir ese pequeño aumento de demanda, despachando 12[MW] (Figura 5.3).

Las trayectorias de generación en tiempo continuo en un intervalo de 24 horas se muestran en la figura 5.4, donde las unidades se tomadas en 4 grupos con distintas capacidades, costos y características. En la figura se observa mucho mejor a la unidad hidroeléctrica que corresponde a la unidad número 22, es la primera en cubrir la demanda base al ser una fuente de energía de bajo costo (0\$) a pesar de contar con una rampa de aumento mayor a la demás.

5. Casos de estudio

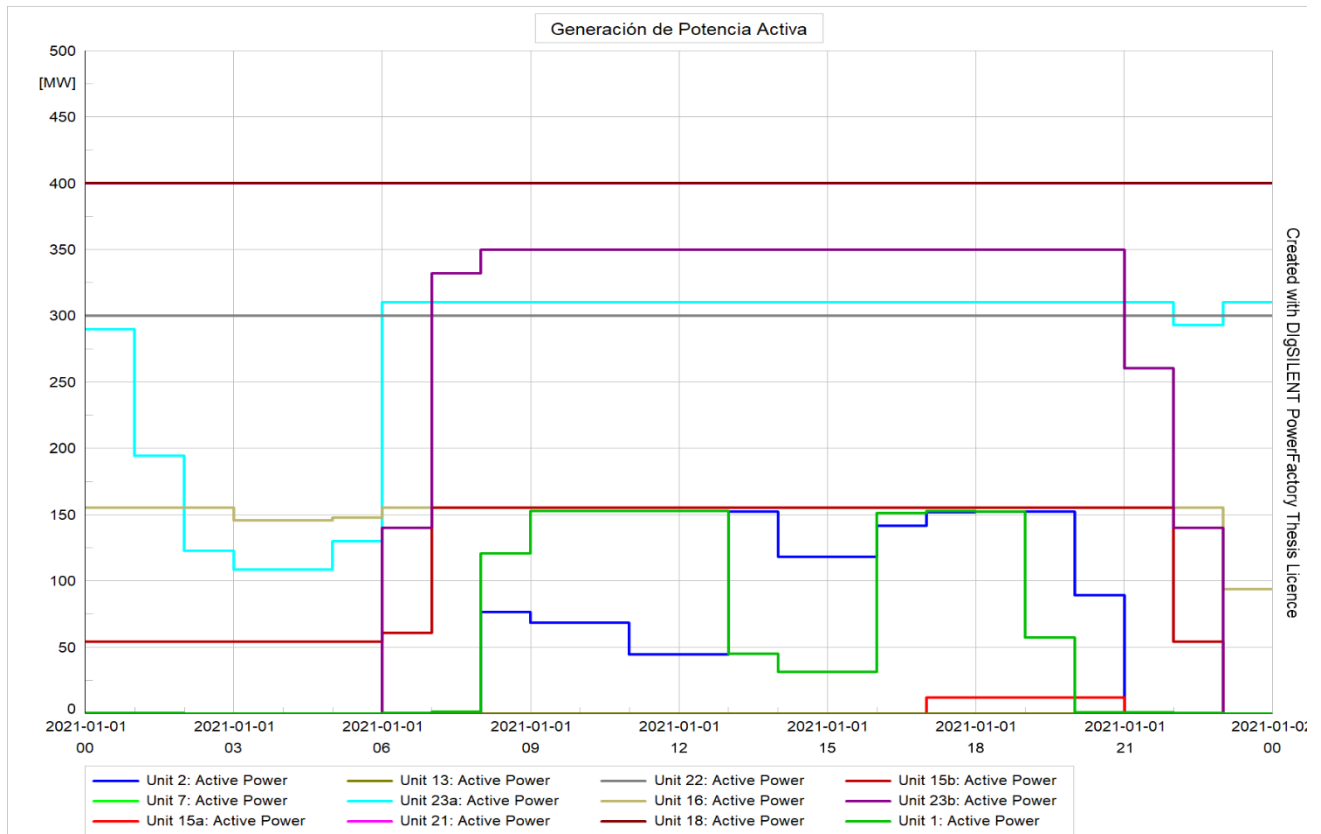


Figura 5. 3 Potencia Activa de Generación para cada unidad (Caso I)

En este modo de operación de demanda base opera a una salida del 100% de la potencia nominal, en este caso es despachada a su máxima capacidad (300 MW) todo el horizonte de tiempo cubriendo el 15.15% de la demanda de energía total.

El siguiente conjunto de generadores corresponde a las unidades nucleares (unidades 18 y 21), al igual que la unidad 22 la generación nuclear corresponde a las fuentes de generación de bajo costo y opera como un segundo bloque que cubre la demanda base, operando ambas a su máxima

5. Casos de estudio

capacidad de 400 [MW] dando un total de 800 [MW] cubriendo 40.42% de la demanda de energía total. Estas unidades de generación, nuclear más la unidad hidroeléctrica producen el 55.57% de la potencia total.

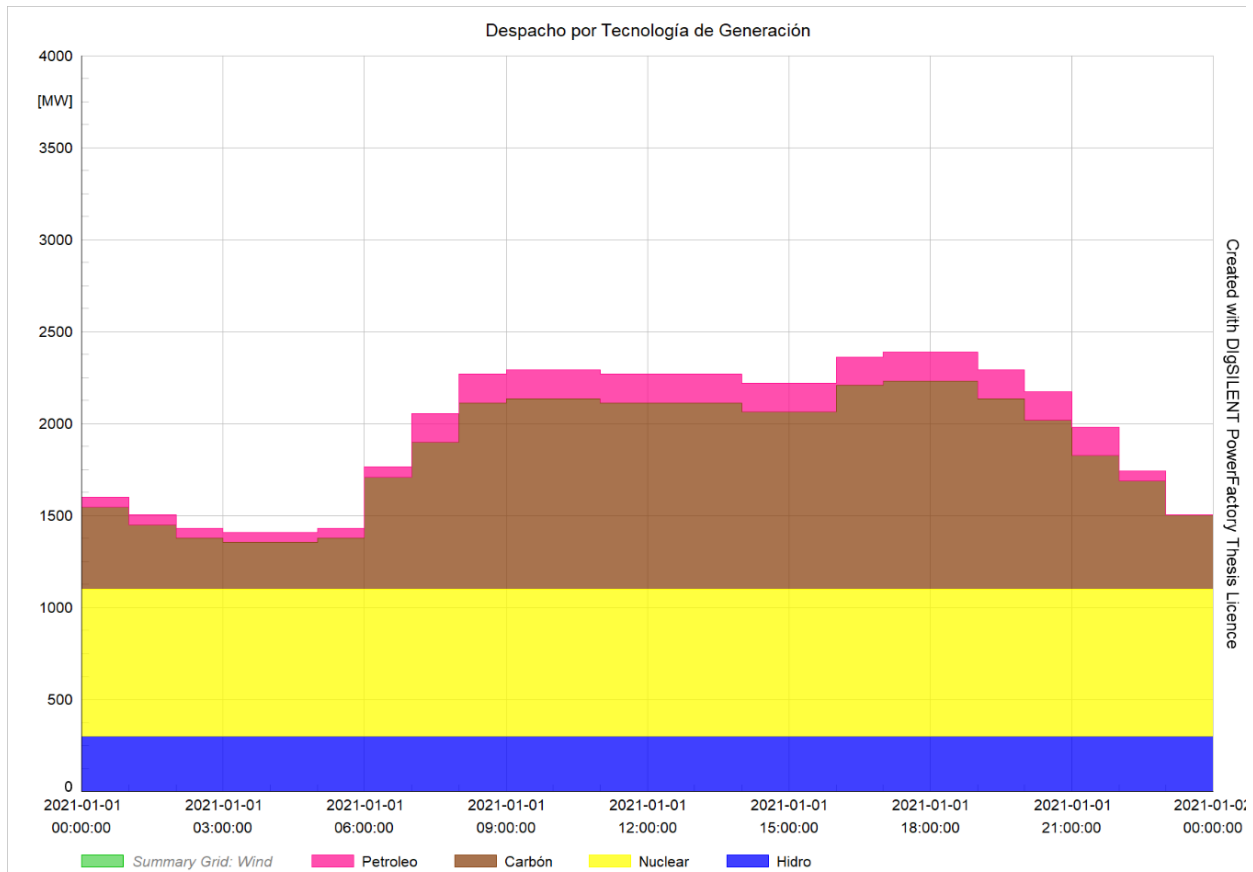


Figura 5. 4 DA Trayectoria de generación (Caso I)

Entonces se debe poner especial énfasis en el mantenimiento. Si una de estas unidades falla, la demanda prevista será satisfecha por otra de las 9 unidades térmicas que tienen mayores costos de producción.

El conjunto de generadores en café corresponde a las unidades térmicas a base de carbón, respecto a este tipo de generación la unidad 16 es la primera en aportar energía, a su máxima

potencia de generación a excepción de la hora 4, 5 y 6 donde entran las unidades 23a y 23b y son las unidades en cubrir el aumento de demanda, siendo estas las unidades con una rampa de aumento de potencia más rápida para cubrir los aumentos de la demanda. La última pila corresponde a la unidad 15b que es una unidad a base de petróleo, esta unidad cubre los pequeños graduales de demanda de energía debido a sus características de tasa de rampa y su costo de generación más asequible. Las unidades a base de carbón aportan el 38.60% de la energía eléctrica demandada mientras que la unidad 15b a base de petróleo aporta el 5.82% de la energía total demandada.

Además, la potencia que fluye a través de las líneas se compara con su capacidad nominal. Las líneas 8-9 opera a más del 75% de su capacidad, 75.13 % respectivamente (Figura 5.5). En este sentido, es importante que el operador del sistema enfatice el mantenimiento de esta línea, una interrupción podría generar complicaciones como sobrecarga, aumento en los costos de operación o incluso un impedimento para poder transmitir flujo de energía a los centros de carga debido a que en el nodo 16 se encuentra una unidad de generación y están conectada por estas únicas líneas (ver figura 5.1).

Hay 6 líneas operando entre el 50% y 75% de su capacidad de potencia máxima: Líneas 12-23, 13-23, 14-16, 15-24 y 16-17. Estas líneas no están a su máxima capacidad, pero los porcentajes de cargabilidad son altos, y en caso de que hubiera un aumento de la demanda horaria, las líneas de transmisión pueden tomar valores críticos de cargabilidad. El resto de las 22 líneas operan a porcentajes inferiores del 50% y tienen suficiente capacidad de reserva para soportar incrementos en los flujos de potencia sin alguna dificultad. También sirven para “descongestionar” la transmisión de flujos de potencia en líneas más cercanas a su capacidad máxima.

5. Casos de estudio

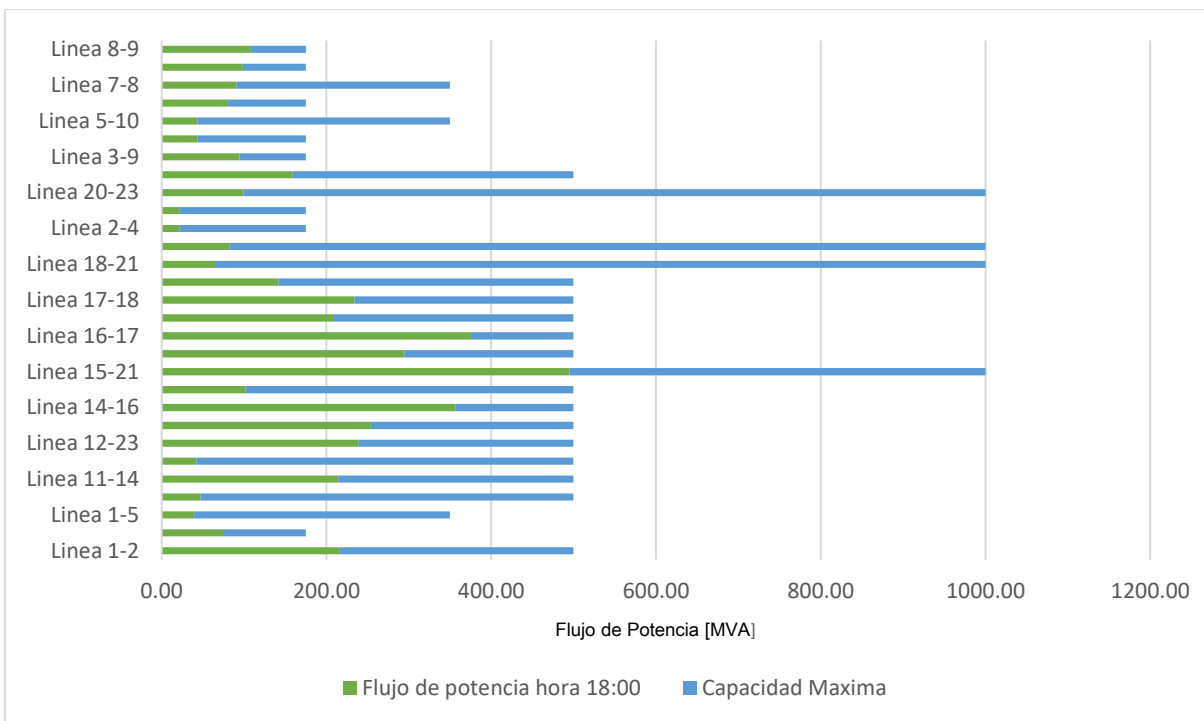


Figura 5. 5 Flujos de potencia de las líneas de transmisión a la hora 18:00 (Caso I)

La figura 5.5 da una visión más clara de la capacidad de potencia de las líneas de transmisión en todo el periodo de tiempo de análisis. Se observa además que, la línea 16-17 es la que opera a mayor porcentaje de su potencia máxima en las 24 horas, esta línea de transmisión tiene que soportar la potencia generada por la unidad 16, 18 y 22 siendo que esta línea está conectada a un nodo que enlaza estas unidades que operan todo el horizonte de tiempo, casos similares se dan para las líneas 14-16 y 1-2. Caso contrario se da en la línea 15-21, a pesar de ser la línea de transmisión con el mayor flujo de potencia del sistema debido a que soporta la potencia combinada de generación de la unidad 21 y 15 que son las de mayor potencia, como muestra la tabla 5.6, su gran capacidad de transmisión de potencia 1000 MW hace que la línea opere a niveles seguros.

5. Casos de estudio

La Tabla 5.7 y 5.8 muestran los flujos de potencia activa a través de cada línea de transmisión en cada hora del horizonte de estudio.

Tabla 5.7 *Flujos de Potencia en [MW] para cada línea de transmisión (Caso I)*

HORA	Líneas de transmisión														
	1-2	1-3	1-5	11-13	11-14	12-13	12-23	13-23	14-16	15-16	15-21	15-24	16-17	16-19	17-18
01:00	-37.36	-87.80	-10.08	-22.58	-222.71	-28.38	-191.17	-199.59	-331.39	-109.94	-515.28	-282.18	-397.72	-275.34	-256.20
02:00	-36.88	-86.06	-7.89	-12.69	-223.14	-22.86	-167.17	-175.32	-325.33	-127.76	-517.01	-276.69	-407.16	-311.98	-265.09
03:00	-36.53	-84.77	-6.24	-5.28	-223.50	-18.73	-149.11	-157.11	-320.82	-141.09	-518.31	-272.60	-414.23	-339.40	-271.76
04:00	-36.24	-84.02	-5.85	-3.80	-221.84	-17.76	-144.53	-152.45	-317.54	-146.40	-518.55	-270.17	-416.78	-341.89	-274.15
05:00	-36.24	-84.02	-5.85	-3.80	-221.84	-17.76	-144.53	-152.45	-317.54	-146.40	-518.55	-270.17	-416.78	-341.89	-274.15
06:00	-36.40	-84.52	-6.36	-6.03	-222.15	-19.04	-150.20	-158.17	-319.48	-141.75	-518.16	-271.79	-414.38	-334.39	-271.89
07:00	-38.39	-91.22	-13.74	-39.17	-223.11	-37.74	-231.83	-241.08	-343.14	-83.06	-511.29	-292.99	-382.18	-215.31	-241.47
08:00	-42.50	-101.45	-17.96	-58.65	-237.18	-49.71	-287.16	-299.15	-376.68	-93.33	-491.64	-325.59	-368.34	-168.19	-227.32
09:00	-53.27	-56.83	-38.33	-47.36	-208.62	-35.29	-275.94	-293.41	-362.72	-88.34	-479.79	-294.91	-355.07	-156.37	-214.21
10:00	-71.01	-50.95	-45.78	-45.80	-205.24	-33.45	-274.08	-292.22	-360.97	-88.32	-478.35	-290.84	-353.72	-155.92	-212.86
11:00	-71.01	-50.95	-45.78	-45.80	-205.24	-33.45	-274.08	-292.22	-360.97	-88.32	-478.35	-290.84	-353.72	-155.92	-212.86
12:00	-83.52	-56.15	-39.40	-47.39	-208.76	-35.33	-276.02	-293.48	-362.86	-88.58	-479.73	-294.61	-355.12	-156.52	-214.26
13:00	-83.52	-56.15	-39.40	-47.39	-208.76	-35.33	-276.02	-293.48	-362.86	-88.58	-479.73	-294.61	-355.12	-156.52	-214.26
14:00	-18.27	-58.43	-35.80	-47.29	-208.27	-35.19	-275.76	-293.24	-362.37	-87.76	-479.92	-295.61	-354.94	-156.01	-214.10
15:00	-6.44	-69.09	-22.56	-50.49	-215.26	-38.95	-279.61	-295.75	-366.12	-88.20	-482.71	-303.25	-357.73	-157.17	-216.88
16:00	-6.44	-69.09	-22.56	-50.49	-215.26	-38.95	-279.61	-295.75	-366.12	-88.20	-482.71	-303.25	-357.73	-157.17	-216.88
17:00	-31.94	-35.33	-64.85	-41.03	-194.68	-27.83	-268.25	-288.49	-355.27	-87.58	-474.19	-279.48	-349.50	-154.15	-208.67
18:00	-27.63	-33.56	-68.09	-40.18	-194.80	-27.00	-268.28	-289.02	-357.01	-93.35	-471.44	-280.31	-349.46	-157.31	-208.46
19:00	-27.22	-33.57	-68.07	-40.18	-194.79	-27.00	-268.28	-289.02	-357.00	-93.34	-471.44	-280.31	-349.46	-157.31	-208.46
20:00	-12.88	-56.45	-39.39	-46.45	-208.43	-34.37	-275.82	-293.79	-364.15	-93.60	-477.15	-296.35	-354.92	-159.22	-213.90
21:00	-3.54	-83.49	-5.56	-54.44	-225.81	-43.76	-285.40	-300.08	-373.42	-94.60	-484.14	-315.58	-361.89	-162.08	-220.84
22:00	-42.10	-100.07	-16.35	-51.20	-237.33	-45.52	-269.56	-280.85	-371.97	-106.81	-492.90	-321.31	-375.45	-196.00	-234.03
23:00	-38.09	-90.45	-13.35	-37.40	-222.17	-36.68	-226.95	-236.03	-340.58	-83.15	-512.71	-290.51	-383.55	-220.17	-242.84
00:00	-34.25	-81.14	-10.23	-25.05	-202.97	-28.27	-185.62	-193.09	-305.17	-96.63	-524.08	-260.64	-400.09	-232.52	-258.96

5. Casos de estudio

Tabla 5. 8 *Flujos de Potencia en [MW] para cada línea de transmisión (Caso I)*

HORA	Líneas de transmisión													
	17-22	18-21	19-20	2-4	2-6	20-23	21-22	3-9	4-9	5-10	6-10	7-8	8-10	8-9
01:00	-141.53	-43.19	-173.05	-12.97	-4.02	-101.13	-158.47	-93.22	-54.52	-50.04	-80.73	-70.32	-78.16	-88.06
02:00	-142.07	-40.92	-215.80	-11.39	-2.83	-148.17	-157.93	-95.50	-50.46	-45.46	-74.96	-66.12	-73.31	-82.98
03:00	-142.47	-39.21	-247.80	-10.20	-1.93	-183.39	-157.53	-97.22	-47.42	-42.03	-70.63	-62.98	-69.68	-79.17
04:00	-142.63	-38.82	-251.82	-9.89	-1.72	-188.48	-157.37	-97.06	-46.48	-41.04	-69.28	-61.93	-68.49	-77.88
05:00	-142.63	-38.82	-251.82	-9.89	-1.72	-188.48	-157.37	-97.06	-46.48	-41.04	-69.28	-61.93	-68.49	-77.88
06:00	-142.49	-39.34	-242.79	-10.26	-2.00	-178.38	-157.51	-96.66	-47.48	-42.14	-70.70	-62.98	-69.70	-79.16
07:00	-140.71	-48.00	-102.34	-15.64	-5.99	-22.90	-159.29	-90.05	-61.53	-57.87	-90.72	-77.67	-86.61	-96.97
08:00	-141.01	-67.35	-36.89	-19.15	-8.10	-55.43	-158.99	-94.26	-72.49	-69.25	-106.57	-90.27	-100.91	-112.44
09:00	-140.86	-79.35	-11.33	-23.15	-29.40	-90.64	-159.14	-94.79	-35.77	-18.32	-79.38	-99.71	-113.21	-122.47
10:00	-140.86	-80.79	-9.36	-27.83	-33.50	-93.69	-159.14	-95.11	-31.72	-11.47	-76.42	-100.76	-114.60	-123.57
11:00	-140.86	-80.79	-9.36	-27.83	-33.50	-93.69	-159.14	-95.11	-31.72	-11.47	-76.42	-100.76	-114.60	-123.57
12:00	-140.86	-79.40	-11.49	-22.25	-28.55	-90.49	-159.14	-95.17	-36.67	-17.25	-80.23	-99.71	-113.23	-122.45
13:00	-140.86	-79.40	-11.49	-22.25	-28.55	-90.49	-159.14	-95.17	-36.67	-17.25	-80.23	-99.71	-113.23	-122.45
14:00	-140.84	-79.24	-10.97	-25.27	-31.41	-91.00	-159.16	-93.89	-33.65	-20.85	-77.37	-99.71	-113.16	-122.52
15:00	-140.85	-76.44	-15.19	-14.51	-21.87	-84.64	-159.15	-93.85	-43.17	-32.90	-84.62	-97.61	-110.41	-120.31
16:00	-140.85	-76.44	-15.19	-14.51	-21.87	-84.64	-159.15	-93.85	-43.17	-32.90	-84.62	-97.61	-110.41	-120.31
17:00	-140.83	-84.98	-3.01	-44.59	-48.38	-103.26	-159.17	-94.91	-16.82	-5.81	-64.98	-103.91	-118.70	-126.91
18:00	-141.01	-87.56	-4.65	-47.26	-50.82	-102.70	-158.99	-96.00	-14.76	-8.45	-63.68	-104.96	-119.96	-128.13
19:00	-141.01	-87.56	-4.64	-47.28	-50.83	-102.70	-158.99	-95.99	-14.74	-8.44	-63.67	-104.96	-119.96	-128.13
20:00	-141.02	-81.83	-12.66	-27.67	-33.59	-90.40	-158.98	-95.11	-31.87	-17.86	-76.33	-100.76	-114.43	-123.73
21:00	-141.05	-74.82	-23.16	-1.34	-10.27	-74.53	-158.95	-94.73	-55.10	-48.71	-93.92	-95.51	-107.54	-118.21
22:00	-141.42	-65.68	-69.28	-17.99	-7.23	-19.82	-158.58	-95.89	-69.46	-65.84	-102.27	-87.12	-97.28	-108.63
23:00	-140.71	-46.58	-108.73	-15.33	-5.79	-30.36	-159.29	-89.86	-60.60	-56.89	-89.38	-76.62	-85.42	-95.69
00:00	-141.13	-34.79	-136.33	-12.60	-4.25	-68.71	-158.87	-84.42	-51.67	-47.80	-76.38	-66.12	-73.54	-82.75

5. Casos de estudio

La tabla 5.9 resume los costos horarios considerado en la formulación del problema de asignación de unidades basado en el modelo de software.

Tabla 5. 9 *Costos de producción por hora*

Hora	Operación	Arranque	Hora	Operación	Arranque
01:00	\$9,624.20	\$ -	13:00	\$17,336.84	\$1,430.00
02:00	\$8,621.48	\$ -	14:00	\$17,336.84	\$ -
03:00	\$7,869.50	\$ -	15:00	\$16,702.25	\$ -
04:00	\$7,618.85	\$ -	16:00	\$16,702.25	\$ -
05:00	\$7,618.85	\$ -	17:00	\$18,606.21	\$ -
06:00	\$7,869.49	\$ -	18:00	\$19,077.43	\$ 437.00
07:00	\$11,430.99	\$2,298.00	19:00	\$19,077.43	\$ -
08:00	\$14,511.11	\$ -	20:00	\$17,808.09	\$ -
09:00	\$17,336.83	\$2,833.80	21:00	\$16,208.07	\$ -
10:00	\$17,654.15	\$ -	22:00	\$13,732.29	\$ -
11:00	\$17,654.15	\$ -	23:00	\$11,180.26	\$ -
12:00	\$17,336.84	\$ -	00:00	\$8,621.48	\$ -
				Total	\$337,535.88

De la tabla se aprecia como se presentan los costos de producción horaria, así mismo podemos observar los costos de arranque de las maquinas que estaban apagadas en el inicio del análisis. Los cuales, a su vez, impactan directamente en el costo total del periodo de evaluación de las 24 horas.

5.4 Integración de energía eólica

La energía eólica es uno de los tres principales recursos de energía renovable, junto con la energía solar y la energía hidroeléctrica, que se están explotando a gran escala para la generación de energía global. Como recurso energético, el viento está ampliamente distribuido y es capaz de proporcionar energía en la mayoría de las partes del mundo, pero es intermitente e impredecible, lo que dificulta depender únicamente del viento para obtener energía eléctrica. Sin embargo,

cuando se usa junto con otras formas de generación, o en combinación con el almacenamiento de energía, el viento puede hacer una contribución valiosa al balance energético global. En los últimos 10 años la generación eólica ha avanzado hasta el punto de que ahora es bastante económico construir y operar grandes conjuntos de generadores, a menudo llamados parques eólicos. Además, ahora se están desarrollando generadores eólicos específicamente para ser colocados en el océano (offshore) cerca de las costas donde soplan vientos fuertes [31].

5.4.1 Tecnología de aerogeneradores

Las turbinas eólicas producen electricidad utilizando la energía del viento para impulsar un generador eléctrico. El viento pasa sobre las palas generando elevación y ejerciendo una fuerza de giro. Las cuchillas giratorias giran un eje que entra en una caja de engranes, lo que aumenta la velocidad de rotación a la adecuada para el generador. El generador utiliza campos magnéticos para convertir la energía de rotación en energía eléctrica. La salida de energía va a un transformador, que aumenta el voltaje del terminal del generador al nivel de voltaje apropiado para el sistema de recolección de energía. Una turbina eólica extrae energía cinética del área barrida de las palas (Figura 5.6). El poder en el flujo de aire viene dado por:

$$P_{aire} = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p \quad (5.1)$$

Donde ρ es la densidad del aire, A es el área barrida del rotor en m^2 , y v es la velocidad del viento en m/s. La potencia transferida al rotor de la turbina eólica se reduce por el coeficiente de potencia:

$$P_{turbina} = C_p P_{aire} = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p \quad (5.2)$$

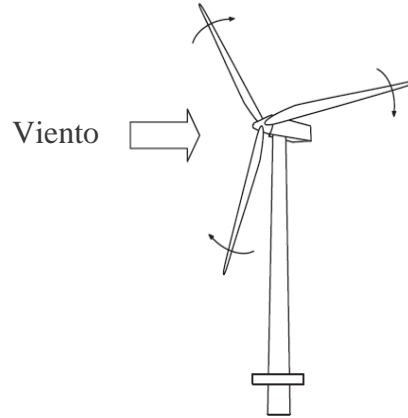


Figura 5. 6 Aerogenerador de eje horizontal

El máximo valor de C_p está definido por el límite de Beltz, que establece que una turbina nunca puede extraer más del 59.3% de la potencia de una corriente de aire. En la práctica, los rotores de las turbinas eólicas tienen valores de C_p máximos en el rango del 25 al 45%. También es convencional definir una relación punta-velocidad, λ , como:

$$\lambda = \frac{\omega R}{v} \quad (5.3)$$

donde ω es la velocidad de rotación del rotor y R es el radio a la punta del rotor.

La relación punta-velocidad, λ , y el coeficiente de potencia, C_p , no tienen dimensiones y, por lo tanto, se pueden usar para describir el rendimiento de cualquier tamaño de rotor de turbina eólica. La Figura 5.7 muestra que el coeficiente de potencia máxima solo se logra con una sola relación de velocidad punta. La implicación de esto es que las turbinas eólicas de velocidad de rotación fija solo podrían funcionar a la máxima eficiencia para una velocidad del viento. Por lo

tanto, un argumento para operar una turbina eólica a velocidad de rotación variable es que es posible operar a una C_p máxima en un rango de velocidades del viento [32].

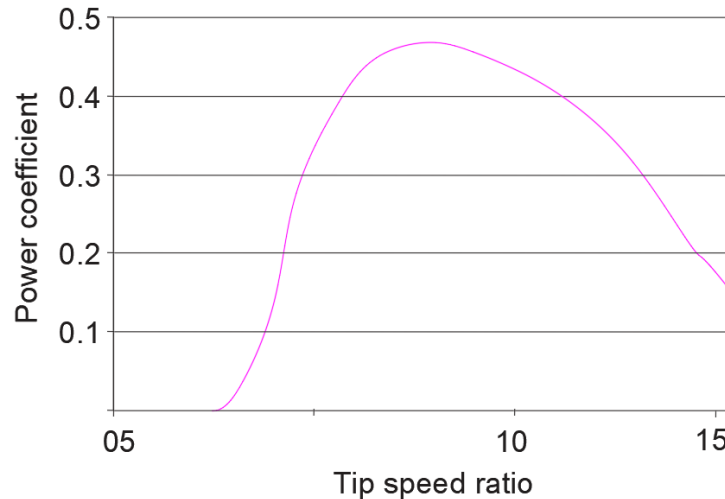


Figura 5. 7 Curva coeficiente de potencia / “tip-speed ratio”, C_p/λ

La potencia de salida de un aerogenerador para varias velocidades del viento se describe convencionalmente por la curva de potencia. Esta curva de potencia de salida proporciona la potencia eléctrica de salida en estado estable en función de la velocidad del viento. En la figura 5.8 se muestra como ejemplo una curva de potencia de una turbina eólica de 2 MW.

La curva de potencia tiene tres puntos clave en la escala de velocidad:

- Velocidad de corte del viento (Cut-in wind speed): La velocidad mínima del viento a la que la máquina entregara energía útil.
- Velocidad nominal del viento (Rated wind speed): La velocidad del viento a la que se obtiene la potencia nominal

5. Casos de estudio

- Velocidad de corte del viento (Cut-out wind speed): La velocidad máxima del viento a la que se permite a la turbina entregue energía (generalmente limitada por cargas de ingeniería y restricciones de seguridad).

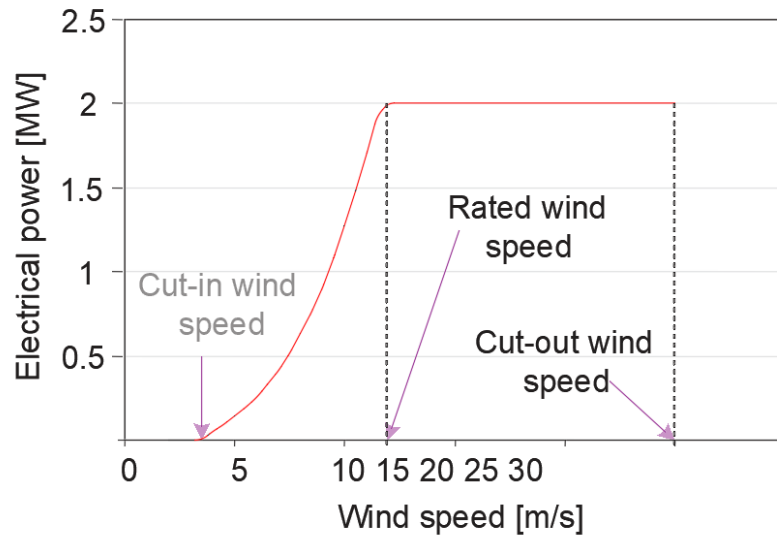


Figura 5. 8 Curva de potencia para una turbina de 2 [MW]

5.5 Caso de estudio II: Integración de los generadores eólico al UC

Para este caso, se considera el mismo sistema de 24 nodos. El tamaño del sistema se mantiene para permitir una discusión detallada de los resultados. Para este caso se incorporan 6 parques eólicos con las características mostradas en la tabla 5.10. Los parques eólicos se localizan en los nodos 3, 6, 17, 20 y 24 respectivamente, tal como se muestra en la figura 5.11 También se hizo una reducción de la capacidad de las líneas de transmisión 15-21, 14-16, 13-23 en 400 [MW], 250 [MW] Y 250 [MW] respectivamente.

Tabla 5. 10 *Capacidad de los parques eólicos (Caso II)*

Parque eólico	Potencia nominal [MVA]
Parque eólico 17	200
Parque eólico 20	100
Parque eólico 24	50
Parque eólico 3	160
Parque eólico 6	41.6

La precisión a corto plazo mejora significativamente al pronosticar la producción agregada al problema de UC. Este hecho se ilustra en la figura 5.9 donde se muestra la producción de energía eólica por hora de un portafolio de parques eólicos.

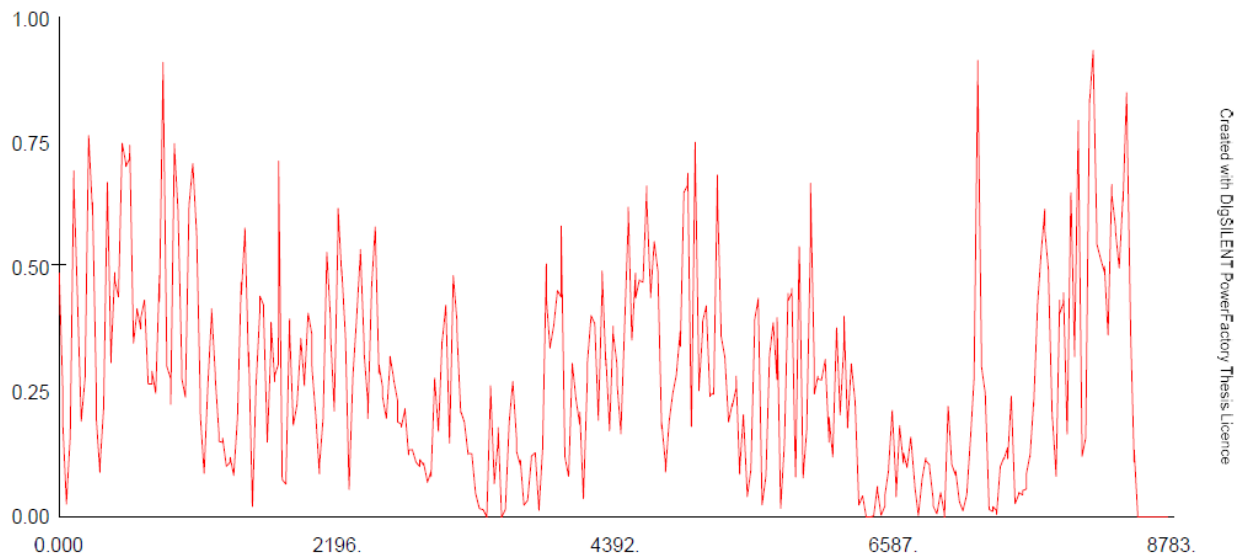


Figura 5. 9 Perfil de generación eólica

Al ejecutar el algoritmo del software se obtiene el cronograma de asignación de unidades, dicho cronograma se muestra en la Tabla 5.11, donde 1/0 representa el estado encendido/apagado de cada unidad durante el horizonte de programación. En este caso se asignan un total de 8 unidades, mientras que, en el Caso I se asignaron 10.

5. Casos de estudio

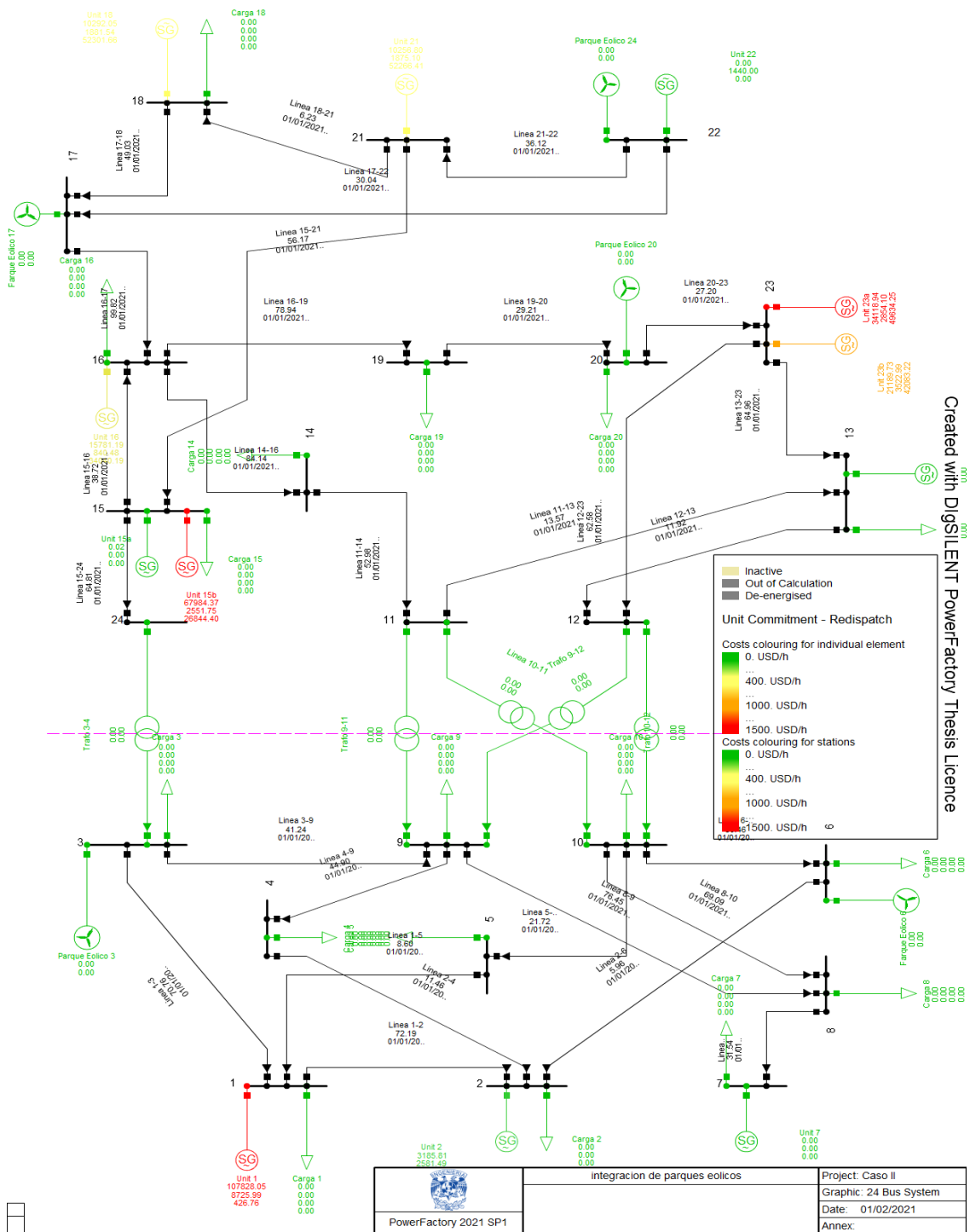


Figura 5. 10 Simulación del RTS IEEE de 24 nodos en DigSILENT con integración de generación eólica (Caso II)

5. Casos de estudio

Al analizar la tabla 5.11 y comparándola con la Tabla 5.6 (Caso I) observamos que la Unidad 1 y 15a han sido desplazada del horizonte de tiempo debido a la integración de generación eólica.

La unida 2 paso de estar encendida (Caso I) de la hora 9:00 a las 21:00 horas a un intervalo de las 13:00 a 20:00 horas y una hora adicional en la primera hora, respetando el tiempo mínimo de encendido y apagados mínimos de esta unidad.

Tabla 5. 11 *Cronograma de unidades generadoras (Caso II)*

Unidad	Horas																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Unidad 2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
Unidad 7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unidad 15a	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unidad 13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Unidad 23a	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Unidad 21	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Unidad 22	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Unidad 16	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0
Unidad 18	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Unidad 15b	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
Unidad 23b	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
Unidad 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

En tanto la unidad 23a paso de estar activa todo el horizonte de tiempo a estar encendido 18 horas. Las unidades 21, 22 y 18 siguen operando todo el horizonte de tiempo debido a sus restricciones de encendido y sobre todo de coste de producción bajo. Las potencias de generación de las unidades térmicas e hidro se muestran en la figura 5.11. En esta figura se observa que la unidad 18 y 21 opera al máximo de su capacidad excepto en el intervalo de tiempo de 3:00 a 5:00 y la hora 6:00 respectivamente, donde dada la demanda del sistema y las restricciones temporales:

5. Casos de estudio

tiempo mínimo de apagado y tiempo mínimo de encendido de la unidad 16 e integración de generación eólica hacen que la unidad 18 reducen su generación de potencia a 388.49 [MW], 366.60 [MW] y 368.31[MW] respectivamente. La unidad 21 se reduce a 393.22 [MW]. En tanto la unidad 22 mantiene una generación del 100% de su capacidad.

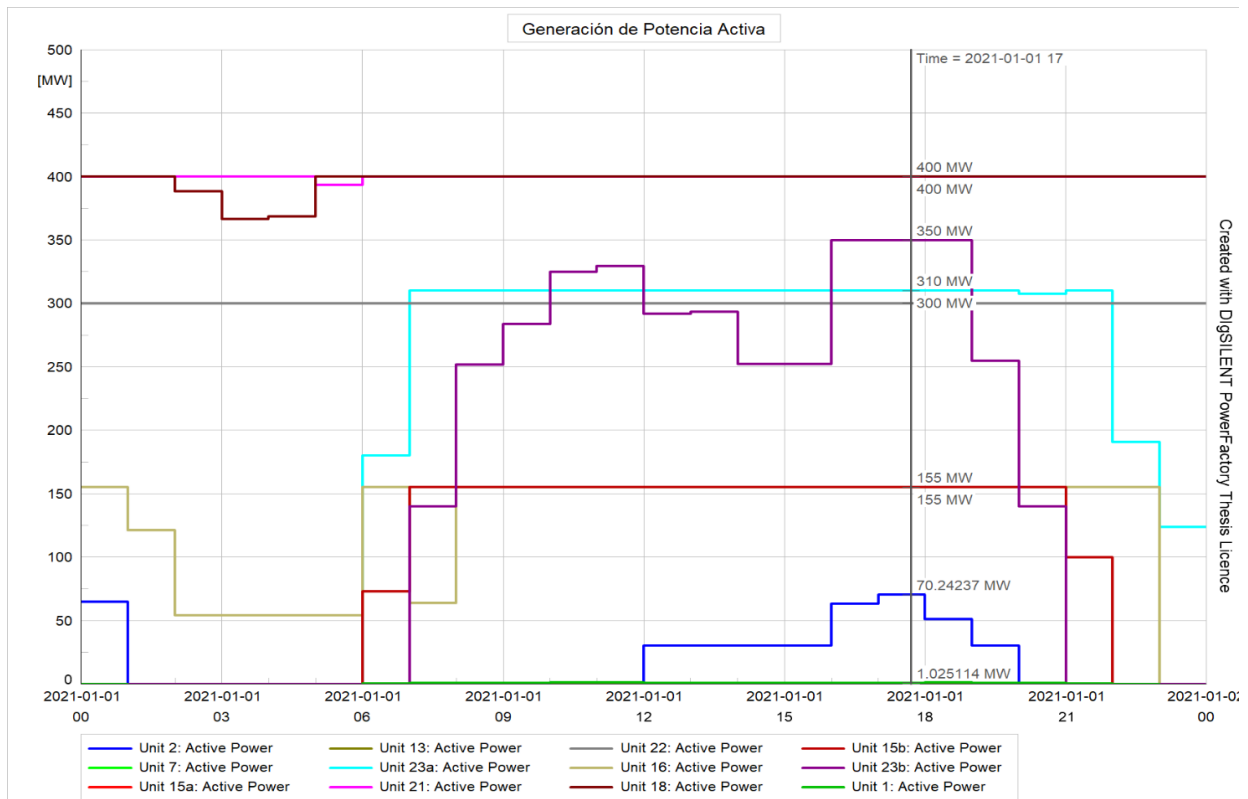


Figura 5. 11 Generación de Potencia Activa Unidades Térmicas e hidro (Caso II)

Al igual que en el caso I la unidad 22 (Hidroeléctrica) opera las 24 horas aportando energía de 7200 [MWh] a la demanda base y cubriendo el 15.15% de la demanda total. La pila siguiente

5. Casos de estudio

corresponde a las unidades nucleares, en el caso I estas unidades operaban al 100% cubriendo así la mayoría de la energía base demandada.

Para este nuevo caso y debido a la incorporación de RES que implican un cambio en la generación y debido a la restricción de encendido de la unidad 16, las unidades nucleares disminuyen su potencia y debido a sus características de tasa de rampa es la manera más viable de regular la variabilidad de la generación eólica. Para este caso II las unidades nucleares aportan el 40.25%, un 4.11% menos respecto al Caso I.

En la figura 5.12 muestra la trayectoria de generación por categoría para el mercado de día en adelante.

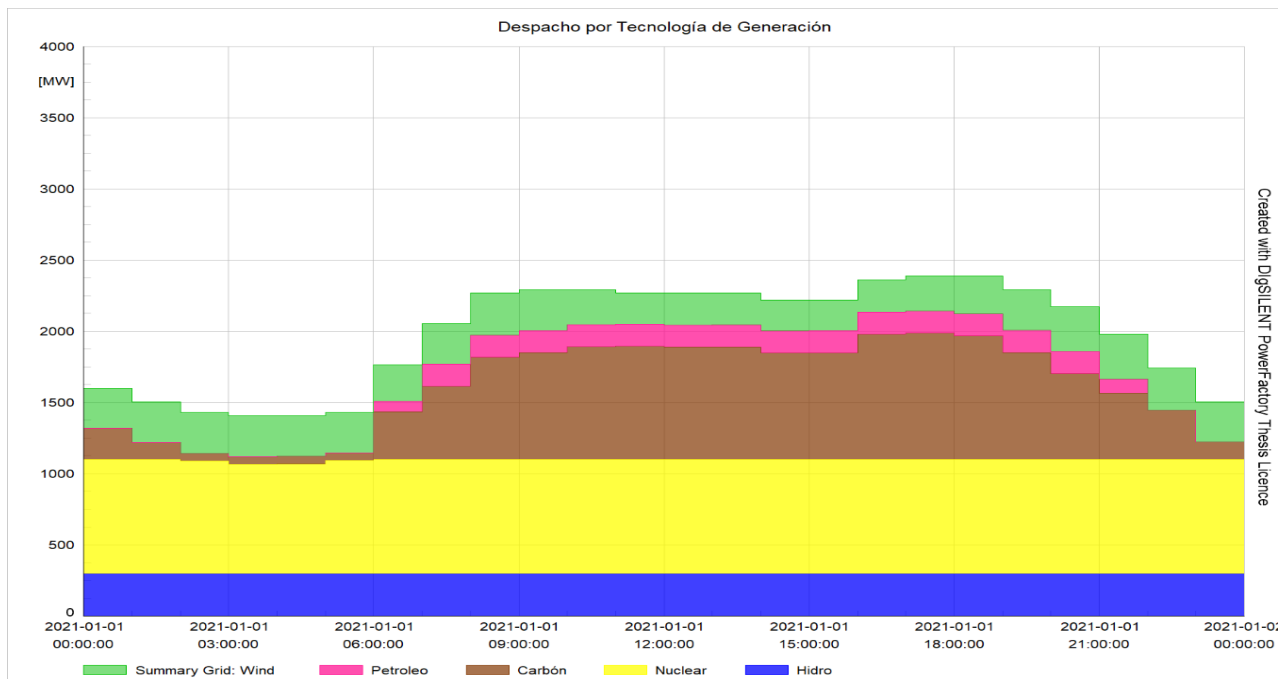


Figura 5. 12 Trayectoria de generación (Caso II)

5. Casos de estudio

Las unidades de generación a base de carbón disminuyen su aportación, para este caso las unidades 1 y 15a son desplazadas, dentro de las unidades a base de carbón estas son las que tienen una tasa de rampa menor y no son lo suficientemente rápidas para compensar la variabilidad de la generación eólica. Para este caso la generación a base de carbón aporta el 26.20% de la energía total demandada, 12.39% menos del Caso I.

Para la unidad a base de petróleo aporta el 4.93%. La aportación de la generación renovable es de 13.43% de la demanda total, la generación eólica se muestra en la figura 5.13.

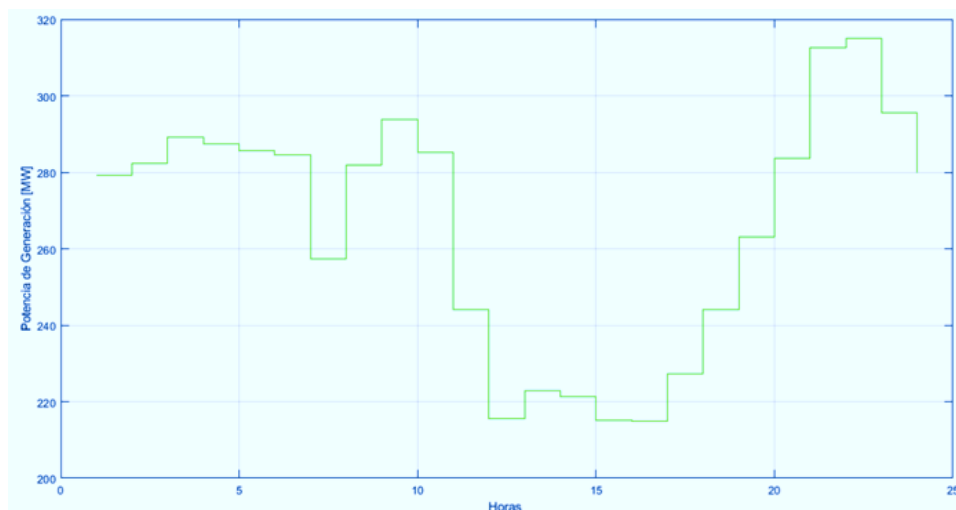


Figura 5. 13 Generación eólica en el horizonte de tiempo

La figura 5.14 muestra los flujos de potencia a través de las líneas comparadas con la potencia nominal, nuevamente se elige la hora 18:00 donde se ubica el pico de demanda. Se observa que la línea 16-17 paso de una cargabilidad del 70.65% en el caso I, a 90 % de su capacidad. En una

5. Casos de estudio

repentina elevación de la demanda de energía la línea podría salir de servicio y afectar el suministro de potencia de la unidad 16 y del parque eólico 17.

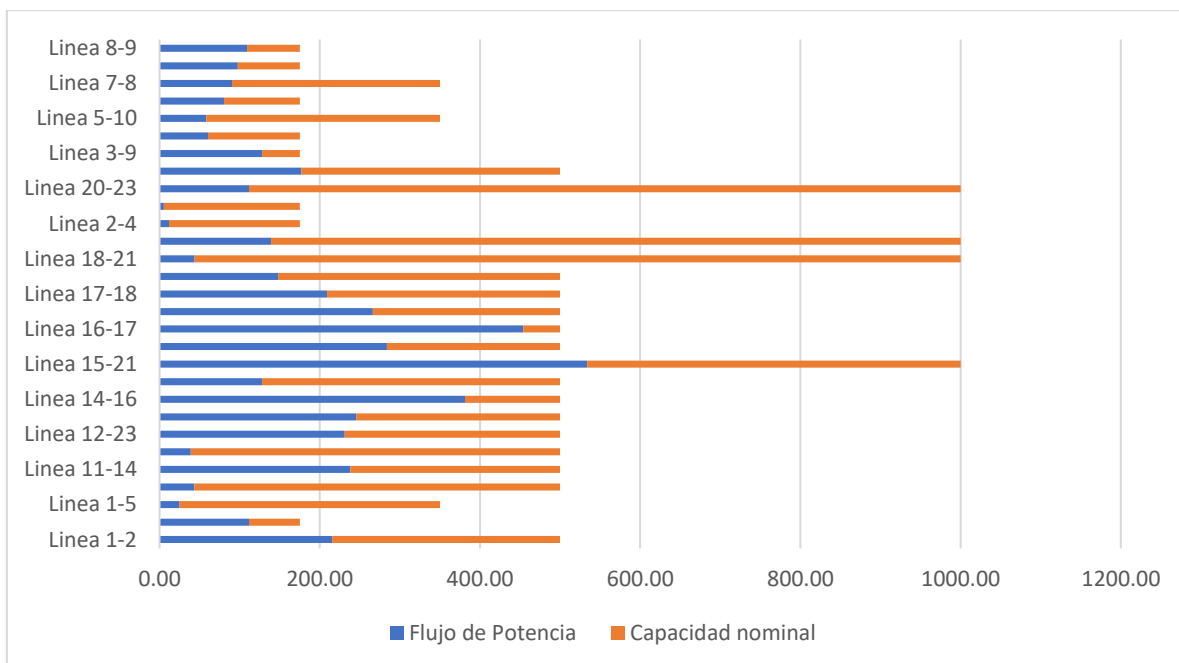


Figura 5. 14 Ocupación de las líneas de transmisión a la hora 18:00 (Caso II)

5. Casos de estudio

Tabla 5. 12 *Flujos de Potencia en [MW] para cada línea de transmisión (Caso II)*

HORA	Líneas de Transmision														
	1-2	1-3	1-5	11-13	11-14	12-13	12-23	13-23	14-16	15-16	15-21	15-24	16-17	16-19	17-18
01:00	-8.44	-86.39	-16.77	-12.37	-224.83	-4.95	-128.46	-141.22	-333.51	-144.08	-556.23	-234.74	-483.55	-393.18	-233.91
02:00	-41.46	-98.87	-0.25	-8.07	-228.32	-9.5	-130.66	-141.19	-330.51	-154.27	-560.23	-239.15	-492.16	-384.36	-240.99
03:00	-39.7	-95.04	-0.21	-7.94	-214.82	-8.46	-123.5	-133.63	-312.15	-172.01	-555.79	-224.9	-496.58	-360.61	-242.26
04:00	-39.01	-93.5	-0.22	-7.83	-211.04	-8.26	-121.37	-131.32	-306.75	-169.46	-546.18	-220.5	-486.21	-353.92	-232.71
05:00	-39.01	-93.48	-0.2	-7.83	-211.21	-8.29	-121.4	-131.34	-306.91	-169.6	-546.73	-220.91	-486.6	-354.27	-233.75
06:00	-39.7	-94.96	-0.15	-7.94	-215.31	-8.53	-123.59	-133.7	-312.63	-171.61	-556.45	-225.97	-498.5	-361.63	-246.29
07:00	-44.97	-107.47	-4.54	-10.07	-242.71	-20.82	-183.7	-195.05	-362.74	-145.48	-542.03	-273.5	-468.42	-344.37	-227.01
08:00	-47.68	-115.55	-9.56	-37.46	-239.24	-35.54	-250.84	-263.78	-378.74	-160.89	-525.65	-292.04	-462.59	-236.93	-211.23
09:00	-50.91	-123.76	-12.35	-48.99	-255.75	-43.31	-288.18	-303.05	-409.85	-114.31	-525.45	-314.59	-443.12	-223.27	-188.61
10:00	-50.86	-123.76	-13.14	-52.37	-255.07	-45.22	-295.52	-310.56	-410.79	-107.87	-523.96	-316.89	-437.92	-209.85	-186.89
11:00	-49.94	-121.47	-14.45	-56.68	-252.21	-47.72	-302.59	-317.38	-407.93	-98.81	-518.8	-320.8	-424.54	-190.27	-189.4
12:00	-49.16	-119.37	-14.85	-57.23	-250.28	-48.08	-301.67	-316.06	-404.38	-97.03	-515.61	-322.03	-417.58	-185.92	-193.4
13:00	-33.22	-112.49	-5.88	-51.29	-246.49	-43.48	-290.55	-305.52	-400.59	-104.19	-515.23	-314.49	-421.18	-200.47	-194.07
14:00	-33.18	-112.41	-5.93	-51.44	-246.38	-43.57	-290.81	-305.77	-400.48	-103.86	-515.04	-314.63	-420.69	-199.76	-194.16
15:00	-32.76	-111.09	-5.09	-47.16	-246.1	-41.18	-280.15	-294.66	-396.95	-111.55	-515.07	-312.27	-423.43	-215.38	-199.03
16:00	-32.76	-111.08	-5.09	-47.18	-246.08	-41.19	-280.18	-294.69	-396.94	-111.51	-515.04	-312.28	-423.38	-215.3	-199.04
17:00	-16.41	-106.79	-1.66	-55.08	-241.86	-44.25	-302.47	-318.95	-402.45	-93.08	-512.79	-312.58	-414.45	-177.42	-186
18:00	-13.29	-106.58	-3.67	-54.58	-242.01	-43.66	-303.14	-320.09	-404.22	-93.56	-514.24	-310.89	-417.9	-178.75	-182.96
19:00	-23.75	-112.2	-1.16	-55.81	-246.01	-45.09	-306.02	-322.75	-408.23	-94.27	-517.42	-313.37	-423.31	-180.86	-181.11
20:00	-34.73	-116.41	-4.44	-47.33	-250.69	-41.15	-285.86	-301.45	-406.41	-113.13	-522.5	-310.18	-438.72	-220.28	-188.08
21:00	-50.78	-122.89	-9.66	-37.13	-257.43	-36.63	-261.4	-275.65	-405.04	-136.55	-529.43	-306.92	-458.77	-269.3	-196.44
22:00	-48.19	-116.31	-6.78	-23.21	-249.95	-28.29	-222.78	-235.64	-384.59	-135.8	-541.5	-285.54	-470.03	-306.95	-206.86
23:00	-43.64	-105.3	-4.61	-11.56	-234.28	-20.87	-183.2	-194.38	-352.7	-109.34	-558.46	-255.83	-472.12	-322.81	-217.2
00:00	-39.09	-94.39	-2.39	-4.86	-205.6	-14.94	-149.73	-159.56	-307.79	-165.18	-557.31	-225.32	-493.97	-298.77	-243.4

5. Casos de estudio

Tabla 5. 13 *Flujos de Potencia en [MW] para cada línea de transmisión (Caso II)*

HORA	Líneas de transmisión													
	17-22	18-21	19-20	2-4	2-6	20-23	21-22	3-9	4-9	5-10	6-10	7-8	8-10	8-9
01:00	-148.21	-20.91	-290.90	-8.37	-10.26	-269.68	-177.14	-128.48	-33.18	-23.19	-45.37	-70.32	-78.33	-87.89
02:00	-148.59	-16.82	-288.18	-6.44	-3.20	-271.85	-177.05	-127.33	-45.51	-37.82	-54.00	-66.12	-73.10	-83.20
03:00	-149.26	-21.22	-269.00	-5.84	-3.12	-257.13	-177.00	-123.46	-43.06	-35.57	-49.97	-62.98	-69.59	-79.26
04:00	-149.14	-30.78	-263.84	-5.73	-3.11	-252.69	-176.96	-121.54	-42.33	-34.96	-48.95	-61.93	-68.43	-77.94
05:00	-149.11	-30.10	-264.20	-5.75	-3.09	-252.74	-176.83	-121.47	-42.34	-34.98	-49.07	-61.93	-68.43	-77.94
06:00	-148.86	-13.75	-270.03	-5.89	-3.07	-257.29	-176.97	-123.23	-43.10	-35.63	-50.28	-62.98	-69.59	-79.26
07:00	-147.83	-33.54	-231.40	-9.95	-5.09	-198.75	-175.57	-129.25	-55.85	-48.67	-70.36	-77.67	-86.21	-97.37
08:00	-148.75	-51.25	-105.64	-13.77	-8.30	-64.63	-176.90	-128.84	-67.11	-60.85	-85.43	-90.27	-100.67	-112.69
09:00	-147.55	-53.75	-78.23	-16.13	-10.01	-29.74	-179.19	-133.06	-75.05	-69.00	-96.54	-99.71	-111.42	-124.27
10:00	-147.18	-54.82	-63.29	-16.67	-10.33	-12.16	-178.78	-131.35	-76.21	-70.39	-98.65	-100.76	-112.64	-125.52
11:00	-146.12	-57.33	-43.71	-17.49	-10.43	-14.84	-176.14	-125.68	-77.03	-71.70	-101.83	-100.76	-112.69	-125.48
12:00	-145.52	-58.54	-40.88	-17.69	-10.20	-21.76	-174.15	-122.22	-76.61	-71.51	-102.61	-99.71	-111.51	-124.17
13:00	-145.87	-59.21	-55.44	-10.02	-3.42	-5.92	-174.44	-123.65	-68.94	-62.54	-95.29	-99.71	-111.71	-123.97
14:00	-145.83	-59.30	-54.73	-10.05	-3.42	-6.90	-174.34	-123.44	-68.97	-62.58	-95.41	-99.71	-111.71	-123.97
15:00	-145.95	-58.59	-73.40	-9.42	-2.84	-12.79	-173.66	-123.60	-67.10	-60.55	-93.01	-97.61	-109.30	-121.43
16:00	-145.95	-58.60	-73.32	-9.42	-2.84	-12.68	-173.65	-123.58	-67.10	-60.56	-93.03	-97.61	-109.30	-121.42
17:00	-145.61	-62.31	-26.28	-3.26	-2.74	-38.58	-175.10	-122.71	-64.66	-57.38	-93.38	-103.91	-116.78	-128.82
18:00	-145.95	-62.06	-26.08	-1.59	-4.02	-36.77	-176.30	-124.65	-63.61	-55.97	-91.97	-104.96	-118.02	-130.06
19:00	-146.34	-60.21	-28.19	-5.90	-0.14	-31.23	-177.63	-127.00	-67.92	-60.80	-94.71	-104.96	-117.87	-130.22
20:00	-147.32	-56.01	-73.72	-9.17	-3.57	-22.33	-178.51	-131.59	-68.71	-61.69	-92.00	-100.76	-112.85	-125.31
21:00	-148.59	-50.41	-130.38	-14.25	-8.78	-89.56	-179.84	-137.72	-70.69	-63.93	-89.32	-95.51	-106.54	-119.22
22:00	-148.63	-38.51	-180.24	-11.89	-7.24	-148.41	-180.01	-135.66	-63.37	-56.28	-78.45	-87.12	-96.98	-108.93
23:00	-147.46	-20.94	-211.36	-9.74	-5.83	-186.72	-179.40	-126.41	-55.02	-48.15	-67.06	-76.62	-85.13	-95.97
00:00	-148.88	-19.23	-202.59	-7.55	-4.46	-185.81	-176.55	-117.31	-46.62	-39.96	-55.44	-66.12	-73.30	-82.99

6. Conclusiones

Finalmente, los costos operacionales de este caso obtenidas con el algoritmo del software se muestran en la tabla 5.14

Tabla 5. 14 *Costos horarios de producción totales y de arranque (\$)*

Hora	Operación	Arranque	Hora	Operación	Arranque
01:00	\$ 6,866.15	\$ -	13:00	\$14,483.15	\$ 1,430.00
02:00	\$ 5,649.32	\$ -	14:00	\$14,499.32	\$ -
03:00	\$ 4,883.79	\$ -	15:00	\$14,047.85	\$ -
04:00	\$ 4,764.04	\$ -	16:00	\$14,049.71	\$ -
05:00	\$ 4,773.41	\$ -	17:00	\$15,553.89	\$ -
06:00	\$ 4,909.66	\$ -	18:00	\$15,645.53	\$ -
07:00	\$ 8,667.05	\$ 936.00	19:00	\$15,393.32	\$ -
08:00	\$11,465.59	\$ 2,298.00	20:00	\$14,080.14	\$ -
09:00	\$13,637.19	\$ -	21:00	\$12,396.52	\$ -
10:00	\$13,990.33	\$ -	22:00	\$10,315.71	\$ -
11:00	\$14,435.48	\$ -	23:00	\$ 8,014.39	\$ -
12:00	\$14,486.60	\$ -	00:00	\$ 5,675.02	\$ -
				Total	\$ 262,683.14

La figura 5.15 indica la comparación de los costos de generación con respecto al caso I y II respectivamente. El caso I muestra un costo mayor cuando se tienen unidades mayormente térmicas; el costo de \$337,535.96 en el caso I es mayor en comparación con \$262,683.14 para el caso II debido a la consideración de ingresar generación renovable a costo menor.

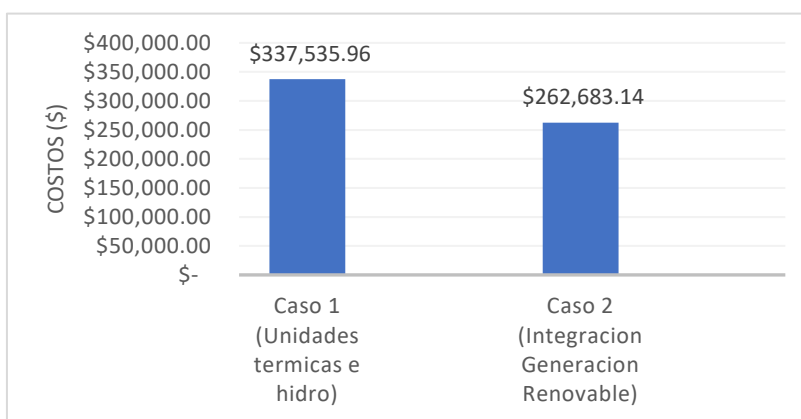


Figura 5. 15 *Costos totales de generación con y sin RES*

6. Conclusiones

6.1 Conclusiones

Para completar el análisis del problema de la asignación de unidades, es muy importante conocer cómo funcionan los mercados eléctricos actualmente. De esta manera se puede comprender la importancia, así como los desafíos que deben enfrentar los operadores de los sistemas para lograr una óptima programación de los generadores disponibles, de manera que se mantenga la estabilidad del sistema y el suministro esperado de energía. El análisis en el software del UC ha facilitado la resolución de este problema.

Finalmente, este trabajo ha presentado una evaluación de un software comercial que implementa una formulación MILP computacionalmente eficiente para el problema de asignación de unidades. Los resultados numéricos permitieron obtener de manera eficiente la totalidad de las variables de la red eléctrica con y sin ingreso de las RES. El uso de generación renovable variable se ha vuelto relevante debido a la preocupación de reducir los efectos ambientales de la generación a base de combustibles fósiles. A pesar de que la formulación y algoritmo implementado por el software aún se presentan desafíos debido a la característica estocástica de la generación renovable, en especial en problemas a larga escala.

En el capítulo 4, los resultados obtenidos mostraron una alta exactitud del software propuesto al simular una red pequeña de cinco nodos con la finalidad de ejemplificar claramente la aplicación de la herramienta del software (*Unit Commitment and Dispatch Optimisation*) en el presente trabajo. En esta tesis se pudo demostrar la viabilidad del uso de la herramienta propuesta

ya que los errores relativos entre las variables de interés fueron menores de 1%, incluso se obtuvo un cronograma más eficiente aprovechando mejor las características del sistema de 5 nodos.

Por otra parte, en el capítulo 5, se amplió el uso de la herramienta y se probó con un sistema eléctrico de potencia de mayor envergadura como lo es el sistema de 24 nodos del IEEE, del cual se obtuvieron resultados concluyentes del UC, así como de la operación e integración de los generadores en un horizonte de 24 horas de planificación. Adicionalmente, en el caso II de estudio se analizó y evaluó el impacto de la incorporación de generación eólica a una red eléctrica estándar de prueba del IEEE de 24 nodos. Se pudo observar el impacto de la cargabilidad computacional al aumentar el número de restricciones para mantener una operación segura, los voltajes nodales se mantuvieron dentro del margen establecido y se observó una redistribución de los flujos de potencia activa, debido a la integración de proyectos eólicos que son datos importantes para el operador independiente del sistema. Además, se observó el gran impacto que tiene la generación renovable en los costos totales, debido a su bajo costo a corto plazo, es decir, una vez instalados pueden generar energía a muy bajo costo, esta no es una propiedad técnica, pero tiene impactos importantes en los mercados eléctricos.

6.2 Aportaciones

El presente trabajo de tesis aporta los siguientes referentes:

- En el Capítulo 4, se presenta de manera clara, el uso de la herramienta y como a través de esta se puede evaluar el problema de UC.

- En el Capítulo 5, se integró el uso de fuentes de generación renovable con altos niveles de intermitencia (generación eólica), a la vez se comprobó que mediante DIgSILENT, se puede llevar a cabo la integración de esta, sin problemas y se validó que generar con fuentes renovables disminuye los costos de operación horario.

6.3 Trabajos futuros

Finalmente, el uso de software propuesto es de aplicación fácil y práctica. Adicionalmente el software provee otros modelos de generadores como solar e inclusive elementos de transmisión flexible (Flexible Altern Current Transmission System, FACTS por sus siglas en inglés). Siendo interesante un análisis inter-área de máxima capacidad de transmisión de energía y comportamiento de fuentes de generación renovables considerando igualmente los flujos de potencia reactiva.

Referencias

- [1] C. A. Li. "A new unit commitment method", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 12, n° 1, pp. 113-119, 1997.
- [2] H. Y. Yamin. "Review on methods of generation scheduling in electric power systems," Electric Power Systems Research, vol. 69, n° 2, 2004.
- [3] Z. Haiyan, J. Jinbao, Y. Linfeng y Q. Ran, "A deterministic method for the unit commitment problem in power systems," Computers & Operations Research, vol. 66, pp. 241-247, 2016.
- [4] E. A. Bakirtzis, I. G. Marnieris, D. I. Chatzigiannis, P. N. Biskas and A. G. Bakirtzis, "Storage management by rolling unit commitment for high renewable energy penetration," IEEE Manchester PowerTech, vol. 10, pp. 1-6, 2017.
- [5] Q. Jiang, B. Zhou y G. Guangchao, "Hydro-Thermal-Wind Coordination," IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, vol. 31, n° 6, 2016.
- [6] T. Yubo, D. Xinzhi, M. Zhaoxing, S. Jing, L. Xiaodong y C. Hao, "An Optimization Method for Unit Commitment to Promote Wind Power Accommodation," IEEE Sustainable Power and Energy Conference, Beijing, China, 2019.
- [7] H. Hailong, Y. Chien-Ning, S. Resmi, G. Feng y M. Sainath, "Wind generation scheduling and coordination in ERCOT Nodal market," IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego, CA, 2012.
- [8] Y. Chen, A. Casto, F. Wang, X. Wang y J. Wang, "Improving Large Scale Day-Ahead Security Constrained Unit Commitment Performance," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 31, n° 6, pp. 4732-4743, Nov. 2016.

- [9] G. Xiaohong, Z. Qiaozhu y A. Papalexopoulos, "Optimization based methods for unit commitment: Lagrangian relaxation versus general mixed integer programming," IEEE Power Engineering Society General Meeting," vol. 2, pp. 1095-1110, 2003.
- [10] D. Streiffert, R. Philbrick y A. Ott, "A mixed integer programming solution for market clearing and reliability analysis," IEEE Power Engineering Society General Meeting, vol. 3, pp. 2724-2731, 2005.
- [11] G. W. Chang, Y. D. Tsai y J. S. Chung, "A Practical Mixed Integer Linear Programming Based Approach for Unit Commitment," IEEE Power Engineering Society General Meeting, vol. 1, pp. 221-225, 2004.
- [12] F. Magnano y J. Lin, ELECTRICITY MARKETS Theories and Applications, New Jersey: John Wiley & Sons, 2017.
- [13] Energy Exemplar, [En línea]. Disponible: <https://energyexemplar.com/>. [Último acceso: 1 Enero 2021].
- [14] PowerWorld CORPORATION, "Power World-Power Markets," [En línea]. Disponible: <https://www.powerworld.com/solutions/power-markets>. [Último acceso: 1 Enero 2021].
- [15] PowerFactory, "UNIT COMMITMENT AND DISPATCH OPTIMISATION," [En línea]. Disponible <https://www.digsilent.de/en/unit-commitment-and-dispatch-optimisation.html>. [Último acceso: 1 ENERO 2021].
- [16] L. M. Cisneros Alejandro y G. Gutiérrez Alcaraz, "Analysis of security constrained unit commitment using three models of electricity generation cost linearization," IEEE Texas Power and Energy Conference (TPEC), College Station, 2018.
- [17] SECRETARIA DE ENERGIA, "Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo", México, Junio. 2016.

- [18] Secretaría de Energía, "Manual de Pronósticos," 10 Noviembre 2017. [En línea]. Disponible: <http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/regla/n533.pdf>. [Último acceso: Noviembre 2020].
- [19] D. Kirschen y G. Strbac, Fundamentals of Power System Economics, 2nd ed., England: John Wiley & Sons, 2010.
- [20] M. Shahidehpour, H. Yamin y L. Zuyi, Market Operations in Electric Power Systems Forecasting, Scheduling, and Risk Management, New York: John Wiley & Sons, 2002.
- [21] S. Stoft, Power System Economics Desing Markets for Electricity, New Jersey: JOHN WILEY & SONS, 2002.
- [22] "PJM 2019 Annual Report," [En línea]. Disponible: <https://services.pjm.com/annualreport2019/operations>. [Último acceso: 1 Octubre 2020].
- [23] W. P. Fereidoon P. Sioshansi, Electricity Market Reform: An International Perspective, 1st ed., Great Britain: Elsevier, 2006.
- [24] F. P. Sioshansi, Competitive Electricity Markets: Design, Implementation, Performance, 1st ed., Great Britain: Elsevier, 2008.
- [25] New York ISO, "NYISO," Julio 2020. [En línea]. Disponible: <https://www.nyiso.com/documents/20142/3625950/mpug.pdf>. [Último acceso: 1 Octubre 2020].
- [26] "MERCADO ELÉCTRICO CHILENO," [En línea]. Disponible: <https://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno13/gnlchile/mercadoelectricochileno.html>. [Último acceso: 1 Enero 2021].
- [27] J. Zhu, OPTIMIZATION OF POWER SYSTEM OPERATION, 2nd ed., New Jersey: John Wiley & Sons, 2015.

- [28] A. J. Wood, B. F. Wollenberg y G. B. Sheblé, Power Generation, Operation and Control, Tercera ed., New Jersey: John Wiley & Sons, 2014.
- [29] V. Hinojosa, O. Ticuna y G. Gutiérrez , "Improving the Mathematical Formulation of the Unit Commitment with Transmission System Constraints," IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS, vol. 14, n° 2, Febrero 2016.
- [30] V. Hinojosa, O. Ticuna y G. Gutiérrez , "Improving the Mathematical Formulation of the Unit Commitment with Transmission System Constraints," IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS, vol. 14, no. 2, Febrero 2016.
- [31] A. Conejo, M. Carrion y J. Morales, Decision Making under Uncertainty in Electricity, US: Springer, 2010.
- [32] P. Breeze. Wind Power Generation, London: Elsevier, 2016.
- [33] O. Anaya Lara , D. Campos Gaona y E. Moreno Goytia, Offshore Wind Energy Generation: Control, Protection, and Integration to Electrical Systems, 1st ed., New Jersey: John Wiley & Sons, 2014.