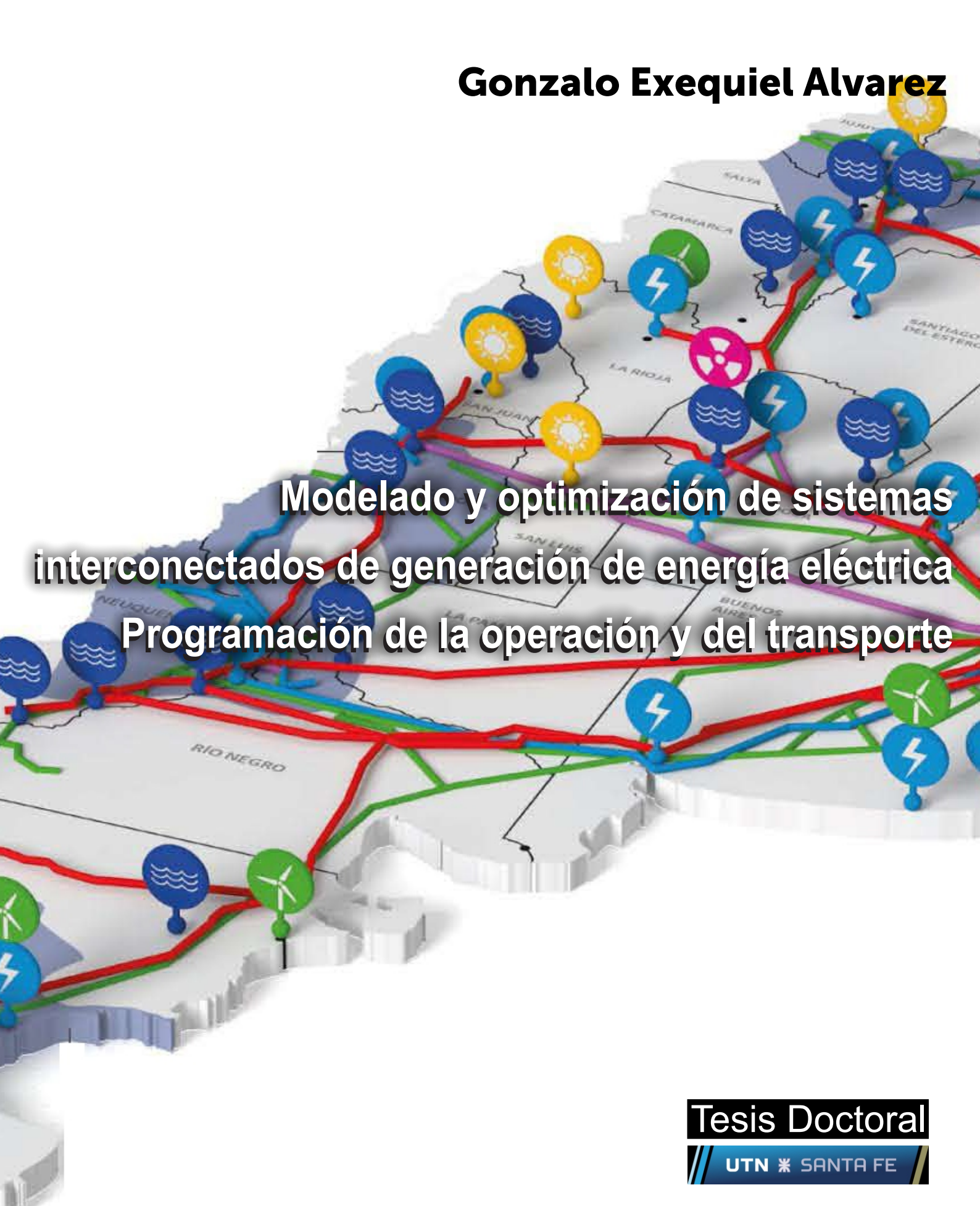


Gonzalo Exequiel Alvarez



**Modelado y optimización de sistemas
interconectados de generación de energía eléctrica
Programación de la operación y del transporte**

Tesis Doctoral

UTN * SANTA FE

CiN REUN

Red de Editoriales
de Universidades Nacionales
de la Argentina



Libro
Universitario
Argentino

edUTecNe





UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL

Facultad Regional Santa Fe

Doctorado en Ingeniería Mención Industrial

Tesis Doctoral

**Modelado y optimización de sistemas
interconectados de generación de
energía eléctrica. Programación de la
operación y del transporte**

Doctorando: Ing. Gonzalo E. Alvarez

Director: Dr. Pío A. Aguirre
Codirectora: Dra. Marian G. Marcovecchio

Alvarez, Gonzalo Exequiel

Modelado y optimización de sistemas interconectados de generación de energía eléctrica.
Programación de la operación y del transporte / Gonzalo Exequiel Alvarez. - 1a ed. - Ciudad
Autónoma de Buenos Aires : edUTecNe, 2019.

Libro digital, PDF

Archivo Digital: descarga y online

ISBN 978-987-4998-35-4

1. Optimización. 2. Transporte de Energía. 3. Red de Energía. I. Título.

CDD 621.31

1. Modelo de Simulación. 2. Semántica. 3. Ontología. I. Título.

CDD 004



Universidad Tecnológica Nacional – República Argentina

Rector: Ing. Hector Eduardo **Aiassa**

Vicerrector: Ing. Haroldo **Avetta**

Secretaria Académica: Ing. Lilita Raquel **Cuenca Pletsch**

Secretario de Ciencia, Tecnología y Posgrado: Dr. Horacio Pascual **Leone**



Universidad Tecnológica Nacional – Facultad Regional Santa Fe

Decano: Ing. Rudy Omar **Grether**

Vicedecano: Ing. Eduardo José **Donnet**



edUTecNe – Editorial de la Universidad Tecnológica Nacional

Coordinador General a cargo: Fernando H. **Cejas**

Área de edición y publicación en papel: Carlos **Busqued**

Colección Energías Renovables, Uso Racional de Energía, Ambiente: Dr. Jaime Moragues.

Queda hecho el depósito que marca la Ley Nº 11.723

© **edUTecNe, 2019**

Sarmiento 440, Piso 6 (C1041AAJ) Buenos Aires,

República Argentina

Publicado Argentina – Published in Argentina



ISBN 978-987-4998-35-4



Reservados todos los derechos. No se permite la reproducción total o parcial de esta obra, ni su incorporación a un sistema informático, ni su transmisión en cualquier forma o por cualquier medio (electrónico, mecánico, fotocopia, grabación u otros) sin autorización previa y por escrito de los titulares del copyright. La infracción de dichos derechos puede constituir un delito contra la propiedad intelectual.

AGRADECIMIENTOS

Los resultados de esta tesis están dedicados a todas aquellas personas que, de alguna forma, son parte de su culminación.

Mis más sinceros agradecimientos están dirigidos a mi director el Dr. Pío Aguirre por haber conducido mi carrera doctoral.

A mis padres Beatriz, Luis y a mis abuelos Zulma y Carlos, por darme la posibilidad de formarme profesionalmente, y sin ellos no hubiese sido posible llegar a esta instancia.

A mi grupo de investigación de Optimización de Procesos Industriales, por haberme dado la posibilidad de integrarme a un grupo de trabajo tan cordial.

A la Universidad Tecnológica Nacional, con su plantel docente y no docente por haberme capacitado durante esta etapa.

Al Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET), por los aportes económicos proporcionados, y a su dependencia el Instituto de Desarrollo y Diseño (INGAR) que me han

proporcionado un ámbito de trabajo excelente para llevar a cabo mi
actividad doctoral.

A todos ellos y demás personas que conocí durante el desarrollo de mi
plan de trabajo doctoral, ¡infinitas GRACIAS! Por el apoyo y compañía que
me han brindado durante todos estos años.

CONTENIDOS

RESÚMEN.....	11
LISTA DE FIGURAS.....	17
LISTA DE TABLAS.....	21
Capítulo 1 Introducción al problema de optimización para la Generación y Transporte de energía eléctrica.....	27
1.1. Introducción al Sector Eléctrico.....	27
1.1.1. Esquema Institucional Y Participantes Del Mercado Eléctrico Mayorista.....	28
1.1.2. Centrales eléctricas	29
1.1.3. Tipos de Centrales eléctricas.....	29
1.2. El Sector Eléctrico Argentino	30
1.2.1 Antecedentes y Evolución del Sector	31
1.2.2 Mercado Eléctrico Mayorista Argentino	31
1.2.3. Organismos Controladores del MEM	33
1.2.4. Principales Participantes del Sector Eléctrico en Argentina.....	34
1.2.5. Regulación del precio de la energía en Argentina.....	39
1.2.6. Procedimiento para el Despacho de Gas Natural para la Generación Eléctrica .	39
1.2.7. Coordinación del Despacho de energía eléctrica en Argentina	40
1.2.8. Costo de la energía.....	40

1.3. Situación Actual del Sector Eléctrico Argentino	40
1.3.1. Biocombustibles (etanol y biodiesel de soja).....	41
1.3.2. Energía Eólica	41
1.3.3. Generación hidroeléctrica	41
1.3.4 Energía Solar.....	42
1.4. Puntos a mejorar del sector.....	42
1.5. Despacho Económico del Sistema Eléctrico Argentino	43
Capítulo 2 Problema de Asignación de Unidades Térmicas con Restricciones	
de Transmisión: Modelado matemático y Optimización	45
2.1. Introducción a la Generación Térmica.....	45
2.1.1. Tipos de Centrales Térmicas.....	47
2.2. Costo de consumo de combustibles de las unidades térmicas	49
2.3. El problema de Asignación de Unidades	50
2.3.1. Función no lineal del costo de combustible	51
2.3.2. Aproximaciones lineales de la función costo de combustible	52
2.4. Restricciones referidas al funcionamiento de unidades térmicas.....	53
2.4.1. Formulación de Restricciones sobre el funcionamiento	53
2.4.2. Resolución del Problema UC	56
2.5. Problema de Asignación de Unidades con Restricciones de Seguridad	63
2.5.1 Modelo de flujo de potencia de Corriente Alterna (AC)	65
2.5.2 Modelo de flujo de potencia de Corriente Directa (DC).....	66
2.5.3 Comparación de modelos AC y DC	67

2.5.4. Discusión de Resultados. Problema SCUC con Modelo DC	73
2.6. Modelado de Restricciones de Transmisión con Variables Binarias	81
2.6.1. Definición de las Variables Binarias de estado de Líneas.....	81
2.6.2. Ilustración de la implementación de las variables ztl, t	83
2.6.3. Implementación de las variables binarias ztl, t . Casos de estudio.....	85
2.6.4. Técnicas para reducción de los tiempos de procesamiento	92
2.7. Presentación de los resultados a través de gráficos.....	93
2.8. Conclusiones	102

Capítulo 3 Modelos MILP Para la Optimización del Problema SCUC

Incluyendo Centrales Hidroeléctricas De Bombeo. Sistemas de acumulación de energía.....	107
3.1. Introducción a las Centrales Hidroeléctricas de Bombeo.....	107
3.1.1. Algunos conceptos Hidráulicos	107
3.1.2. Centrales Hidráulicas.....	107
3.1.3. Presas o Cortinas	110
3.1.4. Centrales Hidráulicas de Bombeo o Reversibles	112
3.1.5. Generación Hidroeléctrica en el Mundo y en Argentina.....	115
3.1.6. Estaciones reversibles o de bombeo en el Mundo y en Argentina	117
3.2. Modelado matemático de la programación óptima de Centrales Hidroeléctricas .	118
3.3. Modelado matemático del funcionamiento de las unidades de generación y bombeo	121
3.4. Modelo MILP para resolver sistemas de generación hidrotérmica y bombeo de agua	123

3.4.1. Aproximaciones lineales de curvas que representan la relación generación- descarga de Centrales Hidroeléctricas.....	125
3.4.2. Aproximaciones lineales para el funcionamiento de PSUs en modo de bombeo	129
3.4.3. Restricciones de transmisión para sistemas formados por centrales hidroeléctricas de bombeo y generadores térmicos.	131
3.5. Aplicación de los modelos propuestos a sistemas eléctricos prácticos	133
3.5.1. Resolución de sistemas eléctricos con generación solo térmica	133
3.5.1.1. Sistema de 6 barras	133
3.5.2. Resolución de sistemas con generación hidrotérmica sin capacidad de bombeo	138
3.5.3. Resolución de sistemas con Centrales Hidroeléctricas con Capacidad de Bombeo y generadores Térmicos.....	145
3.6. Análisis de Resultados del problema SCUC con PSUs y generadores térmicos ...	151
3.7 Conclusiones generales sobre el capítulo.....	155
Nomenclatura	157

**Capítulo 4 Modelos MILP Para la optimización del Problema SCUC Incluyendo
Abastecimiento Y Transporte De Gas Natural 161**

4.1. Introducción: gas natural como combustible para la generación de electricidad ..	161
4.1.1. Generalidades del gas natural.....	163
4.1.2. Extracción del gas natural	163
4.1.3. Características químicas del gas natural	163
4.1.4. Proceso de abastecimiento de gas natural como combustible.....	163

4.1.5. Principales beneficios del gas natural como combustible	164
4.1.6. Aplicaciones del Gas Natural	164
4.1.7. Situación histórica y actual del gas natural en Argentina	165
4.2. Modelado matemático para la programación óptima a corto plazo de Sistemas eléctricos con unidades generadoras abastecidas por gas natural	168
4.2.1. Restricciones de operación para las Unidades Térmicas	170
4.2.2. Restricciones de Transmisión	171
4.2.3. Restricciones de Transporte de gas natural	171
4.3. Modelo MILP para el problema SCUC integrando el sistema eléctrico y el transporte de gas natural	175
Una de las principales diferencias de la técnica propuesta en comparación con otras, es que permite linealizar la ec. (4.6) usando la variable continua	177
4.4. Aplicación a un caso de prueba del modelo MILP para la programación óptima de sistemas interconectados eléctricos y de gas	177
4.4.1 Sistema eléctrico de 6 barras y 7 nodos de gas con unidades generadoras de gas natural	177
4.5. Análisis gráfico de Resultados	185
4.5.1 Unidades generadoras	185
4.5.2 Tuberías de gas natural	187
4.6. Discusión de Resultados del problema SCUC de generación térmica con restricciones de transporte de gas natural	188
Nomenclatura	190

Capítulo 5 Modelos MILP para la optimización del problema SCUC incluyendo de manera integral: generación hidrotérmica, estaciones de bombeo y transporte de gas natural	193
5.1 Introducción.....	193
5.2. Modelado matemático del problema SCUC para un sistema que integra la generación térmica, centrales de bombeo y transporte de gas natural.....	196
5.2.1. Restricciones de los generadores térmicos.....	197
5.2.2. Restricciones del sistema hidráulico.	197
5.2.4. Restricciones de transporte para el sistema de gas natural	198
5.3. Resolución de problemas SCUC integrando generación hidro-térmica con bombeo y transporte de gas	199
5.3.1. Resolución del Sistema de 31 barras.....	199
5.3.2. Comparación de Resultados.....	205
5.4. Discusión de los resultados obtenidos	208
Nomenclatura	210
Capítulo 6 Conclusiones finales y trabajos futuros	213
6.1. Conclusiones Finales.....	213
6.2. Trabajos futuros.....	218
Anexos.....	221
Anexo 1 Antecedentes y Evolución del Sector Eléctrico Argentino.....	221
Anexo 2 Organización de costos de energía.....	227
Anexo 3 Conceptos Hidráulicos	229
Bibliografía	231

RESÚMEN

La programación de la operación de un sistema eléctrico configura un problema complejo debido a la dimensión del mismo y a sus numerosas restricciones. Por otra parte, una programación ineficiente, en el sentido de no óptima, puede tener consecuencias de gran impacto económico y social, ya que el costo de la energía eléctrica es una base indicadora del nivel de desarrollo de un país. Cuando se considera el valor económico puesto en juego en todo el mundo para satisfacer necesidades diarias de energía eléctrica, esta industria involucra billones de dólares.

La generación de energía eléctrica se lleva a cabo mediante técnicas muy diferentes. Las que suministran las mayores cantidades aprovechan un movimiento rotatorio para generar corriente continua en un dinamo o corriente alterna en un alternador. El movimiento rotatorio de los generadores proviene a su vez de una fuente de energía mecánica directa, como puede ser la corriente de un salto de agua o la producida por el viento, o de un ciclo termodinámico. En este último caso se calienta un fluido, al que se le hace recorrer un circuito en el que mueve un motor o una turbina. El calor de este proceso se obtiene mediante la quema de combustibles fósiles, reacciones nucleares y otros procesos. La generación de energía eléctrica es una actividad humana básica, ya que está directamente relacionada con los requerimientos actuales del hombre. Todas las formas de utilización de las fuentes de energía, tanto las habituales como las denominadas alternativas o no convencionales, agreden en mayor o menor medida el ambiente, siendo de todos modos la energía eléctrica una de las que causan menor impacto.

Las plantas transformadoras o subestaciones tienen el objeto de modificar los niveles de tensión para facilitar el transporte, se encuentran junto a las centrales generadoras y en la periferia de las zonas de consumo, conectadas por la red de transporte.

La red de transporte de energía eléctrica lleva la energía eléctrica desde los puntos de generación a los puntos de distribución. Para reducir y controlar las pérdidas, dicho transporte se realiza a alta o muy alta tensión, entre 132 y 500 kV.

La Red de Distribución es la parte del sistema de suministro eléctrico cuya función es el suministro de energía desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales. En general se lleva a cabo a través de compañías distribuidoras de electricidad, encargadas de construir y mantener las líneas necesarias para llegar a los usuarios.

El plan de trabajo de esta tesis doctoral se circunscribe al sistema de generación y la red de transporte, abordados de manera conjunta, optimizando la operación de este sistema a corto plazo con restricciones de seguridad desde un enfoque de programación matemática.

Para estudiar la programación segura de la generación de energía eléctrica se deben contemplar dos problemas clásicos de los sistemas eléctricos: la programación de la generación por intervalos de tiempo (usualmente de una hora) y el flujo de cargas con restricciones de seguridad.

El objetivo general de esta tesis, desarrollado a lo largo de seis capítulos, es determinar la programación óptima de los generadores de un sistema eléctrico por intervalos de tiempo, teniendo en cuenta tanto las restricciones de despacho como las restricciones de red y de seguridad del sistema. Entre las restricciones de despacho se encuentran los límites de producción de los equipos de generación, la reserva rodante del sistema, los límites de rampa, y otros. Mientras que las restricciones de red y de seguridad contemplan, básicamente, las limitaciones de capacidad, y la diferencia de ángulos de voltaje entre barras de transferencia.

Los aportes principales de esta tesis son la integración y coordinación de la generación de energía eléctrica en base a distintas energías potenciales primarias, en un sistema interconectado. Las decisiones que se estudian son a corto plazo, los sistemas estudiados tienen un parque generador integrado por centrales eléctricas basadas en las principales energías primarias. Estas fuentes son de centrales térmicas e hidráulicas las cuales representan el 70% y 25% de las fuentes de producción de energía en Argentina, según datos de la Comisión Nacional de Energía Atómica en 2017, y en total suman el 89% de las fuentes de generación a nivel mundial, según la Agencia Internacional de Energía.

Los distintos modelos matemáticos desarrollados representan un sistema interconectado general. Este sistema tiene distintas centrales eléctricas y una red de transporte de electricidad. La formulación matemática resultante es compleja y con altos requerimientos computacionales para su resolución. En particular, los problemas originales son del tipo Mixto Entero No Lineal. A raíz del alto costo computacional requerido, se implementan técnicas de linealización por medio de las cuales se obtienen problemas del tipo Mixto Entero Lineal (MILP).

En el primer capítulo se introduce al lector a la estructura y el funcionamiento de los sistemas eléctricos interconectados; además de los esquemas de estos sistemas, tanto a nivel nacional como mundial. Se resume la evolución y el estado actual de dichos sistemas.

En el segundo capítulo se estudian los sistemas eléctricos compuestos únicamente por generadores térmicos. A estos se les anexa restricciones de seguridad de la red eléctrica. Se utiliza un nuevo enfoque para resolver el problema de Asignación de Unidades con Restricciones de Seguridad (SCUC). Sobre la base de un trabajo anterior, donde se modela el problema de Asignación Unidades (UC), se incorporan las restricciones de transmisión, incluyendo el balance de potencias de barras, el límite inferior y superior para los flujos de potencia de línea y las restricciones de ángulo de voltaje de barra. Los tiempos computacionales requeridos para la resolución de estos problemas resultaron muy bajos.

En el capítulo además se comparan los modelos más extendidos en la literatura para modelar restricciones de seguridad en el problema de Asignación de Unidades. El primero de ellos es el llamado modelo de Corriente Alterna o AC (por sus siglas en inglés), el cual determina los flujos de potencia en las líneas de transmisión y los voltajes en las barras de transferencia, dado un conjunto de parámetros conocidos como variables del sistema (la potencia activa y reactiva en barras donde puede haber generadores y/o cargas, el voltaje en las barras y el ángulo de voltaje para cada barra). Por lo tanto, para cada barra del sistema existen cuatro variables. El modelo AC tiene una mayor precisión en los resultados por su rigurosa formulación, pero con un costo computacional muy alto, volviéndolo poco aplicable en algunos casos. Esto obedece a que el modelado de la circulación de flujo de potencia por las líneas es no lineal, ya que incluye la multiplicación de variables continuas y la suma de funciones trigonométricas (seno y coseno).

El modelo de Corriente Directa o DC (por sus siglas en inglés) es un modelo alternativo que surge de aproximar linealmente el modelo AC. En este modelo se consideran solamente los flujos de potencia activa (por ello se lo conoce también como modelo de *solo-MW*). Se considera despreciable la resistencia de línea frente a la reactancia, y se supone despreciable la diferencia de voltaje entre las barras. En virtud de estas hipótesis simplificadoras, el modelo DC brinda menos detalles de información en cuanto a que no se obtienen valores de potencia reactiva ni de voltaje en barras. Sin embargo el requerimiento computacional es considerablemente menor, lo que constituye la principal razón de vigencia de este modelo para sistemas de potencia. Se analizan ejemplos donde se observa que la diferencia de tiempos de resolución entre los modelos AC y DC aumenta junto con el tamaño del caso a resolver. De esta manera, se ilustra la conveniencia de implementar el modelo DC.

Se presenta también un modelo para restricciones de transmisión que incluye decisiones discretas que se modelan con la incorporación de variables binarias. Estas variables permiten obtener un modelo más flexible y con mejores resultados económicos que los modelos clásicos. Las variables binarias propuestas están asociadas a la conectividad de la red ya que la conectividad impone restricciones en los ángulos del voltaje en las barras conectadas por líneas activas. Si una línea se desactiva en algún período de tiempo, la conectividad de las barras deja de ser real y esta situación es modelada con las nuevas variables binarias. Las pruebas numéricas demuestran la eficacia del enfoque propuesto. Además, se comparan los resultados obtenidos con los resolutores CPLEX y Gurobi. Los beneficios económicos se verifican en la solución obtenida del sistema en comparación con el caso en el que las restricciones de transmisión se formulan con el modelo de flujo de corriente DC clásico. Se observa que los costos de operación obtenidos con la incorporación de las decisiones discretas son inferiores a los costos con el modelo clásico.

En el capítulo siguiente, a la generación térmica se le anexa la hidráulica, se consideran en especial las estaciones de almacenamiento por bombeo (PSUs). Se mantienen las características y complejidades de los modelos anteriores (de unidades térmicas) y a esto, se le suma la formulación de todo el sistema hidráulico. De la formulación Mixta Entera No Lineal (MINLP) presentada para resolver este problema, se observa que estos modelos originalmente son difíciles de resolver debido a las no linealidades, particularmente de las curvas de generación-descarga; además de las restricciones de transmisión para el modelo de flujo de potencia AC. Por lo tanto, se aplican técnicas de linealizaciones y se incorporaron variables auxiliares, lo que permite obtener soluciones precisas. Las técnicas de linealización aplicadas se basan originalmente en trabajos anteriores, pero estas son modificadas para que puedan ser aplicadas a los sistemas tratados en esta tesis: un sistema eléctrico e hidráulico, donde las unidades hidráulicas tienen además la capacidad de bombeo. Debido a que el modelo original no contempla este modo de funcionamiento, ni la inclusión de unidades térmicas en el sistema, es que se deben hacer modificaciones sustanciales. Se incluyen en la formulación importantes factores como los efectos de los saltos hidráulicos en ambos modos de funcionamiento. Los resultados de los casos de prueba indican que la utilización de PSUs alcanza beneficios económicos significativos. Además, los tiempos de resolución resultan eficientes para las características de los problemas resueltos.

En el cuarto capítulo se presenta un modelo de Programación Mixta Entera Lineal (MILP), que integra la generación y transmisión de electricidad junto con el transporte de gas natural necesario para abastecer los generadores y centros de consumo conectados. En esta etapa es incluida solamente la generación térmica. La formulación del modelo MILP garantiza suficiente precisión, implementando distintas técnicas, para aprovechar las ventajas que ofrecen estos tipos de modelos (el ahorro

sustancial de requerimientos computacionales, optimalidad global, y flexibilidad para anexar restricciones). El funcionamiento de los generadores se modela de manera rigurosa, diferenciando así el enfoque propuesto en esta tesis, de otros que están centrados en el transporte de gas y dejan de lado aspectos tales como la distinción entre costos de arranque en frío y en caliente de las unidades. Para poder obtener un modelo MILP del sistema eléctrico estudiado se aproxima linealmente la función que modela el costo operativo total de generación. Las restricciones de transmisión se linealizan con el modelo de flujo de Corriente Directa (DC). Las restricciones del sistema de transporte de gas que modelan el flujo de gas, se linealizan con el objeto de ser aplicadas a tuberías simples y tuberías que cuentan con compresores de gas que elevan su presión. Para esto se implementan variables binarias. Comparando los casos de estudio presentados, se corrobora la importancia de considerar las restricciones de transporte de gas en el sistema eléctrico: La inclusión de estas provoca aumentos en el costo total, debido a que el sistema opera con una combinación de generadores más costosos para satisfacer estas restricciones de transporte de gas. Se comprueba que cuando se aplica la solución del problema sin considerar las restricciones del transporte de gas, en el sistema que las contempla, la misma resulta infactible.

En el capítulo cinco se presenta un modelo que permite la integración total de un sistema formado por: 1) Sistema eléctrico con generadores térmicos de combustibles líquidos y de gas natural, barras y líneas de transmisión. 2) Sistema hidráulico con centrales hidráulicas reversibles o de acumulación por bombeo (PSUs) y sus respectivos reservorios. 3) Sistema de gas natural con restricciones de transporte de gas natural. El modelo propuesto incluye aproximaciones lineales para las no linealidades del problema original, basadas en trabajos previos y otras que son desarrolladas a los efectos de este nuevo modelo. Mediante la aplicación de estas técnicas de linealización, se obtienen modelos MILP, que permiten resolver ambos sistemas integrados en tiempos computacionales aceptables.

Para todos los modelos propuestos, se presenta un análisis de los resultados obtenidos, lo que permite ilustrar los principales factores que hacen a las operaciones del sistema eléctrico, hidráulico y de gas natural. Se analizan aspectos como: perfil de generación, estado de las líneas de transmisión, gasoductos, saltos hidráulicos de PSUs y volúmenes de los reservorios.

Finalmente en el sexto capítulo se presentan las principales conclusiones de la tesis desarrollada y los trabajos a futuro, a partir de los resultados obtenidos.

A continuación se presenta una lista de trabajos publicados y el medio de difusión:

Alvarez, G., Marcovecchio, M., & Aguirre, P. "Security constrained unit commitment scheduling: A new MILP formulation for solving transmission constraints". *Computers and Chemical Engineering*, 115, 455–473, 2018.

Alvarez, G., Marcovecchio, M., & Aguirre, P. "Hydrothermal Unit Commitment with Deterministic Optimization: Generation and Transmission Including Pumped Storage Units". *Electronic Journal of Informatics and Operations Research of SADIO - Special Issue Dedicated to JAIIO 2017*, 17(1), 92–115, 2018.

G. Alvarez, M. Marcovecchio, and P. Aguirre. "Security-Constrained Unit Commitment Problem including thermal and pumped storage units: An MILP formulation by the application of linear approximations techniques," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 154, pp. 67–74, 2018.

G. Alvarez, M. Marcovecchio, and P. Aguirre, "Optimization of Scheduling for Hydro-thermal Power Generation and Transmission Including Pumped Storage Systems," in *Anales de 46 JAIIO - Contribuciones de Simposio Argentino de Investigación Operativa 2017 / Proceedings of 46 JAIIO - Contributions of Argentinian Symposium of Operational Research 2017*, 2017, pp. 57–66.

G. Alvarez, M. Marcovecchio, and P. Aguirre, "Modelo Mixto Entero Lineal para la resolución de manera integral de los problemas generación de electricidad con unidades térmicas, incluyendo restricciones de seguridad y transporte de gas natural," in *IX Congreso Argentino de Ingeniería Química*, 2017, p. 6.

G. Alvarez, M. Marcovecchio, and P. Aguirre, "Evaluación de Modelos AC y DC para Problemas de Asignación de Unidades Generadoras Incorporando Restricciones de Transmisión en Sistemas Eléctricos: Formulaciones MILP y MINLP," in *45o Jornadas Argentinas de Informática - 5o Simposio Argentino de Informática Industrial*, 2016, pp. 192–205.

G. Alvarez, M. Marcovecchio, and P. Aguirre, "Unit Commitment Scheduling Including Transmission Constraints: a MILP Formulation," in *Computer Aided Chemical Engineering*, vol. 38, Elsevier Masson SAS, 2016, pp. 2157–2162.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 Esquema básico de un sistema eléctrico.	27
Figura 1.2. Esquema de relaciones entre los actores del MEM.	33
Figura 2.1. Fuentes de suministro total de energías primarias a nivel mundial año 2013, según [45].	46
Figura 2.2. Diagrama básico de un generador térmico.	47
Figura 2.3. Esquema de funcionamiento de una central termoeléctrica convencional. ...	48
Figura 2.4. Curva de costo de combustible de la unidad térmica.	49
Figura 2.5. Subestimación convexa de la curva de costo de combustible.	53
Figura 2.6. Diagrama unifilar del sistema de 6 barras.	56
Figura 2.7. Diagrama unifilar del sistema de 31 barras.	59
Figura 2.8. Diagrama unifilar del sistema de 6 barras, 6 líneas y 3 generadores.	68
Figura 2.9. Curvas de costos de generación. Caso 2.5.3.1. Sistema de 6 barras y 6 líneas.	71
Figura 2.10. Curvas de costos de generación. Caso 2.5.3.2. Sistema de 6 barras y 11 líneas.	73
Figura 2.11. Diagrama unifilar. Dos casos ilustrativos de la aplicación de las variables ztl, t	83
Figura 2.12. Costo total por tiempo para CPLEX y Gurobi. Caso 2.6.3.2. Sistema de 31 barras.	89
Figura 2.13. Costo total por tiempo para CPLEX y Gurobi. Caso 2.6.3.3. Sistema de 118 barras.	92
Figura 2.14. Factor de utilización versus factor de asignación de generadores. Sistemas de 31 barras.	94

Figura 2.15. Factor de utilización de las líneas versus horizonte de programación.	
Sistemas de 31 barras.....	95
Figura 2.16. Diagrama unifilar donde se resaltan las líneas con mayor y menor factor de utilización. Sistema de 31 barras.....	96
Figura 2.17. Tres barras con mayor cantidad de flujo de potencia. Sistema 31 barras.	97
Figura 2.18. Diagrama unifilar con tres barras con mayor suma de flujo de potencias entrantes.....	97
Figura 2.19. Comparación de factores que relacionan las 43 líneas con las barras que conectan.	99
Figura 2.20. Comparación de factores absolutos que relacionan las 43 líneas con las barras que conectan.	100
Figura 2.21. Diagrama unifilar con líneas 12, 24 y 25 resaltadas.....	101
Figura 3.1. Esquema básico de una central hidráulica.	108
Figura 3.2. Tres tipos más conocidos de turbinas hidráulicas: (A) Kaplan, (B) Pelton y (C) Francis.....	108
Figura 3.3. Esquema básico de una central hidroeléctrica de pasada.....	109
Figura 3.4. Tipos de presas. A) de gravedad, B) de contrafuerte, C) de arco y D) de arcos múltiples.....	112
Figura 3.5. Esquema de una central hidráulica de bombeo.....	113
Figura 3.6. A) Participación de la generación hidroeléctrica entre los países que más hidroelectricidad producen en el Mundo. B) Participación de la generación hidroeléctrica entre los países que más hidroelectricidad producen en América del Sur.	116
Figura 3.7. Mapa de la República Argentina con sus aprovechamientos hidráulicos. ..	117
Figura 3.8. Esquema básico de un sistema hidráulico con tres niveles de salto.....	120

Figura 3.9. Aproximación lineal de las curvas generación-descarga, con tres saltos distintos.....	126
Figura 3.10. Linealización relación potencia consumida – bombeo de una PSU.	129
Figura 3.11. Perfil de generación térmica. Caso 3.5.1.2. Sistema de 31 barras.....	137
Figura 3.12. Generación y capacidad máxima de cada unidad de generación térmica. Caso 3.5.1.2. Sistema de 31 barras.....	138
Figura 3.13. Esquema del sistema hidráulico del caso de estudio.....	139
Figura 3.14. Curvas de nivel para relación descarga-salto-generación de la central hidráulica analizada.	140
Figura 3.15. Representación en tres dimensiones de la relación descarga-salto-generación para la central de bombeo analizada.	141
Figura 3.16. Diagrama unifilar del sistema de 6 barras, 11 líneas, 3 generadores térmicos y 2 PSUs.....	142
Figura 3.17. Diagrama unifilar sistema 31 barras, 16 generadores y 2 PSUs.....	143
Figura 3.18. Perfil de generación hidrotérmica. Caso 3.5.2.2. Sistema de 31 barras...	145
Figura 3.19. Perfil de generación/consumo para las unidades de generación hidráulicas y térmicas. Caso 3.5.3.2. Sistema de 31 barras.....	149
Figura 3.20. Ocupación de las 43 líneas de transmisión a la hora 12. Sistema de 31 barras.	150
Figura 3.21. Volúmenes de los reservorios y saltos hidráulicos. Sistema de 31 barras	151
Figura 3.22. Comparación de tres factores para el sistema de 6 barras.....	153
Figura 3.23. Comparación de tres factores para el sistema de 31 barras.	154
Figura 4.1. Generación de electricidad con gas natural como combustible por ciclo combinado. A) Circuito de generación. B) Principio de funcionamiento.....	162
Figura 4.2. Sistema de transporte y distribución de Gas en Argentina.....	168
Figura 4.3. Diagrama unifilar de los sistemas eléctrico y de transporte de gas natural.	178

Figura 4.4. Comparación de la potencia generada por el generador 1 para los tres casos resueltos. Sistema de seis barras.....	185
Figura 4.5. Comparación de la potencia generada por el generador 2 para los tres casos resueltos. Sistema de seis barras.....	186
Figura 4.6. Comparación de la potencia generada por el generador 3 para los tres casos resueltos. Sistema de seis barras.....	186
Figura 4.7. Flujos de gas en tuberías para una demanda residencial fija. Sistema de 6 barras	187
Figura 4.8. Flujos de gas en tuberías para una demanda residencial variable. Sistema de 6 barras.	188
Figura 5.1. Participación a nivel mundial de las distintas fuentes generadoras de electricidad ([45])......	194
Figura 5.2. Participación de las distintas fuentes generadoras de electricidad en el MEM argentino, enero 2017 ([205])......	194
Figura 5.3. Sistema eléctrico de 31 barras e hidráulico con 2 PSUs.	200
Figura 5.4. Sistema de transporte de gas natural de 7 nodos.....	203
Figura 5.5. Perfil de generación. Caso 5.3.1.3.	206
Figura 5.6. Flujos de potencias y de gas natural. Caso 5.3.1.3.	207
Figura 5.7. Volúmenes de los reservorios y saltos hidráulicos. Caso 5.3.1.3.....	208

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1. Potencia instalada en Argentina a diciembre 2016.....	35
Tabla 1.2.. Organización del sector eléctrico argentino, en base a [24], y datos a octubre 2017, según CAMMESA[18].....	38
Tabla 2.1. Información sobre los generadores térmicos. Caso 2.4.2.1.	57
Tabla 2.2. Consumos horarios. Caso 2.4.2.1, en [MW].	57
Tabla 2.3. Programación de generadores. Caso 2.4.2.1. Sistema de 6 barras.	58
Tabla 2.4. Información sobre generadores térmicos. Caso 2.4.2.2. Sistema de 31 barras.	59
Tabla 2.5. Consumos horarios. Caso 2.4.2.2, en [MW]. Sistema de 31 barras.	60
Tabla 2.6. Consumo por barra. Caso 2.4.2.2. Sistema 31 barras.	60
Tabla 2.7. Información sobre generadores térmicos. Caso 2.4.2.3. Sistema de 118 barras.	61
Tabla 2.8. Consumos horarios. Caso 2.4.2.3, en [MW]. Sistema de 118 barras.	62
Tabla 2.9. Consumo por barra. Caso 2.4.2.3. Sistema de 118 barras.	62
Tabla 2.10. Datos de los generadores. Caso 2.5.3.1. Sistema de 6 barras y 6 líneas. ...	68
Tabla 2.11. Consumos horario potencia activa [MW]. Caso 2.5.3.1. Sistema de 6 barras y 6 líneas.....	68
Tabla 2.12. Consumos horario potencia reactiva [MVAR]. Caso 2.5.3.1. Sistema de 6 barras y 6 líneas.	69
Tabla 2.13. Información de las líneas. Caso 2.5.3.1. Sistema de 6 barras y 6 líneas. ...	69
Tabla 2.14. Información de las barras. Caso 2.5.3.1. Sistema de 6 barras y 6 líneas....	69
Tabla 2.15. Resistencia por línea [p.u]. Caso 2.5.3.2. Sistema de 6 barras y 11 líneas. 71	
Tabla 2.16 Reactancia por línea [p.u]. Caso 2.5.3.2. Sistema de 6 barras y 11 líneas. 71	

Tabla 2.17. Consumo horario de reactiva en barras 4, 5 y 6 [MVAR]. Caso 2.5.3.2.....	72
Tabla 2.18. Límite por línea [MW]. Caso 2.5.4.1. Sistema de 6 barras y 11 líneas.....	74
Tabla 2.19. Programación de generadores. Caso 2.5.4.1. SCUC sistema de 6 barras.	74
Tabla 2.20. Programación de líneas. Caso 2.5.4.1. SCUC sistema de 6 barras.	75
Tabla 2.21. Límite de líneas en [MW] Caso 2.5.4.2. SCUC sistema de 31 barras.....	76
Tabla 2.22. Reactancias de líneas en [p.u.] Caso 2.5.4.2. SCUC sistema de 31 barras.	76
Tabla 2.23. Programación de generadores en [MW] Caso 2.5.4.2. SCUC sistema de 31 barras.	77
Tabla 2.24. Factores de utilización de generadores. Caso 2.5.4.2. SCUC, sistema de 31 barras.....	78
Tabla 2.25. Límites y reactancias de líneas. Caso 2.5.4.3. SCUC sistema de 118 barras.	79
Tabla 2.26. Programación de generadores en [MW]. Caso 2.6.3.1, incluyendo las variables binarias ztl, t . Sistema de 6 barras.	86
Tabla 2.27. Programación de líneas en [MW]. Caso 2.6.3.1, incluyendo las variables binarias ztl, t . Sistema de 6 barras.	87
Tabla 2.28. Comparación de resolvedores. Caso 2.6.3.2 incluyendo las variables binarias ztl, t . Sistema de 31 barras.	88
Tabla 2.29. Programación generadores. Caso 2.6.3.2, incluyendo las variables binarias ztl, t . Sistema de 31 barras.	90
Tabla 2.30. Comparación de resolvedores. Caso 2.6.3.3, incluyendo las variables binarias ztl, t . Sistema de 118 barras.	91
Tabla 3.1. Comparación entre ventajas y desventajas de las centrales de bombeo.	114
Tabla 3.2. Reactancia de las líneas. Sistema de 6 barras.	134
Tabla 3.3. Demanda horaria [MW]. Sistema de 6 barras.....	134

Tabla 3.4. Datos de las unidades de generación térmica. Sistema de 6 barras. Caso 3.5.1.1.	134
Tabla 3.5. Programación diaria óptima para el Sistema de 6 barras con generadores térmicos. Caso 3.5.1.1.....	135
Tabla 3.6. Datos de las unidades de generación térmica. Sistema de 31 barras. Caso 3.5.1.2.	135
Tabla 3.7. Resultados del caso 3.5.1.2. Problema SCUC con unidades térmicas.....	136
Tabla 3.8. Potencia generada por las unidades de la central hidroeléctrica, para 3 saltos distintos. En [MW].	139
Tabla 3.9. Descarga por las PSU, para 3 saltos distintos, referenciados a los 9 puntos de muestra. En [m ³ /s].	139
Tabla 3.10. Datos sobre reservorios: superior, inferior 1 e inferior 2.	141
Tabla 3.11. Programación óptima de unidades hidrotérmicas. Caso 3.5.2.1. Sistema 6 barras.	143
Tabla 3.12. Resultados del caso 3.5.2.2. Problema SCUC generación hidrotérmica sin capacidad de bombeo. Sistema 31 barras.....	144
Tabla 3.13. Programación de unidades hidrotérmicas. Caso 3.5.3.1. Sistema de 6 barras.	146
Tabla 3.14. Programación de líneas 1-3. Caso 3.4.3.1. Sistema 6 barras.	147
Tabla 3.15. Programación de líneas 5 y 7. Caso 3.5.3.1. Sistema de 6 barras.	148
Tabla 3.16. Resultados del caso 3.5.3.2. Problema SCUC con unidades térmicas y PSUs. Sistema de 31 barras.	148
Tabla 4.1. Principales usos y aplicaciones del gas natural.	165
Tabla 4.2. Información sobre los generadores térmicos. Sistema de 6 barras.	178
Tabla 4.3. Consumos horarios. Sistema de 6 barras, en [MW]	179
Tabla 4.4. Datos de las líneas. Sistema de 6 barras	179

Tabla 4.5. Resultados de la resolución del sistema de 6 barras, sin restricciones de gas	179
Tabla 4.6. Programación unidades. Sistema 6 barras, sin restricciones de gas.	180
Tabla 4.7. Parámetros de los nodos. Sistema de gas de 7 nodos.	180
Tabla 4.8. Parámetros de las tuberías. Sistema de gas de 7 nodos.	180
Tabla 4.9. Parámetros del compresor en cuanto a costos de combustible. Sistema de gas 7 nodos.	180
Tabla 4.10. Parámetros del compresor en cuanto a especificaciones de funcionamiento. Sistema de gas de 7 nodos.	181
Tabla 4.11. Parámetros de suministros. Sistema de gas de 7 nodos.	181
Tabla 4.12. Demanda de gas. Sistema de gas de 7 nodos.	181
Tabla 4.13. Flujos de gas para la tubería 1. En [kcf]	182
Tabla 4.14. Flujos de gas para el compresor.	182
Tabla 4.15. Resultados de la resolución sistema de 6 barras, incluyendo restricciones de gas, y asumiendo demanda de gas residencial fija.	183
Tabla 4.16. Programación de unidades. Sistema de 6 barras, incluyendo restricciones de gas. Demanda de gas residencial fija.	183
Tabla 4.17. Consumo residencial horario de gas. Sistema de 6 barras, en [kcf/h].	184
Tabla 4.18. Resultados de la resolución sistema 6 barras, con restricciones de gas, demanda residencial de gas variable.	184
Tabla 4.19. Programación de unidades. Sistema de 6 barras, incluyendo restricciones de gas. Demanda residencial de gas variable.	184
Tabla 5.1. Datos de unidades térmicas abastecidas por combustibles distintos al gas natural.	201
Tabla 5.2. Programación del despacho de las unidades abastecidas con gas natural [MW]. Caso 5.3.1.1.	202

Tabla 5.3. Flujos de potencia en la línea de transmisión 1, en [MW]. Caso 5.3.1.1.....	202
Tabla 5.4. Flujo horario de gas natural en la tubería entre nodos 2-5. En [kcf]. Caso 5.3.1.2.	204
Tabla 5.5. Despacho de las unidades de gas natural, en [MW]. Caso 5.3.1.3.	205

Introducción al problema de optimización para la Generación y Transporte de energía eléctrica

Capítulo 1 *Introducción al problema de optimización para la Generación y Transporte de energía eléctrica*

1.1. *Introducción al Sector Eléctrico*

Un sistema eléctrico está integrado por distintas componentes que intervienen en los procesos de generación eléctrica, transporte de la electricidad, y distribución de la misma hacia los consumidores residenciales. La **Figura 1.1** ilustra las componentes básicas del sistema de suministro de potencia. El sistema eléctrico dispone de diferentes elementos de protección, seguridad, y manejo del mismo, como se detalla en [1], es decir se deben asegurar ciertas condiciones, para proveer un correcto servicio.

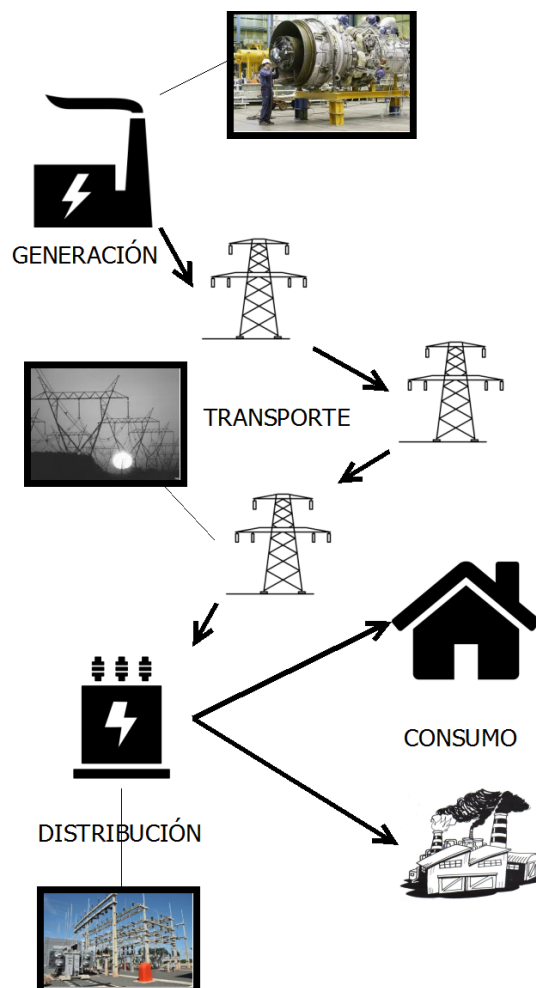


Figura 1.1 Esquema básico de un sistema eléctrico.

En las siguientes secciones de este capítulo, se brindará una breve introducción sobre la composición y funcionamiento de los sistemas eléctricos a nivel mundial. Posteriormente se introduce a los sistemas eléctricos de la República Argentina, mostrando su evolución, organización y modo de funcionamiento actual. Finalmente se explica el método que se emplea para determinar la programación de las unidades generadoras, el primer problema abordado en esta tesis.

1.1.1. Esquema Institucional Y Participantes Del Mercado Eléctrico Mayorista

Un mercado eléctrico es un sistema donde se pueden efectuar las compras, a través de mecanismos de ofertas y demandas, para corto y largo plazo, de determinadas cantidades producidas de electricidad.

En los mercados eléctricos intervienen varias instituciones con el objetivo de garantizar un correcto funcionamiento de los mismos. Dentro de las actividades que realizan las instituciones involucradas en los mercados, se encuentran: dirección, planeación, regulación, vigilancia y comités técnicos [2]. En los mercados mayoristas existen varios participantes. Los vendedores y compradores, representados por los generadores y consumidores finales (aunque también pueden constituirse como compradores otros actores, como se verá más adelante), los cuales realizan las transacciones en los mercados de corto y largo plazo [3].

El mercado eléctrico está formado por distintos actores, los cuales desarrollan cada uno un rol fundamental en el esquema organizativo, como se describe a continuación.

Generadores: corresponde a las empresas propietarias de las centrales térmicas, hidroeléctricas convencionales y centrales de recursos renovables. El papel principal de los generadores es generar y vender energía en el mercado mayorista ya sea en la bolsa o a otros agentes [4].

Transmisores: son las empresas propietarias de activos en el sistema de Transmisión del país, que operan a altas tensiones de acuerdo a regulaciones de cada país.

Distribuidores: Corresponde a las empresas distribuidoras con concesión en una zona geográfica. Estas empresas eléctricas son propietarias de redes de distribución que operan a tensiones menores.

Comercializadores: este actor aparece solo en algunos mercados como es el caso de Colombia o como en el caso de CAISO (California Independent System Operator), dentro del Mercado de California las actividades de comercialización son llevadas a cabo por los Proveedores de servicios de energía o por su nombre en inglés Energy Service Providers (ESP)), y corresponde a los agentes encargados de vender energía a los consumidores finales o a otros agentes del mercado [5]. En algunos

casos los comercializadores presentan una integración de la comercialización-distribución, que puede limitar la competencia en el mercado.

Clientes: corresponde a los consumidores finales de electricidad. Dentro de los consumidores finales se encuentran los hogares y las diferentes industrias.

Tal como se detalla en [6], en muchos países hay mercados de electricidad desregulados. En estos mercados la energía es producida por las empresas generadoras (en inglés, GENCOs), las cuales la venden a las compañías de servicios de energía (ESCOs), luego, la energía es transmitida en alta tensión por las empresas transportistas (TRANSCOs), y entregada a los usuarios por las empresas distribuidoras (DISTCOs). Dichas empresas se encargan de bajar la tensión y de realizar la distribución de la energía producida hacia los usuarios.

En otros países (como el caso de Argentina), el mercado eléctrico es regulado y las tarifas del mismo deben ser aprobadas por diversos organismos. El sistema de regulación establece definiciones de sostenibilidad para garantizar que las empresas se desenvuelvan en el sector (recuperar el capital invertido y promover las inversiones).

1.1.2. Centrales eléctricas

Una central eléctrica es un conjunto de máquinas motrices generadoras, aparatos de maniobra y protección que sirven para la producción de energía eléctrica [7].

La central eléctrica se denomina *central térmica* cuando la energía eléctrica se produce por medio de máquinas motrices térmicas (turbinas de vapor, motores diesel, turbinas de gas), y *central hidráulica* cuando las máquinas motrices son turbinas hidráulicas.

El conjunto de elementos que se utilizan para transformar y distribuir energía, y para alimentar la red eléctrica que llega hasta los usuarios, constituye lo que es llamado como subestación eléctrica.

1.1.3. Tipos de Centrales eléctricas

Según el servicio que hayan de prestar las centrales eléctricas se pueden clasificar, en [8]:

-Centrales de Base o Centrales Principales: se caracterizan por suministrar potencia de forma casi permanente y por tener pocos períodos en que se encuentra fuera de servicio (principalmente por mantenimiento). Funcionan cerca de su capacidad máxima posible y están constituidas por centrales nucleares, de otros combustibles fósiles y centrales hidráulicas.

-Centrales de Punta: entran en funcionamiento para cubrir períodos de alta demanda de electricidad. Tienen períodos de funcionamiento cortos y un costo de producción relativamente alto, aunque generalmente tienen menores costos de inversión iniciales que las centrales base. Las constituyen generalmente motores térmicos o centrales hidráulicas.

-Centrales de Reserva: son centrales que tienen la capacidad de sustituir de manera total o parcial a las centrales base. Estas centrales pueden entrar en funcionamiento en situaciones tales como la falta de materias primas, como combustible o agua; entre otras situaciones posibles. Se pueden programar para reemplazar a las centrales base en caso de fallo de alguna o varias de sus unidades. Generalmente se eligen centrales que tengan una buena capacidad de respuesta, es decir que sean rápidas para entrar en funcionamiento.

-Centrales de Socorro: a diferencia de las centrales de reserva y de punta, las centrales de socorro están compuestas por unidades que tienen autonomía y son principalmente motores diesel que se mueven en diferentes medios de transportes tales como vehículos de transporte terrestre o barcos.

1.2. El Sector Eléctrico Argentino

Desde fines de los 90 y principios del nuevo milenio, se realizó en la Argentina una reestructuración del sector eléctrico, en un ámbito de reformas y privatizaciones generales del país, debido a esto el sector dejó de ser tan centralizado y aumentó la participación de los privados.

A partir de la ley 24.065 [9], con la resolución N° 38/91 emitida por la Secretaría de Energía de la República Argentina, junto a otras resoluciones que la complementan, se crea el concepto de Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Ese MEM está dedicado a organizar las relaciones que rigen entre los generadores, distribuidores y grandes usuarios del sector eléctrico. El MEM de Argentina presenta analogías con los mercados de Inglaterra y de un país vecino como Chile [10]. Se destacan tres aspectos importantes del mismo.

- No resultaría posible determinar la ruta desde un generador hasta el usuario que utilizó esa potencia generada, esto quiere decir que los generadores aportan al SADI (Sistema Argentino de Interconexión) y los consumidores reciben las cantidades requeridas del SADI. Esto permite un mayor control integral por parte de los organismos regentes, lo cual contribuye a la transparencia de las interacciones de los actores.
- Hasta que evolucione el almacenamiento de energía en grandes escalas (cuya tendencia se verá en los próximos capítulos), se considera que la electricidad no se almacena por lo cual debe haber una relación entre lo que se produce y lo que se consume cercana a la unidad.
- Se plantea orientar el desarrollo a la generación en base a la integración de todos los actores del mercado, esto apunta a una mayor eficiencia del sistema [11].

En 1992 se establece la creación de la empresa CAMMESA, de índole privada pero con fines públicos. Su objetivo principal es el despacho técnico y económico del sistema eléctrico, para lo cual programa y determina el abastecimiento de la demanda eléctrica al mínimo costo posible. Las funciones de CAMMESA son fundamentalmente las siguientes:

- Programar el despacho económico para satisfacer la demanda optimizando recursos.
- Regir la operación del sistema eléctrico para su seguridad.
- Controlar el MEM asegurando la transparencia de las operaciones y permitiendo la competencia.

Los Agentes del Mercado Mayorista Eléctrico (generadores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios) poseen un 80% de las acciones de la empresa, mientras que el resto está en poder del estado representando el interés público.

1.2.1 Antecedentes y Evolución del Sector

En el **Anexo 1** se encuentra detallada la evolución del sector eléctrico en Argentina desde el año 1887 hasta 2013, en base a información aportada por diversos organismos oficiales e historiadores.

1.2.2 Mercado Eléctrico Mayorista Argentino

Al considerar los cambios más recientes en el sector eléctrico argentino, hay que remontarse a 1989 cuando, en el marco de leyes de emergencias económicas y reformas del estado, se promulgó la Ley N° 24.065 [9], que fue conocida como la que estableció la regulación del sector eléctrico.

El Estado Argentino dejó de ser el regente del sector eléctrico y se convirtió en un actor encargado de la coordinación de este sector, estableciendo pautas regulatorias del mismo. La reforma producida a partir de esta ley se basa en ciertas premisas, las cuales se enumeran a continuación [12]:

- Se ingresa el concepto de competencia en varios sectores claves del sistema, y se tiende a cambiar el modo de planificación, desde un modo centralizado a uno más descentralizado, emulando otras naciones [13].
- Cambios en las segmentaciones de dicho sector. Se diferencia entre las actividades de generación, transporte y distribución. Considerándolas como actividades económicas distintas y a raíz de ello, se le darán distintos tipos de controles. Diferenciando las que son consideradas monopolios (transporte y distribución) de las que no (generación).

Las relaciones que se producen entre los distintos actores que participan en el MEM, se dan en un ámbito donde generadores, empresas distribuidoras y grandes consumidores (usuarios) pueden organizarse para comprar y vender electricidad a precios pactados entre las partes, mediante la confección de contratos a largo plazo [14]. La energía en este mercado se puede comprar o vender en tres ámbitos a saber:

Introducción al problema de optimización para la Generación y Transporte de energía eléctrica

- Mercado a Término, es el mercado en el que se encuentran acordados las cantidades, precios y condiciones contractuales entre vendedores y compradores, según Resolución de la Secretaría de Energía No. 95/2013. Los usuarios compran su energía a los generadores, sin importar la ubicación de los mismos dentro del sistema, para lo cual firman un contrato, que establece los montos producidos, los precios y otras características. La característica principal de este tipo de mercado es que se acuerda de forma libre entre vendedores y compradores. Los contratos de este mercado se deben informar a CAMMESA para su programación.

- El Mercado Spot, los precios se determinan de manera horaria según el valor del costo marginal para generar electricidad a corto plazo, según informa el centro de cargas y despacho del sistema eléctrico. Este costo se calcula en función al consumo promedio de combustible en el caso de centrales termoeléctricas y según el valor de agua VA (básicamente es el costo que tiene llenar el depósito para una central, correspondiente a un día de programación) [15].

Todos los actores autorizados por la Secretaría de Energía (SE) dentro del marco del MEM pueden participar en este mercado, excepto los Grandes Usuarios Privados y los Grandes Usuarios Menores [16].

Los montos a pagar a los generadores son determinados por CAMMESA según su programación. Este monto tiene en cuenta el precio de generación del último generador que entró en servicio para producir la cantidad programada, la disponibilidad del generador que se declara a CAMMESA (con penalizaciones en caso de no estar disponible si fue declarado como tal), y también se tiene en cuenta la capacidad de responder a posibles contingencias.

- El mercado estacional: las empresas encargadas de la distribución compran electricidad a precio del mercado spot, pero como es imposible comprarlo a un precio horario se establece para su compra un precio llamado estacional. Este precio se computa como un cargo mensual fijo y se pactan de manera estable en los primeros tres meses de cada semestre, de no mediar una gran diferencia que requiera un ajuste extra. El período es semestral.

Para determinar este precio de la energía se usan estadísticas aportadas para un cálculo semestral del precio del mercado spot. La empresa encargada del despacho determina este precio usando datos previos de consumo de seis meses, se tienen en cuenta datos históricos de lluvias, temperaturas, nevadas, deshielos en las distintas regiones del país. Además de esto para la determinación del precio se toman en cuenta, las cantidades pactadas por contratos que fueron informados convenientemente, disponibilidades de combustibles según la central (gas oil, agua, combustibles nucleares, etc.), las capacidades del parque generador, informes de otros países interconectados en cuanto a su producción para este período, y las capacidades adicionales que se contratan en caso de una posible contingencia. Un último factor importante para la determinación del precio es el valor pico que las empresas distribuidoras declaran al momento de contratar, que en caso de ser superado, las empresas son penalizadas por CAMMESA.

CAMMESA cuenta con un fondo económico que sirve para compensar a las distribuidoras por las variaciones que pudiesen existir entre las cantidades establecidas previamente y los precios que se van obteniendo en el mercado spot durante cada hora.

La **Figura 1.2** muestra las relaciones entre los diversos actores del MEM:

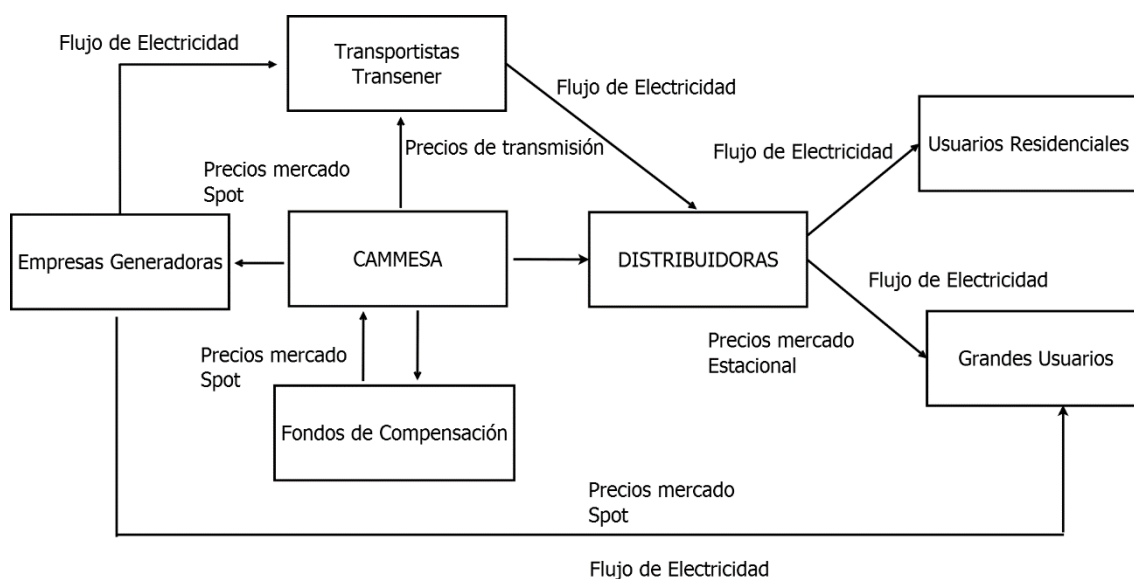


Figura 1.2. Esquema de relaciones entre los actores del MEM.

1.2.3. Organismos Controladores del MEM

A partir de las reformas iniciadas en la década de los 90, el nuevo esquema organizativo del Mercado Eléctrico Mayorista Argentino deja de lado el sistema centralizado estatal y da lugar a una mayor participación privada. Pero estos cambios también dejan a empresas privadas con posiciones dominantes, o incluso a empresas privadas con monopolios: tal es el caso de los transportistas o los distribuidores de energía eléctrica. Dichas empresas adquirieron concesiones donde son las únicas empresas que operan ese tipo de servicio en regiones determinadas. Es por esto que ante estas situaciones (y otras entre los demás Agentes del MEM), y con el fin de asegurar la libre competencia y el interés público, se crearon organismos de control, que se listan a continuación.

La Secretaría de Energía: Es el organismo del estado que regula al sector Eléctrico Argentino. Tiene varias funciones a su cargo, pero las principales respecto al sector son: propiciar las condiciones para que se desarrollen las relaciones entre oferentes y demandantes, estudiar la disponibilidad de recursos para ser usados en la generación de electricidad, alentar el uso racional de energía y nuevas fuentes de generación. Además se encarga de aprobar el ingreso de nuevos actores al MEM.

CAMMESA: Esta empresa se encarga de la gestión del MEM, sus principales funciones son:

- Despacho del SADI (Sistema Argentino de Interconexión). Se entiende por *despacho* al proceso de toma de decisiones de producción sobre la generación y la transmisión de la energía producida en un sistema eléctrico considerando aspectos técnicos y monetarios.
- Presta tareas de consultorías.
- Planifica la compra y programación de combustibles para las máquinas de las empresas generadoras.

Introducción al problema de optimización para la Generación y Transporte de energía eléctrica

- Administra las relaciones de compra y de venta de la energía con otros países, según las distintas necesidades.
- Rige las relaciones entre los distintos actores del MEM. Administra el cobro y pago de las operaciones que se producen entre distintos actores del sector eléctrico.
- Debe velar por el cumplimiento de los contratos de compra y venta de energía, y considerarlos en la programación del sistema.
- Coordinar con la Secretaría de Energía procedimientos para mejorar la eficiencia del sistema.

Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE): Este organismo fue establecido por la ley 24.065 y es el encargado de hacer cumplir las disposiciones de esta ley y de velar por los contratos concesionarios.

Otra función, según lo dispuesto en el Artículo 40 de la ley, es la regulación de las tarifas de las empresas distribuidoras de electricidad, para que de esta forma se puedan obtener ingresos que aseguren cubrir los costos de producción, teniendo en cuenta todos los ítems tales como inversiones y amortizaciones. Todo esto debe garantizar un retorno económico (según Art. 41) para la empresa que sea acorde a la calidad del servicio prestado, y que se encuentre en una correlación con otras actividades económicas que tengan una tasa de riesgo similar.

Este Ente también es el encargado de legislar y establecer pautas de seguridad para el sector, y establece procedimientos de trabajo para determinar y medir correctamente la generación, los consumos, la calidad de los servicios y otros aspectos técnicos que se detallan en los Art. 43 y 44 de la ley.

Las tarifas para el transporte y la distribución de electricidad son fijados por el Ente Regulador cada quince días, utilizando el sistema *pass through* [17]. De esta forma se propicia que un cambio en el valor de la energía no perjudique los ingresos de las empresas distribuidoras o de las transportistas, haciendo que sea el usuario quien afronte este costo.

1.2.4. Principales Participantes del Sector Eléctrico en Argentina

- Generadores:

Se denomina así a las empresas que tienen a su cargo centrales eléctricas, y venden la potencia que generan (total o parcialmente) a través de su conexión al Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Su actividad se rige según las normas de la Secretaría de Energía o del ENRE. Antes de 2013, las empresas privadas de generación podían pactar contratos de venta de energía de manera directa tanto con los distribuidores o con los grandes usuarios.

Para octubre de 2017 la capacidad instalada en la República Argentina era de casi 35.925 MW, según datos aportados por CAMMESA [18]. Para el mismo período, había 331 agentes de generación en el MEM.

La **Tabla 1.1.** muestra la potencia instalada en el país en diciembre 2016, según CAMMESA [19].

Tabla 1.1. Potencia instalada en Argentina a diciembre 2016.

TECNOLOGÍA		POTENCIA INSTALADA (MW)	PORCENTAJE
Térmica	Ciclo Combinado	9.227	27,84%
	Turbina de Gas	5.251	15,84%
	Turbo Vapor	4.451	13,43%
	Motor Diesel	1.834	5,53%
Hidroeléctrica		10.682	32,23%
Nuclear		1.755	5,30%
Renovable	Solar	8	0,02%
	Eólica	187	0,56%
	Hidroeléctrica (menores a 50 MW)	488	1,47%
	Bio Gas	17	0,05%
TOTAL		33.141 MW	100%

- Transportistas:

Son las empresas que recibieron contratos de concesión con el fin de efectuar el transporte de la electricidad desde los puntos de generación hasta las empresas distribuidoras de energía [20].

El transporte de energía eléctrica en la República Argentina se encuentra dividido en dos sectores: el primero de ellos es el Sistema de Transporte de Energía en Alta Tensión, o simplemente STAT, esta red posee tensiones de 500 kV para transportar electricidad entre distintas regiones alejadas. Este sistema pertenece exclusivamente a la empresa Transener.

El otro sistema es el de Distribución Troncal (STDT), que posee tensiones de 132 a 220 kV y permite el transporte y la conexión entre generadores, distribuidores y usuarios, pero a diferencia del STAT, sólo lo hace entre las zonas pertenecientes a una misma región. Seis empresas que pertenecen a cada una de las seis regiones de división operan el STDT, ellas son: Transnea, Transpa, Transba, Distrocuyo, Transcomahue, Transnoa.

Las rutas de transporte de electricidad se asignan mediante contratos de concesión, por medio de licitaciones, en las cuales las empresas se presentan y son evaluadas por los organismos reguladores pertenecientes al estado. Las empresas concesionarias son responsables por el mantenimiento y por la explotación de las líneas, sin embargo no son responsables por las actividades de expansión de líneas.

Para la operación de las líneas de transporte se siguen normas técnicas establecidas por el ENRE, siguiendo estándares de calidades internacionales. Este Ente regulador, establece controles y multas, en el caso que se produzcan cortes o interrupciones en el servicio. Además, se establece que las líneas de transporte deben proporcionar el acceso a terceros (autorizados), salvo que medien limitaciones de capacidad.

El esquema de coordinación de transporte en el país es amplio y complejo, por ejemplo las empresas encargadas de la generación pueden construir líneas de transporte para conectarse al sistema, o incluso pueden conectarse de manera directa a los usuarios, y estos deben abonar la capacidad de transporte que se ha contratado. Todas estas expansiones deben ser aprobadas por el ENRE, el cual es el único que emite los certificados de aprobación pertinente [21].

- **Distribuidoras:**

Estas empresas están encargadas de proporcionar la electricidad a los consumidores, y lo hacen en un área exclusiva que sólo esta empresa (que tiene contrato) puede explotar según un precio establecido, que es la tarifa, acorde a normas [22]. Los organismos de control prevén multas para estas empresas si no cumplen con las condiciones pactadas y el servicio.

Las empresas distribuidoras del país son 28:

EDESUR (Distribuidora de Energía Sur S.A.)
EDENOR (Distribuidora y Comercializadora de Energía Norte S.A.)
EDEA (Empresa Distribuidora de Energía Atlántica S.A.)
EDEN (Empresa Distribuidora de Energía Norte S.A.)
EDES (Empresa Distribuidora de Energía Sur S.A.)
OCEBA (Organismo de Control de Energía Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires)
EDELAP (Empresa Distribuidora La Plata S.A.)
ECS.A.P.E.M. Energía Catamarca S.A.P.E.M.(Sociedad Anónima con Participación Estatal Mayoritaria)
SECHEEP (Servicios Energéticos del Chaco Empresa del Estado Provincial)
EPEC (Empresa Provincial de Energía de Córdoba S.A.)
DPEC (Dirección Provincial de Energía de Corrientes S.A.)
ENERSA S.A. (Energía de Entre Ríos S.A.)
Servicio Eléctrico de Recursos y Energía Formosa (REFSA S.A.)
EJE S.A. (Empresa Jujena De Energía S.A.)
APE (Administración Provincial de Energía de la Pampa)
EDELAR (Empresa Distribuidora de Electricidad de La Rioja S.A.)
EDEMSA (Empresa Distribuidora de Electricidad de Mendoza S.A.)
EDETE SA (Empresa Distribuidora de Electricidad del Este S.A.)
EMSA (Electricidad de Misiones S.A.)
EPEN (Ente Provincial de Energía de Neuquén)
EDERSA (Empresa de Energía de Rio Negro S.A.)
EDESA (Empresa Distribuidora de Electricidad de Salta)
ESJ S.A. (Energía San Juan S.A.)
EDESAL S.A. (Empresa Distribuidora San Luis S.A.)
EPESE (Empresa Provincial De Energía De Santa Fe S.A.)
EDESE (Empresa Distribuidora de Electricidad de Santiago del Estero S.A.)
Dirección Provincial de Energía de Tierra del Fuego
EDET (Empresa de Distribución Eléctrica De Tucumán S.A.)

Las tres empresas que pertenecen al ámbito de la provincia de Buenos Aires representan casi el 50% del MEM. Pocas empresas distribuidoras aún pertenecen a manos de los estados provinciales (Santa Fe, Córdoba, Misiones, entre otras pocas).

Las empresas distribuidoras tienen designada su área de operación según lo establecidos en los contratos de concesión. Los contratos no solo establecen el área geográfica, sino las pautas de funcionamiento, los niveles de calidades de servicio a prestar, el precio de las tarifas que deberán cobrar a los usuarios, entre otros puntos.

El organismo encargado de controlar el cumplimiento de estos puntos contractuales en Argentina es el ENRE. Además el organismo proporciona audiencias públicas en la que los usuarios pueden exponer el comportamiento de las empresas, y en las que se pueden discutir los precios de las tarifas. A la vez las provincias también disponen de organismos de control, que deben fiscalizar a cada una de sus empresas distribuidoras regionales, en base a sus propias disposiciones.

- Grandes Usuarios

El MEM establece tres niveles de grandes usuarios, según CAMMESA [23]:

Grandes Usuarios Mayores (GUMAs): para pertenecer a este grupo el usuario debe tener demanda de potencia mínima de 1 MW, y una demanda de energía mínima de 4380 MWh anuales. También debe tener contratada al menos el 50% de su demanda en el Mercado a Término, y la duración mínima del contrato será de un mes. También se le exige una correcta medición de la potencia consumida que se actualice cada 15 minutos, y que se transmita el consumo a CAMMESA para tener mayor control.

Grandes Usuarios Menores (GUMEs): para acceder a este grupo deben tener una demanda mínima de 30 kW, y máxima de 2 MW. La totalidad de la demanda se la debe comprar a una empresa incluida en el listado del MEM, además no debe poseer deudas con las empresas distribuidoras al momento de la contratación.

Grandes Usuarios Particulares (GUPAs): para pertenecer a este escalafón se debe tener una demanda mínima de 30 kW y máxima de 100 kW, cuya compra total debe ser efectuada a un actor reconocido por el MEM. El contrato debe tener un mínimo de cuatro trimestres, al igual que el caso anterior tampoco debe registrar deudas con la distribuidora. El directorio de la empresa CAMMESA lo determinan los actores participantes como grandes usuarios, los cuales aportan mediante una elección dos directores titulares y dos suplentes.

La **Tabla 1.2.** muestra un cuadro resumen de todos los actores del mercado eléctrico argentino con sus principales características.

Tabla 1.2.. Organización del sector eléctrico argentino, en base a [24], y datos a octubre 2017, según CAMMESA[18].

	Generación	Transmisión	Distribución																
Constitución	<ul style="list-style-type: none"> • Ley de Marco Regulatorio Eléctrico. Ley 24.065 establecida en 1991. • Autoridad reguladora: ENRE (Ente Nacional Regulador de la Electricidad). Y Secretaría de Energía, mediante resoluciones. • Empresa encargada del despacho y la organización: Cammesa (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.). • Establecimiento del Sistema Argentino de Interconexión para conectar los diferentes actores del mercado. 																		
Dimensiones	<p>Capacidad instalada 35.925 [MW]</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th colspan="2" style="text-align: center;">Generación (GWh mensuales)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">Térmica</td> <td style="text-align: center;">5.948</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Hidráulica</td> <td style="text-align: center;">3.761</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Nuclear</td> <td style="text-align: center;">616</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Renovable</td> <td style="text-align: center;">261</td> </tr> </tbody> </table>	Generación (GWh mensuales)		Térmica	5.948	Hidráulica	3.761	Nuclear	616	Renovable	261	<p>Constitución del sistema de transmisión:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Sistema de alta tensión de 500 kV, extensión aproximada > 14.000 km. 2. Sistema de distribución (132-230 kV), extensión mayor a 18.000 km. 	<p style="text-align: center;">Demanda en %</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">Residencial</td> <td style="text-align: center;">42%</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Comercial</td> <td style="text-align: center;">29%</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Industrial/comercial grande</td> <td style="text-align: center;">29%</td> </tr> </tbody> </table>	Residencial	42%	Comercial	29%	Industrial/comercial grande	29%
Generación (GWh mensuales)																			
Térmica	5.948																		
Hidráulica	3.761																		
Nuclear	616																		
Renovable	261																		
Residencial	42%																		
Comercial	29%																		
Industrial/comercial grande	29%																		
Principales Características de los sectores	<p>Se registran 331 actores de generación entre generadores, autogeneradores y cogeneradores.</p> <p>Aproximadamente el 78% corresponde a empresas privadas y el 22% a organismos públicos, nacionales o provinciales.</p>	<p>Las empresas administran la red según contratos. La línea de 500 kV se encuentra adjudicada a Transener.</p> <p>Hay seis empresas que explotan las redes de distribución.</p>	<p>Las distribuidoras tienen asignadas áreas geográficas por contratos concesionarios.</p> <p>Las 28 distribuidoras, junto con las distribuidoras menores, cooperativas dentro y fuera del MEM, forman 615 agentes.</p> <p>Hay tres tipos de grandes usuarios: Grandes Usuarios Mayores, Grandes Usuarios Menores y Grandes Usuarios Particulares.</p>																

- En el mercado hay una tendencia actual a incentivar la participación de las fuentes renovables, junto con toda la infraestructura y programación necesaria para su operación.
- Las tarifas aplicadas (regidas por el ENRE y los entes provinciales), deben satisfacer los réditos económicos para las empresas pero también deben tener en cuenta factores sociales y de desarrollo del país.
- En el MEM existen empresas privadas y estatales, regidas por los respectivos organismos, y se busca fomentar la libre competencia.

1.2.5. Regulación del precio de la energía en Argentina

El precio de la energía en el país, según distintas resoluciones de los organismos competentes (CAMMESA y Secretaría de Energía), se encuentra detallado en el **Anexo 2**.

1.2.6. Procedimiento para el Despacho de Gas Natural para la Generación Eléctrica

A fines de la década pasada, la Secretaría de Energía se propuso organizar junto con CAMMESA y los generadores térmicos, los procedimientos necesarios para el despacho de gas natural para la generación de electricidad.

En la nota N° 6866/2009. Exp. S01:023379712009, titulada “Procedimiento para el Despacho de Gas para la Generación de Energía Eléctrica”, se establecen los mecanismos para asegurar el abastecimiento de gas natural para este fin.

En dicho documento se faculta a la empresa CAMMESA para convocar a los Agentes Generadores del MEM, que posean máquinas de generación térmicas, a presentarles formalmente su decisión de adherir al procedimiento, para su aplicación al mes de septiembre de 2010, suscribiendo través del *sistema de ofertas y adjudicaciones* que la Compañía utiliza para las declaraciones, y licitaciones del MEM [25].

Se acepta que CAMMESA, disponga los volúmenes de gas disponibles y el transporte de los mismos para asegurar la generación de electricidad, en caso que hubiese restricciones en el suministro del sistema. Frente a ceder el derecho a reclamar sobre el combustible, cada generador percibirá una compensación durante el período en que tiene vigencia el acuerdo. La compensación está dada como el mayor valor que surja de la diferencia entre el precio del mercado Spot y el costo variable de producción (con gas natural) que reconoce CAMMESA, con un adicional de 2,5 dólares por cada MWh producido.

En los Capítulos 4 y 5 de esta tesis, se estudiará de manera más detallada el proceso de despacho de flujos de gas natural para generadores. Además se presentan propuestas de mejoras para el transporte de los mismos.

1.2.7. Coordinación del Despacho de energía eléctrica en Argentina

Mediante lo dispuesto en el artículo 35 de la ley 24.065, decreto 1192, de julio de 1992, se dispuso la creación de CAMMESA edificada en la base del Despacho Nacional de Cargas.

Las funciones de la empresa como se detalló antes, incluyen la coordinación y planeamiento de las operaciones de despacho de cargas, determinar los precios mayoristas de la energía eléctrica y controlar las transacciones económicas entre los actores del sector.

Para realizar la optimización del proceso de despacho de generación y de combustibles, se consideran los valores de los costos reales, el proceso de cálculo se detalla en los puntos siguientes de este capítulo.

En cuanto al despacho de cargas, la empresa lo hace teniendo en cuenta datos estadísticos sobre consumo, disponibilidad y demás. El modelo implementado es hidrotérmico que minimiza el costo total de producción, se realiza para una programación diaria, pero a la vez se hacen pequeñas correcciones *online*, para compensar desfasajes entre la demanda proyectada y la real. El modelo incluye el Costo Variable de producción, el Costo Variable de Transporte, y el valor de la Energía No Suministrada. El modelo contempla restricciones de transporte, disponibilidad de combustibles, tipos de generación y mantenimiento.

1.2.8. Costo de la energía

En el **Anexo 2**, se incluye una breve reseña acerca de los costos de generación de electricidad en Argentina.

1.3. Situación Actual del Sector Eléctrico Argentino

El sector energético argentino se encuentra en una situación compleja. En base a datos de 2014, se indica que la producción de gas natural está en declive, aunque se están alentando inversiones para aumentar la explotación. A fines de 2015, mediante el decreto 134/2015 fue declarada la emergencia eléctrica nacional [26]. El decreto abarca a los sectores de generación, transporte y distribución de electricidad y tiene como objetivos: “proteger adecuadamente los derechos de los usuarios; promover la competitividad de los mercados de producción y demanda de electricidad y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo; promover la operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalación de transporte y distribución de electricidad; regular las actividades del transporte y la distribución de electricidad, asegurando que las tarifas que se apliquen a los servicios sean justas y razonables; incentivar el abastecimiento, transporte, distribución y uso eficiente de la electricidad fijando metodologías tarifarias apropiadas; y alentar la realización de inversiones privadas en producción, transporte y distribución, asegurando la competitividad de los mercados donde sea posible”.

Para mejorar la coyuntura actual, se debe producir una transformación y diversificación de la matriz energética, aumentando la eficiencia energética, y llevando a un eventual reemplazo de los combustibles fósiles por fuentes renovables [27]. Hay cuatro fuentes de energía renovables que están cobrando relevancia en el país, las

cuales pueden ayudar a la situación de cambio en los paradigmas de la matriz energética [28], estas fuentes se explican brevemente a continuación.

1.3.1. Biocombustibles (etanol y biodiesel de soja).

Este tipo de combustible presenta como ventaja la reducción de gases de efecto invernadero cuando se los utiliza en generación térmica [29]. Generalmente estos biocombustibles se mezclan con los combustibles fósiles convencionales en mezclas de 1 en 10, o hasta de 2 en 10, dependiendo de la calidad de los motores nafteros o diesel.

Sin embargo existen estudios que demuestran que no siempre es conveniente la utilización de estos combustibles, en efecto, hay casos donde el proceso total de producción de estos combustibles tiene consecuencias negativas mayores que los fósiles [30]. Por ejemplo si para producir estos biocombustibles es necesario desmontar o quemar muchas hectáreas de bosques, donde la vegetación podría absorber los gases invernadero, el proceso no sería tan conveniente.

En 2015 en Argentina se produjeron más de 2.5 millones de Tep (Tonelada equivalente de petróleo) de biodiesel, aproximadamente un 30% de esta producción se consume en el país en mezclas de 1 en 10 con el gasoil, el resto de la producción se exporta [31]. Hay proyectos de aumentar el consumo de biodiesel en el país, aumentando la concentración con el gasoil al doble, y utilizándolos en el proceso de generación de electricidad.

El bioetanol ha aumentado su importancia en el país (en cuanto a producción), principalmente con la producción a partir de cereales. En los últimos cuatro años este biocombustible superó el 30% del total del etanol producido en el país. En la actualidad se mezcla el etanol con las naftas en una proporción de 0,7 en 10 aproximadamente, pero se está trabajando para llevar la concentración a valores cercanos a 2 en 10, y de esta forma mejorar su producción.

1.3.2. Energía Eólica

Existen estimaciones que indican que, de haber una correcta inversión para el año 2030, alrededor de un 15% de la energía producida en el país podría ser de origen eólico. Teniendo en cuenta esta participación y con la demanda de energía proyectada para esa época se puede estimar que de producirse esta sustitución, existiría un ahorro de 7 mil millones de metros cúbicos de gas natural para ese año [27].

Este tipo de generadores tiene ventajas para su instalación, porque esta puede ser modular, es decir que se van instalando por generadores. Muy distinto de lo que sería por ejemplo una central hidráulica. Cada uno de estas máquinas tiene un costo promedio de menos de 50 millones de dólares. Además hay que recordar el potencial que tiene Argentina en zonas ventosas en muchas regiones.

1.3.3. Generación hidroeléctrica

La República Argentina, si bien tiene un desarrollo importante en centrales hidráulicas, solo aprovecha menos de un cuarto de su potencial de generación, por tanto existe una amplia frontera para el desarrollo.

En el país hay una vasta experiencia en el diseño y aprovechamiento de los recursos hídricos, esta se ha enriquecido a lo largo de más de un siglo de proyectos, desde la creación de la Dirección General de Irrigación en 1913 [32]. Se estima que el país tiene un potencial de hidrogenación cercano a 170.000 GWh/año [27], [33]. En [34], los autores han realizado una recopilación de las obras hidráulicas que se han hecho desde el período 2002-2003 en adelante.

1.3.4 Energía Solar

El aprovechamiento de esta energía se hace con paneles fotovoltaicos que producen electricidad, y además es usual aprovechar su efecto térmico para calefacción o para calentar agua.

En el mundo hay una tendencia creciente a aprovechar más estas tecnologías, lo que ha hecho aumentar su utilización en los últimos años. La energía solar ocupa el tercer lugar entre las fuentes renovables para generar electricidad [35].

En la actualidad esta tecnología se implementa como oferente para las empresas de energía, gracias a los avances y las redes inteligentes. Esto no era posible hace unas décadas atrás. En 2016 se censaron en el país 134 empresas dedicadas a las energías solares según el Ministerio de Producción de Argentina [36].

Sin embargo esta tecnología, a pesar de los adelantos, aún está en desarrollo. Un punto importante a mejorar es bajar los costos de inversión, en relación al monto de generación que ofrece.

1.4. Puntos a mejorar del sector

A futuro se debe mejorar la eficiencia energética porque ella trae aparejada varias ventajas, a saber:

- Mejorar el desarrollo económico de las poblaciones.
- Bajar la necesidad de importar electricidad o combustibles, hecho negativo para la balanza comercial.
- Extender en el tiempo el eventual agotamiento de los recursos no renovables del país.
- Reducir los efectos de la contaminación.
- Al reducir las inversiones para cubrir déficits energéticos, se pueden destinar estos fondos a otros desarrollos del país.

Especialistas concuerdan en que la política de eficiencia energética se debe dirigir según ciertos criterios, a saber ([37] y [38]):

- Tarifas acordes a las situaciones sociales y que a la vez aseguren el servicio adecuado.
- Promover mediante incentivos el uso racional de la energía.
- Incentivar el desarrollo de nuevas tecnologías para generación de electricidad.
- Formar profesionales capacitados para insertarse en un mundo de energía eficiente.

1.5. Despacho Económico del Sistema Eléctrico Argentino

Los factores que influyen en el precio de generar electricidad en Argentina son los siguientes ([39]–[42]):

- Existencia de combustibles de distintos costos.
- Reportes de demanda de electricidad.
- Potencia disponible y máxima de cada uno de los equipos.
- Informes sobre qué equipos hay disponibles y cuales fuera de servicios.
- Reportes de disponibilidad de agua en los embalses de las centrales eléctricas.
- Precios de los hidrocarburos.
- Restricciones para el transporte de electricidad, según las líneas disponibles.

Según esta información, se puede construir un modelo para estimar el precio de la energía eléctrica. Dicho modelo tiene la forma de:

$$\text{Precio} = F_n (\text{Demanda}; \text{Potencia instalada}; \text{Disponibilidad térmica}; \text{Hidraulicidad}; \text{Transporte}; \text{Precio combustibles}; \text{Disponibilidad de combustibles}) \quad (1.1)$$

La presente tesis está orientada a realizar un estudio exhaustivo para poder mejorar el proceso de determinación de los costos operativos óptimos de generación de electricidad. De esta manera mediante la programación matemática, se busca optimizar el proceso de cálculo de los costos operativos y obtener ventajas, principalmente económicas y técnicas. La programación matemática resulta muy eficiente en la solución de problemas de optimización, dada la versatilidad para modelar problemas asociados con la optimización, y porque en la actualidad, mediante los avances tanto teóricos como de desarrollos computacionales, se pueden resolver problemas grandes y complejos en tiempos de procesamiento muy eficientes [43].

En los capítulos posteriores se analizará en profundidad la determinación de los costos de producción, por parte de los operadores de los sistemas, para generar y despachar la electricidad demandada, incluyendo todos los factores anteriormente mencionados. En base a lo aportado por los últimos avances a nivel mundial en este tema, se proponen mejoras que hacen más eficientes estos procesos productivos.

Introducción al problema de optimización para la Generación y Transporte de energía eléctrica

Capítulo 2 Problema de Asignación de Unidades Térmicas con Restricciones de Transmisión: Modelado matemático y Optimización

2.1. Introducción a la Generación Térmica

La función básica de un operador de un sistema de potencia es satisfacer la demanda de electricidad por parte de los consumidores teniendo en cuenta los siguientes puntos básicos:

- confiabilidad y seguridad en la red eléctrica que hace el suministro
- mínimos costos de operaciones
- asegurar la calidad del servicio (tanto de la frecuencia como del voltaje)
- optimizar el uso de los recursos energéticos de los cuales dispone el sistema
- preservación y cuidado del medio ambiente

A nivel mundial, cerca del 90% de la energía eléctrica producida proviene de centrales termoeléctricas [44] (en inglés: thermal power station), las cuales son instalaciones que generan electricidad a partir de la energía liberada en forma de calor. Normalmente mediante la combustión de combustibles fósiles como petróleo, gas natural o carbón. La **Figura 2.1** muestra la participación a nivel mundial de las distintas fuentes de energías primarias en la generación de energía eléctrica al año 2013 [45].

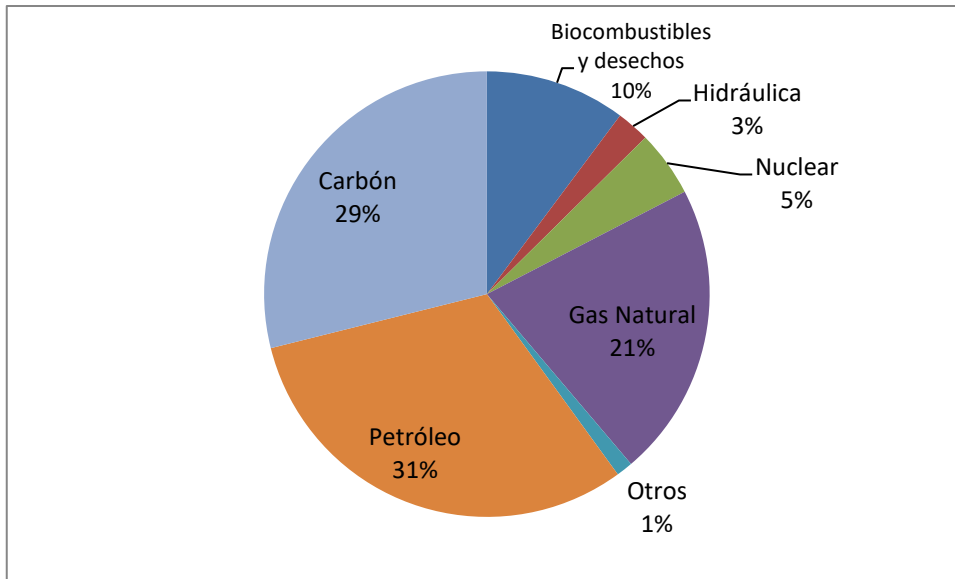


Figura 2.1. Fuentes de suministro total de energías primarias a nivel mundial año 2013, según [45].

Un generador de electricidad es una máquina que transforma energía mecánica en energía eléctrica, según se verá a continuación ([46]).

Para lograr la producción de electricidad deben interactuar los dos elementos principales que al generador: la parte móvil que recibe el nombre de rotor, y la parte estática que se conoce como estator. Cuando el generador está en funcionamiento, una de las dos partes genera un flujo magnético, esto recibirá el nombre de inductor, y en la otra parte se produce la transformación en electricidad, lo que constituye el inducido.

Según la Ley de Faraday, el flujo magnético en un conductor producirá un voltaje inducido proporcional a este. Es decir que ante la presencia de un campo que genera el flujo magnético, en una espira que esté al alcance del mismo, se generará una fuerza electromotriz (o simplemente f.e.m).

En la **Figura 2.2.** se observa el esquema básico de una unidad térmica: el combustible (carbón, gas, fuel oil, u otros) produce vapor en la caldera, dicho vapor mueve una turbina, la cual gira un eje acoplado a ella, transformando la energía mecánica en eléctrica.

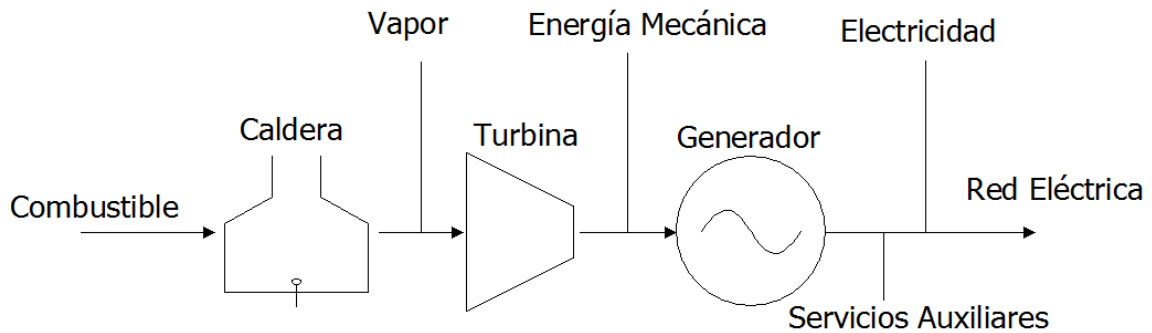


Figura 2.2. Diagrama básico de un generador térmico.

Dentro del tipo de central térmica, se engloban las centrales nucleares, geotérmicas, de combustión por biomasa, solares térmicas, carbón, de otros combustibles fósiles y de gas natural.

2.1.1. Tipos de Centrales Térmicas

Centrales de Ciclo Convencional: se encuentran entre las centrales térmicas más económicas, pero actualmente son criticadas por el impacto ambiental y el bajo rendimiento frente a otros tipos. El principio básico consiste en que se calienta agua a partir de la quema de combustible.

Cuando el agua se calienta aumenta su presión y temperatura, se la hace circular a través de una turbina, que a su vez está conectada a un alternador. La energía generada se transforma en la subestación a las tensiones requeridas para ser transportadas. Los vapores de escape pasan por una cámara de condensación para ser transformados en líquido, mediante la pérdida de calor, y de esta forma pueda volver a la caldera.

La Figura 2.3, muestra el esquema de funcionamiento de estas centrales:

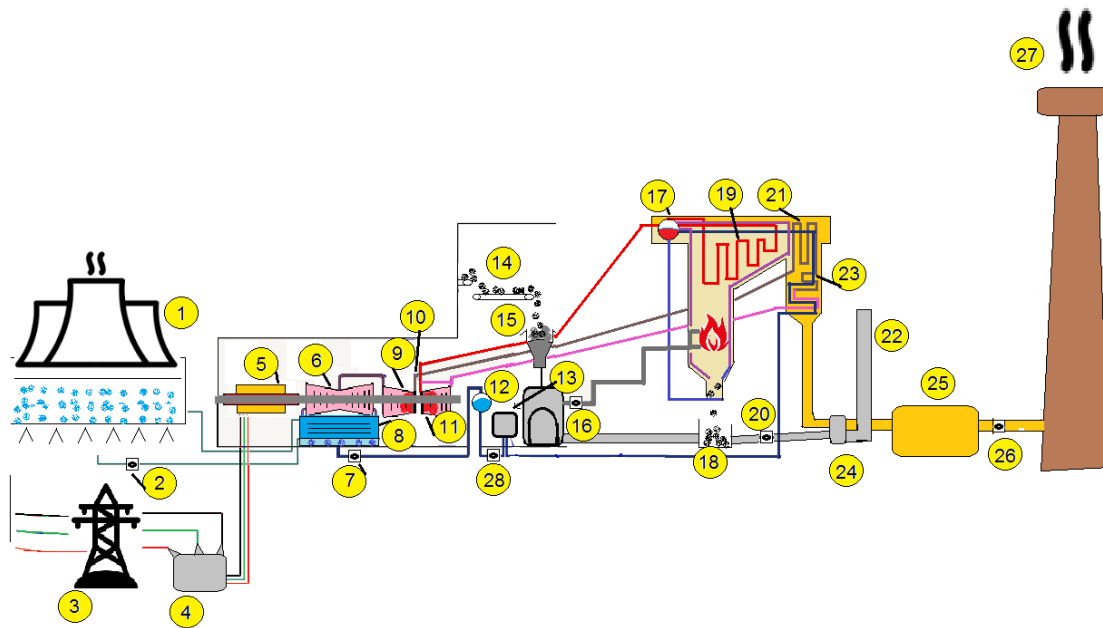


Figura 2.3. Esquema de funcionamiento de una central termoeléctrica convencional [47], con las siguientes referencias: 1. Torre de enfriamiento, 2. Bomba de líquidos, 3. Línea de transmisión trifásica para la potencia generada, 4. Transformador de la subestación, 5. Alternador en trifásica, 6. Turbina vapor de presión baja, 7. Bomba condensadora, 8. Condensadores 9. Turbina vapor (media presión), 10. Válvula para control de gases producidos, 11. Turbina vapor (alta presión) 12. Sistema de desgasificación, 13. Quemadores, 14. Cinta para transportar carbón, 15. Tolva para la carga del carbón, 16. Equipo de pulverización 17. Recinto para vapor, 18. Recolector de cenizas, 19. Sobre-calentador, 20. Ventilador para el tiro forzado, 21. Calentador, 22. Toma de aire para quemadores. 23. Recirculador, 24. Precalentadores de aire, 25. Precipitadores 26. Ventilador de tiro inducido, 27. Chimenea de escape de gases.

Centrales de Ciclo Combinado: este tipo de central térmica utiliza gas natural, gasoil o carbón especial como combustible para alimentar una turbina de gas [47]. Sin embargo, los gases de escape de la turbina de gas, que todavía presentan una temperatura elevada, son reutilizados para producir vapor el cual puede accionar una segunda turbina. Ambas turbinas tienen su correspondiente alternador para generar energía eléctrica.

Por lo general, al inicio del funcionamiento de la central solamente trabaja la turbina de gas; en este caso el modo de operación es llamado ciclo abierto. Las centrales de ciclo combinado en general pueden cambiar de combustibles entre gas y diesel.

Debido a que se presentan mayores diferencias entre las temperaturas de la combustión y los gases de escape (en relación a los de un solo ciclo), los rendimientos aumentan para este tipo de centrales, llegando al orden del 55 % [48]. Este tipo de central será descrita en mayor detalle en el Capítulo 4.

Gasificación integrada en ciclo combinado: es una tecnología incipiente, que gracias a la gasificación del carbón, permite reducir en una proporción importante la contaminación que la quema de este combustible produce a la atmósfera. En estas centrales, es posible aplicar la tecnología del ciclo combinado a este combustible (carbón) [49].

2.2. Costo de consumo de combustibles de las unidades térmicas

Conociendo la función de costo de combustible, se puede establecer la relación entre el combustible que ingresa y la potencia generada.

En la **Figura 2.4.** se observa la curva de costos de combustible. El eje de ordenadas corresponde al costo del combustible \$/h. La salida corresponde a la potencia eléctrica que entrega el generador P en MW. La relación entre potencia-combustible se puede modelar matemáticamente según (2.1), por una función cuadrática.

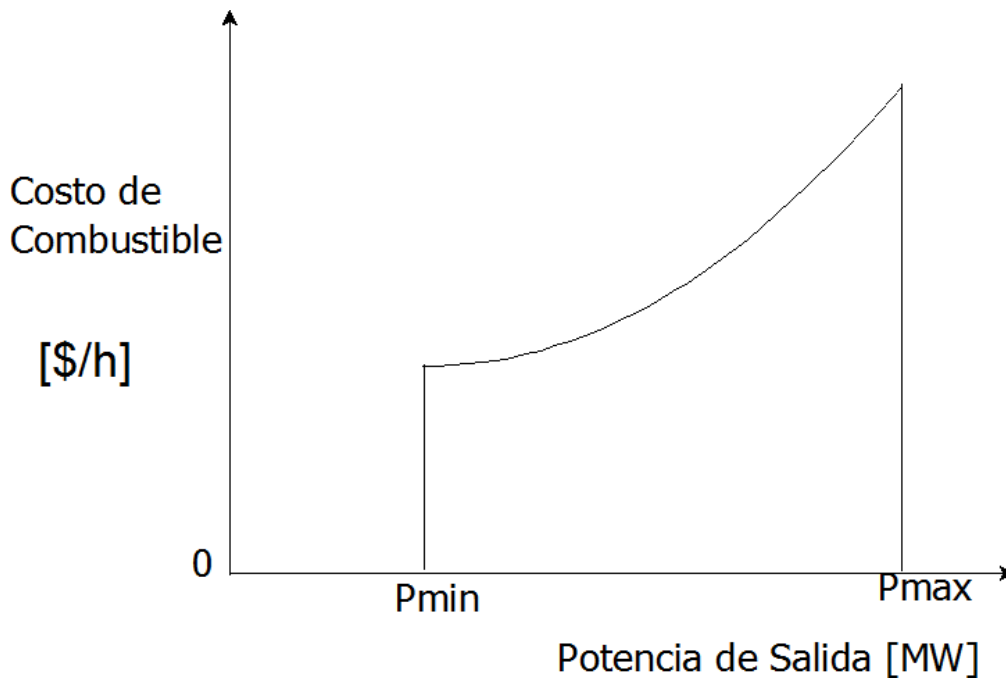


Figura 2.4. Curva de costo de combustible de la unidad térmica.

La función del costo de combustible, se determina a partir de pruebas de laboratorios, teniendo en cuenta los siguientes puntos, según [50]:

- Temperatura ambiente [° Celsius]
- Presión atmosférica [bar]
- Poder calorífico inferior del combustible [Btu/PC]. (Es la cantidad total de calor desprendido en la combustión completa de una unidad de masa de combustible, [51]).
- Costo de combustible [\$/Mbtu]

Problema de Asignación de Unidades Térmicas con Restricciones de Transmisión: Modelado matemático y Optimización

- Potencia producida por el generador [MW]
- Tasa de calor [Btu/MWh], el cual es un término usado en centrales generadoras, para evaluar el comportamiento de la planta. Es el recíproco de la eficiencia. Se obtiene por la relación entre “energía térmica entrante/ energía eléctrica saliente”.

La función de costo del consumo de combustible generalmente se representa como una función convexa cuadrática, tal como se modela en la ecuación (2.1.)

$$\text{Costo combustible} = a p^2 + b p + c \quad (2.1.)$$

Donde:

$a/b/c$ Coeficientes para el cálculo del costo de combustibles consumidos. $[\frac{\$}{Mtbu^2}]/[\frac{\$}{Mtbu}]/[\$]$.

p Potencia producida por el generador [MW].

Normalmente los valores de a, b y c dependen de las diferentes temperaturas ambiente y potencias de salida.

2.3. El problema de Asignación de Unidades

El problema de Asignación de Unidades (conocido como UC) en el ámbito de la producción de energía eléctrica, es un problema de optimización matemática donde la producción de un conjunto de generadores eléctricos es coordinada para alcanzar la concreción de una meta en común, esto es satisfacer la demanda de energía a un costo mínimo o bien maximizar los ingresos de la producción de energía (según sea el esquema del mercado eléctrico, como se explicó en el capítulo anterior). El fundamento de este problema radica en que es difícil almacenar energía eléctrica a una escala comparable con el consumo normal; por lo tanto, cada variación en el consumo debe ser igualada por una variación correspondiente de la producción. Existen métodos de acumulación de energía (como se verá en el Capítulo 3), pero como se verá, la tecnología aún es incipiente para hacerlo a gran escala.

Es importante diferenciar el concepto del problema de Asignación de Unidades, del problema de Despacho económico. Según [52], [53] y [54], el problema de Asignación de Unidades compromete o asigna unidades respetando las limitaciones del sistema de transmisión y las características de funcionamiento de las unidades. El Despacho Económico (Economic Dispatch) por su parte, le sigue al problema de Asignación y determina el nivel de carga al que se compromete cada recurso, con una rapidez de respuesta horaria para la programación diaria (Day-Ahead) y de cinco minutos para la

programación en tiempo real (Real Time). Sin embargo, es común que se tomen a estos problemas simultáneamente, resolviéndose un único problema, en el cual ya se considera no solo el compromiso de unidades, sino que también el nivel de cargas respectivo [55].

Coordinar unidades de generación es una tarea difícil: la cantidad de unidades pueden ser considerables; los tipos de unidades son distintos, cada tipo tiene costos de producción de energía con diferencias importantes y restricciones sobre cómo deben generar. Existen unidades generadoras que requieren un tiempo bastante largo (varias horas) para encender o apagar, las decisiones deben tomarse con bastante anticipación (por ejemplo el día anterior), lo que implica que estos problemas deben ser resueltos con límites de tiempo ajustados (de varios minutos a algunas horas).

2.3.1. Función no lineal del costo de combustible

Según [56], el objetivo del problema de Asignación de Unidades (o UC, por *Unit Commitment*) es programar, de la manera más efectiva económicamente, la combinación de unidades generadoras para satisfacer una demanda, junto con los requerimientos de reserva. En general, el problema UC es programado para un horizonte de programación de un día a una semana, determinando cuáles generadores estarán funcionando a lo largo de las distintas horas que lo componen. La programación toma en cuenta, a través de los períodos interrelacionados, los parámetros propios de cada unidad generadora.

El objetivo es minimizar el costo total de generación F , para un sistema constituido por I unidades térmicas, sobre un horizonte de programación de T horas. El costo total para cada generador i en un período t , es el costo de combustible, más los costos de arranque y parada $cu_{i,t}/cd_{i,t}$. La función objetivo se detalla en la ecuación (2.2). Las ecuaciones presentadas en esta sección y la siguiente están basadas en [57].

$$\min F = \sum_{i=1}^I \sum_{t=1}^T [(a_i u_{i,t} + b_i p_{i,t} + c_i p_{i,t}^2) + cu_{i,t} + cd_{i,t}] \quad (2.2)$$

Donde $p_{i,t}$ es la potencia producida por la unidad i , y $u_{i,t}$ es una variable binaria que indica el estado de ENCENDIDO/APAGADO de la unidad i , para el período de tiempo t .

La potencia producida por las unidades debe cubrir la demanda programada, tal como lo determina la ecuación (2.3). $bkt_{c,t}$ es la demanda en [MW], de la carga c en el tiempo t .

$$\sum_{c=1}^C bkt_{c,t} \leq \sum_{i=1}^I p_{i,t}, \quad t = 1, \dots, T \quad (2.3)$$

La reserva rodante R_t es la capacidad de generación lista para responder, pero no cargada. Se obtiene incrementando la producción de las unidades ya conectadas a la red y que pueden responder de manera rápida para compensar fallas o cortes. Por lo general se suele adoptar un valor de reserva rodante de un 10% de la demanda total [58], siendo p_i^{UP} el límite superior de potencia de la unidad i .

$$\sum_{c=1}^C bkt_{c,t} + R_t \leq \sum_{i=1}^I p_i^{UP} u_{i,t}, \quad t = 1, \dots, T \quad (2.4)$$

El problema UC tiene más restricciones, las cuales serán desarrolladas en las secciones subsiguientes.

2.3.2. Aproximaciones lineales de la función costo de combustible

Como se puede observar el tercer término de (2.2), es una función cuadrática. Los modelos Mixto Entero Cuadráticos aumentan exponencialmente su demanda de procesamiento para ser resueltos cuando se consideran una gran cantidad de generadores. Para obtener modelos de Programación Mixta Entera Lineal (MILP), en la literatura se han desarrollado distintas técnicas para abordar el problema de este término cuadrático en la función objetivo del costo de combustible. Una opción es realizar una aproximación lineal por tramos, la cual según [59] permiten obtener soluciones que se encuentran muy cerca de la solución óptima real, dependiendo de la curvatura de la función a linealizar y de la cantidad de tramos utilizados para este fin. En [60], [61] se presentan dos estudios extensos de cómo hacer una aproximación lineal a trozos de esta función. Otra forma de tratar esta función objetivo para que forme parte de un modelo MILP es a través de una subestimación convexa lineal [62], de esta forma no se requieren variables auxiliares. En la presente tesis se utilizará esta última alternativa. La **Figura 2.5** ilustra la función costo de combustible con su respectiva subestimación convexa lineal, los puntos de muestreo se encuentran equiespaciados.

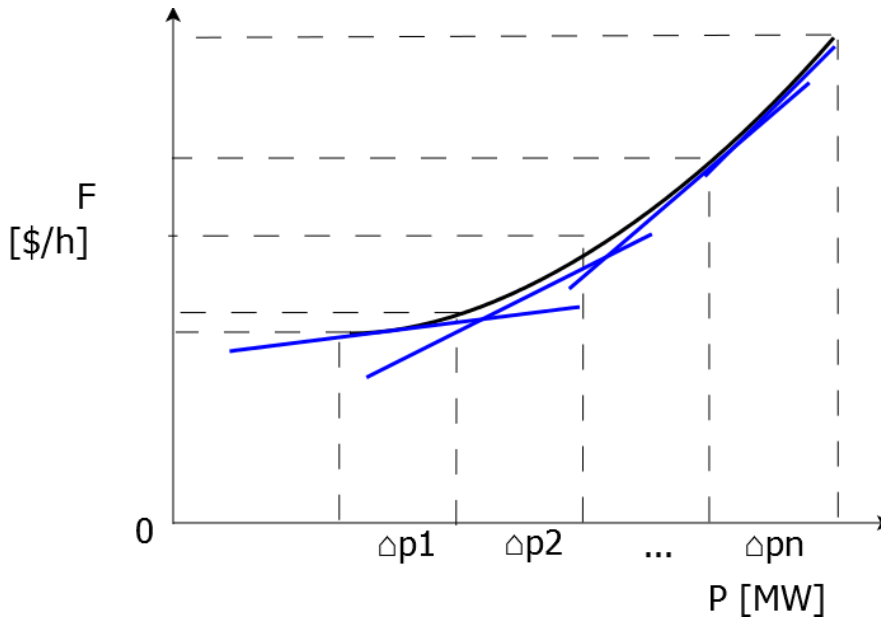


Figura 2.5. Subestimación convexa de la curva de costo de combustible.

2.4. Restricciones referidas al funcionamiento de unidades térmicas

2.4.1. Formulación de Restricciones sobre el funcionamiento

Además de las restricciones que deben cumplir las unidades térmicas para satisfacer la demanda, hay otras restricciones que hacen a su funcionamiento. Y se deben cumplir para asegurar un correcto desempeño y mantenimiento de los generadores.

Cada unidad térmica tiene un rango dentro del cual puede operar:

$$u_{i,t} p_i^{LO} \leq p_{i,t} \leq u_{i,t} p_i^{UP} \quad t = 1, \dots, T; i = 1, \dots, I \quad (2.5)$$

El estado inicial es el número de horas durante las cuales la unidad ha estado encendida o apagada, antes de la primera hora del horizonte de programación (número dado por T_i^{ini}). A su vez, el tiempo mínimo de encendido/apagado TU_i/TD_i es el número de horas que la unidad debe permanecer en ese estado, después que se encendió o apagó, respectivamente.

Por lo tanto, el estado inicial y los tiempos mínimos de encendido/apagado determinan el estado de la unidad i , en los primeros períodos de tiempo.

$$u_{i,t} = 0 \quad \forall i : T_i^{ini} < 0; \quad t = 1, \dots, (TD_i + T^{ini}) \quad (2.6)$$

$$u_{i,t} = 1 \quad \forall i : T_i^{ini} > 0; \quad t = 1, \dots, (TU_i - T^{ini}) \quad (2.7)$$

Si el tiempo inicial T_i^{ini} es menor a 0, el parámetro indica el número de horas en que la unidad estuvo apagada antes de la primera hora del horizonte de programación. En cambio si el tiempo inicial T_i^{ini} es mayor a cero, indica el número de horas que la unidad estuvo encendida antes de la primera hora del horizonte de programación.

Las ecuaciones (2.8-2.11) establecen la cantidad de horas que la unidad debe permanecer, luego de encenderse o apagarse, en ese estado.

$$u_{i,t} - u_{i,t-1} \leq u_{i,t+j}, \quad i = 1, \dots, I; t = 2, \dots, T; j = 1, \dots, (TU_i - 1) \quad (2.8)$$

$$u_{i,1} \leq u_{i,1+j}, \quad \forall i : T_i^{ini} < 0; j = 1, \dots, (TU_i - 1) \quad (2.9)$$

$$u_{i,t+j} \leq u_{i,t} - u_{i,t-1} + 1, \quad i = 1, \dots, I; t = 2, \dots, T; j = 1, \dots, (TD_i - 1) \quad (2.10)$$

$$u_{i,1+j} \leq u_{i,1}, \quad \forall i : T_i^{ini} > 0; j = 1, \dots, (TD_i - 1) \quad (2.11)$$

Los límites de velocidad de rampa evitan que la unidad generadora pueda dañarse debido a un excesivo incremento o disminución de la potencia generada.

$$p_{i,t-1} - DR_i u_{i,t} - SD_i(1 - u_{i,t}) \leq p_{i,t}, \quad i = 1, \dots, I; t = 2, \dots, T \quad (2.12)$$

$$p_{i,t} \leq p_{i,t-1} + UR_i u_{i,t-1} - SU_i(1 - u_{i,t-1}), \quad i = 1, \dots, I; t = 2, \dots, T \quad (2.13)$$

La función de costo de arranque depende del tiempo en que la unidad estuvo apagada. Cuando el tiempo que la unidad lleva apagada es menor o igual a $(TD_i + Tcold_i)$, el costo asignado debe ser igual al costo de arranque en caliente (Hsc_i). En cambio si el tiempo que lleva apagada es mayor a ese valor, el costo a asignar es el costo de arranque en frío (Csc_i). Estas restricciones son definidas por las ecuaciones (2.14-2.17).

Capítulo 2

El costo de arranque en caliente:

$$(u_{i,t} - u_{i,t-1}) Hsc_i \leq cu_{i,t}, \quad i = 1, \dots, I; t = 2, \dots, T \quad (2.14)$$

$$u_{i,1} Hsc_i \leq cu_{i,t}, \quad \forall i : T_i^{ini} < 0 \quad (2.15)$$

Costo de arranque en frío:

$$\left(u_{i,t} - \sum_{j < TD_i + T_i^{cold} + 1} u_{i,t-j} \right) Csc_i \leq cu_{i,t}, \quad i = 1, \dots, I; TD_i + T_i^{cold} < t \leq T \quad (2.16)$$

$$\left(u_{i,t} - \sum_{j < t} u_{i,t-j} \right) Csc_i \leq cu_{i,t},$$

$$\forall i : T_i^{ini} < 0; i = 1, \dots, I; (TD_i + T_i^{cold}) < (t - T_i^{ini} - 1) \leq (TD_i + T_i^{cold}) \quad (2.17)$$

La ecuación (2.18) asegura que las variables de costo de arranque sean igual a 0 si la unidad respectiva no se enciende durante el tiempo t .

$$0 \leq cu_{i,t}, \quad i = 1, \dots, I; t = 1, \dots, T \quad (2.18)$$

En ocasiones, al problema se le computa el costo de apagado de las unidades, como es el caso de [63]. Este costo es modelado por (2.19-2.20).

$$(u_{i,t-1} - u_{i,t}) DC_i \leq cd_{i,t}, \quad i = 1, \dots, I; t = 2, \dots, T \quad (2.19)$$

$$(1 - u_{i,1}) DC_i \leq cd_{i,t}, \quad \forall i : T_i^{ini} > 0 \quad (2.20)$$

De manera similar al modelado del costo de arranque, la ecuación (2.21) previene que el costo de apagado tome valores negativos, si la unidad no se apagó en ese período.

$$0 \leq cd_{i,t}, \quad i = 1, \dots, I; t = 1, \dots, T \quad (2.21)$$

2.4.2. Resolución del Problema UC

Tres sistemas de potencia son implementados en el software de optimización GAMS ([64]), empleando dos de los resolvidores lineales comerciales más conocidos: CPLEX 12.3.0.0 ([65]) y Gurobi 4.5.1 ([66]). La computadora utilizada posee un procesador Intel i5 (2.67 Ghz), con 4 GB de memoria RAM.

En primer lugar se resuelve un sistema de 6 barras de transferencia, en segundo lugar un sistema de 31 barras, y por último el sistema de ejemplo de la revista IEEE de 188 barras.

La magnitud obtenida de la diferencia entre la mejor solución conocida de un problema y la mejor cota inferior conocida para la función objetivo, recibe el nombre de *gap absoluto* (absolute gap). Mientras que el *gap relativo* es el *gap absoluto* dividido por la mejor solución conocida. En los problemas UC de esta sección, se establece un gap absoluto de 0.

2.4.2.1. Sistema de 3 generadores y 6 barras

El primer caso de estudio que se muestra en la **Figura 2.6**, es un sistema de tamaño pequeño que consiste en 3 generadores, 3 cargas, y 11 líneas de transmisión. El problema fue originalmente presentado en [67].

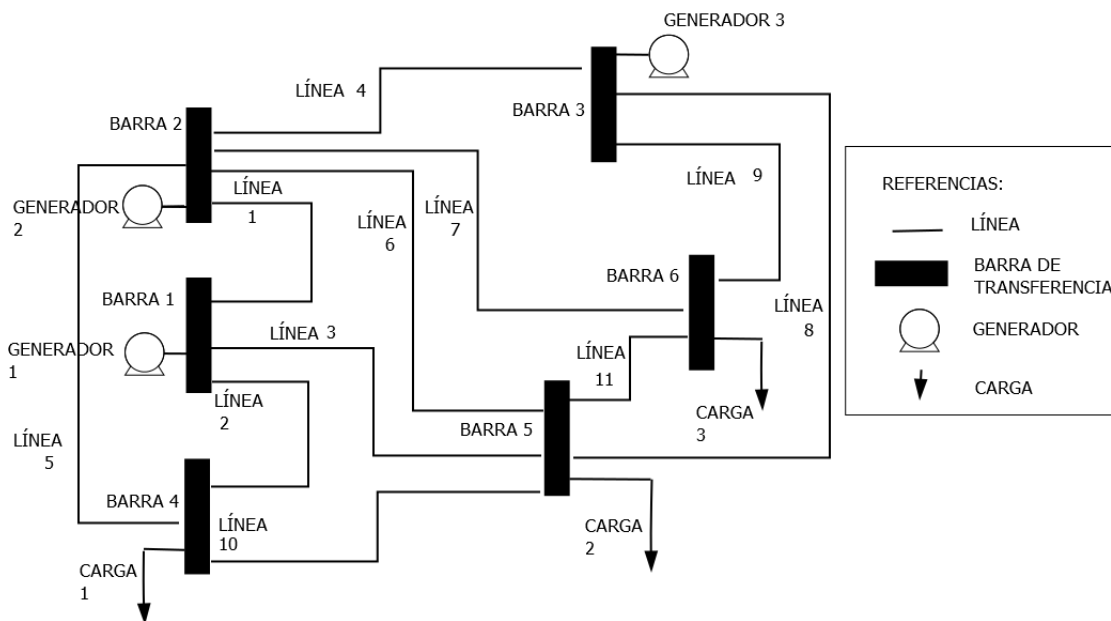


Figura 2.6. Diagrama unifilar del sistema de 6 barras.

La **Tabla 2.1** muestra la información relativa a los generadores térmicos, y la **Tabla 2.2** los datos relativos al consumo del sistema.

Capítulo 2

Tabla 2.1. Información sobre los generadores térmicos. Caso 2.4.2.1.

Generador	Coeficientes de combustibles			p_i^{UP} [MW]	p_i^{LO} [MW]	T^{ini} [h]	TD_i [h]	TU_i [h]	DR_i/UR_i [MW/h]	H_{sc_i}/C_{sc_i} [¢]
	a [¢/MWh ²]	b [¢/MWh]	c [¢]							
1	0,00463	10,69	142,73	260	20	4	3	4	40	200
2	0,00612	18,1	218,34	220	20	2	2	2	60	100
3	0,01433	37,89	118,82	80	5	2	1	1	30	70

Tabla 2.2. Consumos horarios. Caso 2.4.2.1, en [MW].

HORA	CARGA 1	CARGA 2	CARGA 3
1	132,66	44,22	44,22
2	122,4	40,8	40,8
3	115,62	38,54	38,54
4	112,2	37,4	37,4
5	108,84	36,28	36,28
6	110,52	36,84	36,84
7	112,2	37,4	37,4
8	119,04	39,68	39,68
9	136,02	45,34	45,34
10	149,64	49,88	49,88
11	153,06	51,02	51,02
12	154,74	51,58	51,58
13	153,06	51,02	51,02
14	149,64	49,88	49,88
15	147,69	49,23	49,23
16	147,69	49,23	49,23

Problema de Asignación de Unidades Térmicas con Restricciones de Transmisión: Modelado matemático y Optimización

17	154,74	51,58	51,58
18	170,04	56,68	56,68
19	163,26	54,42	54,42
20	161,52	53,84	53,84
21	159,84	53,28	53,28
22	156,42	52,14	52,14
23	147,96	49,32	49,32
24	137,76	45,92	45,92

El costo operativo total del sistema obtenido por ambos resolvers es el mismo: \$73.721,7; y los tiempos de procesamiento son muy similares: 0,11 segundos para CPLEX y 0,10 para Gurobi. La programación de los generadores se muestra en la **Tabla 2.3**, en donde se pueden apreciar varios puntos: el generador 1 está funcionando las 24 horas, mientras que las unidades 2 y 3 se usan sólo durante los picos de carga. Por este motivo la unidad 2 funciona entre las horas 18-20 y la unidad 3 entre las horas 21-23. El modelo presentado en este caso tiene 1.196 ecuaciones, 289 variables continuas y 72 variables binarias.

En el trabajo original de [67], el valor óptimo obtenido es de \$78.322. Dicho trabajo se diferencia principalmente del presentado en esta tesis, en que presenta una matriz de bucles (loop matrix, [68]) para el modelo de las restricciones de seguridad y la resolución del problema se realiza por métodos de simulación y optimización, que no garantizan optimalidad global.

Tabla 2.3. Programación de generadores. Caso 2.4.2.1. Sistema de 6 barras.

Gen.	Horas del horizonte de programación																							
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0
3	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	1	1	1	0

2.4.2.2. Sistema de 16 generadores y 31 barras

Este sistema tiene 31 barras, 16 generadores y 11 cargas. El problema original se presenta en [69], y su diagrama unifilar se muestra en la **Figura 2.7**. La **Tabla 2.4** presenta la información relativa a los generadores, y la **Tabla 2.5** la información relativa a los consumos de potencia. La **Tabla 2.6** indica los porcentajes de participación de las 11 cargas en el consumo total del sistema, y para cada carga se indica a qué barra corresponde. Es importante hacer notar que de las 31 barras, solo 11 tienen carga, las demás barras tienen generadores y líneas, o solamente líneas.

Capítulo 2

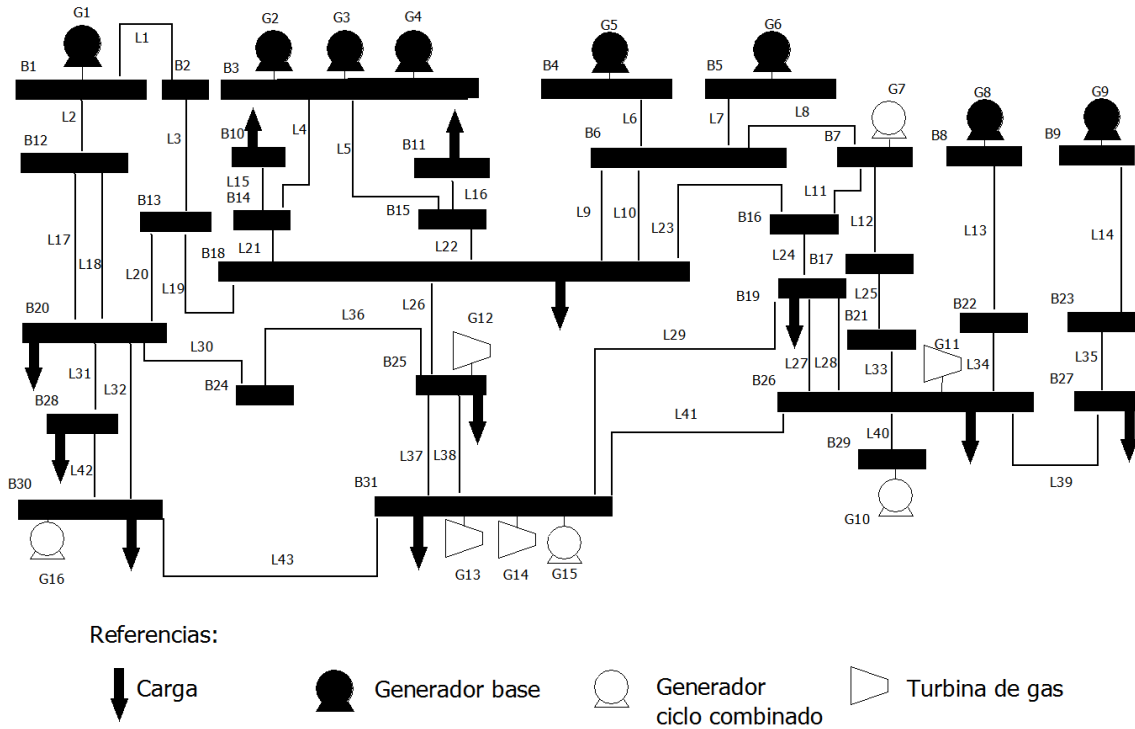


Figura 2.7. Diagrama unifilar del sistema de 31 barras.

Tabla 2.4. Información sobre generadores térmicos. Caso 2.4.2.2. Sistema de 31 barras.

Generador	Coeficientes de combustibles			p_i^{LO} [MW]	p_i^{UP} [MW]	T^{ini} [h]	TD_i [h]	TU_i [h]	DR_i/UR_i [MW/h]	H_{sc_i} [\\$]	C_{sc_i} [\\$]	T_i^{cold} [h]
	a [\$/MWh ²]	b [\$/MWh]	c [\\$]									
1	0	8,722	0,0015	1350	300	5	6	5	0	2120,8	2597,6	12
2	0	7,654	0,0016	1620	360	5	6	5	0	1572,9	1912,4	12
3	0	7,654	0,0016	1620	360	5	6	5	0	2277,5	2765,8	12
4	0	7,654	0,0016	1620	360	5	6	5	200	2350,7	2862,3	12
5	0	6,052	0,0013	1875	300	5	6	5	180	2227,5	2715,8	12
6	0	6,052	0,0013	1875	300	3	6	5	180	2077,5	2565,8	12
7	0	9,072	0,0015	1080	240	3	6	5	200	2403,9	2938,7	8
8	0	8,752	0,0015	675	150	-1	4	3	0	1416	1734,6	8
9	0	8,752	0,0015	625	100	-1	4	3	200	1295,9	1570,3	2
10	0	12,54	0,0019	202,5	45	-4	1	1	0	36,3	38,6	2
11	0	11,62	0,0018	405	90	-4	1	1	0	27,8	33,6	8
12	0	9,543	0,0017	750	120	-1	4	3	0	1370,9	1645,3	8
13	0	8,352	0,0015	937,5	150	-1	4	3	0	1624,6	2019,9	2
14	0	13	0,0019	235,5	52	-4	1	1	0	45,8	51,6	2
15	0	14,62	0,0018	270	60	-4	1	1	0	24,6	29,3	8
16	0	9,543	0,0017	750	120	4	4	3	0	1198,5	1477,6	4

Tabla 2.5. Consumos horarios. Caso 2.4.2.2, en [MW]. Sistema de 31 barras.

Hora	Carga	Hora	Carga	Hora	Carga	Hora	Carga
1	2502	7	4809	13	7995	19	8056
2	2441	8	5859	14	7201	20	7079
3	2197	9	6957	15	6591	21	5188
4	2075	10	7690	16	6225	22	4028
5	2502	11	8056	17	6652	23	3174
6	3418	12	8300	18	7812	24	2807

Tabla 2.6. Consumo por barra. Caso 2.4.2.2. Sistema 31 barras.

Barra	Porcentaje	Barra	Porcentaje	Barra	Porcentaje
10	2,4	20	1,2	28	2,4
11	2,4	25	2,4	30	4,8
18	36,1	26	26,5	31	12
19	3,6	27	6,2		

En este caso el costo total obtenido con los dos resolvers es de \$1.103.044,7, y los tiempos de procesamiento son 62,7 seg. para CPLEX y 50,9 seg. para Gurobi. El modelo posee 7.307 ecuaciones, 1.537 variables continuas y 384 variables binarias.

En el trabajo del cual se toman los datos del problema ([69]), no se reporta el valor de la función objetivo en el óptimo, por lo que no es posible establecer comparaciones en ese aspecto. En dicho trabajo sólo se reporta la programación de generadores, la cual no fue además la misma que la obtenida en el presente trabajo para el óptimo hallado.

2.4.2.3. Sistema IEEE de 54 generadores y 118 barras

El conocido ejemplo del sistema de 118 barras de IEEE, se encuentra descrito en [70]–[73]. Este sistema está compuesto por 54 generadores térmicos y 91 cargas. El diagrama unifilar se muestra en [74]. A su vez los datos para la generación térmica se presentan en la **Tabla 2.7**, y el consumo horario total en la **Tabla 2.8**. En la **Tabla 2.9** se muestra cuánto consumen en total las cargas ubicadas en cada barra. Los datos de estas tablas están basados en la información aportada en [75].

Capítulo 2

Tabla 2.7. Información sobre generadores térmicos. Caso 2.4.2.3. Sistema de 118 barras.

Generador	Barra	Coeficientes de combustibles			p_i^{UP} [MW]	p_i^{LO} [MW]	T^{ini} [h]	TD_i [h]	TU_i [h]	DR_i/UR_i [MW/h]	H_{sc_i}/C_{sc_i} [\$]
		a [\$/MWh ²]	b [\$/MWh]	c [\$]							
1	4	0,06966	26,24382	31,67	30	5	-1	1	1	15	40
2	6	0,06966	26,24382	31,67	30	5	-1	1	1	15	40
3	8	0,06966	26,24382	31,67	30	5	-1	1	1	15	40
4	10	0,01088	12,8875	6,78	300	150	-8	8	8	50	440
5	12	0,01088	12,8875	6,78	300	100	-8	8	8	150	110
6	15	0,06966	26,24382	31,67	30	10	-1	1	1	150	40
7	18	0,0128	17,82	10,15	100	25	-5	5	5	50	50
8	19	0,06966	26,24382	31,67	30	5	-1	1	1	15	40
9	24	0,06966	26,24382	31,67	30	5	-1	1	1	15	40
10	25	0,01088	12,8875	6,78	300	100	-8	8	8	150	100
11	26	0,003	10,76	32,96	350	100	-8	8	8	175	100
12	27	0,06966	26,24382	31,67	30	8	-1	1	1	15	40
13	31	0,06966	26,24382	31,67	30	8	-1	1	1	15	40
14	32	0,0128	17,82	10,15	100	25	-5	5	5	50	50
15	34	0,06966	26,24382	31,67	30	8	-5	5	5	15	40
16	36	0,0128	17,82	10,15	100	25	-1	1	1	50	50
17	40	0,06966	26,24382	31,67	30	8	-5	5	5	15	40
18	42	0,06966	26,24382	31,67	30	8	-1	1	1	15	40
19	46	0,0128	17,82	10,15	100	25	-1	1	1	50	59
20	49	0,0024	12,3299	99,28	250	50	-5	5	5	125	100
21	54	0,0024	12,3299	99,28	250	50	-8	8	8	125	100
22	55	0,0128	17,82	10,15	100	25	-8	8	8	50	50
23	56	0,0128	17,82	10,15	100	25	-5	5	5	50	50
24	59	0,0044	13,29	39	200	50	-5	5	5	100	100
25	61	0,0044	13,29	39	200	50	-10	10	10	100	100
26	62	0,0128	17,82	10,15	100	25	-10	10	10	50	50
27	65	0,01059	8,339148	64,16	420	100	-5	5	5	210	250
28	66	0,01059	8,339148	64,16	420	100	-10	10	10	210	250
29	69	0,01088	12,8875	6,78	300	80	-10	10	10	150	100
30	70	0,04592	15,47077	74,33	80	30	-10	10	10	40	45
31	72	0,06966	26,24382	31,67	30	10	-4	4	4	15	40
32	73	0,06966	26,24382	31,67	30	5	-1	1	1	15	40
33	74	0,0283	37,69679	17,95	20	5	-1	1	1	10	30
34	76	0,0128	17,82	10,15	100	25	-1	1	1	50	50
35	77	0,0128	17,82	10,15	100	25	-5	5	5	50	50
36	80	0,01088	12,8875	6,78	300	150	-5	5	5	150	440

Problema de Asignación de Unidades Térmicas con Restricciones de Transmisión: Modelado matemático y Optimización

37	82	0,0128	17,82	10,15	100	25	-10	10	10	50	50
38	85	0,06966	26,24382	31,67	30	10	-5	5	5	15	40
39	87	0,003	10,76	32,96	300	100	-1	1	1	150	440
40	89	0,01088	12,8875	6,78	200	50	-10	10	10	100	400
41	90	0,0283	37,69679	17,95	20	8	-10	10	10	10	30
42	91	0,00977	22,94226	58,81	50	20	-1	1	1	25	45
43	92	0,01088	12,8875	6,78	300	100	-1	1	1	150	100
44	99	0,01088	12,8875	6,78	300	100	-8	8	8	150	100
45	100	0,01088	12,8875	6,78	300	100	-8	8	8	150	110
46	103	0,0283	37,69679	17,95	20	8	-8	8	8	10	30
47	104	0,0128	17,82	10,15	100	25	-1	1	1	50	50
48	105	0,0128	17,82	10,15	100	25	-5	5	5	50	50
49	107	0,0283	37,69679	17,95	20	8	-5	5	5	10	30
50	110	0,00977	22,94226	58,81	50	25	-1	1	1	25	45
51	111	0,0128	17,82	10,15	100	25	-2	2	2	50	50
52	112	0,0128	17,82	10,15	100	25	-5	5	5	50	50
53	113	0,0128	17,82	10,15	100	25	-5	5	5	50	50
54	116	0,00977	22,94226	58,81	50	25	-2	2	2	25	45

Tabla 2.8. Consumos horarios. Caso 2.4.2.3, en [MW]. Sistema de 118 barras.

Hora	Carga	Hora	Carga	Hora	Carga	Hora	Carga
1	3314,4	7	3314,4	13	4073,6	19	5136,4
2	3010,72	8	3921,76	14	3769,9	20	5440,1
3	2403,36	9	4225,44	15	4680,9	21	5592
4	1036,8	10	4680,9	16	4832,8	22	4832,8
5	1796	11	4756,8	17	4453,2	23	4605
6	2555,2	12	4377,2	18	4756,8	24	4225,4

Tabla 2.9. Consumo por barra. Caso 2.4.2.3. Sistema de 118 barras.

Barra	C. [%]	Barra	C. [%]	Barra	C. [%]	Barra	C. [%]	Barra	C. [%]
1	1,45	25	0,00	49	2,33	73	0,00	97	0,40
2	0,57	26	0,00	50	0,46	74	1,82	98	0,91
3	1,11	27	1,76	51	0,46	75	1,26	99	0,00
4	0,85	28	0,48	52	0,48	76	1,82	100	0,99
5	0,00	29	0,68	53	0,62	77	1,63	101	0,59
6	1,48	30	0,00	54	3,03	78	1,90	102	0,13
7	0,54	31	1,22	55	1,69	79	1,04	103	0,62
8	0,00	32	1,68	56	2,25	80	3,48	104	1,02
9	0,00	33	0,65	57	0,32	81	0,00	105	0,83
10	0,00	34	1,68	58	0,32	82	1,45	106	1,15

Capítulo 2

11	1,99	35	0,94	59	7,42	83	0,54	107	0,75
12	1,34	36	0,88	60	2,09	84	0,29	108	0,05
13	0,97	37	0,00	61	0,00	85	0,64	109	0,21
14	0,40	38	0,00	62	2,06	86	0,56	110	1,04
15	2,56	39	0,72	63	0,00	87	0,00	111	0,00
16	0,71	40	0,54	64	0,00	88	1,29	112	0,67
17	0,31	41	0,99	65	0,00	89	0,00	113	0,00
18	1,71	42	0,99	66	1,04	90	2,09	114	0,23
19	1,28	43	0,48	67	0,75	91	0,00	115	0,63
20	0,51	44	0,43	68	0,00	92	1,74	116	0,00
21	0,40	45	1,42	69	0,00	93	0,32	117	0,57
22	0,28	46	0,75	70	1,77	94	0,80	118	0,88
23	0,20	47	0,91	71	0,00	95	1,13		
24	0,00	48	0,54	72	0,00	96	1,02		

El costo óptimo total obtenido con ambos resolvers es de \$133.983.648, y los tiempos de procesamiento son 3,8 segundos para CPLEX y 3,5 segundos para Gurobi. Este modelo está compuesto por 26.389 ecuaciones, 5.185 variables continuas y 1.296 variables binarias.

No fue posible establecer comparaciones de resultados con los reportados en diversos trabajos que resuelven este sistema, porque ninguno de ellos utiliza los datos reportados en [75], dicho reporte técnico fue confeccionado por el Centro para Redes Eléctricas más Inteligentes de Illinois. El motivo por el cual estos datos fueron seleccionados para esta tesis es porque en dicho reporte se encuentra la totalidad de los datos necesarios para poder modelar el sistema. En otros trabajos falta alguna clase de datos lo cual hace imposible modelar el sistema sin suponer algunos valores, y también hace imposible establecer una comparación directa de resultados. La revisión de los resultados obtenidos indica que las programaciones de los distintos elementos presentan una lógica adecuada.

2.5. Problema de Asignación de Unidades con Restricciones de Seguridad

La implementación de las soluciones del problema UC clásico pueden generar complicaciones tales como que se opere en regiones de trabajo prohibidas del sistema o sobrecarga de las líneas de transmisión. Existen numerosos trabajos que utilizan el modelo UC clásico ([76]–[80]). Cuando se consideran las restricciones de transmisión en el problema UC, este se conoce con el nombre de Problema de Asignación de Unidades con Restricciones de Seguridad (o SCUC por *Security Constrained Unit Commitment*). Este enfoque propone soluciones eficientes y factibles, las cuales constituyen una formulación más apropiada para un sistema eléctrico real.

El problema SCUC ha sido estudiado desde hace tiempo [81] y muchos desarrollos han sido presentados sobre el tema [69], [70], [82]–[86]. En la literatura, existen dos maneras preponderantes de modelar las restricciones de transmisión en los problemas de SCUC. La primera de ellas es conocida con la denominación de *modelo de flujo de potencia de Corriente Alterna* (AC por sus siglas en inglés) [87]. El

modelo calcula los flujos de línea y voltajes en las barras de transmisión, según un conjunto de parámetros. Las variables de este modelo son:

- la potencia activa y reactiva inyectadas en barras donde puede haber generadores o cargas;
- el voltaje en las barras (generalmente tienen un generador regulando el voltaje);
- el ángulo de voltaje para la barra de transferencia.

Así, para cada barra de transferencia del sistema existirán cuatro variables. La principal ventaja del modelo AC es el alto nivel de precisión y de detalle con el cual se determinan los valores de las potencias del sistema [88]. La principal desventaja es que su resolución demanda gran esfuerzo de cálculo, con la consiguiente dificultad para aplicarlo a algunos casos [89].

La segunda opción es modelar las restricciones de transmisión con el modelo de flujo de potencia de Corriente Directa (DC, por sus siglas en inglés) [90], el cual se obtiene a partir del modelo AC, aplicando tres hipótesis simplificadoras. El modelo DC sólo considera los flujos de potencia activa, por ello se lo conoce también como modelo de *solo-MW* ([91]). Este modelo considera como despreciable la resistencia de línea frente a la reactancia, y también asume un perfecto soporte de voltaje en las barras. A raíz de estas hipótesis simplificadoras, los valores de las variables obtenidas con este modelo tienen menor precisión que los obtenidos con el modelo AC. Sin embargo, el requerimiento computacional es sustancialmente menor; esto constituye la principal razón de vigencia de este modelo para sistemas de potencia, en especial para sistemas de gran escala, como se detalla en [92]-[93].

Según el caso a resolver, los autores eligen un modelo u otro en base a las ventajas o desventajas anteriormente nombradas. Hasta hace un tiempo se habían establecido algunas comparaciones entre estos modelos, como en [94], pero las mismas resultaban incompletas. Por ejemplo, el trabajo antes mencionado, muestra las diferencias entre los valores de potencia activa arrojados a partir de la resolución de ambos modelos, pero no compara los tiempos computacionales requeridos para resolver los modelos. Por lo tanto, si bien es un tema muy discutido en el estado del arte, desde hace décadas, no abundan de igual modo estudios comparativos que muestren diferencias de desempeño entre los modelos AC y DC. Estos estudios deberían haber brindado un panorama que permitiese decidir el modelo a implementar, dependiendo del fin que se busque.

En las secciones 2.5.1 a 2.5.4, se evaluarán las características nombradas anteriormente, considerando diferencias entre: los costos de generación por cada MWh producido, los valores de potencia activa, y los tiempos de resolución. Las comparaciones se hicieron a partir de los resultados obtenidos de aplicar los modelos a casos de estudios presentados en otros trabajos.

2.5.1 Modelo de flujo de potencia de Corriente Alterna (AC)

El modelo de Flujo de Potencia de Corriente Alterna, o simplemente Modelo AC, utilizado en este trabajo está basado en [87], [91], [95]. La ecuación (2.22) modela la potencia real ($p_{l,bu_i,bu_o,t}$) transmitida desde la barra de entrada bu_i a la barra de salida bu_o . Donde $g_{bu_i-bu_o}$ es la susceptancia entre barras, $b_{bu_i-bu_o}$ la conductancia entre barras conectadas por la línea l , y V_{bu_i}/V_{bu_o} son los voltajes de las barras de entrada/salida. A su vez, la ecuación (2.23) representa la potencia reactiva transmitida entre dichas barras ($q_{l,bu_i,bu_o,t}$), conectadas por la misma línea.

$$p_{l,bu_i,bu_o,t} = V_{bu_i} \sum_{bu_o=1}^{BU} V_{bu_o} (g_{bu_i-bu_o} \text{Cos}\theta_{bu_i-bu_o,t} + b_{bu_i-bu_o} \text{Sen}\theta_{bu_i-bu_o,t})$$

$$bu_i = 1, \dots, BU; bu_o = 1, \dots, BU; t = 1, \dots, T$$
(2.22)

$$q_{l,bu_i,bu_o,t} = V_{bu_i} \sum_{bu_o=1}^{BU} V_{bu_o} (g_{bu_i-bu_o} \text{Sen}\theta_{bu_i-bu_o,t} - b_{bu_i-bu_o} \text{Cos}\theta_{bu_i-bu_o,t})$$

$$bu_i = 1, \dots, BU; bu_o = 1, \dots, BU; t = 1, \dots, T$$
(2.23)

En las ecuaciones (2.24) y (2.25) se plantean los balances de potencias activas y reactivas, para todas las barras y líneas del sistema. Es importante aclarar que cuando la variable $p_{i,bu,t}/p_{l,bu_i,bu_o,t}$ corresponde a un generador/línea que tiene asociada una barra de transferencia que no pertenece a dicha variable en los datos del problema (por ejemplo un generador i que no se encuentra conectado a la barra bu), tendrá asignado un valor 0. Siendo $dk_{c,bu,t}$ el parámetro de demanda de potencia para la carga c , de la barra bu .

$$\sum_{i=1}^I p_{i,bu,t} + \sum_{l=1}^L \sum_{bu_o=1}^{BU} p_{l,bu_i=bu,bu_o,t} - \sum_{l=1}^L \sum_{bu_i=1}^{BU} p_{l,bu_i,bu_o=bu,t} = \sum_{c=1}^C dk_{c,bu,t}$$

$$bu = 1, \dots, BU; t = 1, \dots, T$$
(2.24)

$$\sum_{i=1}^I q_{i,bu,t} + \sum_{l=1}^L \sum_{bu_o=1}^{BU} q_{l,bu_i=bu,bu_o,t} - \sum_{l=1}^L \sum_{bu_i=1}^{BU} q_{l,bu_i,bu_o=bu,t} = \sum_{c=1}^C dk_{c,bu,t}$$

$$bu = 1, \dots, BU; t = 1, \dots, T$$

(2.25)

La convención de signos que se adopta toma como positivo el flujo potencia que entra a la barra y como negativo el flujo saliente. Para el modelo AC en un sistema eléctrico con BU barras, existen $4 \cdot BU$ variables ($p_{l,bu_i-bu_o,t}$, $q_{l,bu_i-bu_o,t}$, $\theta_{bu_i-bu_o,t}$ y $V_{bu_i-bu_o}$, para cada barra). Además, se establece la barra que será de referencia, en ella generalmente se asume que el voltaje equivale a 1 [p.u.] (por unidad) y el ángulo de voltaje es 0 radianes.

2.5.2 Modelo de flujo de potencia de Corriente Directa (DC)

El modelo de Flujo de Potencia de Corriente Directa, o Modelo DC (por sus siglas en inglés), es una aproximación lineal del modelo AC, basada en tres supuestos, según [96]. En esta sección se omite el índice del tiempo para simplificar la explicación del modelo DC, pero a posterior se tendrá en cuenta.

- Las resistencias de las líneas resultan despreciables, en comparación con sus reactancias, y por lo tanto, se omiten las pérdidas de potencia en la red, simplificando los parámetros de las líneas de transmisión.

$$g_{bu_i,bu_o} = \frac{r_{bu_i,bu_o}}{r_{bu_i,bu_o}^2 + x_{bu_i,bu_o}^2} = \frac{r_l}{r_l^2 + x_l^2} \approx 0 \quad (2.26)$$

$$b_{bu_i,bu_o} = \frac{x_{bu_i,bu_o}}{r_{bu_i,bu_o}^2 + x_{bu_i,bu_o}^2} = \frac{x_l}{r_l^2 + x_l^2} \approx -\frac{x_l}{x_l^2} \approx -\frac{1}{x_l} \quad (2.27)$$

La reactancia x_{bu_i,bu_o} es equivalente a x_l , si l es la línea que conecta las barras bu_i y bu_o .

- La diferencia de voltaje entre barras conectadas es mínima, por lo tanto, puede asumirse que todos los voltajes equivalen a 1 [p.u].

- La diferencia de ángulos de voltaje entre barras es pequeña, motivo por el cual pueden asumirse las siguientes relaciones:

$$\text{Sen}(\theta_{bu_i} - \theta_{bu_o}) \cong \theta_{bu_i} - \theta_{bu_o} \quad (2.28)$$

$$\text{Cos}(\theta_{bu_i} - \theta_{bu_o}) \cong 1 \quad (2.29)$$

Capítulo 2

Si se sustituye (2.26-2.29) en (2.22), la potencia activa transmitida por la línea l se calcula de la siguiente manera:

$$p_{-l, bu_i, bu_o, t} = -b_{bu_i, bu_o} \theta_{bu_i, bu_o, t} = \frac{\theta_{bu_i} - \theta_{bu_o}}{x_{bu_i, bu_o}} = \frac{\theta_{bu_i} - \theta_{bu_o}}{x_l} \quad (2.30)$$

Por lo tanto, reemplazando en la ecuación de balance de potencias activas en cada barra del sistema (2.24), y recordando que la línea l conecta las barras bu_i con bu_o , el balance de potencias activas estará dado por:

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^I p_{i, bu, t} + \sum_{l=1}^L \sum_{bu_o=1}^{BU} p_{-l, bu_i=bu, bu_o, t} - \sum_{l=1}^L \sum_{bu_i=1}^{BU} p_{-l, bu_i, bu_o=bu, t} \\ = \sum_{bu_o=1}^{BU} \left(\frac{\theta_{bu_i=bu, t} - \theta_{bu_o=bu, t}}{x_{bu_i, bu_o}} \right) - \sum_{bu_i=1}^{BU} \left(\frac{\theta_{bu_o=bu, t} - \theta_{bu_i=bu, t}}{x_{bu_i, bu_o}} \right) \\ = \sum_{c=1}^C dkt_{c, bu, t} \end{aligned}$$

$$bu = 1, \dots, BU; t = 1, \dots, T \quad (2.31)$$

2.5.3 Comparación de modelos AC y DC

En esta sección se evaluará de forma cualitativa el tiempo de resolución de cada modelo, el costo por MWh producido y los valores de flujos por línea, aplicando los modelos detallados a dos sistemas presentados en otros trabajos.

El primer sistema que será evaluado posee tres unidades generadoras, seis barras de transferencia y seis líneas. Es de tamaño pequeño, lo que permite apreciar más claramente las diferencias entre los modelos AC y DC.

El segundo sistema implementado tiene también la misma cantidad de generadores y barras, pero cuenta con casi el doble de líneas de transmisión. En este último sistema se aprecia el incremento en el requerimiento computacional de resolución que está asociado a la escala del problema, especialmente para el empleo del modelo AC.

2.5.3.1. Sistema de 3 generadores, 6 barras y 6 líneas

Este sistema es presentado en [97] y el diagrama unifilar se presenta en la **Figura 2.8**. Si se considera solo el problema de Asignación de Unidades sin tener en cuenta las restricciones de transmisión, el costo total obtenido con CPLEX y GUROBI es de \$ 157.877,59 (para gap 0). Mientras que los tiempos de procesamiento son 0,156 segundos para CPLEX y 0,109 segundos Gurobi. La resolución es muy rápida, en menos de dos décimas de segundo se resuelven los problemas de manera óptima. Las **Tablas 2.10-2.12** presentan los datos del problema UC.

Problema de Asignación de Unidades Térmicas con Restricciones de Transmisión: Modelado matemático y Optimización

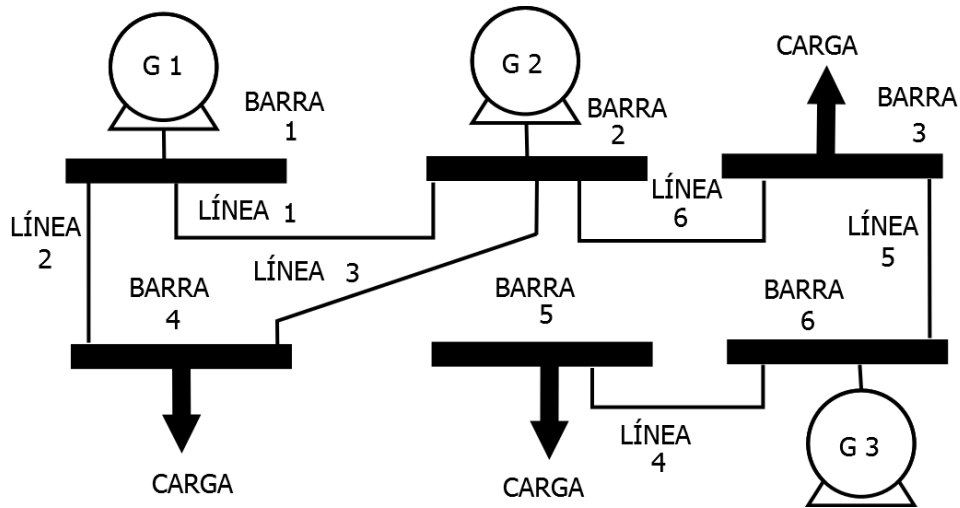


Figura 2.8. Diagrama unifilar del sistema de 6 barras, 6 líneas y 3 generadores.

Tabla 2.10. Datos de los generadores. Caso 2.5.3.1. Sistema de 6 barras y 6 líneas.

Generador	Coeficientes de combustibles			p_i^{LO} [MW]	p_i^{UP} [MW]	$T_i^{ini} / TU_i / TD_i$ [h]	Q_{max_i} [MVar]	Q_{min_i} [MVar]	DR_i / UR_i [MW/h]	H_{sc_i} / C_{sc_i} [\$]	Precio _i [\$/Mbtu]
	a [Mbtu/MWh ²]	b [Mbtu/MWh]	c [Mbtu]								
1	0,1	13,5	176,9	100	220	4	50	-40	55	100	1,2469
2	0,1	32,6	129,9	10	100	50	-40	5	50	200	1,2491
3	0,1	17,6	137,4	10	20	50	-40	5	20	0	1,2492

Tabla 2.11. Consumos horario potencia activa [MW]. Caso 2.5.3.1. Sistema de 6 barras y 6 líneas.

Hora	Carga	Hora	Carga	Hora	Carga	Hora	Carga
1	175,19	7	173,39	13	242,18	19	245,97
2	165,15	8	177,60	14	243,60	20	237,35
3	158,67	9	186,81	15	248,86	21	237,31
4	154,73	10	206,96	16	255,79	22	232,67
5	155,06	11	228,61	17	256,00	23	195,93
6	160,48	12	236,10	18	246,74	24	195,60

Capítulo 2

Tabla 2.12. Consumos horario potencia reactiva [MVAR]. Caso 2.5.3.1. Sistema de 6 barras y 6 líneas.

Hora	Carga	Hora	Carga	Hora	Carga	Hora	Carga
1	50,37	7	49,85	13	69,63	19	70,72
2	47,48	8	51,06	14	70,04	20	68,24
3	45,62	9	53,71	15	71,55	21	68,23
4	44,49	10	59,50	16	73,54	22	66,90
5	44,58	11	65,73	17	73,60	23	56,33
6	46,14	12	67,88	18	70,94	24	56,24

A continuación, se incluyen las restricciones de transmisión, es decir, se considera el problema SCUC, con los dos modelos AC y DC. Los parámetros sobre transmisión para las barras para resolver el problema SCUC se presentan en las **Tablas 2.13** y **2.14**. Para los fines perseguidos en la comparación de esta sección, sólo se observa la potencia activa, ya que el modelo DC no contempla la potencia reactiva, a diferencia del modelo AC.

Tabla 2.13. Información de las líneas. Caso 2.5.3.1. Sistema de 6 barras y 6 líneas.

Línea. N°	De barra	A barra	R [p.u.]	X [p.u.]	Limite [MW]
1	1	2	0,0050	0,170	200
2	1	4	0,0030	0,258	100
3	2	4	0,0070	0,197	100
4	5	6	0,0020	0,140	100
5	3	6	0,0005	0,140	100
6	2	3	0,0020	0,140	100

Tabla 2.14. Información de las barras. Caso 2.5.3.1. Sistema de 6 barras y 6 líneas.

Barra	Máximo voltaje [p.u.]	Mínimo voltaje [p.u.]
1	1,05	0,95
2	1,15	0,85
3	1,15	0,85
4	1,05	0,91
5	1,15	0,85
6	1,15	0,85

En primer lugar se nota que la solución obtenida para el problema UC resulta infactible cuando se aplica para resolver el problema SCUC. Aquí se ilustra la importancia de incorporar las restricciones de líneas de transmisión al problema. En

este caso, la solución del modelo UC no se podría aplicar a un problema real, debido a que no sería posible transmitir la potencia producida por los generadores a los centros de consumo.

En lo referido a los tiempos de procesamiento para los dos modelos de SCUC se testean tres opciones: el modelo DC resuelto con el resolvidor lineal CPLEX, el modelo DC resuelto con el resolvidor lineal Gurobi y el modelo AC resuelto con el resolvidor no lineal SBB. El modelo DC fue resuelto con CPLEX y GUROBI (gap 0), con tiempos de cómputo de 0,140 y 0,084 segundos, respectivamente. Y el costo para ambos resolvidores fue \$157.962,1. Se puede observar que Gurobi requiere casi la mitad del tiempo que CPLEX.

El modelo AC fue resuelto con el resolvidor SBB. El tiempo de procesamiento es muy elevado comparado con el otro modelo (344 segundos). El costo óptimo de la solución del modelo AC es de \$158.892,9. Es importante mencionar que el modelo DC fue resuelto con CPLEX y Gurobi porque estos resolvidores son lineales y concuerdan con las características del modelo, en cambio el modelo AC se resuelve con SBB dado la naturaleza no lineal del modelo y la aptitud del resolvidor para procesar modelos de esta índole.

En la **Figura 2.9** se muestran los costos horarios de generación teniendo en cuenta los MWh que se han producido cada hora, para las tres opciones testeadas (UC, SCUC-DC y SCUC-AC). Los números representados surgen de considerar para cada hora del horizonte de programación, el costo total de producción dividido la cantidad de MW generados durante esa hora.

En la curva de costos se observa que la curva del modelo UC es muy similar a la del modelo SCUC-DC, con algunas diferencias en las franjas entre horas 2-6 y 22-24. A su vez, se muestra una mayor diferencia en la curva de costos del modelo SCUC-AC, la misma arranca con un menor costo hasta la hora 7, donde es mayor y se iguala a las otras dos curvas desde la hora 12 hasta la hora 22. A partir de la gráfica se puede concluir que los modelos DC y AC arrojan valores para las variables que son muy similares entre sí, y por lo tanto se puede afirmar que el modelo DC tiene una aproximación razonable al AC que se justifica frente a un notablemente menor tiempo de procesamiento.

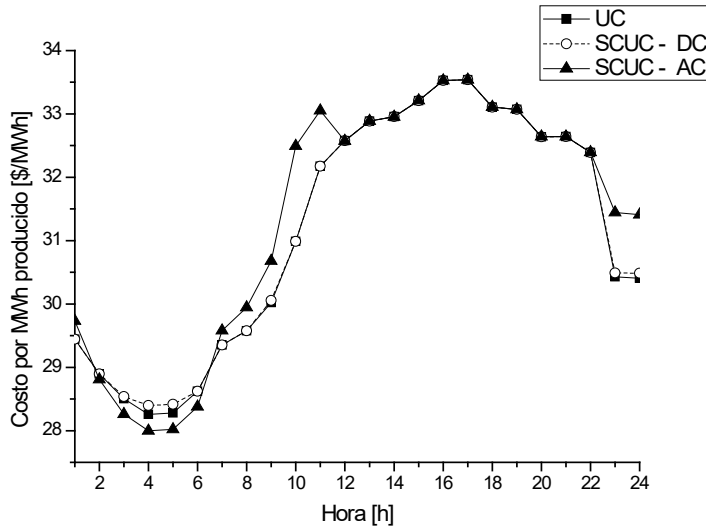


Figura 2.9. Curvas de costos de generación. Caso 2.5.3.1. Sistema de 6 barras y 6 líneas.

2.5.3.2. Sistema de 3 generadores, 6 barras, 11 líneas

Este segundo sistema es el mismo que el abordado en la sección 2.4.2.1. Los datos para el problema UC fueron presentados en las **Tablas 2.1 y 2.2**. Los resultados de la resolución para el problema UC de este sistema fueron presentados en la correspondiente sección.

Para el problema SCUC, se estudian los dos modelos de flujo de potencia. La **Tabla 2.15** presenta las resistencias de las líneas, la **Tabla 2.16** presenta las reactancias de las líneas, y la **Tabla 2.17** muestra los consumos de potencia reactiva de las barras con cargas. Se anexa también la producción de potencia reactiva de los generadores: los generadores 1-2 producen un máximo de 50 [MVar] de potencia reactiva, el generador 3: 40 [MVar] y los tres generadores producen un mínimo de -40 [MVar]. Estos datos se anexaron para poder formular el modelo AC, porque los autores del trabajo [67] formularon el caso para ser resuelto solo por el modelo DC. Por lo tanto, se carece de datos para el estudio de las potencias reactivas en el sistema. Al igual que en el caso anterior, sólo se observa la parte de potencia activa. Los flujos máximos de potencia para todas las líneas son de 160 MW.

Tabla 2.15. Resistencia por línea [p.u]. Caso 2.5.3.2. Sistema de 6 barras y 11 líneas.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0,019	0,046	0,058	0,054	0,127	0,031	0,094	0,122	0,066	0,056	0,067

Tabla 2.16 Reactancia por línea [p.u]. Caso 2.5.3.2. Sistema de 6 barras y 11 líneas.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0,2	0,2	0,3	0,25	0,1	0,3	0,2	0,26	0,1	0,4	0,3

Tabla 2.17. Consumo horario de reactiva en barras 4, 5 y 6 [MVAR]. Caso 2.5.3.2.

Barra	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
4	39,14	35,19	33,24	32,25	31,29	31,77	32,25	34,22	39,1	43,02	44	44,49
5	12,71	11,73	11,08	10,75	10,43	10,59	10,75	11,4	13,03	14,34	14,66	14,83
6	12,71	11,73	11,08	10,75	10,43	10,59	10,75	11,4	13,03	14,34	14,66	14,83
Barra	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
4	44	43,02	42,54	42,54	44,49	48,88	46,93	46,43	45,95	44,97	42,54	39,6
5	14,66	14,34	14,18	14,18	14,83	16,29	15,64	15,47	15,31	14,99	14,18	13,2
6	14,66	14,34	14,18	14,18	14,83	16,29	15,64	15,47	15,31	14,99	14,18	13,2

Al tratar de resolver el problema SCUC asignando a las variables los valores de la solución obtenida para el problema UC, se verifica como en el caso anterior, que la solución no resulta factible.

Los tiempos de procesamiento que se obtuvieron para estos problemas son: el modelo DC fue resuelto en 0,515 segundos con CPLEX, y con 0,181 segundos con el resolvidor Gurobi. El costo total para el modelo DC es de \$77.775. El modelo AC fue resuelto en 1.463,5 segundos con el resolvidor SBB, y se obtuvo un costo de \$78.141. Se puede observar una diferencia muy grande en los tiempos de procesamiento, debido a la no linealidad del modelo AC.

La **Figura 2.10** muestra una comparación respecto al costo por MWh producido durante el horizonte de programación para las tres opciones testeadas: el problema UC, y el problema SCUC con los modelos DC y AC. Se observa una marcada diferencia de la curva correspondiente al problema UC respecto a las otras dos curvas del problema SCUC. Los números tabulados se obtienen aplicando el mismo razonamiento del punto anterior.

A su vez, las curvas de los modelos DC y AC tienen comportamientos parecidos pero con pequeñas diferenciaciones. Las diferencias ocurren debido a que la existencia de las restricciones de las líneas obliga a generar electricidad de manera distinta a la solución UC, lo cual en general, eleva el valor de la función objetivo. Debido a un mayor número de líneas que en el caso anterior es que las diferencias entre los modelos SCUC y UC son más marcadas que en el caso anterior.

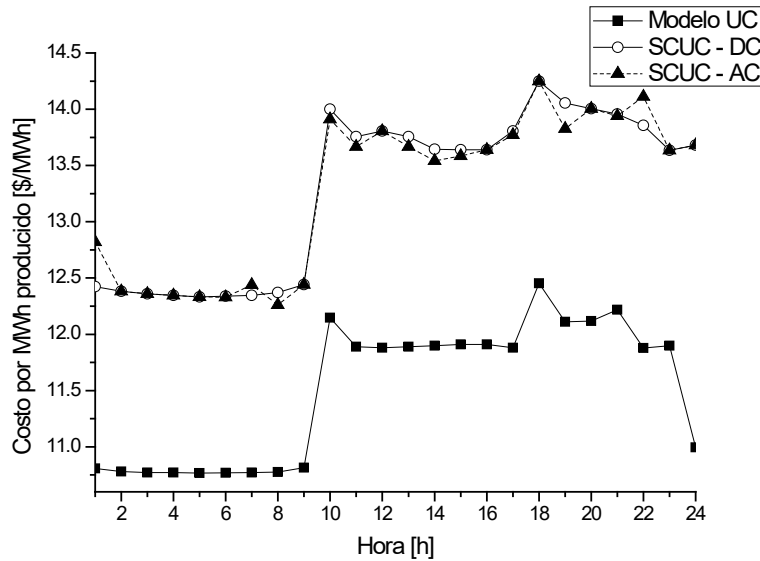


Figura 2.10. Curvas de costos de generación. Caso 2.5.3.2. Sistema de 6 barras y 11 líneas.

2.5.4. Discusión de Resultados. Problema SCUC con Modelo DC

De los resultados presentados en la sección anterior, se observa que el modelo DC se resuelve en un tiempo de procesamiento mucho más pequeño que el requerido por el modelo AC (entre el 0,01 y 0,02% del tiempo que le lleva al modelo AC). Siendo que los resultados de ambos modelos se aproximan bastante en cuanto a la determinación de la potencia activa.

En otro trabajo similar sobre el tema [94], el modelo DC resulta ser aproximadamente 60 veces más rápido que el AC. Por estas comparaciones es que se elige el modelo DC para resolver los problemas SCUC que se plantean a continuación:

2.5.4.1. Sistema de 3 generadores, 6 barras de transferencia y 11 líneas

Este sistema es el presentado en el punto 2.4.2.1., y los datos en lo relativo a los generadores térmicos, y consumos también fueron presentados en dicha sección. El modelo fue analizado exhaustivamente para este sistema en [67]. A los efectos de este trabajo, se hace la modificación respecto al problema original, en cuanto a los límites de transmisión. El cambio se hace para que se pueda apreciar el efecto de los límites en las líneas. En el problema original estas están sobredimensionadas y tienen límites muy superiores a los flujos que deben transmitir.

Para el análisis presentado en esta sección se establecen nuevos límites de potencia en las líneas que se encuentran descritos en la **Tabla 2.18**. Si se aplica la solución al problema UC obtenida en la sección 2.4.2.1, la misma resulta infactible en este ejemplo. Esto se debe a que los valores determinados para la producción de los generadores en dicha solución, no pueden ser transmitidos en las líneas del sistema en la forma requerida.

Problema de Asignación de Unidades Térmicas con Restricciones de Transmisión: Modelado matemático y Optimización

Tabla 2.18. Límite por línea [MW]. Caso 2.5.4.1. Sistema de 6 barras y 11 líneas.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
80	100	60	15	60	10	30	20	50	15	10

El costo óptimo total de operación requiriendo gap 0 en la resolución es de \$77.775,1 y los tiempos de cómputo son de 0,249 seg. para CPLEX y 0,149 seg. para Gurobi.

Debido a las exigencias de las restricciones de transmisión, el costo óptimo total aumenta alrededor de un 5,5% respecto al problema UC, ya que la potencia necesaria para satisfacer la demanda es producida por los generadores en una combinación que resulta un poco más cara. Ambos resolvers tienen performances similares en este problema.

La **Tabla 2.19** muestra la programación de los tres generadores junto con la producción de cada uno. Se observa que el generador 1 está en funcionamiento durante todo el horizonte de programación (al igual que en el caso UC). El generador 2 funciona entre las horas 10-17 y 20-23. Finalmente, el generador 3 se encuentra trabajando entre las horas 18 y 21.

Tabla 2.19. Programación de generadores. Caso 2.5.4.1. SCUC sistema de 6 barras.

Gen	Hora de programación											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	221,1	204,0	192,7	187,0	181,4	184,2	187,0	198,4	226,7	229,4	235,1	234,7
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20,0	20,0	23,1
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gen	Hora de programación											
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	235,1	229,4	226,3	226,3	234,7	222,6	227,3	230,1	231,6	233,8	226,6	229,6
2	20,0	20,0	20,0	20,0	23,1	0	0	24,2	29,7	26,8	20,0	0
3	0	0	0	0	0	60,7	44,7	14,7	5,0	0	0	0

La **Tabla 2.20** muestra la programación de las 11 líneas de transmisión con los respectivos valores de flujos de potencia que transmiten. Los valores negativos indican que los flujos de potencia tienen sentidos de circulación inversos a los supuestos originalmente. Se puede apreciar también que hay 9 períodos durante los cuales alguna de las 11 líneas no tiene flujo de potencia, los períodos son los siguientes. Línea 4: hora 18; línea 6 horas 18-20; línea 8: horas 19-20; línea 10: hora 21; y línea 11: horas 8, 19-20.

Capítulo 2

Tabla 2.20. Programación de líneas. Caso 2.5.4.1. SCUC sistema de 6 barras.

Línea	Hora de programación											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	74,0	68,3	64,5	62,6	60,7	61,6	62,6	67,4	75,9	74,0	75,9	75,4
2	92,0	84,9	80,2	77,8	75,5	76,6	77,8	82,8	94,3	97,5	99,8	100,0
3	55,1	50,9	48,1	46,6	45,2	45,9	46,6	48,2	56,5	57,9	59,3	59,4
4	11,0	10,1	9,6	9,3	9,0	9,2	9,3	10,8	11,3	13,5	13,8	14,1
5	36,0	33,3	31,4	30,5	29,6	30,0	30,5	31,0	36,9	46,9	47,8	49,3
6	5,8	5,4	5,1	4,9	4,8	4,9	4,9	3,3	6,0	8,6	8,7	9,1
7	21,1	19,5	18,4	17,9	17,3	17,6	17,9	22,3	21,7	25,1	25,7	26,1
8	-3,8	-3,5	-3,3	-3,2	-3,1	-3,2	-3,2	-6,6	-3,9	-3,1	-3,2	-3,0
9	14,8	13,7	12,9	12,5	12,2	12,4	12,5	17,4	15,2	16,6	16,9	17,1
10	-4,6	-4,3	-4,0	-3,9	-3,8	-3,9	-3,9	-5,3	-4,8	-5,3	-5,4	-5,5
11	8,3	7,6	7,2	7,0	6,8	6,9	7,0	0,0	8,5	8,2	8,4	8,3
Línea	Hora de programación											
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	75,9	74,0	73,0	73,0	75,4	70,2	71,0	72,0	70,1	74,6	73,1	76,8
2	99,8	97,5	96,2	96,2	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	96,3	95,5
3	59,3	57,9	57,2	57,2	59,4	52,7	59,7	59,3	56,0	59,3	57,2	57,3
4	13,8	13,5	13,3	13,3	14,1	0,0	-2,8	13,3	14,5	14,4	13,3	11,4
5	47,8	46,9	46,3	46,3	49,3	59,6	58,0	56,0	59,8	50,9	46,4	37,4
6	8,7	8,6	8,5	8,5	9,1	0,0	0,0	0,0	9,2	9,5	8,5	6,1
7	25,7	25,1	24,9	24,9	26,1	10,7	15,8	29,1	26,9	26,7	24,9	22,0
8	-3,2	-3,1	-3,0	-3,0	-3,0	15,8	0,0	0,0	-3,2	-2,9	-3,0	-4,0
9	16,9	16,6	16,4	16,4	17,1	44,7	38,6	24,8	17,7	17,3	16,4	15,4
10	-5,4	-5,3	-5,2	-5,2	-5,5	-10,5	-5,2	-5,5	0,0	-5,6	-5,2	-4,8
11	8,4	8,2	8,1	8,1	8,3	1,3	0,0	0,0	8,7	8,2	8,1	8,6

El modelo para el problema SCUC del sistema de 6 barras está formado por 2.396 ecuaciones, con 2.017 variables continuas y 72 variables binarias.

2.5.4.2. Sistema de 16 generadores, 31 barras y 43 líneas

En esta sección se analizará la influencia de las restricciones de transmisión en el sistema de 31 barras, el cual fue presentado previamente en la sección 2.4.2.2. Los datos sobre los límites de las líneas y sobre las reactancias se encuentran en las **Tablas 2.21** y **2.22** respectivamente.

Problema de Asignación de Unidades Térmicas con Restricciones de Transmisión: Modelado matemático y Optimización

Tabla 2.21. Límite de líneas en [MW] Caso 2.5.4.2. SCUC sistema de 31 barras.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1000	1000	1000	2000	2000	1500	1500	1200	1200	1200	1200	1200
13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1780	1780	1200	800
25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
1200	2500	250	250	200	1000	1000	1000	900	1250	1250	1000
37	38	39	40	41	42	43					
250	250	1200	800	600	1000	700					

Tabla 2.22. Reactancias de líneas en [p.u.] Caso 2.5.4.2. SCUC sistema de 31 barras.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0,025	0,008	0,054	0,01	0,01	0,01	0,01	0,015	0,046	0,046	0,025	0,015
13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
0,01	0,01	0,0035	0,0035	0,054	0,054	0,03	0,01	,00815	,00815	0,01	0,01
25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
0,015	0,0005	0,045	0,045	0,04	0,03	0,025	0,05	0,01	0,01	0,01	0,012
37	38	39	40	41	42	43					
0,045	0,045	0,025	0,01	0,0333	0,025	0,022					

En este problema, al incluirse las restricciones de transmisión, el costo óptimo total asciende a \$1.105.217,9 (gap 0). Los tiempos de procesamiento del problema son 122,7 segundos para CPLEX y 104,5 segundos para Gurobi. En este caso se aprecia un aumento en el costo operativo de \$2.173 comparado con el problema UC, como consecuencia de los requerimientos de los límites de las líneas. También se aprecia una mayor velocidad de resolución para Gurobi de 18,2 segundos. El modelo para este caso se compone de 12.179 ecuaciones, 8.473 variables continuas y 384 variables binarias.

La **Tabla 2.23** muestra la programación de los generadores incluyendo la producción por hora de cada uno.

El factor de utilización puede ser definido como la relación existente entre el número de horas de funcionamiento de un generador y el número total de horas, en un período determinado. Este factor es útil para indicar el nivel de uso que tiene cada generador y cuál es la importancia de estos para el sistema. Los factores de utilización de los 16 generadores (total de horas ocupados dividido total de horas del horizonte de programación) para este caso se muestran en la **Tabla 2.24**.

Capítulo 2

Tabla 2.23. Programación de generadores en [MW] Caso 2.5.4.2. SCUC sistema de 31 barras.

G	Horizonte de programación											
1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	0	0	0	0	0	0	0	482,1	482,1	482,1	482,1	482,1
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	482,1	482,1	482,1	482,1	482,1	482,1	482,1	482,1	482,1	0	0	0
2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	0	0	0	0	0	580,4	580,4	580,4	580,4	580,4	580,4	580,4
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	580,4	580,4	580,4	580,4	580,4	580,4	580,4	580,4	580,4	580,4	580,4	0
3	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	578,5	578,5	578,5	578,5	578,5	578,5	578,5	578,5	578,5	578,5	578,5	578,5
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	578,5	578,5	578,5	578,5	578,5	578,5	578,5	578,5	578,5	578,5	578,5	578,5
4	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	360,0	360,0	360,0	360,0	393,0	368,6	556,9	578,5	610,0	810,0	1010,0	1106,1
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	906,1	739,4	578,5	578,5	610,0	810,0	894,7	694,7	560,0	360,0	367,0	360,0
5	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	793,7	732,7	668,7	489,6	669,6	849,6	1029,6	1209,6	1389,6	1473,2	1473,2	1473,2
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	1480,5	1473,2	1385,3	1205,3	1293,2	1473,2	1500,0	1385,3	1205,3	1071,4	1110,9	930,9
6	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	669,6	669,6	489,6	546,7	726,7	906,7	1086,7	1266,7	1407,8	1473,2	1479,4	1498,8
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	1500,0	1345,7	1315,8	1205,3	1293,2	1473,2	1500,0	1378,6	1205,3	1205,3	1117,5	937,5
7	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	0	0	0	0	0	0	240,0	240,0	339,3	539,3	546,4	559,6
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	561,3	385,7	240,0	240,0	280,6	480,6	572,7	372,7	240,0	0	0	0
8	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	0	0	0	0	0	0	0	0	588,0	588,0	588,0	588,0
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	588,0	588,0	588,0	588,0	588,0	588,0	588,0	588,0	588,0	0	0	0
9	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	100,0	100,0	100,0	100,0	133,9	133,9	133,9	320,1	378,2	562,2	625,0	625,0
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	625,0	425,0	239,3	163,8	343,0	543,0	615,6	415,6	215,6	232,2	0	0
10	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	115,2
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	0	0	0	0	0	58,9	0	0	0	0	0	0

Problema de Asignación de Unidades Térmicas con Restricciones de Transmisión: Modelado matemático y Optimización

11	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	90,0	90,0
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	90,0	0	0	0	0	141,0	141,0	0	0	0	0	0
12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	0	0	0	0	0	0	602,6	602,6	602,6	602,6	602,6	602,6
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	602,6	602,6	602,6	602,6	602,6	602,6	602,6	602,6	602,6	0	0	0
14	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 2.24. Factores de utilización de generadores. Caso 2.5.4.2. SCUC, sistema de 31 barras.

Generadores															
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
0,54	0,71	1	1	1	1	0,63	0,50	0,92	0,08	0,21	0	0,63	0	0	0

En la **Tabla 2.24**, se puede apreciar que los generadores 3-6 son vitales para el sistema, porque funcionan durante todo el horizonte de programación. Una avería en alguno de ellos representaría aumentos en el costo de generación total, o incluso otros inconvenientes técnicos para el sistema.

Debido a su extensión, se omite presentar la programación de las 43 líneas que componen el sistema. Lo más relevante respecto a esta programación es que existen 14 períodos de tiempo durante el horizonte de programación, en los cuales alguna de las 43 líneas no transmite potencia.

2.5.4.3. Sistema de 54 generadores, 118 barras de transferencia y 186 líneas

Para el sistema de 118 barras, 54 unidades térmicas y 186 líneas de transmisión, se presentan los datos necesarios para resolver el problema SCUC: la **Tabla 2.25** presenta los datos relativos para las líneas. Mientras que los datos para el problema UC fueron presentados en la sección 2.4.2.3.

Tabla 2.25. Límites y reactancias de líneas. Caso 2.5.4.3. SCUC sistema de 118 barras.

Línea	B. entrada	B. salida	X [p.u.]	Límite [MW]	Línea	B. entrada	B. salida	X [p.u.]	Límite [MW]	Línea	B. entrada	B. salida	X [p.u.]	Límite [MW]
1	1	2	0,0999	175	63	46	47	0,127	175	125	79	80	0,0704	175
2	1	3	0,0424	175	64	46	48	0,189	175	126	68	81	0,0202	500
3	4	5	0,00798	500	65	47	49	0,0625	175	127	81	80	0,037	500
4	3	5	0,108	175	66	42	49	0,323	175	128	77	82	0,0853	200
5	5	6	0,054	175	67	42	49	0,323	175	129	82	83	0,03665	200
6	6	7	0,0208	175	68	45	49	0,186	175	130	83	84	0,132	175
7	8	9	0,0305	500	69	48	49	0,0505	175	131	83	85	0,148	175
8	8	5	0,0267	500	70	49	50	0,0752	175	132	84	85	0,0641	175
9	9	10	0,0322	500	71	49	51	0,137	175	133	85	86	0,123	500
10	4	11	0,0688	175	72	51	52	0,0588	175	134	86	87	0,2074	500
11	5	11	0,0682	175	73	52	53	0,1635	175	135	85	88	0,102	175
12	11	12	0,0196	175	74	53	54	0,122	175	136	85	89	0,173	175
13	2	12	0,0616	175	75	49	54	0,289	175	137	88	89	0,0712	500
14	3	12	0,16	175	76	49	54	0,291	175	138	89	90	0,188	500
15	7	12	0,034	175	77	54	55	0,0707	175	139	89	90	0,0997	500
16	11	13	0,0731	175	78	54	56	0,00955	175	140	90	91	0,0836	175
17	12	14	0,0707	175	79	55	56	0,0151	175	141	89	92	0,0505	500
18	13	15	0,2444	175	80	56	57	0,0966	175	142	89	92	0,1581	500
19	14	15	0,195	175	81	50	57	0,134	175	143	91	92	0,1272	175
20	12	16	0,0834	175	82	56	58	0,0966	175	144	92	93	0,0848	175
21	15	17	0,0437	500	83	51	58	0,0719	175	145	92	94	0,158	175
22	16	17	0,1801	175	84	54	59	0,2293	175	146	93	94	0,0732	175
23	17	18	0,0505	175	85	56	59	0,251	175	147	94	95	0,0434	175
24	18	19	0,0493	175	86	56	59	0,239	175	148	80	96	0,182	175
25	19	20	0,117	175	87	55	59	0,2158	175	149	82	96	0,053	175
26	15	19	0,0394	175	88	59	60	0,145	175	150	94	96	0,0869	175
27	20	21	0,0849	175	89	59	61	0,15	175	151	80	97	0,0934	175
28	21	22	0,097	175	90	60	61	0,0135	500	152	80	98	0,108	175
29	22	23	0,159	175	91	60	62	0,0561	175	153	80	99	0,206	200

Problema de Asignación de Unidades Térmicas con Restricciones de Transmisión: Modelado matemático y Optimización

30	23	24	0,0492	175	92	61	62	0,0376	175	154	92	100	0,295	175
31	23	25	0,08	500	93	63	59	0,0386	500	155	94	100	0,058	175
32	26	25	0,0382	500	94	63	64	0,02	500	156	95	96	0,0547	175
33	25	27	0,163	500	95	64	61	0,0268	500	157	96	97	0,0885	175
34	27	28	0,0855	175	96	38	65	0,0986	500	158	98	100	0,179	175
35	28	29	0,0943	175	97	64	65	0,0302	500	159	99	100	0,0813	175
36	30	17	0,0388	500	98	49	66	0,0919	500	160	100	101	0,1262	175
37	8	30	0,0504	175	99	49	66	0,0919	500	161	92	102	0,0559	175
38	26	30	0,086	500	100	62	66	0,218	175	162	101	102	0,112	175
39	17	31	0,1563	175	101	62	67	0,117	175	163	100	103	0,0525	500
40	29	31	0,0331	175	102	65	66	0,037	500	164	100	104	0,204	175
41	23	32	0,1153	140	103	66	67	0,1015	175	165	103	104	0,1584	175
42	31	32	0,0985	175	104	65	68	0,016	500	166	103	105	0,1625	175
43	27	32	0,0755	175	105	47	69	0,2778	175	167	100	106	0,229	175
44	15	33	0,1244	175	106	49	69	0,324	175	168	104	105	0,0378	175
45	19	34	0,247	175	107	68	69	0,037	500	169	105	106	0,0547	175
46	35	36	0,0102	175	108	69	70	0,127	500	170	105	107	0,183	175
47	35	37	0,0497	175	109	24	70	0,4115	175	171	105	108	0,0703	175
48	33	37	0,142	175	110	70	71	0,0355	175	172	106	107	0,183	175
49	34	36	0,0268	175	111	24	72	0,196	175	173	108	109	0,0288	175
50	34	37	0,0094	500	112	71	72	0,18	175	174	103	110	0,1813	175
51	38	37	0,0375	500	113	71	73	0,0454	175	175	109	110	0,0762	175
52	37	39	0,106	175	114	70	74	0,1323	175	176	110	111	0,0755	175
53	37	40	0,168	175	115	70	75	0,141	175	177	110	112	0,064	175
54	30	38	0,054	175	116	69	75	0,122	500	178	17	113	0,0301	175
55	39	40	0,0605	175	117	74	75	0,0406	175	179	32	113	0,203	500
56	40	41	0,0487	175	118	76	77	0,148	175	180	32	114	0,0612	175
57	40	42	0,183	175	119	69	77	0,101	175	181	27	115	0,0741	175
58	41	42	0,135	175	120	75	77	0,1999	175	182	114	115	0,0104	175
59	43	44	0,2454	175	121	77	78	0,0124	175	183	68	116	0,00405	500
60	34	43	0,1681	175	122	78	79	0,0244	175	184	12	117	0,14	175
61	44	45	0,0901	175	123	77	80	0,0485	500	185	75	118	0,0481	175
62	45	46	0,1356	175	124	77	80	0,105	500	186	76	118	0,0544	175

El costo óptimo total para la operación de este sistema teniendo en cuenta el modelado de las restricciones de transmisión con el modelo DC, es de \$142.947.848. Los tiempos de procesamiento son para CPLEX 37,2 seg. y para Gurobi 81,4 seg. Se puede observar que el costo total se incrementó un 6,7% respecto al problema UC, debido a la imposición de las restricciones de transmisión. Y respecto a los tiempos de los resolvers, CPLEX resultó 2,2 veces más rápido que Gurobi.

El modelo contiene 33.685 ecuaciones, 12.481 variables continuas y 1.296 variables binarias. Para este caso de estudio, existen 17 períodos de tiempo en los cuales alguna de las 186 líneas no transmite flujos de potencia.

2.6. Modelo de Restricciones de Transmisión con Variables Binarias

2.6.1. Definición de las Variables Binarias de estado de Líneas

En esta sección se presenta una nueva formulación para las restricciones de transmisión para el modelo DC. El objetivo es implementar variables binarias para el estado de línea (variables z_t). Estas variables diferencian entre líneas que se encuentran activas (transmiten flujos de potencia) e inactivas (sin flujos). Esto servirá para poder determinar las diferencias de ángulos de voltaje entre barras conectadas únicamente por los flujos que circulan por las líneas. Implementando la formulación propuesta se puede obtener una mayor cantidad de soluciones factibles, comparado con la formulación perteneciente al modelo DC clásico (el que fue presentado en la sección 2.5.2). Esto se debe a que la inclusión de las variables binarias permitirá una relajación del problema, disminuyendo las condiciones impuestas a los ángulos entre barras con líneas inactivas. Debido a esto puede haber una mayor cantidad de soluciones factibles, las cuales no son consideradas por el modelo DC porque tiene una mayor cantidad de restricciones para las diferencias angulares de voltaje. Esto impulsa una diferenciación cuando no haya flujo de potencia en las líneas.

Al tener una mayor cantidad de soluciones factibles, aumentan las posibilidades de reducir los costos de producción. Esto obedece a que se puede programar la transmisión de potencia mediante una combinación que implique menor costo, a diferencia del modelo DC clásico.

En esta sección se explica el nuevo modelo propuesto y se analiza la aplicación del mismo a los tres sistemas abordados en la sección anterior. Finalmente, se comparan diferencias y ventajas con respecto al modelo DC clásico al ser resuelto con los resolvedores CPLEX y Gurobi.

Como se puede observar en la ecuación (2.31), los flujos de potencia en las líneas están determinados por la diferencia de ángulos de voltaje entre barras conectadas. En el modelo DC clásico las restricciones para las diferencias de ángulo siempre son impuestas, incluso cuando no hay flujos de potencia en las líneas.

Para mejorar este aspecto del modelado del modelo DC, se propone la implementación de las variables binarias $z_{l,t}$ que permiten realizar activaciones o desactivaciones de las líneas de transmisión. En el nuevo modelo, cuando circula potencia por la línea l , el estado de la línea es activo y el valor de $z_{l,t}$ es 1 como se expresa en (2.32). Mientras que cuando no circula flujo de potencia en la línea l en el tiempo t , el estado de la línea es inactivo y el valor de la variable $z_{l,t}$ es 0.

$$z_{l,t} = \begin{cases} 1 & \text{si } p_{l,t} \neq 0 \\ 0 & \text{si } p_{l,t} = 0 \end{cases} \quad (2.32)$$

Cuando el estado de la línea es activo, las restricciones (2.33) y (2.34) establecen que la diferencia de ángulos de voltaje es igual al flujo de potencia en la línea, multiplicado por el valor de la reactancia de la misma.

En cambio, cuando el estado de la línea es inactivo, estas dos restricciones están desactivadas porque el valor de $zt_{l,t}$ es 0. En efecto, en este caso el valor del cociente entre la diferencia angular y la reactancia de la línea, es menor o igual que un número positivo muy grande (M), y mayor o igual a *menos* (M).

$$(\theta_{bu_i,t} - \theta_{bu_o,t}) - p_{l,t}x_l \leq (1 - zt_{l,t})M$$

$$t = 1, \dots, T; bu = 1, \dots, BU; l = 1, \dots, L \quad (2.33)$$

$$p_{l,t}x_l - (\theta_{bu_i,t} - \theta_{bu_o,t}) \leq (1 - zt_{l,t})M$$

$$t = 1, \dots, T; bu = 1, \dots, BU; l = 1, \dots, L \quad (2.34)$$

Los flujos de potencia transmitidos por las líneas deben estar dentro de los límites de potencia que soportan: ecuaciones (2.35) y (2.36). Además estas restricciones permiten que si la potencia transmitida por la línea es cero, la variable binaria correspondiente también pueda tomar el valor cero, lo que conduce a la relajación de las restricciones de ángulo.

$$p_{l,t} \leq zt_{l,t}\bar{F}_l, \quad t = 1, \dots, T; l = 1, \dots, L \quad (2.35)$$

$$p_{l,t} \geq (-1)zt_{l,t}\bar{F}_l, \quad t = 1, \dots, T; l = 1, \dots, L \quad (2.36)$$

La consecuencia directa de esta formulación es una reducción en la cantidad de barras que son dependientes entre sí, a lo largo del horizonte de programación. A diferencia del modelo DC clásico, en donde los requerimientos para las diferencias angulares se mantienen aunque no circule potencia, y aún en este caso, las barras son dependientes entre sí. Esto puede implicar reducciones en los costos operativos para los operadores de los sistemas eléctricos, debido a la existencia de más soluciones factibles. Es importante aclarar que esas soluciones nuevas no pueden ser provistas por el modelo DC clásico. Por lo tanto, al incrementar la cantidad de soluciones factibles, también aumenta la posibilidad de encontrar nuevas y mejores combinaciones para la generación y transmisión de potencia (que impliquen menores costos operativos). Una forma alternativa de analizar estos efectos es observando que la red de barras y líneas en el modelo clásico están sujetas a restricciones de ángulos para todas las líneas, mientras que en la nueva formulación, estas restricciones desaparecen si la línea está inactiva. De esta forma el modelo está menos restringido y la solución del mismo podría mejorar. Con la implementación de las variables

binarias de transmisión propuestas, se busca incrementar los valores de los flujos de potencia en algunas líneas, dentro de sus límites, para aumentar el número de líneas inactivas (y de esta forma reducir el número de barras dependientes entre sí).

Además del beneficio por la reducción de los costos operativos, la nueva formulación de restricciones de transmisión ayuda al mantenimiento de los sistemas. Esto se debe a que la programación de líneas que se obtiene con este modelo permite sacar de servicio a una mayor cantidad de líneas inactivas: y de esta forma estarían disponibles para recibir mantenimiento. Con este modelo, si una línea es retirada de servicio para recibir mantenimiento, no es necesario modificar la programación original porque la dependencia entre los ángulos de voltaje entre barras conectadas por una línea inactiva, ya estaría desactivada.

2.6.2. Ilustración de la implementación de las variables $z_{l,t}$

A fin de ilustrar los efectos de implementar las variables binarias de estado de línea se presentan dos casos simples, los cuales se grafican en la **Figura 2.11**. El diagrama unifilar, en ambos casos, representa un sistema eléctrico el cual está compuesto por un generador, cuatro líneas, cuatro barras de transferencia, y una carga. Las pérdidas por transmisión son despreciadas, la potencia producida por el generador en la barra 1 es de 60 [MW], y esta debe transmitirse desde el generador a la barra 4 donde se encuentra la carga.

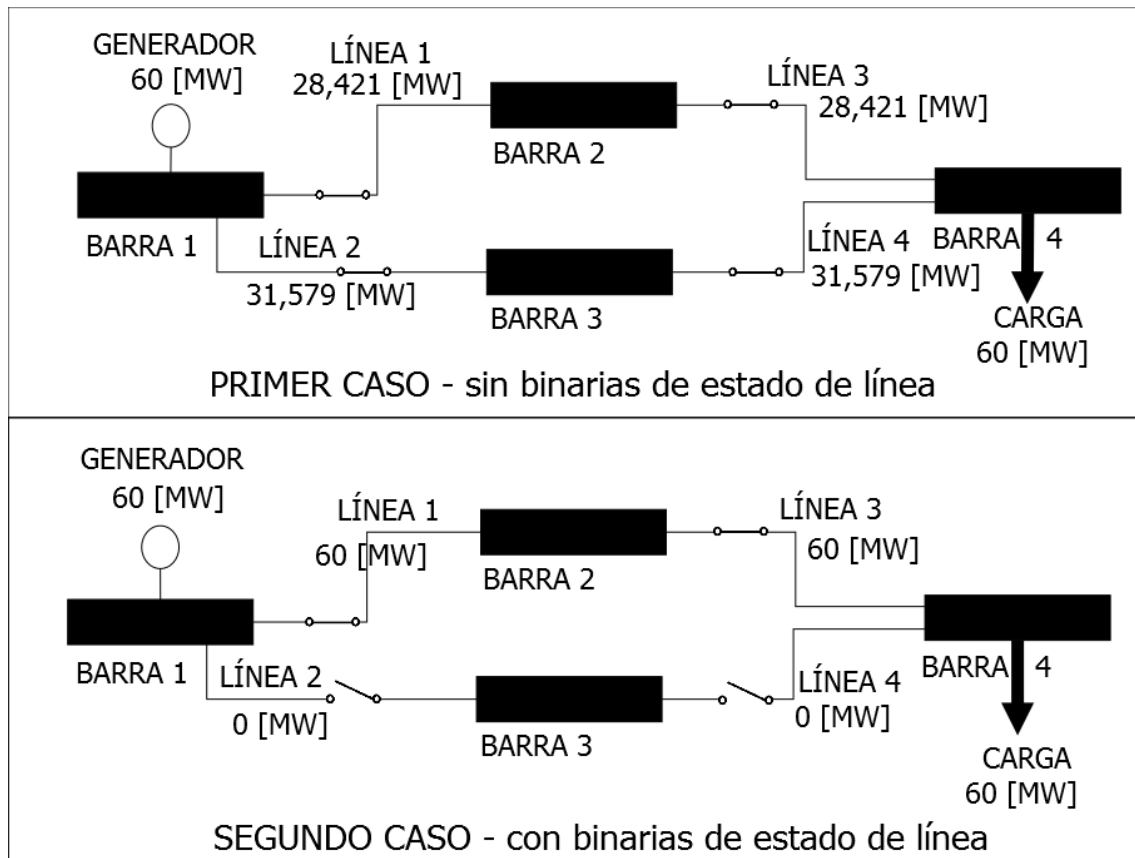


Figura 2.11. Diagrama unifilar. Dos casos ilustrativos de la aplicación de las variables $z_{l,t}$.

Problema de Asignación de Unidades Térmicas con Restricciones de Transmisión: Modelado matemático y Optimización

Para este caso ilustrativo simple, si bien la variable $p_{l,bu_i,bu_o,t}$ tiene 4 subíndices, se simplificarán los correspondientes al tiempo y las barras de transferencia, para centrar la atención en las variables binarias.

En el primer caso, un flujo de potencia de 28,421 [MW] circula por las líneas 1 y 3, a su vez 31,579 [MW] circulan por las líneas 2 y 4. A raíz de esto, la variable que representa el ángulo de voltaje en la barra 1 (θ_1) depende de las relaciones establecidas, según el modelo DC clásico, entre las barras 1-2 (ecuación 2.37) y entre las barras 1-3 (ecuación 2.38).

$$p_{l_1} = \frac{\theta_1 - \theta_2}{x_1} = 28,421[MW] \quad (2.37)$$

$$p_{l_2} = \frac{\theta_1 - \theta_3}{x_2} = 31,579[MW] \quad (2.38)$$

En el segundo caso se implementan las variables $z_{l,t}$ para identificar y representar los estados activos/inactivos de las líneas en las restricciones de transmisión. En este caso, un flujo de potencia de 60 [MW] circula por las líneas 1 y 3. Esta situación para la línea 1 se modela en las ecuaciones (2.39) y (2.40). Un razonamiento similar se aplica a la línea 3.

$$\theta_1 - \theta_2 \leq p_{l_1}x_1 + (1 - z_{t_1})M \quad (2.39)$$

$$p_{l_1}x_1 \leq (\theta_1 - \theta_2) + (1 - z_{t_1})M \quad (2.40)$$

Dado que hay transferencia de potencia, el estado de la línea es activo y por lo tanto el valor de la variable binaria es $z_{t_1} = 1$. En este caso las dos ecuaciones anteriores resultan:

$$p_{l_1} \leq 60 [MW] \quad (2.41)$$

$$p_{l_1} \geq -60 [MW] \quad (2.42)$$

En el caso de las líneas 2 y 4, la situación es distinta. Dichas líneas no transmiten potencia por lo tanto se encuentran inactivas y el valor de la variable binaria asociada $z_{l,t}$ es 0. En este caso como el valor de la variable binaria asociada z_{t_2} es 0, reescribiendo las dos ecuaciones, se observa que las restricciones quedan desactivadas frente al mayor valor de M.

$$\theta_1 - \theta_3 \leq p_{l_2} x_2 + M \quad (2.43)$$

$$p_{l_2} x_2 \leq (\theta_1 - \theta_3) + M \quad (2.44)$$

En el primer caso, la variable θ_1 depende de dos relaciones: las relaciones entre las barras 1 y 2 ($\theta_1 - \theta_2$), y entre las barras 1 y 3 ($\theta_1 - \theta_3$). Mientras que para el segundo caso θ_1 sólo depende la relación entre las barras 1 y 2 ($\theta_1 - \theta_2$), que son las que transmiten potencia a través de la línea 1.

Comparando las soluciones de los dos casos, la solución obtenida para el segundo caso aumenta el valor de flujo de potencia transmitido por las líneas 1 y 3. Entonces, se transmite a través de estas líneas la totalidad de la producción del generador y, de esta manera, se desactivarán las líneas 2 y 4.

El modelado de restricciones de transmisión incorporando las variables binarias $zt_{l,t}$ permite obtener una mayor cantidad de soluciones factibles, incluidas las soluciones admitidas por el modelo DC clásico. En los ejemplos vistos, el modelo del segundo caso también incluye como factible la solución mostrada en el primer caso. Sin embargo, la solución que implica usar sólo las líneas 1 y 3, es más conveniente para resolver el problema, y por tanto es la que se adopta. En cambio, la solución del segundo caso no puede ser obtenida empleando el modelo del primer caso, es decir el modelo de flujo de potencia DC clásico.

Desde el punto de vista del mantenimiento de los sistemas eléctricos, la solución del segundo caso también presenta la ventaja de poder sacar de servicio las líneas 2 y 4 para que reciban la atención necesaria. En caso de que suceda esto, la programación de las líneas no debe ser evaluada nuevamente, puesto que el modelo ya contempla la posible salida de servicio de las líneas inactivas, sin afectar los valores de las variables de ángulo de voltaje de las barras.

2.6.3. Implementación de las variables binarias $zt_{l,t}$. Casos de estudio.

En la presente sección, se analizará cómo afecta a la resolución del problema SCUC la implementación de las variables binarias de estados de transmisión $zt_{l,t}$. Con este fin, se estudian los tres sistemas de potencia vistos anteriormente: sistemas de 6, 31, y 118 barras, respectivamente. Los resultados arrojados de la resolución de estos problemas utilizando el software GAMS, permiten establecer comparaciones y analizar la conveniencia de implementar esta variable en el modelado de las restricciones de transmisión.

2.6.3.1. Variables $z_{l,t}$ en el sistema de 6 barras, 3 generadores y 11 líneas

Para este caso, al incluir las variables binarias para los estados de las líneas al problema presentado originalmente en las secciones 2.4.2.1 (para el problema UC) y 2.5.4.1 (para el problema SCUC), el costo operativo óptimo total obtenido fue de \$77.423,6, requiriendo gap 0. Si bien es cierto que esta solución es un 5% mayor que la solución del problema UC reportado previamente, cuando se la compara con la solución del problema SCUC resuelto con el modelo DC clásico, es \$351,5 menor. Los tiempos computacionales de resolución son de 2,50 seg. para CPLEX y de 2,71 seg. para Gurobi.

Si bien en costos totales, una mejora del 0.5% no parece muy significativa, si se toman en cuenta costos desagregados como de transporte se aprecian mayores beneficios. De cualquier manera también hay ventajas técnicas que no se trasladan directamente a costos, sino que se inscriben a beneficios indirectos como disminuir el impacto del mantenimiento.

La **Tabla 2.26** muestra la programación de los generadores obtenida en este caso. Se observa que el generador 1 está funcionando las 24 horas, el generador 2 se encuentra asignado en dos intervalos entre horas 10 y 17 además de entre las horas 20 y 23. Finalmente el generador 3 está comprometido para generar durante las horas 18 a 20.

Tabla 2.26. Programación de generadores en [MW]. Caso 2.6.3.1, incluyendo las variables binarias $z_{l,t}$. Sistema de 6 barras.

G	Horizonte de programación											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	221,1	204	192,7	187	181,4	184,2	187	198,4	226,7	229,4	235,1	234,72
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	235,1	229,4	226,33	226,33	234,72	222,9	230,66	231,32	226,04	233,82	226,6	229,6
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20	20	23,179
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	20	20	20	20	23,179	0	0	26,437	40,358	26,879	20	0
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	0	0	0	0	0	60,497	41,437	11,437	0	0	0	0

La programación de las 11 líneas se muestra en la **Tabla 2.27**. Se puede observar que en total hay 19 períodos de tiempo en los cuales algunas de las líneas número 4, 6, 8 u 11 se encuentran inactivas (sin flujos de potencia), constituyendo un total de 49 períodos de tiempo donde alguna línea no tiene flujo de potencia (algunos períodos de tiempo tienen más de una línea inactiva a la vez). Esto muestra la principal ventaja del modelado con variables binarias $z_{l,t}$, porque en el caso del

Capítulo 2

problema SCUC de este sistema resuelto con el modelo DC clásico, no había ningún período de tiempo con líneas sin flujo de potencia y en este caso hay 46. La consecuencia directa es que, además de reducción en el costo total, se incrementa la cantidad de líneas disponibles para recibir mantenimiento. Una ventaja que se observa de este video es que se podría obligar a las variables binarias de una línea a recibir mantenimiento valer “0” y de esta forma el sistema se reorganiza para transmitir.

Tabla 2.27. Programación de líneas en [MW]. Caso 2.6.3.1, incluyendo las variables binarias

$z_{l,t}$. Sistema de 6 barras.

Hora	Línea de transmisión										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	74.11	92.03	54.96	12.84	35.83	0	25.44	-5.9	18.78	-4.8	0
2	68.03	86.15	49.82	11.56	36.25	0	20.22	0	11.56	0	9.01
3	61.7	79.67	51.33	0	35.95	0	25.75	-5.8	5.81	0	6.97
4	61.54	78.43	47.03	0	33.77	5.99	21.78	-7.1	7.10	0	8.52
5	58.08	75	48.32	0	33.84	0	24.24	-5.5	5.47	0	6.56
6	58.98	76.16	49.06	0	34.36	0	24.62	-5.6	5.55	0	6.66
7	61.94	77.62	47.44	11.12	31.36	0	19.46	0	11.12	-3.2	6.82
8	65.71	82.35	50.34	11.8	33.27	0	20.65	0	11.8	-3.4	7.23
9	74.79	95.2	56.71	11.74	40.82	0	22.24	-3.4	15.13	0	7.97
10	72.43	98.16	58.81	14.55	51.48	0	26.4	-1.9	16.41	0	7.07
11	75.94	99.84	59.33	13.76	47.8	8.70	25.67	-3.2	16.94	-5.4	8.40
12	75.38	100	59.35	14.07	49.25	9.09	26.14	-3	17.11	-5.5	8.33
13	75.94	99.84	59.33	13.76	47.8	8.70	25.67	-3.2	16.94	-5.4	8.40
14	74.02	99.22	56.16	14.71	50.42	0	28.89	-6.3	20.99	0	0
15	71.41	96.84	58.08	14.42	50.85	0	26.14	-1.8	16.22	0	6.96
16	71.41	96.84	58.08	14.42	50.85	0	26.14	-1.8	16.22	0	6.96
17	75.38	100	59.35	14.07	49.25	9.09	26.14	-3	17.11	-5.5	8.33
18	70.23	100	52.68	0	59.55	0	10.68	15.76	44.74	-10.5	1.25
19	70.99	100	59.67	-2.8	58.01	0	15.8	0	38.62	-5.2	0
20	71.99	100	59.34	13.34	56.02	0	29.06	0	24.78	-5.5	0
21	70.08	100	55.96	14.45	59.84	9.24	26.9	-3.2	17.68	0	8.69
22	74.57	100	59.25	14.41	50.86	9.53	26.65	-2.9	17.27	-5.6	8.22
23	73.07	98.03	55.5	14.57	49.93	0	28.58	-6.2	20.74	0	0
24	77.56	97.63	54.41	12.07	40.13	0	25.36	-8.5	20.56	0	0

El modelo implementado en esta sección está compuesto por 2.396 ecuaciones, 2.017 variables continuas y 336 variables binarias.

2.6.3.2. Variables $z_{l,t}$ en el sistema de 31 barras, 16 generadores y 43 líneas

Cuando se considera la implementación de las variables binarias para modelar las restricciones de transmisión en este sistema, el crecimiento del tamaño del modelo es tal que es difícil llegar al óptimo global en tiempos de procesamiento que sean

razonables: asumiendo que si el tiempo supera los 3.600 segundos, ya no sería competitivo para organizar la producción de un sistema de programación DA (Day-Ahead, [98]). Cada período de tiempo adoptado para estos problemas es de una hora, y por este motivo autores como [99] establecen ese tiempo límite como máximo de resolución. El modelo para este caso se compone de 12.179 ecuaciones, 8.473 variables continuas y 1.416 variables binarias.

Se establecen 5 límites de tiempo de procesamiento para analizar el desempeño de los dos resolvers para este problema: 100, 500, 1.000, 3.600 y 10.000 segundos. El último tiempo límite, si bien no es competitivo para sistemas reales, se implementa para ver los resultados con fines meramente teóricos.

Tabla 2.28. Comparación de resolvers. Caso 2.6.3.2 incluyendo las variables binarias

$zt_{l,t}$. Sistema de 31 barras.

	Costo [\$]	Gap relativo	Tiempo límite [seg.]
CPLEX	1.125.110	0,023	100
	1.105.741	0,002	500
	1.105.668	0,001	1.000
	1.105.554	0,001	3.600
	1.104.538	0,000	10.000
Gurobi	1.105.484	0,002	100
	1.104.987	0,001	500
	1.104.963	0,001	1.000
	1.104.702	0,001	3.600
	1.104.582	0,001	10.000

Para tiempos de procesamiento mayores a los 200 segundos, los valores objetivos de las soluciones que se obtienen aplicando las variables binarias $zt_{l,t}$ son menores que los valores objetivos de las soluciones obtenidas con el modelo DC clásico.

El comportamiento de los resolvers presentados en la tabla anterior se ilustra en la **Figura 2.12**. En ella se marca en línea de trazo el resultado obtenido con el modelo DC clásico, para que puedan ser apreciados mejor los beneficios económicos del implemento de las variables binarias para transmisión.

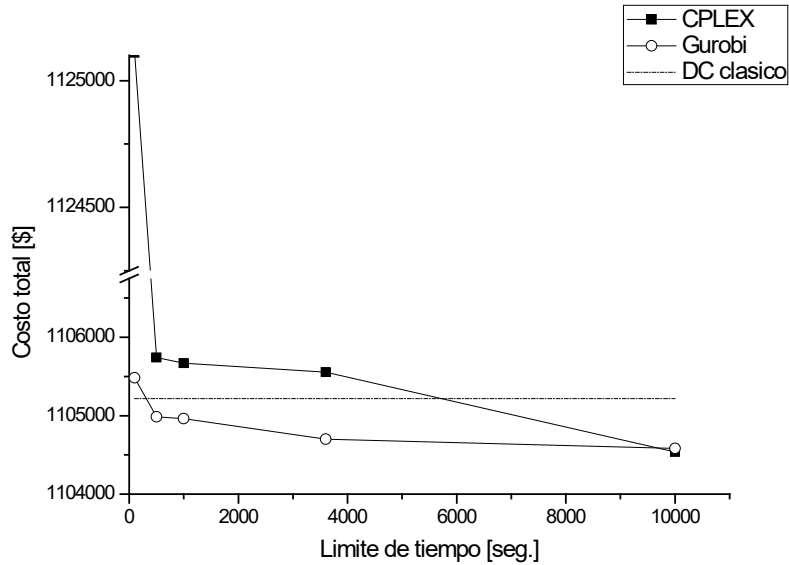


Figura 2.12. Costo total por tiempo para CPLEX y Gurobi. Caso 2.6.3.2. Sistema de 31 barras.

Del análisis de la **Tabla 2.28** y la **Figura 2.12**, puede observarse que es mejor el desempeño de Gurobi comparado con CPLEX, para los primeros cuatro límites de tiempo: para 100 segundos la solución de Gurobi es \$19.626 menor, para 500 segundos es \$754 menor, para 1.000 segundos es \$706 menor, y para el límite de 3.600 segundos es \$852 menor. En cuanto a los gap relativos, también fueron menores para Gurobi en estos cuatro límites de tiempo.

Para un límite de 10.000 segundos la solución y el gap usando el resolvidor CPLEX es ligeramente menor que con Gurobi.

La programación de los generadores para este caso se muestra en la **Tabla 2.29**. Los generadores 4, 5 y 6 funcionan las 24 horas. Y las horas totales de funcionamiento para los generadores enumerados del 1 al 3 y del 7 al 16 son: 13, 16, 19, 20, 12, 22, 1, 2, 0, 14, 0, 0, 0 respectivamente.

Problema de Asignación de Unidades Térmicas con Restricciones de Transmisión: Modelado matemático y Optimización

Tabla 2.29. Programación generadores. Caso 2.6.3.2, incluyendo las variables binarias $zt_{l,t}$. Sistema de 31 barras.

G	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
3	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0
9	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	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 cuanto a la programación de las líneas de transmisión, la solución obtenida con CPLEX para el tiempo límite de 10.000 segundos, de un total de 1.032 períodos de tiempo (teniendo en cuenta que son 43 líneas y 24 horas) tiene 261 períodos en los cuales alguna línea está inactiva, representando el 25,29%. Esto constituye un aumento de un 522% en comparación a la cantidad de líneas inactivas para el mismo sistema con el modelo DC clásico (sección 2.5.4.2). El aumento en la cantidad de líneas sin flujos permite una mayor disponibilidad de ellas para ser quitadas de servicio y recibir mantenimiento.

2.6.3.3. Variables binarias $zt_{l,t}$ en el sistema de 118 barras

Cuanto se implementan las variables binarias $zt_{l,t}$ para modelar las restricciones de transmisión del sistema de 118 barras, el modelo adquiere un tamaño considerable, ya que pasa a estar compuesto por 47.077 ecuaciones, 34.801 variables continuas y 5.760 variables binarias. Debido a esto es que, al igual que en el caso anterior, se establecen cuatro límites de tiempo para la resolución del problema: 100, 500, 1.000, 3.600 y 10.000 segundos. En la **Tabla 2.30** se muestra el desempeño de cada uno de los resolvedores.

Capítulo 2

Tabla 2.30. Comparación de resolvers. Caso 2.6.3.3, incluyendo las variables binarias $z_{t,t}$. Sistema de 118 barras.

	Costo [\\$]	Gap relativo	Límite de tiempo [segundos]
CPLEX	$1,516 \times 10^8$	0,114	100
	$1,412 \times 10^8$	0,049	500
	$1,400 \times 10^8$	0,040	1.000
	$1,378 \times 10^8$	0,024	3.600
	$1,360 \times 10^8$	0,011	10.000
Gurobi	Sin solución	-	100
	Sin solución	-	500
	Sin solución	-	1.000
	$1,340 \times 10^8$	0,025	3.600
	$1,370 \times 10^8$	0,018	10.000

Gurobi no arrojó soluciones factibles durante los primeros tres límites de tiempo, recién luego de los 1000 segundos obtiene una solución que tiene un costo que es \$244.120 mayor que el de la solución obtenida para el mismo tiempo con CPLEX (aunque al llegar al próximo límite de tiempo de 3.600 seg Gurobi aumenta esta diferencia). El gap relativo de CPLEX también es menor que el de Gurobi para este tiempo. A los 10.000 segundos la solución obtenida con CPLEX tiene un costo que es \$1.038.481 menor que el de la solución obtenida con Gurobi, a su vez el gap relativo es también menor.

Es importante notar que antes de alcanzar los 500 segundos de tiempo de procesamiento, el valor de la función objetivo es inferior que el valor obtenido cuando no se implementan las variables binarias de modelado de restricciones de transmisión. Y a partir de allí los costos siguen bajando debido a los motivos que se explicaron anteriormente. En la **Figura 2.13** se ilustra la relación entre costo y tiempo de resolución para este caso y se marca en línea de trazos el valor objetivo de la solución obtenida con el modelo DC clásico. Se puede apreciar la reducción de costos que se consigue con la implementación de las variables binarias de transmisión.

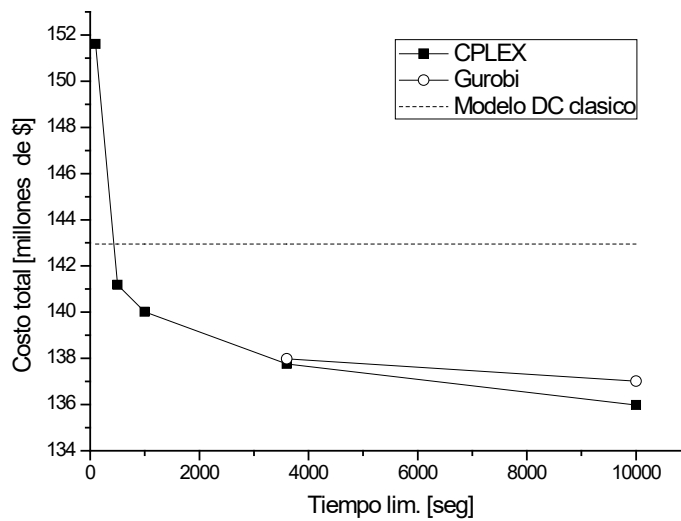


Figura 2.13. Costo total por tiempo para CPLEX y Gurobi. Caso 2.6.3.3. Sistema de 118 barras.

2.6.4. Técnicas para reducción de los tiempos de procesamiento

De los resultados obtenidos de la resolución de los problemas SCUC implementando las variables $z_{l,t}$ para los sistemas de 31 y 118 barras de transferencia, se observa que se necesitan tiempos relativamente altos si se desea obtener un gap chico (entendiéndose por ello un gap relativo menor a 0,002). El tiempo de procesamiento para estos problemas aumenta exponencialmente a medida que aumenta el tamaño del sistema eléctrico, tal como se aprecia de comparar los resultados del sistema de 31 barras con el de 118.

A raíz de esto es conveniente desarrollar e implementar alguna técnica para mejorar los tiempos de resolución, cuando se utilizan modelos con las variables binarias para la transmisión de electricidad. Dichas técnicas no se desarrollarán en esta tesis, y formarán parte de un trabajo a futuro. Sin embargo es interesante desarrollar a manera introductoria algunas de las técnicas que se están evaluando de momento.

La primera de ellas es la técnica llamada *activación de variables en función de la generación y consumo*. La misma se aplica al ámbito de evaluación considerando cada barra de transferencia, y consiste en sumar restricciones adicionales al modelo antes presentado. En cuanto a la *activación de variables en función de la generación*, las nuevas restricciones establecen que si en una barra de transferencia donde hay un generador, este está generando electricidad en un período t , la suma de las variables $z_{l,t}$ correspondientes a todas las líneas conectadas a esa barra debe ser igual o mayor a la variable de activación del generador ($u_{i,t}$), si se encuentra encendido. Además si el generador no está encendido ($u_{i,t}=0$), la sumatoria de las variables $z_{l,t}$ de las líneas de esa barra pueden sumar cero. Esto obedece al principio que la electricidad que se genera en una barra debe ser transmitida a otra (si en la barra donde está el generador no hay cargas que demanden electricidad).

En cuanto a la *activación de variables en función del consumo*, las restricciones establecen que cuando existe una barra de transferencia con una carga que en el tiempo t presenta una demanda ($dk_{c,t} > 0$), la suma de las binarias $z_{i,t}$ correspondientes a las barras donde se encuentra esa carga debe ser mayor o igual a 1. En el caso que no haya demanda en la barra ($dk_{c,t} = 0$), la sumatoria de las variables $z_{i,t}$ correspondientes a la barra pueden sumar cero. Estas restricciones se adicionan bajo el principio que si hay una carga en la barra que demanda electricidad, la misma debe ser satisfecha por el aporte de al menos una línea (asumiendo que en esa barra no hay generadores).

Debe también estudiarse los casos donde en una misma barra de transferencia coexisten generadores y cargas. Porque puede ocurrir que la demanda solicitada por esas cargas pueda ser satisfecha solamente con la producción de los generadores de esa barra. En este caso, si se introduce las restricciones antes mencionadas sin hacer salvedades, podría obligar a que se transmita potencia a través de una línea sin que esto sea necesario. Y de esta forma la solución se aleja del óptimo del problema.

Otra metodología posible es a través de la descomposición del problema de acuerdo al horizonte de programación de T períodos de tiempo, en problemas con horizontes de programación más pequeños, que son intervalos del original. De esta forma se resuelve el problema para el horizonte de programación reducido, luego se resuelve el problema para el horizonte de programación reducido del intervalo siguiente, pero con algunas variables fijas según los resultados obtenidos de la resolución del problema del intervalo anterior. Este esquema corresponde a una descomposición heurística que no garantiza optimalidad global, pero los tiempos de cálculo se reducen extremadamente.

2.7. Presentación de los resultados a través de gráficos

Para ilustrar la interpretación de los resultados dada en esta sección, se elige el sistema de 31 barras debido a que tiene el tamaño suficiente para poder brindar un panorama completo del estado del sistema.

El análisis del desempeño de los generadores es crucial para la operación del sistema. Permite identificar las unidades cercanas a su máxima capacidad y su participación en la generación total del sistema.

La **Figura 2.14** muestra las relaciones entre la potencia generada por las unidades y el tiempo de asignación (2.45). En el eje de ordenadas se encuentra el *factor de utilización de generadores*, este es el cociente entre la potencia generada y la potencia máxima que puede producir cada unidad en el horizonte de programación.

$$\frac{\sum_{t=1}^{t=T} p_{i,t}}{\sum_{t=1}^{t=T} p_{i,t}^{UP}} \left[\frac{MW \cdot H}{MW \cdot H} \right] \in [0,1] \quad i = 1, \dots, I; \quad (2.45)$$

En el eje de abscisas se presenta el *factor de asignación* (2.46), que es la suma de las horas en las cuales el generador está produciendo potencia dividido el horizonte de programación (se adopta 24 horas).

$$\frac{\sum_{t=1}^T t \cdot a_i \left[\frac{H}{H} \right]}{24} \in [0,1] \quad i = 1, \dots, I; t = 1, \dots, T \quad (2.46)$$

En la figura se aprecia que hay tres generadores funcionando durante las 24 horas: los generadores 4, 5 y 6. En la situación opuesta se encuentran cuatro unidades: los generadores 12, 14, 15 y 16. Los generadores 10 y 11 tienen muy poca participación (factor menor al 10%). También hay generadores con un nivel de importancia intermedia (ambos factores entre 0,1 a 0,9), ellos son los generadores 1, 2, 3, 7, 8, 9 y 13.

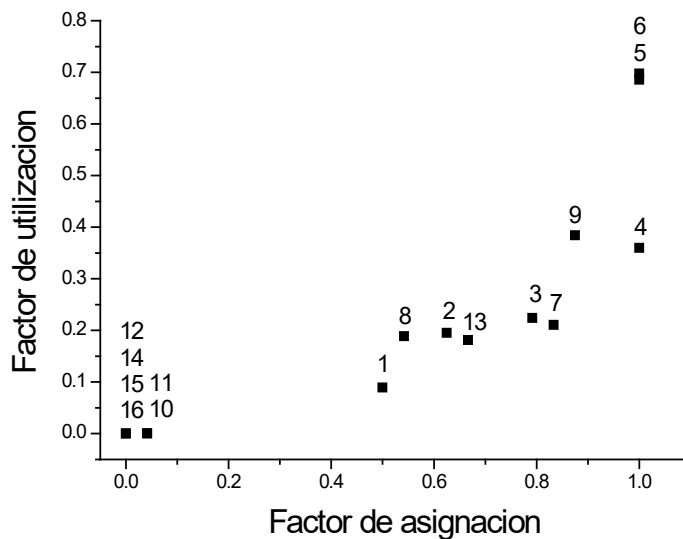


Figura 2.14. Factor de utilización versus factor de asignación de generadores. Sistemas de 31 barras.

El papel que juegan las líneas de transmisión también es muy importante en el sistema. Como ya se mostró anteriormente, el hecho de no incluir las restricciones asociadas a las líneas en la formulación de un modelo puede conducir incluso a obtener soluciones que no sean viables para el problema real.

El comportamiento de las líneas del sistema se representa en la **Figura 2.15**. En el eje de ordenadas se presenta el *factor de utilización de líneas de transmisión*, que es la relación entre el flujo transmitido y la capacidad máxima de la línea en el horizonte de programación (2.47). En el eje de abscisas se presenta el horizonte de programación.

$$\frac{p_{l,t}}{\bar{F}_{l,t}} \in [0,1] \quad l = 1, \dots, L; t = 1, \dots, T \quad (2.47)$$

En la figura, sólo se muestran las cuatro líneas con mayor factor de utilización para mayor claridad. Estas líneas son las número: 8, 24, 37 y 38. En la gráfica las líneas 37 y 38 tienen los mismos valores, por eso sus líneas representativas están superpuestas.

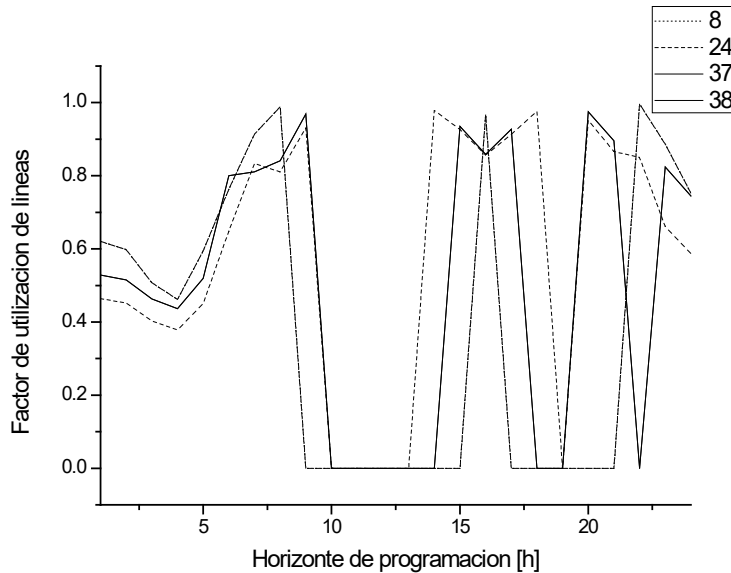


Figura 2.15. Factor de utilización de las líneas versus horizonte de programación. Sistemas de 31 barras.

La **Figura 2.16** muestra el diagrama unifilar para el sistema, resaltando las líneas con los factores de utilización más altos y más bajos. Estas líneas son de vital importancia para el sistema porque transmiten grandes flujos de potencia.

La figura también muestra las líneas con valores más altos de factor de utilización. Es importante identificar estas líneas porque están cerca de su límite de flujo de potencia. Como consecuencia, un aumento en la demanda podría sobrecargar las líneas. Además, es importante identificar qué líneas tienen los factores de utilización más bajos. En este sistema hay tres líneas con bajo factor de utilización: líneas 11, 39 y 40. Un valor bajo para este factor indica un desperdicio de recursos valiosos del sistema. Por ejemplo, en caso de un aumento en la demanda, una posible solución sería instalar nuevos generadores en barras cercanas a líneas con baja utilización. Esto constituye una opción para satisfacer la demanda sin necesidad de invertir en nuevas líneas.

En la figura, las cuatro líneas con el mayor factor de utilización están resaltadas y etiquetadas con *HF*. Se debe prestar especial atención a estas líneas porque están cerca de su límite. Por lo tanto, si alguna de ellas está fuera de servicio, esto podría plantear problemas, en particular, con conexiones de barras: las líneas 37 y 38 conectan la barra 31 que tiene una carga y tres generadores. La línea 24 es la única conexión entre las barras 19 y 16. Además, las barras 6-7 están conectadas sólo por la línea 8.

Las tres líneas con los valores más bajos de factor de utilización también se resaltan y etiquetan con *LF*. En la figura, se puede apreciar que las líneas 11 y 39 son importantes para el sistema porque son la única conexión entre las barras 7-16 y 26-27, respectivamente. Pero, la importancia de la línea 40 es mayor porque es la única conexión entre la barra 29 y el resto del sistema de potencia. Si esta línea está dañada, el generador 10 no podría transmitir la potencia de salida.

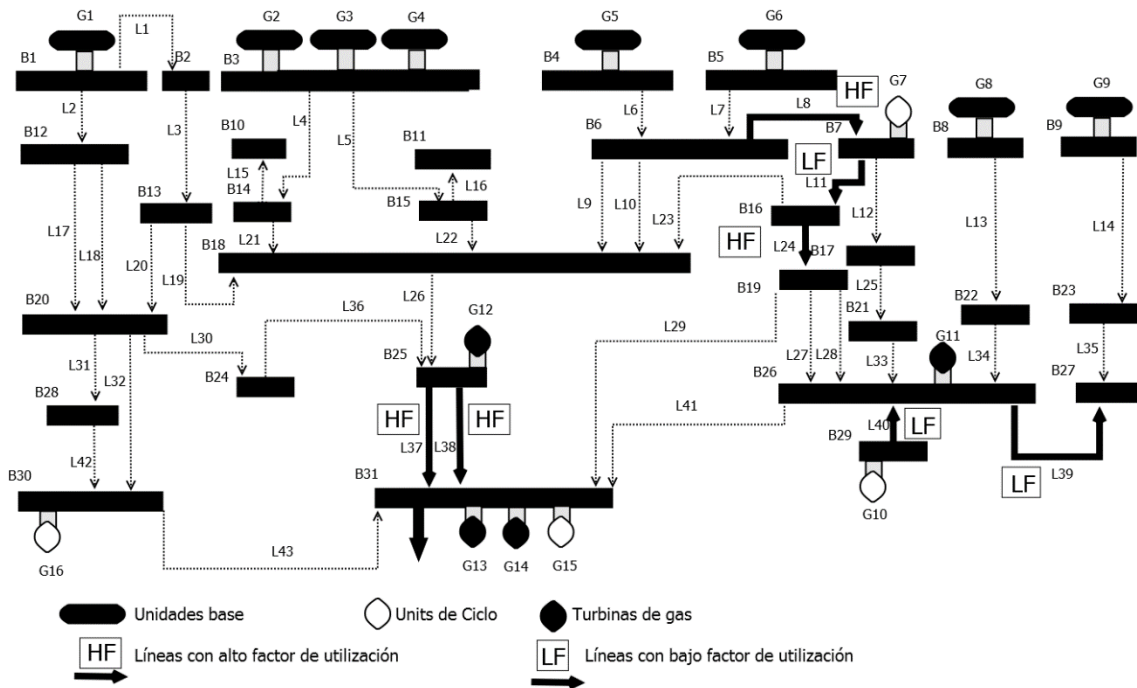


Figura 2.16. Diagrama unifilar donde se resaltan las líneas con mayor y menor factor de utilización. Sistema de 31 barras.

Con respecto a las barras de transferencia, en la ecuación (2.31) se muestra que cuando se consideran despreciables las pérdidas, el flujo de potencia entrando a una barra se asume igual al que sale. Para poder representar gráficamente los efectos de los flujos de potencia en las barras conectadas, sólo se consideran los dos primeros términos de la ecuación (2.31). Por lo tanto en el eje de ordenadas de la **Figura 2.17** se representa la suma de los flujos de potencia entrando a las barras (provenientes de generadores y líneas), dada por la ecuación (2.50). A la vez, en el eje de abscisas se representa el horizonte de programación. Para mejorar la claridad de la presentación de resultados, sólo se muestran en la figura las tres barras con mayores valores de flujos de potencia.

$$\sum_{i=1}^I p_{i,bu_i=bu,t} + \sum_{bu=1}^{BU} \sum_{l=1}^L p_{l,bu_i=bu,t,bu_o} \quad [MW] \quad (2.48)$$

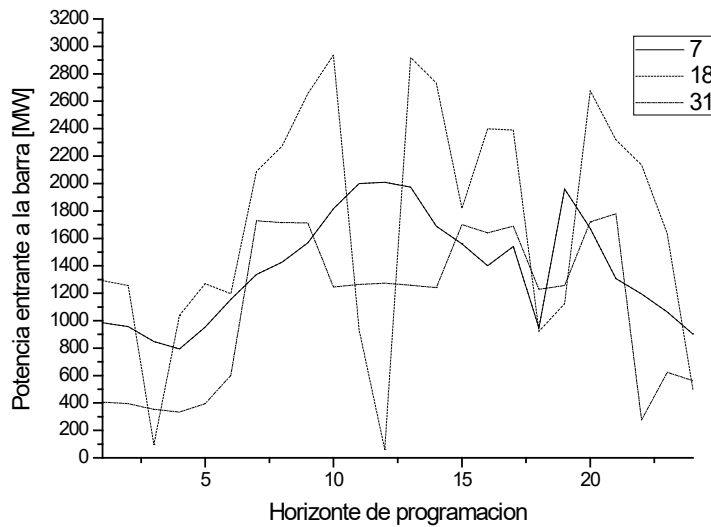


Figura 2.17. Tres barras con mayor cantidad de flujo de potencia. Sistema 31 barras.

Las tres barras con mayor valor en la suma de las potencias entrantes se resaltan en la **Figura 2.18**. Estas barras son importantes porque de haber algún problema en una de ellas, puede haber graves complicaciones en el sistema total de potencia.

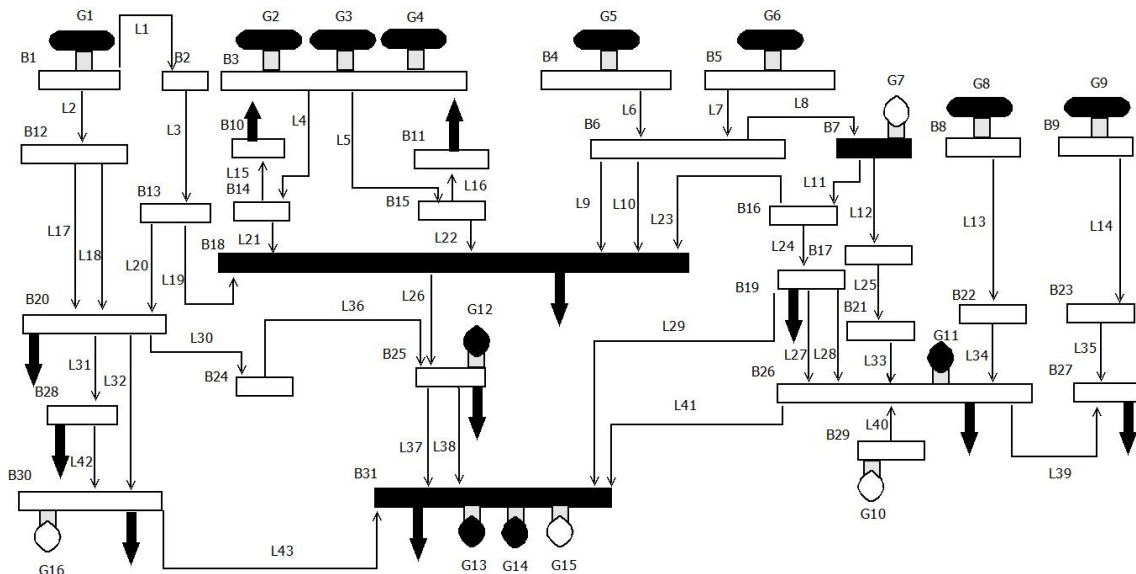


Figura 2.18. Diagrama unifilar con tres barras con mayor suma de flujo de potencias entrantes.

En la **Figura 2.19** se ilustran las relaciones entre las barras y las líneas. Para cuantificar esta relación se presenta en el eje de ordenadas el *factor de utilización de líneas en el tiempo activo* (2.49): el cual es la suma de los flujos de potencia en la línea l durante los tiempos activos $t.a.$ (horas durante las cuales hay flujo en la línea), dividido el flujo máximo que puede soportar la línea también durante los tiempos

activos. Mientas que en el eje de abscisas, se presenta *el factor de utilización de barras en el tiempo activo* (2.50) y (2.51). La ecuación (2.50) presenta la relación entre la suma de los flujos de potencia entrando a la barra de ingreso $bu_i=bu$, a través de la línea l , y la suma de todos los flujos de potencia entrando a esa misma barra, en el tiempo activo. A su vez la ecuación (2.51) representa la suma de los flujos de potencia salientes de la barra $bu_o=bu$, a través de l , dividido la suma de todos los flujos de potencia salientes de la misma barra, a través de todas las líneas que están conectadas a ella.

$$\frac{\sum_{t.a.=1}^{t.a.=T} p_{l,t,bu}}{\sum_{t.a.=1}^{t.a.=T} \bar{F}_{l,t,bu}}$$

$$l = 1, \dots, L; t = 1, \dots, T; bu = 1, \dots, BU \tag{2.49}$$

$$\frac{\sum_{t.a.=1}^{t.a.=T} p_{l,t,bu_i=bu}}{\sum_{t.a.=1}^{t.a.=T} \sum_{l=1}^{l=L} p_{l,t,bu_i=bu}}$$

$$l = 1, \dots, L; t = 1, \dots, T; bu = 1, \dots, BU \tag{2.50}$$

$$\frac{\sum_{t.a.=1}^{t.a.=T} p_{l,t,bu_o=bu}}{\sum_{t.a.=1}^{t.a.=T} \sum_{l=1}^{l=L} p_{l,t,bu_o=bu}}$$

$$l = 1, \dots, L; t = 1, \dots, T; bu_o = 1, \dots, BU \tag{2.51}$$

A cada punto en el eje de ordenadas, le corresponden dos puntos en el eje de abscisas: uno correspondiente a la barra donde el flujo de potencia entra (2.50), y otro a la barra donde el flujo sale (2.51).

En la figura se pueden apreciar dos regiones principales: la región de prestaciones altas, ubicada en el sector superior derecho del gráfico. A esta zona pertenecen las líneas que se encuentran cerca de su capacidad máxima, lo cual significa una buena utilización de las líneas (en el sentido que se minimiza la capacidad ociosa de las mismas). A esta zona pertenecen las líneas 8, 11, 12, 24, 25, 33, 38 y 39.

La segunda zona marcada en la figura es la zona de prestaciones bajas que se encuentra ubicada en el sector inferior izquierdo, e indica que las líneas tienen poca utilización en comparación a sus capacidades máximas. A esta zona pertenecen la mayoría de las líneas, las cuales son: 1-7, 9, 13-15, 17-22, 26-28, 30-32, 34, 36 y 41-43.

La región no marcada que se sitúa en el lado superior izquierdo de la figura representa a líneas que tienen flujos de potencia cercanos al máximo, pero que tienen

poca participación en la suma total de flujos entrantes o salientes de las barras que conectan. A esta región pertenecen las líneas 10, 16, 35, 37 y 40.

La cuarta región, tampoco marcada, que se ubica en el sector inferior derecho, representa a líneas que tienen flujos de potencia por debajo de la mitad de su capacidad máxima. Pero sin embargo, sus participaciones en la suma total de flujos de potencias entrantes o salientes de las barras, son importantes, con más de 50% de participación. A esta zona pertenecen las líneas 29 y 23, las cuales tienen un 54% y 75% del total de los flujos de potencia que salen de las barras 18 y 31, respectivamente.

La interpretación de gráficas como la mostrada en esta figura, tienen mucha utilidad para los operadores de los sistemas, porque le indican a éstos dónde poner especial atención. Respecto a las líneas, la zona de prestación alta presenta líneas que soportan flujos de potencia elevados y son importantes para las barras conectadas por ellas. Debido a esto, estas líneas tienen altas posibilidades de presentar problemas tales como sobrecargas o cortes, si los flujos exceden la capacidad máxima.

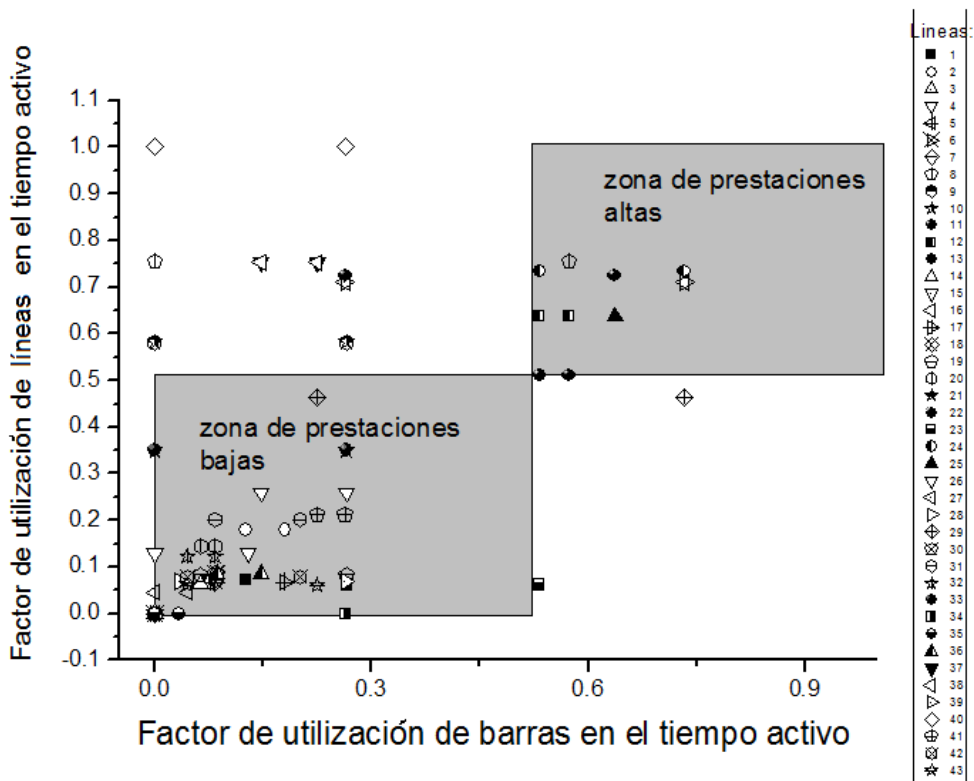


Figura 2.19. Comparación de factores que relacionan las 43 líneas con las barras que conectan.

También se puede realizar un análisis comparando la participación de la línea l , en la suma total de los máximos flujos de potencia de todas las líneas conectadas a la misma barra que conecta l . Nuevamente por cada punto de ordenadas tendremos dos puntos de abscisas. Por lo tanto en el eje de ordenadas se incluye nuevamente el

factor de utilización de líneas en el tiempo activo (2.49). Este análisis gráfico se presenta en la **Figura 2.20**.

En el eje de abscisas, se presenta el *factor absoluto de línea-barra* (2.52-2.53). La ecuación (2.52) representa la suma de los flujos de potencia por la línea l entrando a la barra $bu_i=bu$, en el tiempo activo, dividido la suma de los flujos de potencia máximos de todas las líneas conectadas a esa barra bu . A su vez, la ecuación (2.53) representa la suma de los flujos de potencia que salen de la barra $bu_i=bu$, a través de la línea l , en el *tiempo activo*; dividido la suma de los flujos salientes máximos de todas las líneas conectadas a la barra bu .

$$\frac{\sum_{t.a.=1}^{t.a.=T} p_{l,t,bu_i=bu}}{\sum_{t.a.=1}^{t.a.=T} \sum_{l=1}^{l=L} \bar{F}_{l,t,bu_i=bu}}$$

$l = 1, \dots, L; t = 1, \dots, T; bu_i = 1, \dots, BU;$ (2.52)

$$\frac{\sum_{t.a.=1}^{t.a.=T} p_{l,t,bu_o=bu}}{\sum_{t.a.=1}^{t.a.=T} \sum_{l=1}^{l=L} \bar{F}_{l,t,bu_o=bu}}$$

$l = 1, \dots, L; t = 1, \dots, T; bu_o = 1, \dots, BU$ (2.53)

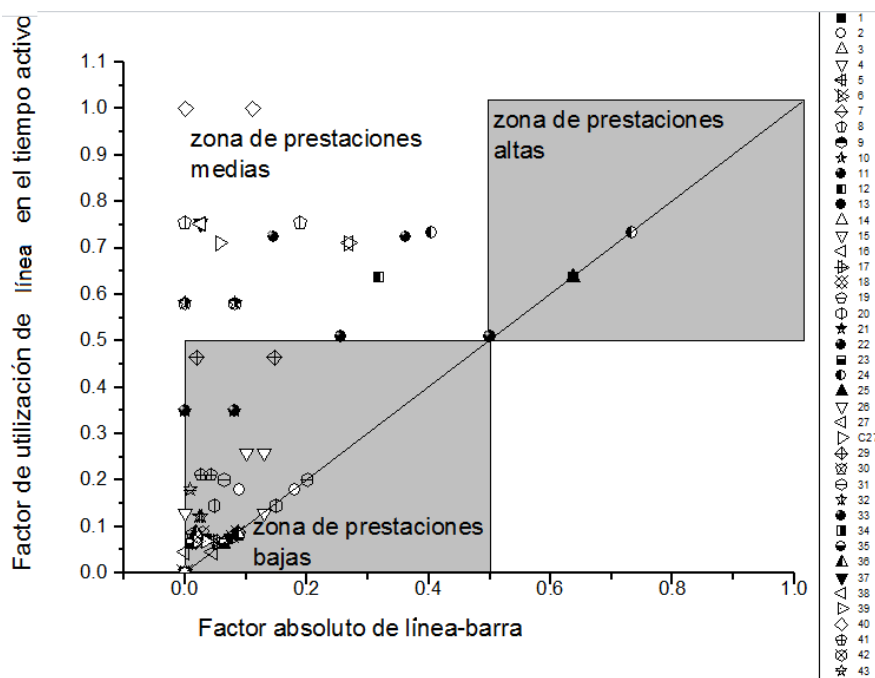


Figura 2.20. Comparación de factores absolutos que relacionan las 43 líneas con las barras que conectan.

La figura es dividida en tres regiones de prestaciones: alta, media y baja. La mayoría de los puntos se encuentran ubicados en la zona de prestaciones bajas, es decir, tienen valores para ambos factores que son menores a 0,5. En esta zona se encuentran las líneas 1-7, 13-23, 26, 29-32, 34-36, 39 y 41-43.

Solamente tres líneas pertenecen a la zona de prestaciones altas. En esta zona se ubican las líneas que tienen valores mayores a 0,5 para ambos factores, por lo cual constituyen una gran importancia para el sistema. En esta zona están las líneas 12, 24 y 25, que tienen flujos de potencia la mayor cantidad del tiempo y sus flujos están cerca del máximo posible; además de ser los más importantes en comparación a los flujos de todas las líneas conectadas a la misma barra. Si se produce un corte en una de estas tres líneas podrían producirse incrementos en los costos de producción, o incluso que el sistema no fuese capaz de satisfacer las demandas requeridas.

En la zona de prestaciones media, hay once líneas que tienen valores de factor de *utilización de líneas en tiempo activo* superiores a 0,5, y valores de *factores absoluto de línea-barra* menores a 0,5. Las once líneas son las 8-11, 24, 27, 28, 33, 37, 38 y 40. Los flujos de potencia que circulan por esas líneas están cerca de su máxima capacidad, pero son bajos en comparación con la suma de los máximos de todas las líneas conectadas a esa barra en común *bu*.

Las tres líneas pertenecientes a la zona de prestaciones altas se resaltan en el diagrama unifilar de la **Figura 2.21**. A partir de la figura se puede deducir que las líneas pertenecientes a la zona de prestaciones altas tienen mucha importancia, porque de producirse un corte en alguna de ellas, podrían surgir grandes complicaciones. Las complicaciones surgen debido a que estas líneas representan la mayor parte de los flujos de potencias entrantes o salientes a las barras que conectan. Por lo tanto se debe prestar especial interés a estas líneas.

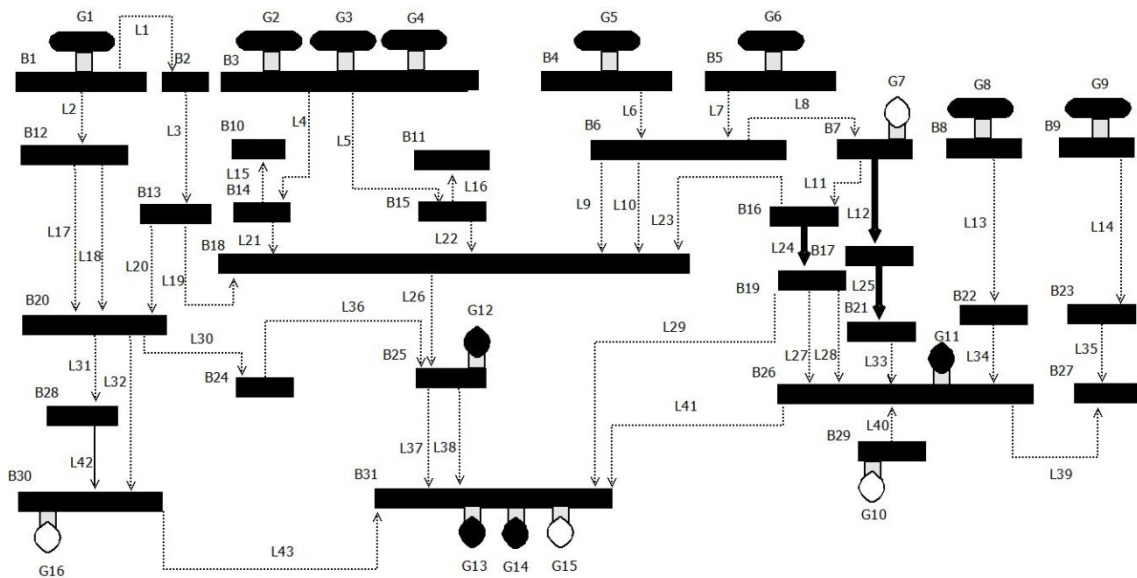


Figura 2.21. Diagrama unifilar con líneas 12, 24 y 25 resaltadas.

2.8. Conclusiones

A lo largo de este capítulo, se presentó un modelo de optimización para determinar la programación óptima de unidades generadoras, teniendo en cuenta numerosas restricciones de los sistemas eléctricos reales. Para gestionar de forma eficiente estos sistemas, se desarrolló un modelo matemático tipo MILP para la programación integrada de actividades de generación y transmisión de electricidad. Dicha formulación matemática considera parques generadores con múltiples unidades térmicas, y múltiples líneas de transmisión, además de su característica de problema multi-período.

El enfoque propuesto permite resolver problemas de programación de unidades en sistemas documentados en la literatura, en un tiempo de cómputo razonable, con el objetivo de satisfacer la demanda de electricidad, entregando como resultado la programación de las unidades a utilizar. Además, se detallan los niveles de potencia despachados tanto por los generadores como por las líneas.

Para demostrar la eficacia y eficiencia del modelo matemático propuesto, se resolvieron sistemas eléctricos de distintas dimensiones, desde sistemas pequeños (6 barras) a sistemas de mayores tamaños (sistemas IEEE de 31 y 118 barras de transferencia).

En este capítulo además, se presenta un nuevo enfoque para modelar las restricciones de transmisión en Problemas de Asignación de Unidades con Restricciones de Seguridad, que está basado en el modelo de flujo de potencia DC. Las restricciones de transmisión se modelan incorporando variables binarias para representar los estados de las líneas. El nuevo modelo incluye cuatro desigualdades para cada línea. Pero al implementar variables binarias, estas desigualdades pueden activarse o desactivarse para lograr mejores soluciones. Como se observa en los resultados obtenidos, para resolver el problema SCUC para los sistemas de 31 y 118 barras con estas nuevas variables requiriendo gaps ajustados, se requieren tiempos de cómputo elevados. Esto significa que como trabajo a futuro se deberá desarrollar alguna otra técnica para disminuir los tiempos de resolución. Algunas posibles técnicas a implementar son descritas también en este capítulo.

También se presentan comparaciones con el modelo de flujo de potencia DC clásico. Las pruebas numéricas demuestran la efectividad del enfoque propuesto. Para los tres sistemas probados, las soluciones óptimas obtenidas con el modelo propuesto presentan costos más bajos que los obtenidos con el modelo clásico de flujo de potencia DC. También se verifica que el modelo presentado es capaz de representar más soluciones que el modelo clásico. Así, aplicando el enfoque propuesto, es posible encontrar soluciones más económicas para satisfacer la demanda requerida.

La información adicional obtenida de las soluciones de los problemas de SCUC se presenta a través de gráficos, mediante el uso de nuevos índices como: los factores de utilización y compromiso para unidades generadoras, factor de utilización para líneas de transmisión, factor de utilización para líneas en tiempos activos y factores de barra-línea relativos y absolutos. Por lo tanto, se pueden identificar líneas y unidades generadoras críticas para el sistema, lo que ayuda al operador a decidir y mejorar el

Capítulo 2

mantenimiento del sistema, la productividad y las inversiones en instalaciones. Esta información es muy útil para mejorar el funcionamiento del sistema.

Por último, este modelo permitiría abordar el diseño del sistema en el caso que se desee instalar uno o más generadores o líneas nuevas. En efecto, ante el aumento de una o más demandas podría formularse el problema modificando levemente el modelo presentado, incorporando un conjunto de nuevos generadores o líneas cuya localización sea variable y se pueda obtener de la minimización del costo.

Nomenclatura

Índices

i	Unidad térmica
t	Período de tiempo
j	Arranque de la unidad i
l	Línea de transmisión
bu	Barra de transferencia
c	Carga de potencia
bu_i	Barra de entrada
bu_o	Barra de salida

Constantes

a_i, b_i, c_i	Coefficientes de costo de combustible para las unidades i
I	Número total de unidades térmicas
T	Número total de períodos de tiempo
R_t	Reserva rodante para el tiempo t (MW)
p_i^{LO}	Límite inferior de potencia de la unidad i (MW)
p_i^{UP}	Límite superior de potencia de la unidad i (MW)
T_i^{ini}	Estado inicial de la unidad i (h)
TD_i	Tiempo mínimo de horas apagadas de la unidad i (h)
TU_i	Tiempo mínimo de horas encendidas de la unidad i (h)
DR_i	Límite de rampa de bajada de la unidad i (MW/h)
UR_i	Límite de rampa de subida de la unidad i (MW/h)
SD_i	Rampa máxima de apagado de la unidad i (MW)

Capítulo 2

SU_i	Rampa máxima de encendido de la unidad i (MW)
Hsc_i	Costo de arranque en caliente de la unidad i (\$)
Csc_i	Costo de arranque en frío de la unidad i (\$)
TD_i^{cold}	Horas de arranque en frío de la unidad i (h)
DC_i	Costo de apagado de la unidad i (\$)
$dkt_{c,bu,t}$	Demanda de potencia activa en la barra bu (MW)
$dkt_{q_c,bu,t}$	Demanda de reactiva para la barra bu (MW)
x_l	Reactancia de la línea (p.u.)
r_l	Resistencia de la línea (p.u.)
\bar{F}_l	Capacidad máxima de la línea de transmisión (MW).
L	Número total de líneas de transmisión
BU	Número total de barras
C	Número total de cargas
$g_{bu_i bu_o}$	Susceptancia de la línea conectada por las barras bu_i y bu_o
$b_{bu_i bu_o}$	Conductancia de la línea conectada por las barras bu_i y bu_o

Variables

$u_{i,t}$	Variable binaria: 1 si la unidad i está encendida, 0 sino
$p_{i,t}$	Potencia producida por la unidad i (MW)
$cu_{i,t}$	Costo de arranque de la unidad i
$cd_{i,t}$	Costo de apagado de la unidad i
$p_{-l,bu_i bu_o,t}$	Flujo de potencia activa en la línea l (MW)
$q_{-l,bu_i bu_o,t}$	Flujo de potencia reactiva en la línea l (MVAR).
V_{bu}	Voltaje en la barra bu (MV)

Problema de Asignación de Unidades Térmicas con Restricciones de Transmisión: Modelado matemático y Optimización

θ_{bu}	Ángulo de voltaje en la barra bu (rad.)
$\theta_{bu_i bu_o}$	Diferencia angular de voltaje entre barras conectadas
$z_{l,t}$	Binaria del estado de la línea: 1 si esta activa, sino 0

Capítulo 3 Modelos MILP Para la Optimización del Problema SCUC Incluyendo Centrales Hidroeléctricas De Bombeo. Sistemas de acumulación de energía

3.1. Introducción a las Centrales Hidroeléctricas de Bombeo

Desde siempre se utilizó la circulación del agua para el aprovechamiento en distintas actividades humanas. La energía hidroeléctrica, es una de las fuentes de energía más conocidas y utilizadas desde los inicios de las actividades del hombre. Esta energía se obtiene del aprovechamiento de la energía cinética de un cuerpo de agua, en reservorios, lagos, ríos, o mares.

La hidroelectricidad, además de ser accesible para una gran cantidad de países ([45]), es renovable y no contaminante, aunque debe considerarse que la instalación del equipamiento para aprovechar el recurso tiene impacto ambiental [100], [101].

3.1.1. Algunos conceptos Hidráulicos

Para referencia de la terminología usada en este capítulo, en el **Anexo 3** se presentan los principales conceptos que hacen a un sistema hidráulico, en base a [102].

3.1.2. Centrales Hidráulicas

Construir una de estas centrales representa un precio alto, pero el mismo se reditúa a futuro dado los bajos costos de mantenimiento que tienen estas plantas cuando se encuentran en funcionamiento. Es por ello que estas centrales son más redituables cuando se comparan con otros tipos [103].

Las centrales hidráulicas tienen muy acotado su lugar de emplazamiento porque deben darse en lugares donde se cumplan características muy específicas. La más importante de ellas es la disponibilidad suficiente de agua para el fin que se pretende (es decir la potencia que se pretende obtener de esa central). Cada central cuenta con un tipo específico de turbinas, que son accionadas por el descenso del flujo de agua; y así los generadores montados a las turbinas producen electricidad. El esquema básico de una central hidráulica se observa en la **Figura 3.1**.

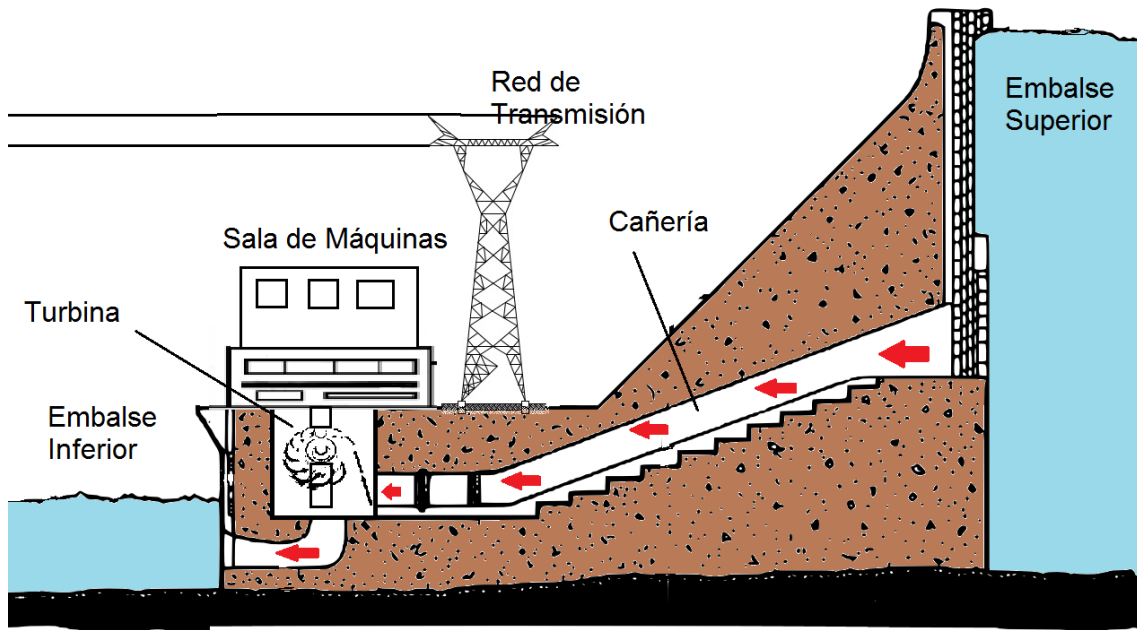


Figura 3.1. Esquema básico de una central hidráulica.

El funcionamiento básico de la central hidráulica se basa en la generación de electricidad sirviéndose del movimiento del agua. El agua se encuentra almacenada en el embalse superior, y cuando se lo requiere se abren los ductos de circulación para que esta pase por las tuberías hasta las turbinas. Las turbinas se accionan por la circulación del agua y allí hacen girar los rotores de los generadores acoplados que poseen. Esto produce la generación de electricidad, posteriormente el agua es conducida hacia su salida, ya sea a otro reservorio o a la cuenca de un río o cuerpo de agua similar. La electricidad producida por los generadores se transmite en primera instancia a la subestación que tiene la central, donde aumenta su tensión y desde allí es transmitida al sistema de transporte de electricidad.

Los modelos más relevantes de estas máquinas motrices son las turbinas Pelton, Francis, y Kaplan, tal como se ilustra en la **Figura 3.2**.

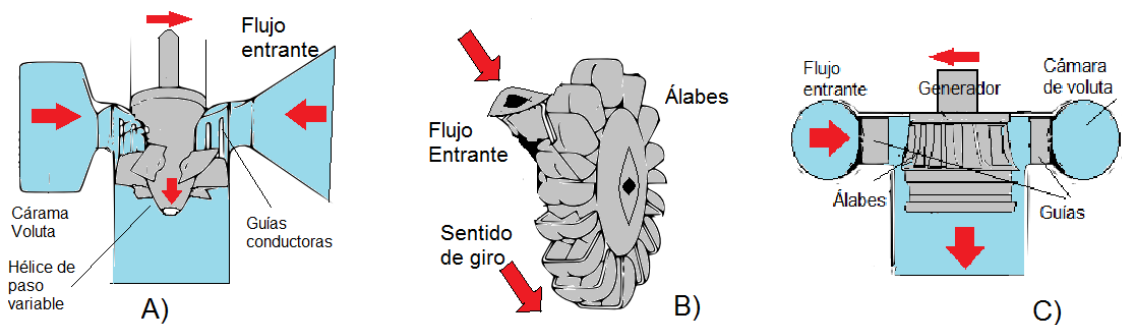


Figura 3.2. Tres tipos más conocidos de turbinas hidráulicas: (A) Kaplan, (B) Pelton y (C) Francis.

3.1.2.1. Clasificación de las centrales hidráulicas según su emplazamiento

Las centrales hidráulicas pueden clasificarse, según su emplazamiento en ([8] y [104]):

- Centrales de Pasada (ver **Figura 3.3**): Estas centrales usan el agua que circula por el lecho de un río. No requieren la construcción de reservorios y el caudal (y por lo tanto la potencia generada) dependerán en gran medida de las estaciones del año. En temporada de muchas lluvias la generación aumenta, y en épocas de sequías la misma disminuirá de forma considerable. Si bien no emplea reservorios, se procura que su construcción provoque un desnivel de aguas, para un mejor aprovechamiento.

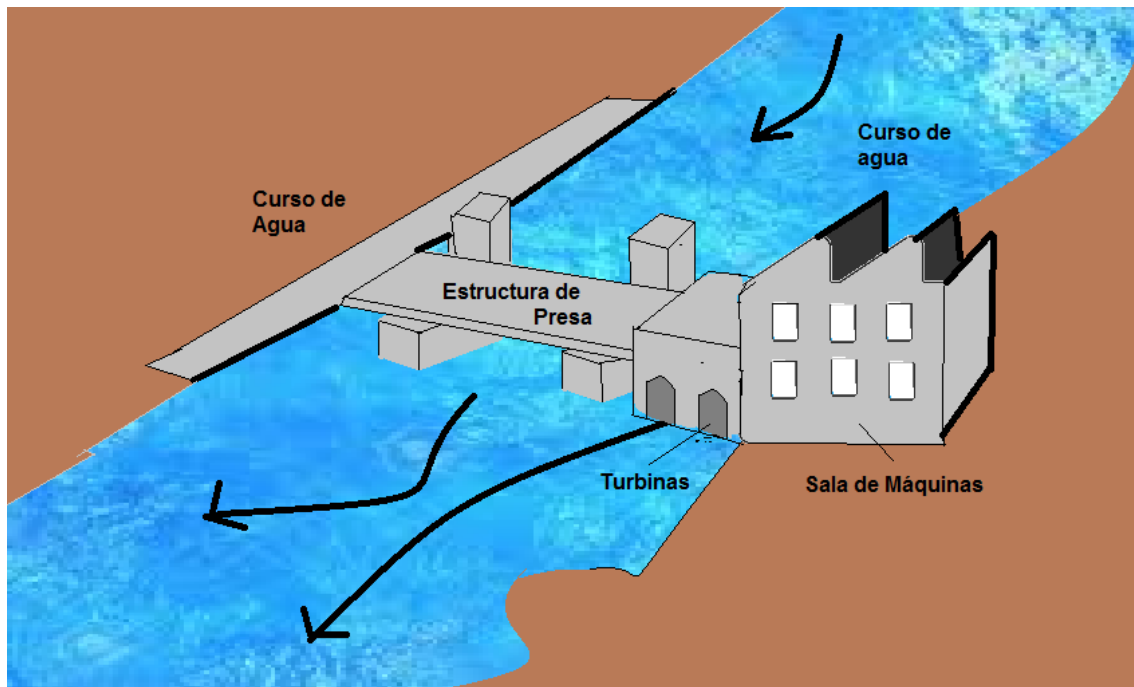


Figura 3.3. Esquema básico de una central hidroeléctrica de pasada.

- Centrales de embalse: estas centrales se proveen del agua acumulada en reservorios artificiales denominados embalses, que se obtienen emplazando presas. El agua almacenada en los embalses será conducida, cuando sea conveniente, por las tuberías hacia las turbinas de la central.

3.1.2.1. Clasificación de las centrales hidráulicas según origen del agua que forma los embalses

Las centrales de agua embalsada o de embalse, se clasifican a su vez, según el origen del agua que los forma, en:

- Centrales de Regulación: los embalses que tienen estas centrales permiten regular el flujo de agua y utilizarlo cuando sea necesario a causa de sequías. O bien

por el contrario, permiten liberar un mayor caudal del normal cuando sea necesario, debido a exceso de lluvias.

- Centrales de Bombeo o Centrales de Acumulación: Son centrales de embalse que aglomeran caudales a través del bombeo. Constan de dos reservorios, durante las horas de alto consumo de electricidad el agua es turbinada generando electricidad, mientras que durante las horas de bajo consumo, se bombea agua al reservorio superior, gracias al uso de turbinas reversibles. Estas centrales se explicarán más detalladamente en las secciones subsiguientes.

3.1.2.1. Clasificación de las centrales hidráulicas según la altura del salto

Un salto de agua es la caída abrupta de cualquier afluente sobre un lecho de tierra. Según sea la altura del salto de agua existente o desnivel, las centrales hidroeléctricas también pueden clasificarse en ([105]):

- Centrales de alta presión: el salto hidráulico de estas centrales es mayor a 200 metros, con caudales por máquina relativamente bajos (alrededor de 20 metros cúbicos por segundo). Generalmente se emplazan en zonas altas como montañas y aprovechan los caudales de lagos que se forman por deshielos.

Las centrales de alta presión deben utilizar turbinas Pelton (preferentemente) o Francis, las cuales reciben el agua mediante conductos de extensa longitud.

- Centrales de media presión: estas centrales presentan saltos que van desde 200 a 20 metros de altura; y los caudales por turbina son de hasta 200 metros cúbicos por segundo.

Los embalses de estas centrales generalmente tienen gran tamaño y están en valles de mediana altura. Estas centrales pueden utilizar turbinas Francis o Kaplan, y si el salto está cerca de los 200 metros también pueden usarse turbinas Pelton.

- Centrales de baja presión: este tipo de centrales tienen saltos menores a 20 metros y caudales superiores a 300 metros cúbicos por segundo, por turbina. Se instalan en lugares de baja altura, y por esta razón sólo se usan turbinas Francis o Kaplan.

3.1.3. Presas o Cortinas

Una presa o cortina es la obra civil que hay que construir para formar el vaso de la central (el vaso de la central es la parte del valle que, al inundarse contiene el agua que se acumula para la generación, [106]). Las cortinas se llaman sordas cuando no tienen obras de toma o vertedores integrados a ellas. Su disposición está condicionada al relieve del lugar de emplazamiento.

La construcción de una presa, sobre el cauce del río y de manera que corte el curso del mismo, da origen a un estancamiento de agua y a la creación de un salto de agua. Las presas persiguen tres fines principales, según [106]:

- Originar un salto hidráulico, mientras mayor sea éste, mayores serán las potencias obtenidas por las centrales hidráulicas.

- Crear reservorios para mantener control sobre los volúmenes de agua y la producción de electricidad.
- Generar otros factores sociales, tales como aprovisionar agua para riego o evitar inundaciones.

3.1.3.1. Clasificación de las Presas según la aplicación

Teniendo en cuenta la aplicación, las presas pueden ser:

- Presas de derivación: tienen la función anexa de derivar caudales de agua hacia la central hidráulica.
- Presas de embalse: Su función es generar el embalse para retener agua para distintos fines. Riego, generación, etc.

3.1.3.2. Clasificación de las presas según los materiales empleados para su construcción

Bajo este tipo de clasificación hay dos grupos ([107]).

- Presas de materiales sueltos: el tipo de material de construcción de estas centrales es impermeable respecto al agua. Se obtiene colocando una pantalla impermeable entre las áreas de contacto. Otra forma de lograrlo es construyendo un hueco central, y rellenándolo con materiales que no permitan la permeabilidad.
- Presas de hormigón: como su nombre lo indica su construcción de basa en la aplicación de hormigón y cemento. Otros casos especiales, incluyen estructuras que utilizan hormigón armado usando barras de acero y vigas. En la actualidad las presas de hormigón son las más utilizadas.

3.1.3.3. Clasificación de las presas según su configuración

- Presas de gravedad: en estas presas las fuerzas ejercidas por el agua son recibidas y soportadas por la resistencia que origina la presa con su propio peso. La **Figura 3.4.A.** ilustra este tipo de presa.
- Presas de contrafuertes: son similares en su constitución a una presa de gravedad pero tiene diferencias en su perfil, ya que estos presentan una sección menor. Gracias a estos contrafuertes se logra utilizar menos materiales, ahorrando de esta manera costos de construcción. La **Figura 3.4.B** ilustra las presas de contrafuertes.
- Presas de arco: las mismas tienen en su configuración una sucesión de una multiplicidad de arcos horizontales, la parte convexa de estos arcos es la que tiene que soportar las presiones que genera el agua y la fuerza de empuje. Gracias a la

estructura, estas tensiones se trasladan mediante los apoyos laterales de la presa. Es interesante mencionar que este tipo de presa no es de las más usadas. La **Figura 3.4.C** ilustra este tipo de presas.

- Presas de bóveda: también llamadas de doble curvatura. Su construcción incluye el emplazamiento de arcos que son tanto horizontales como verticales.
- Presas de arcos múltiples: son una especie de presas de contrafuertes, los cuales son construidos mediante una sucesión de bóvedas. La **Figura 3.4.D** ilustra una presa de arcos múltiples.

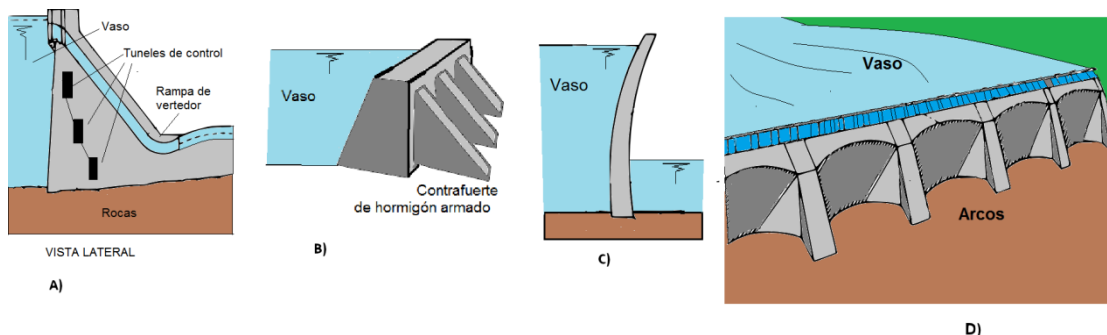


Figura 3.4. Tipos de presas. A) de gravedad, B) de contrafuerte, C) de arco y D) de arcos múltiples.

3.1.4. Centrales Hidráulicas de Bombeo o Reversibles

Una central hidráulica de bombeo, es un tipo particular de central hidroeléctrica. Estas centrales poseen dos embalses, un embalse inferior y uno superior; y además de turbinar agua del embalse superior al inferior para generar energía, tienen la capacidad de bombear agua desde el embalse inferior al superior, para almacenar energía en forma de agua. Generalmente el turbinado se hace en horas de alto consumo (horas pico) y el bombeo se hace en horas de bajo consumo eléctrico (horas valle). ([108]) .

Gracias a esta capacidad de bombeo se puede alcanzar una mayor eficiencia y beneficios económicos, ya que se consume electricidad para el bombeo cuando los precios de la electricidad son menores, y se produce electricidad en el momento que los precios son mayores. Las centrales de bombeo son el sistema más extendido mundialmente para almacenar energía a gran escala ([109]).

Este sistema de almacenamiento energético requiere dos presas con un desnivel entre ambas de al menos 100 [m], ([110]). Es una técnica eficiente de bajo mantenimiento y es una solución de larga duración.

Las centrales de bombeo se pueden clasificar como ([111]):

- Centrales de bombeo puro: estas centrales tienen que bombear necesariamente agua hacia el reservorio superior, si es que se quiere producir electricidad.

- Centrales de bombeo mixto: para producir electricidad en este tipo de centrales, no es importante tener que bombear agua hacia el reservorio superior. Si las condiciones son apropiadas, la central ya cuenta con el nivel necesario del reservorio para generar electricidad, aunque también tiene la posibilidad de bombear para aumentar su volumen.

Un esquema del funcionamiento de una central de bombeo puro se presenta en la **Figura 3.5**.

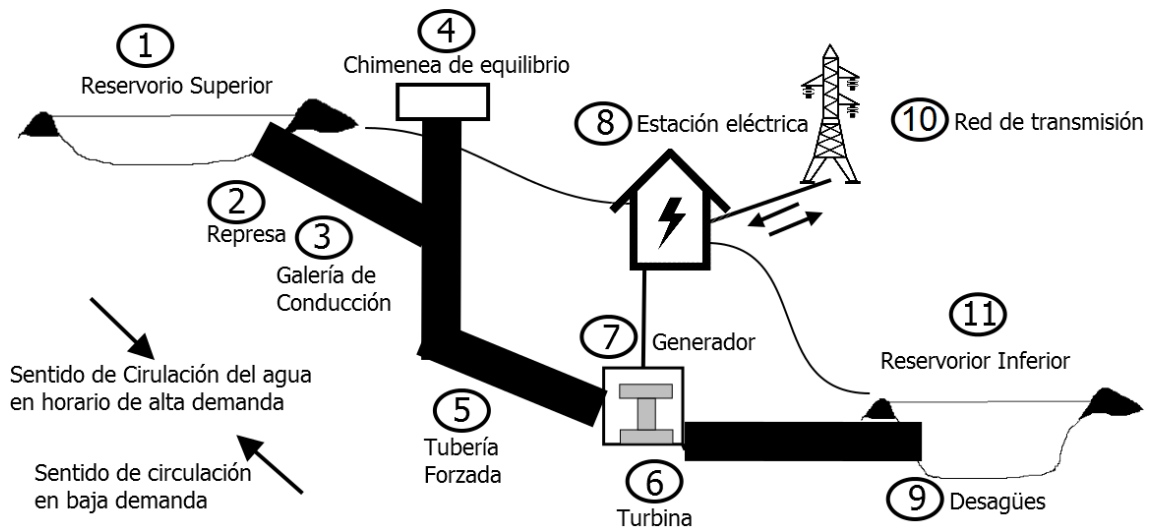


Figura 3.5. Esquema de una central hidráulica de bombeo.

El funcionamiento de la central que ilustra la figura es el siguiente: cuando la demanda de electricidad es alta, esta central funciona como cualquier central convencional: el agua se encuentra en el reservorio superior (1), gracias a la acción de la presa (2), el agua es conducida mediante las galerías de circulación (3) a la tubería forzada (5), el agua circula por la sala de máquinas de la central, donde están las turbinas. Para evitar choques bruscos por diferencia de presiones del agua se instalan chimeneas de equilibrio (4). Dentro de la sección de la tubería forzada, el agua que circula aumenta la velocidad. Cuando llega a las turbinas (6), las hace girar, produciendo electricidad. Las turbinas se encuentran conectadas a los generadores (7) que son los que producen la electricidad, en media o alta tensión. En la central también se encuentra la subestación de transformadores (8), los cuales elevan la tensión y adecúan la electricidad para que sea enviada a la red de transmisión (10). Una vez que hizo girar las turbinas, el agua es conducida por el tubo de desagüe (9) para llegar hasta el embalse inferior (11) y allí permanecer hasta que sea bombeada.

A la hora en que el consumo de electricidad es menor, el agua se bombeará desde el embalse inferior al superior mediante la tubería forzada. En la mayoría de los casos las turbinas actúan como bombas que son accionadas por los generadores que se constituyen en motores que consumen electricidad.

La **Tabla 3.1.** establece una comparación mostrando las ventajas y desventajas de la utilización de centrales hidráulicas de bombeo, a partir de las conclusiones de [108].

Tabla 3.1. Comparación entre ventajas y desventajas de las centrales de bombeo.

Ventajas:	Desventajas:
Eficiencia alta	Necesidades de emplazamiento muy específicas
El agua que se emplea no contamina	Impacto ambiental de su instalación
Tiempos de generación elevados	Los tiempos de construcción pueden ser elevados
Tienen rangos de generación de 1 MW a 2 GW, lo que los hace versátiles en ese aspecto	Se presentan altos costos de inversión inicial
Pueden lidiar con distintos escenarios de generación	
Los proyectos de explotación duran varios años, más de 50 por lo general	
Se adaptan a variaciones en la carga	
Rápida entrada en funcionamiento de sus máquinas	
Los costos de explotación y mantenimiento son bajos	

En cuanto al mercado de aplicación y perspectivas para las centrales de bombeo, se puede señalar:

- Existen más de 127.000 MW instalados con esta tecnología en todo el mundo (a 2011, según [112]).
- Es una tecnología madura, hace muchos años se viene desarrollando.
- A corto plazo, las centrales de bombeo tendrán costos más bajos por cada MWh producido, pero tienen el principal inconveniente de su ubicación, su inversión inicial, y las complejidades ambientales para su emplazamiento.
- Existe la posibilidad de construcción de este tipo de centrales utilizando pozos o cavidades subterráneas, de hecho hay lugares donde ya se han desarrollado.

Según informes técnicos, como los de [113] y [114], se prevén mejoras en los desarrollos de las tecnologías de las estaciones de bombeo, a corto y a mediano plazo, lo que aumentará su impacto en la cantidad de [MW] totales instalados en el mundo:

A corto plazo (de 0 a 5 años de proyección), se estarán implementando las turbinas de velocidad variable, que presentan ventajas tales como:

Capítulo 3

- Menor número de arranques y paradas.
- Mayor rango para operar, por lo que se aumenta la eficiencia de la central.
- La mejora en sistemas de control automático de las turbinas reduce los costos de inversión en estos equipos.
- Se mejora la eficiencia de la planta en general.
- Se puede regular la frecuencia y la tensión de la red en el modo bombeo.

A mediano plazo (hasta 10 años), se estima un crecimiento de las estaciones de este tipo en un 60%, aumentos de las capacidades de bombeo, y el desarrollo de electrónica de potencia para la reducción del coste del sistema de control de la velocidad. También se estima que haya construcciones de estas estaciones de bombeo de mar bajo tierra, y de esta forma emplear una cuenca natural como reservorio; la premisa es que el océano sería el reservorio superior y una construcción bajo tierra, el inferior. Con estas construcciones se busca reducir el impacto ambiental. Incluso ya existe en Japón un central de bombeo de agua de mar (ver [115]), la central de **Okinawa**, que era una instalación de almacenamiento por bombeo puro, empleando el mar de Filipinas como su depósito inferior, con una caída efectiva de 136 metros y un caudal máximo de 26 m³/s [116]. Sus tuberías y su turbina de bomba se instalaron bajo tierra. Su producción máxima fue de aproximadamente el 2,1% de la demanda máxima de potencia en la isla de Okinawa registrada el 3 de agosto de 2009. Sin embargo por problemas de falta de crecimiento de la demanda de potencia, a diferencia de lo que se había estimado originalmente, la central fue desmantelada en 2016 [117]. Si bien la central fue sacada de servicio, allanó el camino para el estudio y el emplazamiento de otras centrales similares en el futuro.

3.1.5. Generación Hidroeléctrica en el Mundo y en Argentina

La generación hidroeléctrica aporta actualmente más del 16% del total de la electricidad que se consume a nivel mundial. Se estima que solo se ha aprovechado menos de la mitad del potencial hidroeléctrico identificado (según [118]), por lo cual aún hay mucho para desarrollar. Existen 4 países que concentran el 50% del total de la generación de electricidad con este tipo de energía primaria (Canadá, Estados Unidos, Brasil y China). A su vez existen países donde la mayor parte de su generación viene de las fuentes hidráulicas (Noruega, Canadá, Suecia, Costa Rica, Paraguay, etc.). En Argentina, la potencia instalada de energía hidroeléctrica representó en el año 2016, el 33,1% del total, según [119]. La **Figura 3.6** muestra la participación de este tipo de generación en los países que son los mayores productores de hidroelectricidad a nivel mundial, y de Argentina en Sudamérica.

Modelos MILP Para la Optimización del Problema SCUC Incluyendo Centrales Hidroeléctricas De Bombeo. Sistemas de acumulación de energía

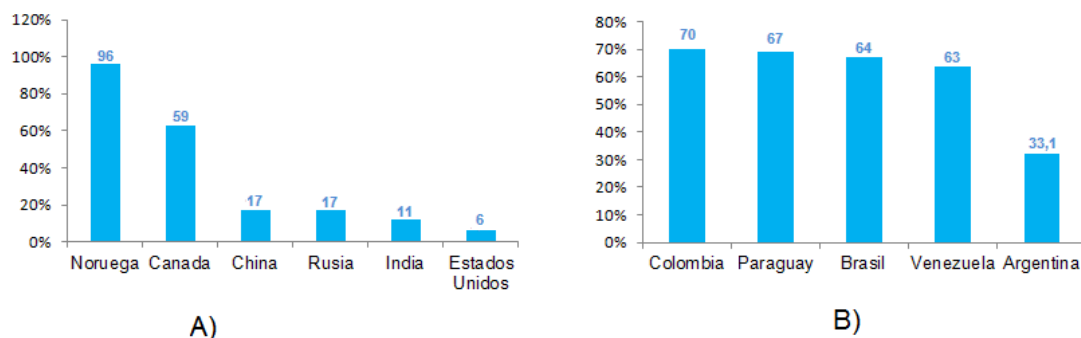


Figura 3.6. A) Participación de la generación hidroeléctrica entre los países que más hidroelectricidad producen en el Mundo. B) Participación de la generación hidroeléctrica entre los países que más hidroelectricidad producen en América del Sur.

Argentina posee ocho centrales hidroeléctricas de gran tamaño, de más de 400 MW de potencia instalada cada una. Dos de estas grandes centrales son de entes binacionales: Yacretá y Salto Grande. Además hay trece provincias donde hay algún desarrollo hidroeléctrico, principalmente en Río Negro, Entre Ríos, Córdoba y Neuquén. En cuanto a las cuencas, la del río Limay es la que más aprovechamiento presenta: Piedra Del Águila, El Chocón y otros de menor tamaño.

Más de un 60% de la electricidad argentina proviene de la generación en centrales térmicas, que utilizan gas natural, gas-oil, o fuel-oil como combustible, esto representa un problema para la balanza comercial del país porque generalmente estos combustibles se importan. Además, se trata de combustibles no renovables, y generan innumerables efectos contaminantes. La **Figura 3.7** muestra el mapa de la República Argentina y la ubicación de los aprovechamientos hidráulicos existentes, diferenciándolos según su tamaño, en base a los datos aportados por [120].

Algunos efectos positivos que podrían conseguirse de mejorar el aprovechamiento hidráulico son: reducir los niveles de contaminación por generación de electricidad, menor dependencia de los combustibles fósiles, menor necesidad de importar combustibles; además de los desarrollos humanos que vienen aparejados con estos proyectos ([121]).

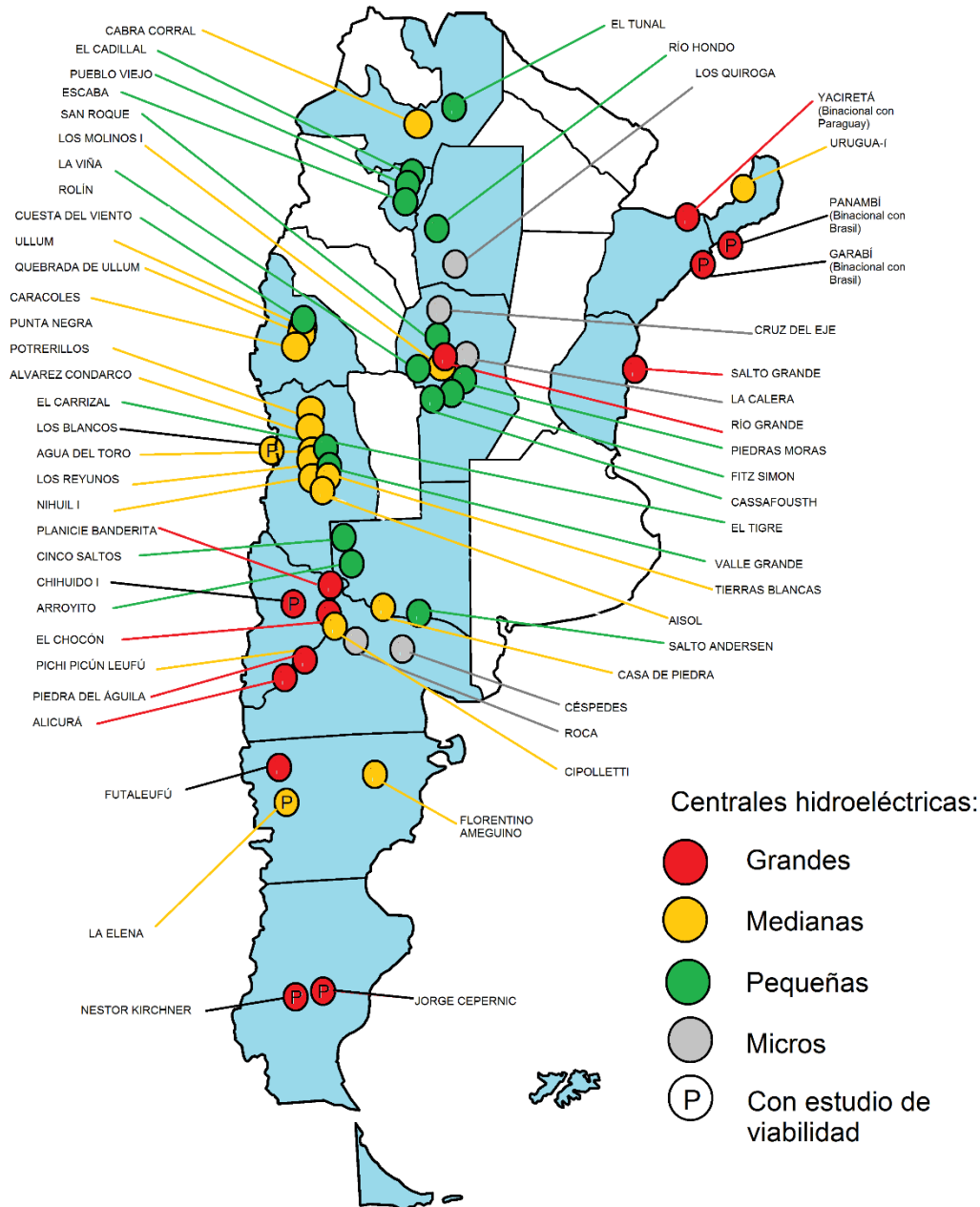


Figura 3.7. Mapa de la República Argentina con sus aprovechamientos hidráulicos.

3.1.6. Estaciones reversibles o de bombeo en el Mundo y en Argentina

En 2009, la capacidad de generación de almacenamiento por bombeo de agua a nivel mundial fue de 104 GW ([122]), mientras que 127 GW, correspondieron al resto de los tipos de almacenamiento eléctrico de uso general, según [123]. La Unión Europea tenía una capacidad neta de 38,3 GW (36,8% de la capacidad mundial) de un total de 140 GW de energía hidroeléctrica y representaba el 5% de la capacidad eléctrica neta total de la UE. Japón tenía una capacidad neta de 25,5 GW (24,5% de la capacidad mundial).

En 2010, los Estados Unidos tenían 21,5 GW de capacidad de generación de almacenamiento de agua por bombeo (20,6% de la capacidad mundial). Durante este mismo año, estas centrales tuvieron una generación neta de -5,501 GWh en los EE. UU., según [124], es decir, que consumieron más energía de la que generaron. En este mismo país, la capacidad de almacenamiento de agua por bombeo creció a 21,6 GW en 2014, constituyendo el 97% del almacenamiento de energía a escala de red de dicha región. A fines de 2014, había 51 propuestas de proyectos activos con un total de 39 GW de nueva capacidad en todas las etapas del proceso de licencia para nuevas plantas hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo en los EE. UU, aunque no se estaban construyendo nuevas plantas ([125]). Otros hechos importantes de estas centrales, en cuanto a su emplazamiento, se encuentran detallados en [126].

En Argentina existen dos centrales hidroeléctricas de estas características: las centrales de Río Grande y la de Los Reyunos. El Complejo hidroeléctrico Río Grande [127], cuyo río es un tributario del Río Tercero, está ubicado en el Valle de Calamuchita a 130 km de la ciudad de Córdoba, capaz de generar 750 MW, y está construido en una caverna a 130 m por debajo del lecho del río. La cuenca del río es de 720 km con un caudal de 11,5 metros cúbicos por segundo.

El complejo está compuesto por los embalses Cerro Pelado y Arroyo Corto, ubicado a 12 km aguas abajo del primero. La central posee 4 turbinas/bomba tipo Francis de 187,5 MW / 201 MVA. La construcción comenzó en 1973, durante el gobierno de Juan Domingo Perón y se finalizó en 1986 durante la presidencia de Alfonsín y es operado por la Empresa Provincial de Energía de Córdoba. Es la mayor central por bombeo de Sudamérica.

Por otro lado, el Complejo Hidroeléctrico Los Reyunos utiliza el caudal que provee el río Diamante, conformando un lago que lleva su mismo nombre. Está situado en el departamento San Rafael, en la provincia de Mendoza a 43 km de la capital de la provincia. La construcción se inició 1978 y la inauguración fue en 1983. El recorrido del río desemboca, antes de llegar a Los Reyunos, en el embalse Agua del Toro. El paredón de la presa tiene una altura aproximada de 134 m. Esta presa no se hizo con hormigón como la mayoría en el país, sino con materiales pétreos compactos con arcilla. Su vertiente máxima puede ser de 2.300 m³/s, y tiene una capacidad de almacenamiento, llegando a la altura máxima del reservorio superior, de 220 hm³, según datos descriptos en [128]. La potencia instalada de la central es de 224 MW y tiene una generación anual del orden de los 305 GWh. Para bombear aguas desde el Embalse El Tigre (ubicado inmediatamente aguas abajo) tiene una demanda de 20,2 GWh. El camino de acceso a la central está situado debajo del nivel del lago.

3.2. Modelado matemático de la programación óptima de Centrales Hidroeléctricas

El problema de Asignación de Unidades para centrales hidroeléctricas es conocido como Problema de Asignación de Unidades Hidráulicas (en inglés: Hydraulic Unit Commitment, HUC [129]). Los sistemas que se analizarán en este capítulo están constituidos tanto por unidades de generación hidráulica, como por unidades de generación térmica (cuyas características fueron discutidas en el capítulo anterior).

Capítulo 3

Numerosos autores ([130]–[132]) resuelven el problema HUC con un modelo de optimización que consiste en minimizar los costos operativos de las unidades térmicas (ver ecuación (2.2) en el capítulo anterior). Se asume despreciable el costo operativo de consumo de los generadores de las centrales hidroeléctricas, frente al consumo de combustibles fósiles de los generadores térmicos. El funcionamiento de las centrales hidroeléctricas está sujeto a restricciones sobre los generadores, los embalses y los caudales, como se describirá más adelante.

La potencia producida por el generador x de una central hidráulica en el tiempo t , se calcula según la ecuación (3.1), donde η_x^{gen} es el rendimiento del generador eléctrico (entre 0,92 y 0,97), η_x^{turb} es el rendimiento de la turbina hidráulica (entre 0,75 y 0,94), y η_x^{acop} es el rendimiento mecánico del acoplamiento turbina alternador (0,95/0,99) ([133]).

La potencia generada depende del flujo de agua turbinado $qg_{x,t}$ y del salto hidráulico $h_{x,t}$.

$$pg_{x,t} = 9800 qg_{x,t} h_{x,t} \eta_x^{gen} \eta_x^{turb} \eta_x^{acop} / (1 * 10^6) \quad x = 1, \dots, X; t = 1, \dots, T \quad (3.1)$$

La ecuación (3.1) tiene un término bilineal, ya que involucra el producto de dos variables continuas.

El sistema de generación formado por las centrales hidráulicas y por los generadores térmicos debe satisfacer la demanda de electricidad:

$$\sum_{c=1}^C dkt_{c,t} \leq \sum_{i=1}^I p_{i,t} + \sum_{x=1}^X pg_{x,t} \quad t = 1, \dots, T \quad (3.2)$$

Con la ecuación (3.3) se asegura la disponibilidad de la reserva rodante:

$$\sum_{c=1}^C dkt_{c,t} + R_t \leq \sum_{i=1}^I p_i^{UP} u_{i,t} + \sum_{x=1}^X pg_x^{UP} z_{x,t}^{gen} \quad t = 1, \dots, T \quad (3.3)$$

donde pg_x^{UP} es un parámetro que indica la potencia máxima que puede producir el generador x de la central hidráulica, y $z_{x,t}^{gen}$ es una variable binaria que indica si la unidad x se encuentra generando ($z_{x,t}^{gen} = 1$) o no ($z_{x,t}^{gen} = 0$).

La **Figura 3.8** ilustra el esquema básico de un sistema hidráulico, constituido por un reservorio superior y uno inferior, conectados por una tubería, flujos de agua que ingresan y salen (provenientes de afluentes), y el generador de la central

hidráulica. El modelo matemático que se verá en esta sección representa a los elementos que se observan en la figura. El salto hidráulico es la diferencia entre cotas correspondientes a los reservorios superior e inferior. La figura presenta N niveles de variaciones de salto hidráulico $H_1, \dots, H_n, \dots, H_N$. En este caso $N=3$.

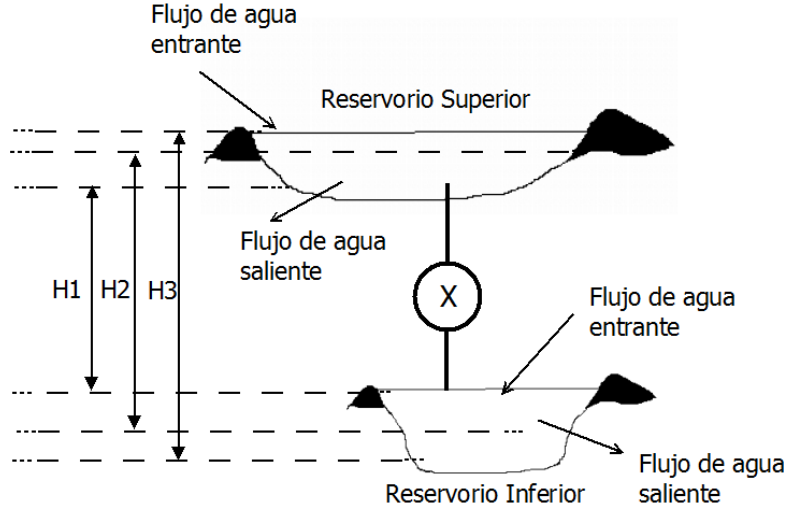


Figura 3.8. Esquema básico de un sistema hidráulico con tres niveles de salto.

Notar que el supra índice UP escrito en mayúsculas hace referencia a la cota superior de la variable (por ejemplo pg_x^{UP} es la cota superior de la potencia generada por la central x), mientras que up escrito en letras minúsculas hace referencia al reservorio superior.

Las ecuaciones (3.4) y (3.5) calculan el nivel de agua en los reservorios superiores e inferiores, en base a los volúmenes de dichos reservorios (variables $v_t^{up}/v_{x,t}^{lo}$). Las constantes $c_{slop_x}^{up/lo}$ y $c_{ord_x}^{up/lo}$ se obtienen de los datos geométricos de los reservorios.

$$h_t^{up} = c_{slop}^{up} * v_t^{up} + c_{ord}^{up}$$

$$t = 1, \dots, T \tag{3.4}$$

La variable h_t^{up} no depende de un reservorio x , porque se considerará un sistema hidráulico formado por un reservorio superior común conectado a X reservorios inferiores. En caso de tener un sistema formado por varios reservorios superiores distintos, será necesario establecer los subíndices apropiados.

$$h_{x,t}^{lo} = c_{slop_x}^{lo} * v_{x,t}^{lo} + c_{ord_x}^{lo} \quad x = 1, \dots, X; t = 1, \dots, T \tag{3.5}$$

Capítulo 3

La ecuación (3.6) establece el salto hidráulico para la unidad x , el cual es la diferencia entre los niveles de altura de los reservorios superiores e inferiores.

$$h_{x,t} = h_t^{up} - h_{x,t}^{lo} \quad x = 1, \dots, X; t = 1, \dots, T \quad (3.6)$$

Las restricciones (3.7) y (3.8) imponen los límites máximos y mínimos de los volúmenes de los reservorios.

$$\underline{v_x^{up}} \leq v_t^{up} \leq \overline{v^{up}} \quad t = 1, \dots, T \quad (3.7)$$

$$\underline{v_x^{lo}} \leq v_{x,t}^{lo} \leq \overline{v_x^{lo}} \quad t = 1, \dots, T \quad (3.8)$$

Las ecuaciones (3.9) y (3.10) determinan los valores de los volúmenes de los reservorios superior e inferior para cada período de tiempo. Estos están determinados por los volúmenes del período anterior, los caudales turbinados y los flujos de agua de los afluentes. Estos últimos se asumen como constantes.

$$v_t^{up} = v_{t-1}^{up} + \mu_{in}^{up} + \mu_{out}^{up} - \sum_{x=1}^X qg_{x,t} \quad t = 1, \dots, T \quad (3.9)$$

$$v_{x,t}^{lo} = v_{t-1}^{lo} + \mu_{x,in}^{lo} + \mu_{x,out}^{lo} + qg_{x,t} \quad t = 1, \dots, T \quad (3.10)$$

La condición (3.11) asegura la reserva de agua en el reservorio superior: el volumen de este reservorio durante la última hora, debe ser igual o superior a su volumen al comienzo del horizonte de programación.

$$v_{t=T}^{up} \geq v_{t=1}^{up} \quad t = 1, \dots, T \quad (3.11)$$

3.3. Modelado matemático del funcionamiento de las unidades de generación y bombeo

La potencia $e_{x,t}$ en el tiempo t de una Unidad de Almacenamiento por Bombeo o PSU (por Pumped Storage Unit [134]), se define en la ecuación (3.12). Cuando la

PSU produce potencia, el valor de $e_{x,t}$ es positivo, cuando la PSU bombea agua el valor es negativo, y cuando la PSU no está funcionando, su valor es cero.

$$e_{x,t} = pg_{x,t} - pb_{x,t} \quad x = 1, \dots, X; t = 1, \dots, T \quad (3.12)$$

La ecuación (3.13) calcula la potencia consumida por una PSU para bombear agua ([135]), donde η_x^{bomb} es la eficiencia de la PSU en el modo bombeo. La ecuación depende del volumen de agua bombeado y el nivel de salto. Es decir que implica el producto entre dos variables continuas y, al igual que en el caso de las ecuaciones para la descarga y la generación, este tipo de términos complejiza la resolución del problema de optimización.

$$pb_{x,t} = \frac{9800qb_{x,t}h_{x,t}}{\eta_x^{bomb} * 1 * 10^6} \quad x = 1, \dots, X; t = 1, \dots, T \quad (3.13)$$

La restricción (3.14) establece la exclusividad de los diferentes modos de operación de las PSUs en cada período de tiempo, evitando solapamientos de modos operacionales. En la ecuación, $z_{x,t}^{bomb}$ es una variable binaria que vale 1 cuando la PSU está en modo de bombeo, y 0 en otro caso.

$$z_{x,t}^{gen} + z_{x,t}^{bomb} \leq 1 \quad x = 1, \dots, X; t = 1, \dots, T \quad (3.14)$$

La variable binaria α_t^{gen} se implementa para asegurar que cuando una PSU se encuentra en modo bombeo, el resto de las PSUs no pueden encontrarse en el modo generación. Esto significa que si $z_{x,t}^{bomb}=1$ para alguna unidad x , entonces todas las $z_{x,t}^{gen}=0$. En otro caso, si para alguna unidad x se tiene $z_{x,t}^{bomb}=0$, el resto de las $z_{x,t}^{gen}$ pueden ser iguales a 0 o a 1. Estas restricciones se expresan en (3.15) y (3.16) de la siguiente manera:

$$\sum_{x=1}^X z_{x,t}^{gen} \leq X * \alpha_t^{gen} \quad t = 1, \dots, T \quad (3.15)$$

$$z_{x,t}^{bomb} \leq X * (1 - \alpha_t^{gen}) \quad x = 1, \dots, X; t = 1, \dots, T \quad (3.16)$$

Un razonamiento similar se aplica en las restricciones (3.17) y (3.18). La variable binaria α_t^{bomb} asegura que si una PSU está en modo generación, el resto de las PSUs no puede estar en modo bombeo.

$$\sum_{x=1}^X z_{x,t}^{bomb} \leq X * \alpha_t^{bomb} \quad t = 1, \dots, T \quad (3.17)$$

$$z_{x,t}^{gen} \leq X * (1 - \alpha_t^{bomb}) \quad x = 1, \dots, X; t = 1, \dots, T \quad (3.18)$$

Las ecuaciones (3.19) y (3.20) calculan los volúmenes de los reservorios superior e inferior. En este caso, los flujos de agua que bombean las PSUs también contribuyen.

$$v_t^{up} = v_{t-1}^{up} + \mu_{in}^{up} + \mu_{out}^{up} - \sum_{x=1}^X qg_{x,t} + \sum_{x=1}^X qb_{x,t} \quad t = 1, \dots, T \quad (3.19)$$

$$v_{x,t}^{lo} = v_{t-1}^{lo} + \mu_{x,in}^{lo} + \mu_{x,out}^{lo} + qg_{x,t} - qb_{x,t} \quad t = 1, \dots, T \quad (3.20)$$

3.4. Modelo MILP para resolver sistemas de generación hidrotérmica y bombeo de agua

La formulación matemática de las centrales hidroeléctricas reversibles resulta más compleja que la de las centrales hidráulicas tradicionales, ya que incorporan el modo de bombeo de agua.

En muchas ocasiones el problema HUC es resuelto sin tener en cuenta las restricciones de transmisión de las líneas (como por ejemplo en [76], [78], [80]). En consecuencia, al aplicar una solución del problema UC/HUC, a un sistema real con líneas de transmisión, pueden surgir problemas como la sobrecarga de líneas o incluso la infactibilidad de la solución obtenida, y que no pueda transmitirse la producción de los generadores. Cuando se consideran las restricciones de transmisión, el problema es conocido como Problema de Asignación de Unidades Hidráulicas y Térmicas con Restricciones de Seguridad (Security-Constrained Hydrothermal Unit Commitment [136]).

Resolver un problema de Asignación de Unidades que incluye unidades térmicas, centrales hidráulicas, estaciones de bombeo y restricciones de transmisión, presenta gran complejidad debido principalmente a:

- Las unidades térmicas tienen diferentes costos de combustibles, producen potencia en un determinado rango, tienen horas mínimas que deben permanecer apagado y encendidos, además tienen restricciones de rampa que evitan aumentos o descensos muy bruscos de la potencia [137].
- Las curvas de funcionamiento que ilustran la relación potencia generada-descarga, tienen características no lineales, además presentan zonas de trabajo prohibidas (por motivos técnicos), y presentan restricciones de los reservorios [138].
- Las centrales de bombeo presentan variaciones en la potencia consumida y el caudal bombeado debido a los distintos niveles de salto hidráulicos. Las mismas pueden comportarse tanto como unidades generadoras o cargas que consumen potencia según el momento del día. Además no puede suceder que al mismo tiempo se encuentren produciendo y bombeando las distintas turbinas que pertenecen a una misma central [139].
- Los niveles de los reservorios superiores e inferiores son modificados también por el bombeo de agua.

- Las restricciones de transmisión modeladas bajo el modelo DC presentan 2 variables por cada barra del sistema, y si se emplea el modelo AC suma 4 variables por cada barra, además del producto de variables continuas y las funciones trigonométricas seno y coseno [91], [140].
- Existe una interrelación entre la primer hora del horizonte de programación con la última hora del horizonte de programación anterior, que se presenta en forma de datos como valores iniciales, lo cual condiciona a todos los generadores y los reservorios.
- El problema es multi-período. La producción durante las distintas horas del horizonte de programación se encuentra afectada por los valores previos y posteriores. Esto afecta tanto a generadores como a demás elementos del sistema [141].

En los últimos años han sido desarrolladas aproximaciones lineales para estos problemas y de esta forma se han obtenido Problemas Mixto Entero Lineales (MILP), debido a las ventajas que estos problemas presentan tales como la optimalidad global, la flexibilidad para sumar restricciones al problema, y reducciones en los tiempos de resolución.

En cuanto a las unidades térmicas se han presentado modelos lineales en [142] (los cuales fueron explicados en el capítulo anterior), para unidades hidráulicas en [138]; y para las centrales de bombeo los desarrollos son más complejos: [139], [143] presentan una linealización sobre el comportamiento de las centrales con bombeo (la relación no lineal entre potencia consumida y caudal de agua bombeado), [143] considera en la linealización la influencia del salto hidráulico para la etapa de generación, pero no consideró el salto para la etapa de bombeo. Respecto al problema SCUC, anteriormente se explicó el modelado de las restricciones de transmisión mediante el modelo lineal DC aplicado a sistemas con unidades térmicas en [67].

Si bien no abundan los trabajos que consideran el problema SCUC para la generación hidrotérmica con centrales de bombeo (generalmente se aplica solo a generación térmica, o hidrotérmica pero no con la capacidad de bombeo, y si se consideran centrales de bombeo se modelan individualmente sin relacionarlas con centrales fósiles), es posible encontrar algunos trabajos que consideran el conjunto de manera holística [144]–[148]. Sin embargo estos modelos no formulan en detalle la complejidad con la que se aborda a los tres sistemas (térmico, hidrotérmico, bombeo) en los trabajos que los consideran de manera individual.

A nivel mundial hay una mayor existencia de centrales hidráulicas convencionales que las que tienen la capacidad de bombeo, sin embargo la potencia instalada de las centrales de bombeo no es para nada despreciable en muchos países. Se estima que la capacidad de bombeo deja un potencial de 161.000 MW extras para cuando sea necesario, además el bombeo constituye el 94% a nivel mundial de los sistemas de acumulación de energía.

En este capítulo, se presenta una formulación MILP destinada a resolver el problema de programación de unidades térmicas, que incluyen unidades base, turbinas de gas y unidades de ciclo combinado, sumado a estaciones hidráulicas con centrales de bombeo. Para esta formulación se incluyen de manera rigurosa todas las restricciones propias del funcionamiento de estas unidades. Los términos bilineales de las ecuaciones que modelan la relación entre potencia generada/consumida y caudal turbinado/bombeado, serán aproximados con aproximaciones lineales por regiones. Además en el modelo se incluirán restricciones de transmisión, siguiendo el modelo DC, que aseguran la factibilidad de las soluciones si son aplicadas a sistemas interconectados de potencia.

El modelo matemático de optimización presentado se diferencia de otros publicados, que en su mayoría presentan métodos iterativos, de simulación y de penalización por aumentos en los costos (por ejemplo se introducen generadores con costos de combustibles muy altos, o líneas ficticias). El modelo propuesto se basa en el modelo presentado en [138]. Sin embargo, en este trabajo sólo se contemplan centrales hidráulicas sin bombeo, por lo cual la técnica propuesta tuvo que ser modificada y adaptada al sistema estudiado aquí.

3.4.1. Aproximaciones lineales de curvas que representan la relación generación-descarga de Centrales Hidroeléctricas

La ecuación (3.1), implica el producto entre las dos variables continuas. Se requiere un importante consumo de recursos computacionales para poder resolver ecuaciones de este tipo. Más aún cuando esta modela un problema que incluye además de la generación de electricidad, otras restricciones propias de la central hidráulica. Este consumo crece exponencialmente cuando se considera un sistema eléctrico formado por distintos tipos de generadores, entre los cuales se incluye una central hidroeléctrica. En orden de obtener soluciones factibles para un sistema de estas características, y reducir los tiempos computacionales, se implementará una linealización, la cual es descripta a continuación.

El desempeño de una unidad de una central hidroeléctrica, para la generación de potencia y descarga, se representa a través de curvas no lineales, como las mostradas en la **Figura 3.9**. La figura muestra las curvas de potencia-descarga para tres niveles distintos de saltos. Los puntos graficados pertenecen a promedios de funcionamiento que son comunes a la gran mayoría de estas centrales.

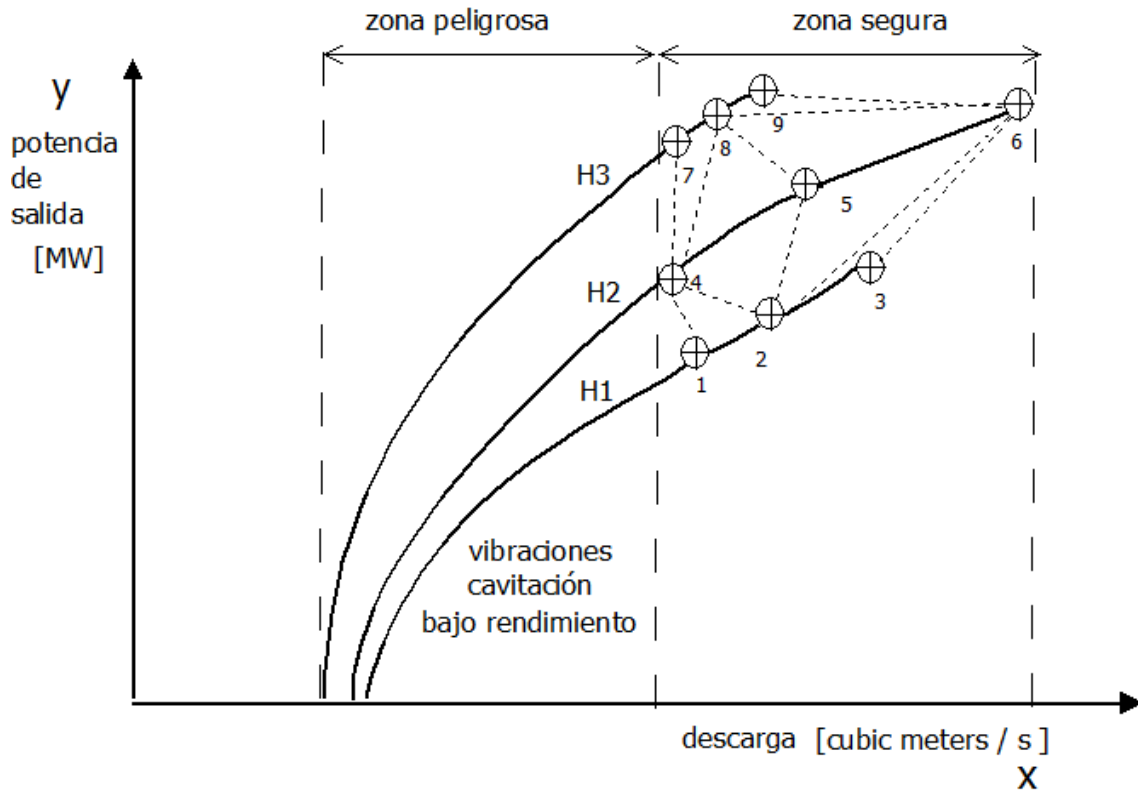


Figura 3.9. Aproximación lineal de las curvas generación-descarga, con tres saltos distintos.

En los primeros trabajos que trataron la linealización de la ecuación que modela la generación-descarga de la central, esto se hacía asumiendo un valor constante para la diferencia de saltos. Sin embargo esta simplificación puede conducir a inexactitudes como se ha mostrado en [149]. Para lograr un modelo con mayor precisión, en [138] y [143], se han presentado trabajos donde se tratan diferentes saltos para la generación de potencia. El modelo presentado en esta sección, se basa en la linealización presentada por [138] y se consideran tres curvas de rendimiento por unidad, como se muestra en la figura. Cada curva representa a la variación de la carga neta en función del salto, etiquetados como $N=1, 2$ y 3 . Para evitar problemas tales como la vibración mecánica, la cavitación [150] y la baja eficiencia, la unidad se ve limitada en su rango de operación para trabajar en la zona segura [151].

El método implementado en esta sección se basa en el uso de ocho triángulos. Mediante variables auxiliares se determina la activación del triángulo del punto de funcionamiento, y allí se establece el valor de la potencia generada y la descarga de agua. A continuación se presentan las ecuaciones que modelan la ubicación del punto de funcionamiento de la unidad en modo generación, que selecciona las variables de salto, potencia producida y descarga.

La suma de las variables de peso del punto de funcionamiento ($wg_{xg,n,x,t}$) es igual a la variable binaria que indica el funcionamiento de la unidad para generar potencia $z_{x,t}^{gen}$ (3.21). Cuando la unidad está generando el valor de la suma es igual a 1, de otra forma es 0. XG es el número total de segmentos de generación, usualmente se toman 3 segmentos correspondientes al 50, 75 y 100% de generación.

Capítulo 3

$$\sum_{xg=1}^{XG} \sum_{n=1}^N w g_{xg,n,x,t} = z_{x,t}^{gen} \quad x = 1, \dots, X; t = 1, \dots, T \quad (3.21)$$

El salto para cada unidad (variable continua $h_{x,t}$) está dado por (3.22) y (3.23). Si la unidad está generando potencia el valor de las sumas ponderadas determina el salto de la unidad. Sino, la restricción (3.22) está desactivada por el parámetro de altura máxima. Donde H_{max_n} es un parámetro de altura máxima del reservorio para el salto n y \bar{H}_x el parámetro de altura máxima del reservorio. Mientras que H_{min_n} es un parámetro de altura mínima del reservorio para el salto n .

$$h_{x,t} \leq \sum_{xg=1}^{XG} \sum_{n=1}^N w g_{xg,n,x,t} H_{max_n} + \bar{H}_x (1 - z_{x,t}^{gen}) \quad x = 1, \dots, X; t = 1, \dots, T \quad (3.22)$$

$$h_{x,t} \geq \sum_{xg=1}^{XG} \sum_{n=1}^N w g_{xg,n,x,t} H_{min_n} \quad x = 1, \dots, X; t = 1, \dots, T \quad (3.23)$$

La potencia producida por la unidad x en el tiempo t ($pg_{x,t}$), está dada por (3.24). $Pg_{xg,n,x}$ es un parámetro que indica la potencia generada para un punto específico.

$$pg_{x,t} = \sum_{xg=1}^{XG} \sum_{n=1}^N w g_{xg,n,x,t} P g_{xg,n,x} \quad x = 1, \dots, X; t = 1, \dots, T \quad (3.24)$$

La descarga producida por la PSU x en el tiempo t , está dada por (27). Siendo $qg_{x,t}$ la variable de descarga y $Qg_{xg,n,x}$ un parámetro que representa la descarga para un punto específico.

$$qg_{x,t} = \sum_{xg=1}^{XG} \sum_{n=1}^N w g_{xg,n,x,t} Q g_{xg,n,x} \quad x = 1, \dots, X; t = 1, \dots, T \quad (3.25)$$

Los valores que pertenecen a cada uno de los puntos de $Pg_{xg,n,x}$ y $Qg_{xg,n,x}$, son datos extraídos de casos reales documentados en la bibliografía como se mostrará más adelante y serán dados en la sección 3.4.2.1.

Las restricciones (3.26) a (3.31) establecen el modelo de mosaico triangular de dos dimensiones. Dichas ecuaciones modelan el punto de funcionamiento de la central, ubicándolo en uno de los ocho triángulos posibles. Las diferentes variables binarias de posición ($vg_{x,t}$, $dg_{x,t}$, $gg_{x,t}$) se activan o desactivan dependiendo la ubicación del punto de funcionamiento. Dependiendo si el punto se ubica por arriba o por debajo de la línea horizontal media, a la derecha o izquierda de la línea vertical media, o si se encuentra en el centro del polígono conformado, se establecerá el valor de estas variables binarias. A su vez la suma de las variables de peso, establece la distancia del punto de funcionamiento en relación a las líneas de referencia.

En estas ecuaciones, $dg_{x,t}$ es una variable binaria que es igual a 1 si el punto elegido está a la derecha de la línea vertical media (0 en otro caso), $vg_{x,t}$ es una variable binaria igual a 1 si el punto elegido está arriba de la línea horizontal media (0 en otro caso), y $gg_{x,t}$ es una variable binaria igual a 1 si el punto elegido en el centro del polígono (0 en otro caso).

$$wg_{xg=1,n=3,x,t} + wg_{xg=2,n=3,x,t} + wg_{xg=3,n=3,x,t} \leq vg_{x,t}$$

$$x = 1, \dots, X; t = 1, \dots, T \quad (3.26)$$

$$wg_{xg=1,n=1,x,t} + wg_{xg=2,n=1,x,t} + wg_{xg=3,n=1,x,t} \leq (1 - vg_{x,t})$$

$$x = 1, \dots, X; t = 1, \dots, T \quad (3.27)$$

$$wg_{xg=3,n=1,x,t} + wg_{xg=3,n=2,x,t} + wg_{xg=3,n=3,x,t} \leq dg_{x,t}$$

$$x = 1, \dots, X; t = 1, \dots, T \quad (3.28)$$

$$wg_{xg=1,n=1,x,t} + wg_{xg=1,n=2,x,t} + wg_{xg=1,n=3,x,t} \leq (1 - dg_{x,t})$$

$$x = 1, \dots, X; t = 1, \dots, T \quad (3.29)$$

$$wg_{xg=2,n=2,x,t} \leq gg_{x,t}$$

$$x = 1, \dots, X; t = 1, \dots, T \quad (3.30)$$

$$wg_{xg=1,n=1,x,t} + wg_{xg=3,n=1,x,t} + wg_{xg=1,n=3,x,t} + wg_{xg=3,n=3,x,t} \leq (1 - gg_{x,t})$$

$$x = 1, \dots, X; t = 1, \dots, T \quad (3.31)$$

3.4.2. Aproximaciones lineales para el funcionamiento de PSUs en modo de bombeo

Respecto al funcionamiento de la PSU en modo bombeo, la ecuación (3.13) implica el producto entre dos variables continuas (las que corresponde al caudal bombeado y al salto hidráulico, respectivamente). La **Figura 3.10** presenta la relación potencia consumida – agua bombeada para tres puntos de funcionamiento que corresponden a tres saltos hidráulicos distintos, basada en promedios de datos reales. Para linealizar la ecuación (3.13) se implementa un método que indica en qué proporción del segmento graficado se ubicará el punto de operación de la PSU, mediante el uso de la variable de peso en modo bombeo ($wb_{x,n,t}$).

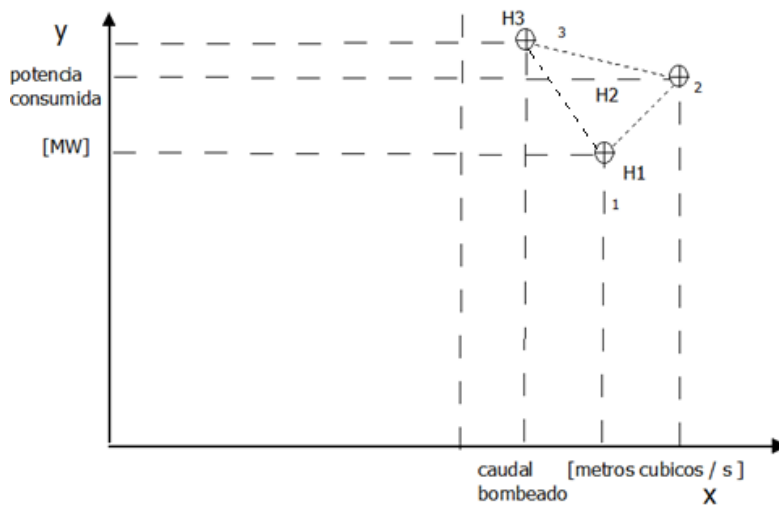


Figura 3.10. Linealización relación potencia consumida – bombeo de una PSU.

Aplicando similar razonamiento de (3.21-3.31) al modo de bombeo, se supone que para el modo bombeo también hay tres diferentes niveles de salto. Sin embargo para el modo bombeo, el rango de operación es más acotado, por lo cual se usan menos puntos con datos, en relación al modo generación.

La suma de pesos de la ecuación (3.32) establece que la variable binaria que indica si la PSU está trabajando en modo de bombeo es igual a la suma de variables de peso $wb_{x,n,t}$.

$$\sum_{n=1}^N wb_{x,n,t} = z_{x,t}^{bomb} \quad x = 1, \dots, X; t = 1, \dots, T \quad (3.32)$$

La potencia consumida por la PSU x en el tiempo t (variable $pb_{x,t}$), cuando se encuentra en modo de bombeo es:

$$pb_{x,t} = \sum_{n=1}^N wb_{x,n,t} Pb_{n,x} \quad x = 1, \dots, X; t = 1, \dots, T \quad (3.33)$$

donde $Pb_{n,x}$ es un parámetro de potencia consumida para el salto n de la PSU x .

El caudal bombeado por la PSU x en el tiempo t cuando se encuentra en modo bombeo (variable $qb_{x,t}$) está dado por (3.34):

$$qb_{x,t} = \sum_{n=1}^N wb_{x,n,t} Qb_{n,x} \quad x = 1, \dots, X; t = 1, \dots, T \quad (3.34)$$

donde $Qb_{n,x}$ es un parámetro de caudal bombeado para el salto n de la PSU x .

Las ecuaciones (3.35) y (3.36) establecen el rango de operación de la variable binaria $d_{n,t}$ la cual vale 1 cuando el salto corresponde al segmento n en el tiempo t .

Las diferencias de volúmenes de los reservorios establecen n niveles de salto posibles. Para determinar los valores de las constantes Δvol_n^{\min} y Δvol_n^{\max} se tienen en cuenta los valores reportados y los datos de la geometría de los reservorios, que serán particulares para cada represa.

$$\sum_{n=1}^N d_{n,t} \Delta vol_n^{\min} \leq v_t^{up} - v_t^{lo} \quad x = 1, \dots, X; t = 1, \dots, T \quad (3.35)$$

$$\sum_{n=1}^N d_{n,t} \Delta vol_n^{\max} \geq v_t^{up} - v_t^{lo} \quad x = 1, \dots, X; t = 1, \dots, T \quad (3.36)$$

Capítulo 3

La ecuación (3.37) establece que solo un salto hidráulico puede ser seleccionado para cada tiempo t , teniendo en cuenta la diferencia de volúmenes de los reservorios.

$$\sum_{n=1}^N d_{n,t} = 1 \quad (3.37)$$

Las ecuaciones (3.38) y (3.39) relacionan las variables de peso $wg_{xg,n,x,t}$ y $wb_{x,n,t}$ con la variable binaria $d_{n,t}$. Esto hace que los puntos de funcionamiento en ambos modos de generación y bombeo coincidan con el nivel de salto resultante de la diferencia de volúmenes de los reservorios.

$$\sum_{xg=1}^{XG} wg_{xg,n,x,t} \leq d_{n,t} \quad (3.38)$$

$$wb_{x,n,t} \leq d_{n,t} \quad (3.39)$$

Las restricciones (3.40) a (3.41) establecen los valores del salto para cada equipo x en el tiempo t ($h_{x,t}$) considerando los límites que corresponden a cada uno de los niveles en que se encuentra el punto de funcionamiento para ambos modos. Siendo M un número positivo muy grande.

$$h_{x,t} - M(1 - d_{n,t}) \leq d_{n,t}H_{max_n} \quad (3.40)$$

$$h_{x,t} + M(1 - d_{n,t}) \geq d_{n,t}H_{min_n} \quad (3.41)$$

3.4.3. Restricciones de transmisión para sistemas formados por centrales hidroeléctricas de bombeo y generadores térmicos.

En el capítulo anterior se detallaron las ecuaciones que describen la transmisión de potencia a través de líneas mediante los modelos AC y DC.

Las ecuaciones (3.42) y (3.43) plantean los balances de potencias activas y reactivas en las barras que constituyen el sistema. La potencia producida por las unidades térmicas junto a la potencia de las PSU, sumado a la diferencia entre la potencia que ingresa y sale de las barras de transferencia del sistema, deben satisfacer la demanda del sistema.

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^I p_{i,bu,t} + \sum_{x=1}^X e_{x,bu,t} + \sum_{l=1}^L \sum_{bu_o=1}^{BU} p_{-l,bu_i=bu,bu_o,t} - \sum_{l=1}^L \sum_{bu_i=1}^{BU} p_{-l,bu_i,bu_o=bu,t} \\ = \sum_{c=1}^C dkt_{c,bu,t} \end{aligned}$$

$$bu = 1, \dots, BU; t = 1, \dots, T \quad (3.42)$$

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^I pr_{i,bu,t} + \sum_{x=1}^X er_{x,bu,t} + \sum_{l=1}^L \sum_{bu_o=1}^{BU} q_{-l,bu_i=bu,bu_o,t} - \sum_{l=1}^L \sum_{bu_i=1}^{BU} q_{-l,bu_i,bu_o=bu,t} \\ = \sum_{c=1}^C dktr_{bu,t} \end{aligned}$$

$$bu = 1, \dots, BU; t = 1, \dots, T \quad (3.43)$$

La convención de signos adoptada consiste en tomar como positiva la potencia que entra a la barra y como negativa la potencia que sale.

Recordando que el modelo DC se aplica a modelar la transmisión de potencia activa en las líneas, y recordando que la línea l conecta las barras bu_i con bu_o ; al reemplazar la variable $p_{-l,bu_i=bu,bu_o,t}$ por la diferencia angular entre barras dividido la reactancia de la línea, el balance de potencias activas estará dado por (3.44):

$$\begin{aligned}
 & \sum_{i=1}^I p_{i,bu,t} + \sum_{x=1}^X e_{x,bu,t} \\
 & + \sum_{l=1}^L \sum_{bu_o=1}^{BU} \left(\frac{\theta_{bu_i=bu,t} - \theta_{bu_o=bu,t}}{x_{bu_i bu_o}} \right) \\
 & - \sum_{l=1}^L \sum_{bu_i=1}^{BU} \left(\frac{\theta_{bu_i=bu,t} - \theta_{bu_o=bu,t}}{x_{bu_i bu_o}} \right) \\
 & = \sum_{i=1}^I p_{i,bu,t} + \sum_{x=1}^X e_{x,bu,t} \\
 & + \sum_{l=1}^L \sum_{bu_o=1}^{BU} \left(\frac{\theta_{bu_i=bu,t} - \theta_{bu_o=bu,t}}{x_l} \right) \\
 & - \sum_{l=1}^L \sum_{bu_i=1}^{BU} \left(\frac{\theta_{bu_i=bu,t} - \theta_{bu_o=bu,t}}{x_l} \right) = \sum_{c=1}^c dkt_{c,bu,t}
 \end{aligned}$$

$$bu = 1, \dots, BU; t = 1, \dots, T \quad (3.44)$$

3.5. Aplicación de los modelos propuestos a sistemas eléctricos prácticos

A continuación se estudiarán dos casos modificados, cuyas versiones originales fueron presentados en el capítulo anterior. El primero de ellos es el sistema de 6 barras y 11 líneas (ver sección 2.4.2.1 y 2.5.3.2), y el segundo de ellos es el sistema de 31 barras y 43 líneas (ver sección 2.4.2.1 y 2.5.4.2). Se observará en primer lugar, el efecto de incluir en estos sistemas centrales hidráulicas convencionales (que no poseen la capacidad de bombeo), y luego se analizará cómo afecta el hecho de anexar centrales con capacidad de bombeo.

3.5.1. Resolución de sistemas eléctricos con generación solo térmica

3.5.1.1. Sistema de 6 barras

En este caso se resuelve el problema SCUC con el modelo de flujo DC. En este ejemplo toda la demanda es satisfecha solamente por generación térmica. Se efectúan una serie de modificaciones en los datos del problema presentado originalmente en el trabajo de [67], para que se pueda apreciar en mayor medida el efecto de las PSUs. Las modificaciones son listadas a continuación.

Los datos para las reactancias de las líneas se muestran en la **Tabla 3.2**. Los límites de las líneas de transmisión se establecen en 160 MW para todas las líneas. La demanda horaria para el sistema se reporta en la **Tabla 3.3**. La participación de las barras en el consumo es de 60%, 20%, y 20% para las barras 4, 5, y 6 respectivamente. Los datos para las unidades térmicas se muestran en la **Tabla 3.4**.

Las soluciones obtenidas con CPLEX y Gurobi tienen un costo total de producción de \$222.334,15. Los problemas son resueltos en 0,094 y 0,035 segundos para CPLEX and Gurobi, respectivamente. El modelo tiene 1.604 ecuaciones, 697 variables continuas, y 72 variables binarias.

Tabla 3.2. Reactancia de las líneas. Sistema de 6 barras.

Línea	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Reactancia [p.u.]	0,2	0,2	0,3	0,25	0,1	0,3	0,2	0,26	0,1	0,4	0,3

Tabla 3.3. Demanda horaria [MW]. Sistema de 6 barras.

1	2	3	4	5	6	7	8
121,1	104	092,7	87	81,4	84,2	187	198,4
9	10	11	12	13	14	15	16
226,7	249,4	255,1	257,9	255,1	249,4	246,6	246,6
17	18	19	20	21	22	23	24
226,7	249,4	255,1	257,9	255,1	249,4	246,6	246,6

Tabla 3.4. Datos de las unidades de generación térmica. Sistema de 6 barras. Caso 3.5.1.1.

Gen	a_i [\$/h]	b_i [\$/MWh]	c_i [\$/MW ² h]	p_i^{LO} [MW]	p_i^{LO} [MW]	Hsc_i [\$/]
1	142,73	10,69	0,00463	20	260	200
2	2183,4	181	0,0612	20	220	100
3	1188,2	378,9	0,1433	5	80	70
Gen	Csc_i [\$/]	TU_i [h]	TD_i [h]	T_i^{cold} [h]	T_i^{ini} [h]	RD/RU_i [MW/h]
1	200	4	3	5	4	40
2	100	2	2	5	2	60
3	70	1	1	4	2	30

La **Tabla 3.5** muestra la programación diaria de las unidades térmicas para el caso. La unidad 1 se encuentra funcionando las 24 horas del horizonte de programación debido a sus bajos costos de producción, por eso produce el 88% de la demanda total. Las unidades 2 y 3 solo están funcionando 6 y 7 horas

Capítulo 3

respectivamente. Y su participación en la producción total de electricidad es de 11,3% y del 0,7%, respectivamente.

Tabla 3.5. Programación diaria óptima para el Sistema de 6 barras con generadores térmicos. Caso 3.5.1.1.

G1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
G2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0
G3	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	1	0

3.5.1.2. Sistema de 31 barras

La demanda en este caso también es satisfecha solamente por generación térmica. Los datos de la generación térmica para este caso fueron cambiados respecto al trabajo original de [69], para que se puedan observar mejor los efectos de incluir centrales hidroeléctricas. Los nuevos datos son presentados en la **Tabla 3.6**.

Tabla 3.6. Datos de las unidades de generación térmica. Sistema de 31 barras. Caso 3.5.1.2.

Gen	p_i^{LO} [MW]	p_i^{UP} [MW]	a_i [\$/h]	b_i [\$/MWh]	c_i [\$/MW ² h]	UR_i/DR_i [MWh]
1	300	675	62	2,92	0,000512	0
2	360	810	64	2,55	0,0005241	0
3	360	810	65	2,55	0,0005311	0
4	360	810	78	2,55	0,000534	200
5	300	937	80	2,02	0,000411	180
6	300	937	65	2,02	0,000421	180
7	240	1080	192	136,08	0,001523	200
8	150	337	94	2,92	0,000512	0
9	100	312	65	2,92	0,000523	200
10	45	202	295	188,11	0,001955	0
11	90	607	57	406,71	0,063123	0
12	120	1125	126	334,01	0,059512	0
13	150	1406	147	292,32	0,052511	0
14	52	353	110	455,11	0,066534	0
15	60	270	214	219,32	0,001812	0
16	120	750	220	143,15	0,001712	0

Modelos MILP Para la Optimización del Problema SCUC Incluyendo Centrales Hidroeléctricas De Bombeo. Sistemas de acumulación de energía

Gen	Hsc_i [\$]	Csc_i [\$]	TU_i [h]	TD_i [h]	T_i^{cold} [h]	T_i^{ini} [h]
1	2120,8	2597,6	5	6	12	5
2	1572,9	1912,4	5	6	12	5
3	2277,5	2765,8	5	6	12	5
4	2350,7	2862,3	5	6	12	5
5	2227,5	2715,8	5	6	12	5
6	2077,5	2565,8	5	6	12	5
7	2403,9	2938,7	5	6	12	5
8	1416	1734,6	3	4	8	3
9	1295,9	1570,3	3	4	8	3
10	36,3	38,6	1	1	2	-1
11	27,8	33,6	1	1	2	-1
12	1370,9	1645,3	3	4	8	-4
13	1624,6	2019,9	3	4	8	-4
14	45,8	51,6	1	1	2	-1
15	24,6	29,3	1	1	2	-1
16	1198,5	1477,6	3	4	8	-4

Los restantes datos para este problema SCUC, son idénticos a los descritos en el trabajo original. Existen 3 tipos de unidades térmicas: las unidades 1-6, 8 y 9 son unidades base; las unidades 7, 10, 15 y 16 son unidades de ciclo; y las unidades 11-14 son turbinas de gas.

En la **Tabla 3.7** se observan los resultados de la resolución del caso empleando los solvers CPLEX y Gurobi en GAMS.

Tabla 3.7. Resultados del caso 3.5.1.2. Problema SCUC con unidades térmicas.

Categoría [unidad]	Valor
Costo óptimo (CPLEX) [\$]	4.150.036
Costo óptimo (GUROBI) [\$]	4.150.036
Tiempo de resolución (CPLEX) [seg.]	40,4
Tiempo de resolución (GUROBI) [seg.]	30,6
Ecuaciones totales	8.699
Variables continuas	3.313
Variables binarias	384

El costo total de producción obtenido fue el mismo para ambos resolvers (\$4.150.036), y los tiempos de procesamiento resultaron bastante similares, requiriendo para ambos resolvers gap relativo 0. Para satisfacer la demanda, un total de 129.614 MWh son producidos por los 16 generadores térmicos durante todo el horizonte de programación.

En la **Figura 3.10** se observa la producción de electricidad a partir de las 16 unidades térmicas. Se distinguen dos picos de consumo, los cuales se encuentran entre las horas 9-13 y 17-20. Debido a las características mencionadas previamente del modelo DC, en cuanto a que no considera pérdidas de electricidad, y que no hay almacenamiento de electricidad, el perfil de generación coincidirá con la demanda programada.

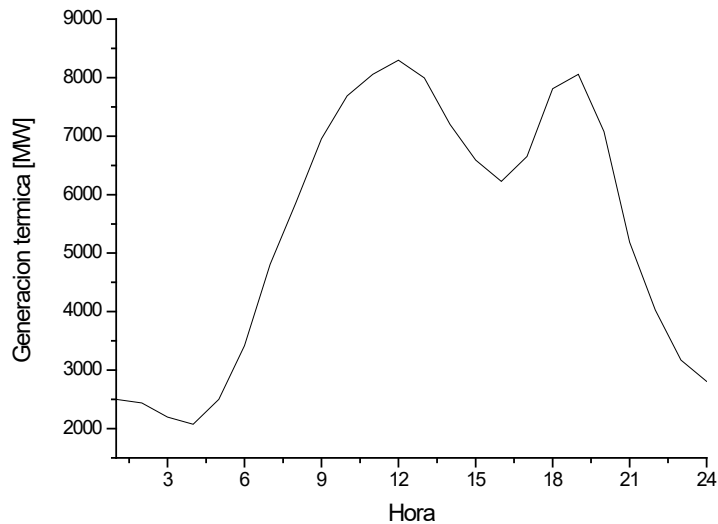


Figura 3.11. Perfil de generación térmica. Caso 3.5.1.2. Sistema de 31 barras.

La **Figura 3.12** muestra la producción total por cada unidad térmica comparada con el máximo que puede producir cada uno, durante todo el horizonte de programación. Las unidades base 1-6, 8 y 9 producen el 83% del total de la demanda. Este porcentaje elevado se debe a que estas unidades tienen bajo costo por cada MWh producido y costos de arranque altos. Es por ello que en la solución óptima obtenida estos generadores deben permanecer encendidos las 24 horas y producir cerca de su máximo posible, en especial la unidad 8 que funciona al máximo de su potencia. Del análisis de estos datos también se puede concluir que para estas unidades se debe asegurar un correcto mantenimiento, ya que si alguna de ellas sufre una avería, la demanda será satisfecha por otras unidades con costos más altos, produciendo un incremento en el costo total de producción.

Por otro lado tenemos las unidades menos utilizadas, la combinación de las unidades 11, 12 y 14 producen menos del 1% del total de la generación. Estas unidades se caracterizan por tener altos costos por cada MWh producido pero bajos costos de arranque. Por eso sólo funcionan durante los períodos de pico de consumo. La unidad 12 se encuentra fuera de línea durante todo el horizonte de programación.

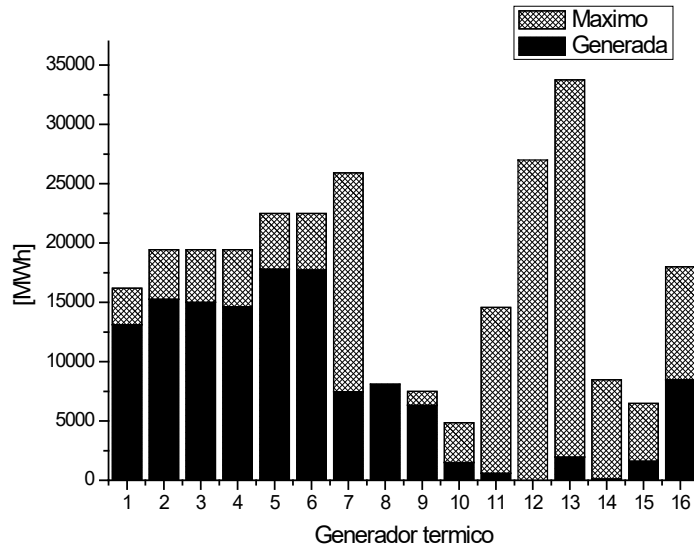


Figura 3.12. Generación y capacidad máxima de cada unidad de generación térmica. Caso 3.5.1.2. Sistema de 31 barras.

3.5.2. Resolución de sistemas con generación hidrotérmica sin capacidad de bombeo

La generación hidrotérmica se considera para este caso, pero las centrales hidráulicas no tienen capacidad de bombeo, es decir que son centrales hidráulicas convencionales.

Para resolver estos casos se implementan en el modelo, la función objetivo (2.2), además de las restricciones que se establecen a continuación. Para las unidades térmicas, ecuaciones: (2.5)-(2.21). Para el sistema con centrales hidroeléctricas, ecuaciones: (3.2)-(3.11), (3.21)-(3.36), (3-38)-(3-41), y (3.44).

3.5.2.1. Sistema de 6 barras, 2 centrales hidroeléctricas y 3 generadores térmicos

En este caso se anexan centrales hidráulicas convencionales a los sistemas. Los datos de estas centrales son extraídos de un caso real presentado en [152].

Para la generación hidráulica, el sistema cuenta con dos unidades que tienen un reservorio superior común y dos reservorios inferiores, como se muestra en la **Figura 3.13**.

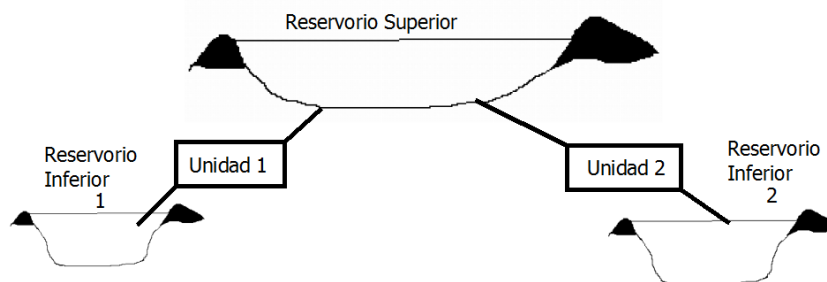


Figura 3.13. Esquema del sistema hidráulico del caso de estudio.

Normalmente, el reservorio superior será operado a nivel alto de agua, alrededor de un 80% de su capacidad máxima, para mantener la máxima cantidad posible de energía almacenada. La variación de la elevación del agua del depósito superior es por lo general menos del diez por ciento, del rango total en que puede variar según los límites normales de operación de la central. Los datos de las unidades en cuanto a las potencias producidas, caudales de descargas para cada rango de saltos, y los datos de los reservorios que se abordan en esta sección se presentan a continuación. La **Tabla 3.8** muestra las potencias en modo generación producidas por cada unidad de la central hidroeléctrica, para los 9 puntos se representaron en la **Figura 3.9**. Las turbinas que emplea la central son Francis reversibles.

Tabla 3.8. Potencia generada por las unidades de la central hidroeléctrica, para 3 saltos distintos. En [MW].

% Generación (xg)	Salto (n) [m]		
	H1 380-390	H2 390-400	H3 400- o mas
1	135,24	136,52	139,86
2	176,39	177,85	181,97
3	259,63	261,57	266,46

Los caudales de descarga en base a la potencia producida para cada salto por las unidades de las centrales hidroeléctricas, se detallan en la **Tabla 3.9**. Los valores corresponden a los 9 puntos de muestra, de igual manera que en la tabla anterior.

Tabla 3.9. Descarga por las PSU, para 3 saltos distintos, referenciados a los 9 puntos de muestra. En [m³/s].

% Generación (xg)	Salto (n) [m]		
	H1 380-390	H2 390-400	H3 400- o mas
1	42,3	42,25	42,21
2	55,2	55	49,8
3	79,1	75,6	73,1

A partir de estos datos se han confeccionado las siguientes gráficas que permiten un mejor entendimiento de la linealización que se lleva a cabo.

La **Figura 3.14** muestra las curvas de nivel para la central de bombeo descrita anteriormente, para distintas potencias generadas fijas. Como se observa la relación no es lineal. En la figura se aprecia cómo a medida que aumenta el salto hidráulico la central puede generar una potencia mayor realizando el mismo caudal de descarga. Por ejemplo para un caudal de descarga constante de 70 m³/s, se generan 230 MWh para un salto de 385 metros y 250 MWh para un salto de 404 metros.

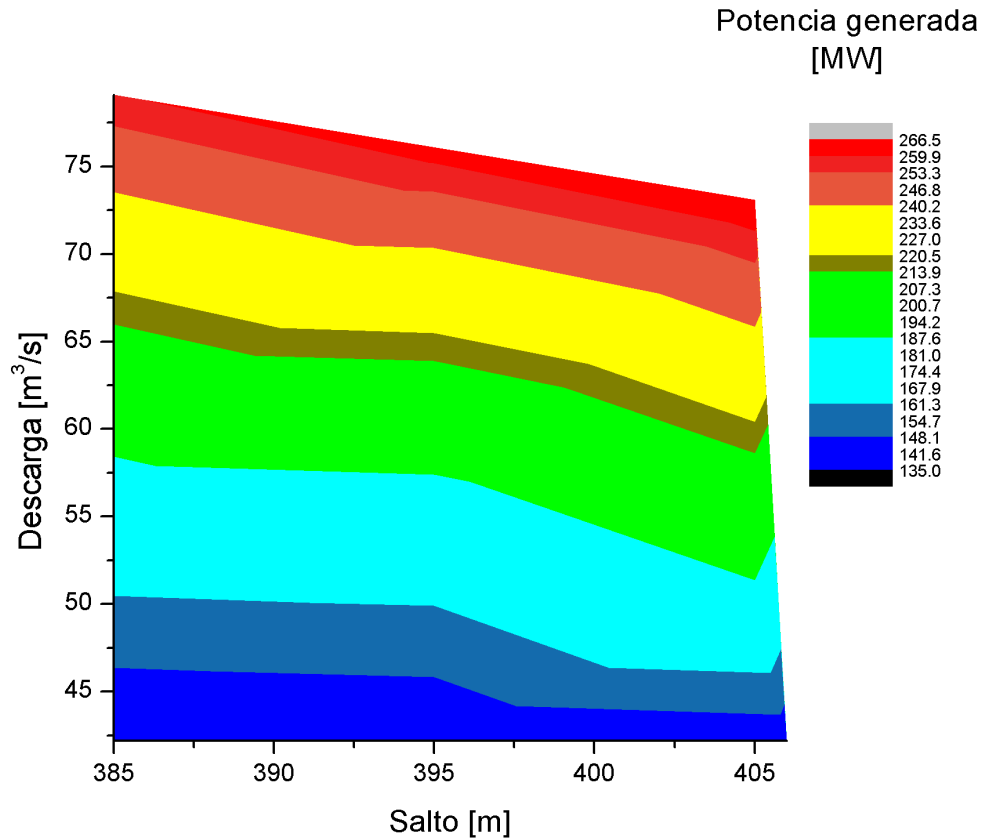


Figura 3.14. Curvas de nivel para relación descarga-salto-generación de la central hidráulica analizada.

La **Figura 3.15** muestra la relación descarga-salto-generación en tres dimensiones, se observa que la superficie tiene una forma similar a un plano a 45° respecto al eje correspondiente al caudal descargado, pero en cuanto al eje que representa el salto tiene desviaciones propias del hecho que a mayor salto, la central produce mayor potencia, incluso con un menor caudal de descarga.

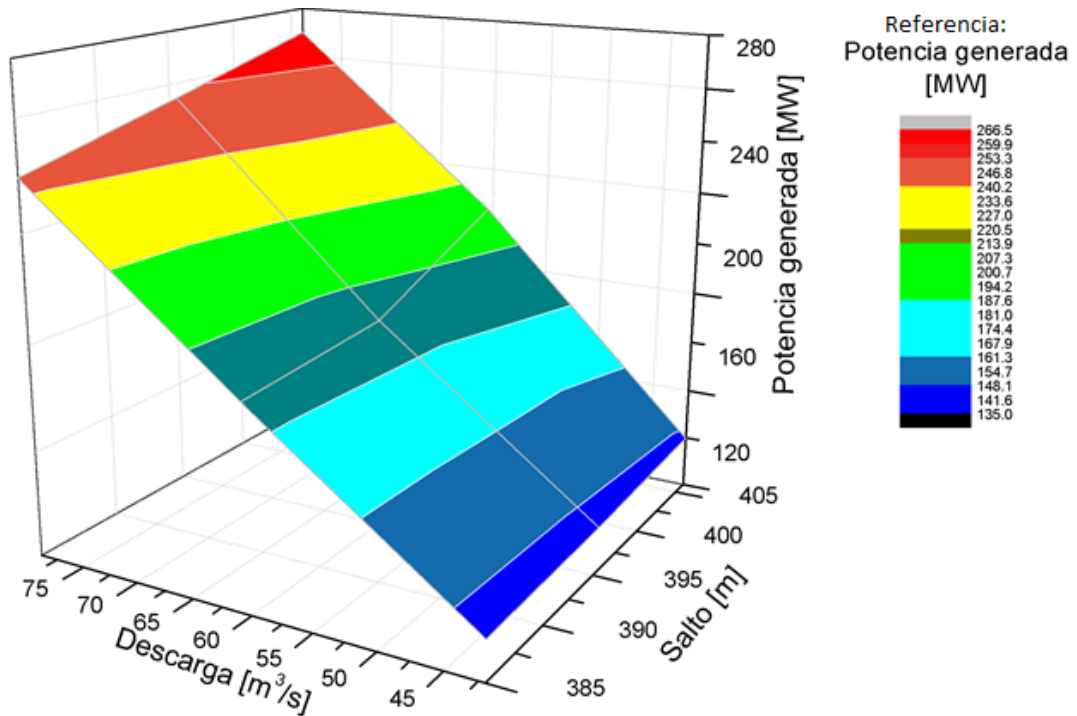


Figura 3.15. Representación en tres dimensiones de la relación descarga-salto-generación para la central de bombeo analizada.

Las dos unidades pertenecientes a las centrales hidráulicas tienen los mismos parámetros tanto para generación como para descarga. En la **Tabla 3.10** se encuentran los datos relativos a los reservorios del sistema: el superior y los dos inferiores. El reservorio superior tiene capacidad de 150 Mm³ y los dos inferiores, de 8 y 12 Mm³.

Tabla 3.10. Datos sobre reservorios: superior, inferior 1 e inferior 2.

Dato [unidad]	Reservorio Superior	R. Inferior 1	R. Inferior 2
Volumen Mínimo [Mm ³]	135	0	0
Volumen Máximo [Mm ³]	150	8	12
Volumen inicial [Mm ³]	145	4	5
μ_{in} [m ³ /s]	0,83	1,94	1,94
μ_{out} [m ³ /s]	0,83	1,39	1,39
c_slop	0,13	2,5	2,5
c_ord [m]	728	3,55	3,55

El diagrama unifilar del sistema de 6 barras y 11 líneas se presenta en la **Figura 3.16**. Allí se observa cómo es la ubicación de las unidades de las centrales hidroeléctricas: una se encuentra ubicada en la barra número 1, y la otra en la barra número 2.

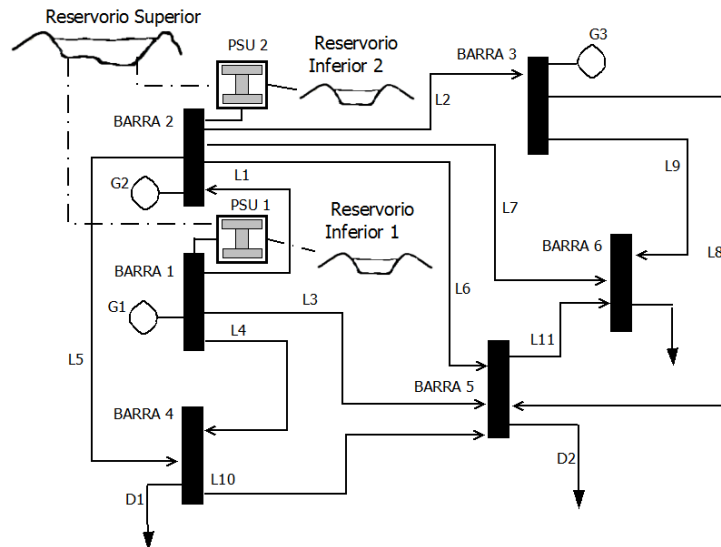


Figura 3.16. Diagrama unifilar del sistema de 6 barras, 11 líneas, 3 generadores térmicos y 2 PSUs.

El costo operativo de la solución óptima obtenida con los resolvers CPLEX y Gurobi es de \$221.674,76. El tiempo computacional requerido fue de 0,156 segundos para CPLEX y 0,079 segundos para Gurobi. Se observa que el costo operativo óptimo es \$659,39 menor que el obtenido en el caso que sólo se usa generación térmica. El modelo matemático de este caso tiene 2.469 ecuaciones, 1.441 variables continuas, y 192 variables binarias. La **Tabla 3.11** presenta la programación óptima para las tres unidades térmicas y las dos hidráulicas de este caso. El generador térmico 1 (G1) funciona todo el horizonte de programación, produciendo el 84% de la generación total. Las unidades térmicas G2 y G3 trabajan la misma cantidad de horas que en el caso de solo generación térmica, y esta vez producen 649,7 y 40 MWh cada uno, durante todo el horizonte de programación.

En lo que concierne a las unidades hidráulicas, la PSU 1 produce 259,63 MWh durante la primera hora, y la PSU 2 se encuentra apagada. El resto del horizonte de programación, ninguna de las dos PSU genera electricidad. Esto obedece a que el reservorio superior no tiene un volumen suficiente de agua como para turbinar durante muchas horas, y los caudales provenientes de los afluentes no son tan grandes como para lograr aumentar de manera considerable el nivel del reservorio. La generación hidráulica para este caso representa el 4,58% de la producción total de electricidad.

Tabla 3.11. Programación óptima de unidades hidrotérmicas. Caso 3.5.2.1. Sistema 6 barras.

G1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
G2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0
G3	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	1	0
PSU1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PSU2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

3.5.2.2. Sistema de 31 barras, 2 centrales hidroeléctricas, 16 generadores térmicos

Para este caso, se anexa la generación hidráulica al sistema, pero aún no se habilita el modo de bombeo para las PSUs.

El sistema cuenta con dos PSUs las cuales tienen en común un reservorio superior y dos reservorios inferiores, como se muestra en la **Figura 3.16**. Los datos de las dos PSUs son los mismos que los presentados anteriormente para el sistema de 6 barras. Una de ellas se encuentra ubicada en la barra de transferencia 18, y la otra se encuentra ubicada en la barra 31.

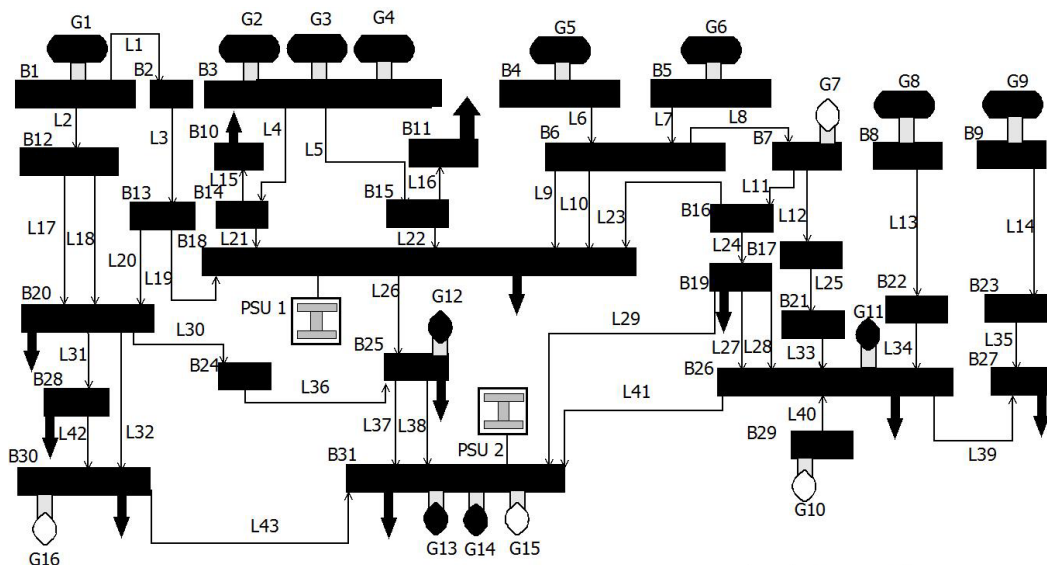


Figura 3.17. Diagrama unifilar sistema 31 barras, 16 generadores y 2 PSUs.

En la **Tabla 3.12** se observan los resultados de la resolución de este caso empleando los resolvers CPLEXy Gurobi de GAMS.

Tabla 3.12. Resultados del caso 3.5.2.2. Problema SCUC generación hidrotérmica sin capacidad de bombeo. Sistema 31 barras.

Categoría [unidad]	Valor
Costo (CPLEX) [\$]	3.194.982
Costo (GUROBI) [\$]	3.194.982
Tiempo resolución (CPLEX) [seg.]	90,9
Tiempo resolución (GUROBI) [seg.]	123,0
Ecuaciones totales	10.404
Variables continuas	4.585
Variables binarias	840

Se puede apreciar que el valor del costo de producción comparado con el del caso 3.5.1.2 (sistema 31 barras, generación solo térmica) presenta una disminución de \$955.054 lo que constituye un ahorro del 23%.

En cuanto a los tiempos de procesamiento la diferencia entre los resolvers es mucho más marcada que en el caso que no incluye unidades hidroeléctricas. El tiempo de procesamiento con Gurobi es un 36% mayor que con CPLEX, cuando se requiere un gap relativo de 0.

Respecto al tamaño del problema el hecho de anexar la generación hidráulica al modelo implica un aumento de la cantidad de variables y ecuaciones. Las variables continuas aumentan en 1.272, las binarias aumentan 456 unidades y las ecuaciones en 1.705.

En la **Figura 3.18** se muestra el perfil de generación hidrotérmica de electricidad. Se distinguen 3 momentos de mayor producción de electricidad de las unidades hidráulicas: el primero de ellos se da en la primera hora del horizonte de programación, el segundo en el intervalo entre las horas 8-21, y el último momento se da en las horas 23-24. Un 4,6% de la producción total de energía de este sistema proviene de la fuente hidráulica.

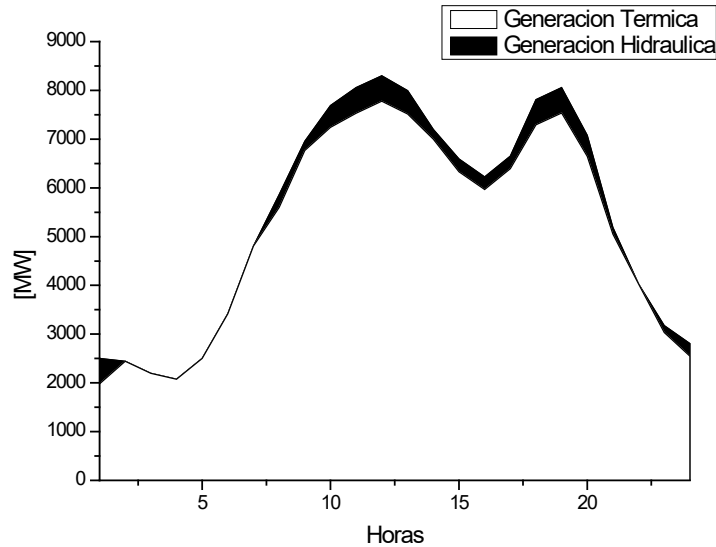


Figura 3.18. Perfil de generación hidrotérmica. Caso 3.5.2.2. Sistema de 31 barras.

3.5.3. Resolución de sistemas con Centrales Hidroeléctricas con Capacidad de Bombeo y generadores Térmicos

En este caso se considera el problema SCUC, incluyendo tanto restricciones de transmisión, como las 2 PSUs, y en este caso a las PSUs se les habilita su capacidad de bombeo, además de 16 unidades térmicas. Por tanto para este sistema se cuenta con generación hidrotérmica junto con almacenamiento de energía en forma de agua. Para este caso se aplica la función objetivo (2.2), además de las restricciones que se establecen a continuación: para las unidades térmicas: (2.5)-(2.21); para el sistema con PSUs: (3.2)-(3.8), (3.11)-(3.12), (3.14)-(3.41) y (3.44).

La eficiencia de bombeo se define como la relación entre la potencia de salida de agua de la bomba y la entrada de potencia del eje para la turbina reversible, cuando la central se encuentra en modo bombeo. Los porcentajes de eficiencia de bombeo son 82,2%, 83,2% y 83,3% respectivamente, correspondiendo a cada nivel de salto. Es decir que para obtener los valores de potencia consumida y caudal de agua bombeado correspondiente a los puntos de muestra de las centrales, es necesario afectar los valores de las **Tablas 3.9** y **3.10** por los valores de eficiencia antes mencionados que corresponden al segmento de generación $xg=3$.

3.5.3.1. Sistema de 6 barras, 3 generadores térmicos y 2 centrales hidroeléctricas

La solución alcanza ahorros en costos de \$20.403,11 (9,20%) y \$21.062,50 (9,47%), en comparación con los casos 3.4.2.1 y 3.4.1.1, respectivamente. Esta reducción de costos evidencia la conveniencia de implementar las unidades de almacenamiento de bombeo.

CPLEX requiere 4,34 seg. para resolver el problema, mientras que Gurobi alcanzó la optimalidad en sólo 0,91 seg. El modelo implementado para este caso tiene 2.469 ecuaciones, 1.441 variables continuas y 240 variables binarias.

La **Tabla 3.13** muestra la programación diaria de las unidades hidrotérmicas para este caso. De forma similar a los casos anteriores, la unidad térmica 1 se asigna a lo largo del horizonte de programación, aunque su contribución ha disminuido hasta el 80,6% de la generación total. La unidad térmica 2 se compromete 10 horas y genera una cantidad total de 463,82 MWh durante los intervalos de tiempo de las horas 3-6 y 17-22, mientras que la unidad térmica 3 está en línea 8 horas con producción de energía idéntica a la de los dos casos anteriores. La PSU 1 funciona 4 horas y la PSU 2 solo funciona 2 horas, la participación de la generación de las dos PSUs es muy baja en relación al total generado por todas las unidades. Las prestaciones de las unidades de almacenamiento por bombeo se analizarán en la siguiente sección.

Tabla 3.13. Programación de unidades hidrotérmicas. Caso 3.5.3.1. Sistema de 6 barras.

G1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
G2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0
G3	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	1	0
PSU1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	0	0	0	0	1	1	1	0	0	1	0	0
PSU2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0

Para la programación de las líneas, sólo se presentan las de las líneas 1-3, 5 y 7, ya que estas líneas presentan los mayores promedios de flujo de potencia a través del horizonte de programación. La **Tabla 3.14** muestra los valores de los flujos de potencia transmitidos por las líneas 1-3 durante cada hora del horizonte de programación.

Capítulo 3

Tabla 3.14. Programación de líneas 1-3. Caso 3.4.3.1. Sistema 6 barras.

Línea de transmisión 1					
1	2	3	4	5	6
104.66	102.29	101.12	101.12	-10.90	110.91
7	8	9	10	11	12
62.56	66.38	75.85	81.43	83.34	84.27
13	14	15	16	17	18
83.34	81.43	80.49	80.49	110.33	118.86
19	20	21	22	23	24
115.08	45.91	46.29	111.27	80.49	76.82
Línea de transmisión 2					
1	2	3	4	5	6
50.38	79.80	9.49	90.67	8.35	90.39
7	8	9	10	11	12
77.80	82.54	94.32	102.29	104.66	105.83
13	14	15	16	17	18
104.66	102.29	101.12	101.12	142.61	153.22
19	20	21	22	23	24
148.51	101.68	101.39	143.77	101.12	95.53
Línea de transmisión 3					
1	2	3	4	5	6
30.20	50.82	3.32	58.80	2.92	58.71
7	8	9	10	11	12
46.64	49.48	56.54	60.68	62.11	62.80
13	14	15	16	17	18
62.11	60.68	59.99	59.99	84.97	91.33
19	20	21	22	23	24
88.51	56.70	56.60	85.66	59.99	57.26

Estas tres líneas tienen los mayores promedios de flujo de potencia a lo largo del horizonte de programación: 77,5, 95,6 y 57,0 MW, respectivamente. Los valores negativos del flujo de potencia significan que la dirección del flujo de potencia es inversa a la supuesta. Se puede apreciar que hay un cambio en el signo de flujo de potencia para la línea 1 en el periodo de tiempo 5. Entonces, hay una fluctuación en el sentido de la dirección del flujo de potencia.

En la **Tabla 3.15** se muestran las programaciones para las líneas 5 y 7. Los promedios de flujo de potencia a lo largo del horizonte de programación son 48,4 MW para la línea 5 y 22,8 MW para la línea 7. Estas líneas también presentan fluctuaciones en sus direcciones.

Tabla 3.15. Programación de líneas 5 y 7. Caso 3.5.3.1. Sistema de 6 barras.

Línea de transmisión 5					
1	2	3	4	5	6
19.74	-19.18	43.87	-39.71	38.50	-41.03
7	8	9	10	11	12
30.48	32.33	36.95	41.72	42.65	43.11
13	14	15	16	17	18
42.65	41.72	41.26	41.26	64.56	68.71
19	20	21	22	23	24
66.87	111.53	110.21	65.01	41.26	37.42
Línea de transmisión 7					
1	2	3	4	5	6
11.58	2.50	14.79	-2.79	12.98	-3.24
7	8	9	10	11	12
17.88	18.97	21.67	22.63	23.17	23.44
13	14	15	16	17	18
23.17	22.63	22.36	22.36	35.50	37.93
19	20	21	22	23	24
36.85	45.88	45.43	35.76	22.36	21.95

3.5.3.2. Sistema de 31 barras, 2 centrales hidroeléctricas y 16 generadores térmicos

En la **Tabla 3.16** se indican los resultados obtenidos para este caso empleando los resolvers CPLEX y Gurobi de GAMS, juntos con demás datos del problema.

Tabla 3.16. Resultados del caso 3.5.3.2. Problema SCUC con unidades térmicas y PSUs. Sistema de 31 barras.

Categoría [unidad]	Valor
Costo (CPLEX) [\$]	3.074.826
Costo (GUROBI) [\$]	3.074.826
Tiempo resolución (CPLEX) [seg.]	116,9
Tiempo resolución (GUROBI) [seg.]	125,1
Ecuaciones totales	10.404
Variables continuas	4.585
Variables binarias	888

El costo óptimo total obtenido es el mismo para los dos resolvers, y resulta \$1.075.210 menor al costo para el caso donde no había generación hidráulica, lo que constituye un ahorro de casi 26%. Y comparando el costo de este caso respecto al

caso donde hay generación hidrotérmica, pero no bombeo, el costo es \$ 120.156 menor, constituyendo un ahorro del 3.8%. Este ahorro en el costo se debe a que al tener la capacidad de bombear agua hacia el reservorio superior, este aumenta en mayor medida su volumen. Por lo que se dispone de un mayor volumen de agua para turbinar durante horas donde el consumo es mayor, y se encuentran al límite las capacidades de los generadores de menor costo.

Los tiempos de procesamiento resultaron más eficientes para CPLEX. Tanto para CPLEX como para GUROBI se requirió gap relativo 0.

La **Figura 3.19** ilustra el perfil de generación y consumo de este caso. Las dieciséis unidades térmicas y las dos PSU generan una cantidad de 131.973 MWh a través del horizonte de programación. En este caso, el consumo de energía de las PSUs que están funcionando en modo de bombeo debe agregarse a las demandas de carga presentadas en los casos anteriores. La generación térmica representa el 96% de la generación total de energía y las unidades térmicas base 1-6 son las unidades que más contribuyen a satisfacer la demanda (76% de la generación térmica total).

En cuanto a la generación de energía hidráulica, se distinguen dos intervalos de tiempo de mayor generación: el primer intervalo se produce durante la primera hora del horizonte de programación y el segundo entre las horas 8-24. Como en el caso anterior, el segundo intervalo coincide con el horario de cargas máximas. Las dos PSUs producen 7.954 MWh durante estos dos períodos de tiempo, lo que representa un incremento del 25.1% en comparación con el caso de generación hidrotérmica sin bombeo. El aumento se produce debido al bombeo de agua por parte de las PSUs.

Las dos PSU funcionan en modo de bombeo durante los períodos de menor consumo, es decir, entre las horas 2 y 6. Durante estas horas, las PSUs consumen 2.359 MWh para bombear agua.

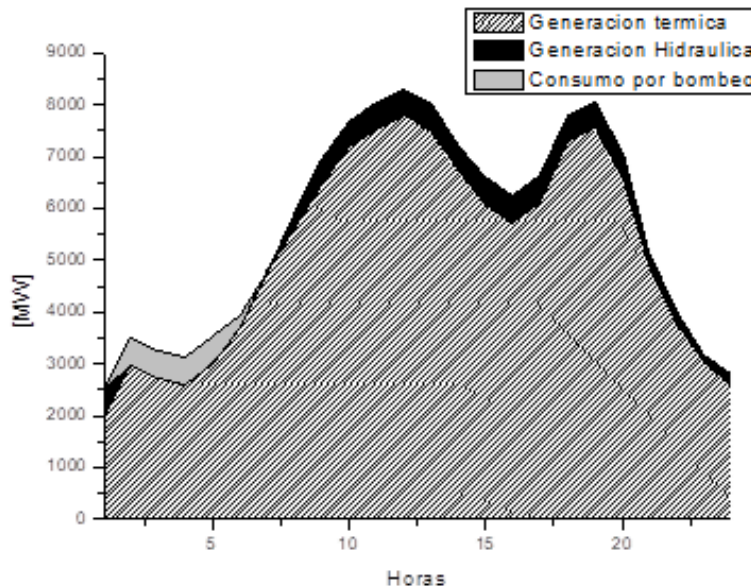


Figura 3.19. Perfil de generación/consumo para las unidades de generación hidráulicas y térmicas. Caso 3.5.3.2. Sistema de 31 barras.

La solución del modelo presentado en este caso también proporciona información para las decisiones de mantenimiento e inversión en sistemas eléctricos. En cuanto a las líneas de transmisión, la **Figura 3.20** ilustra los flujos de potencia transmitidos a la hora 12 por cada línea y sus capacidades máximas. La hora 12 se elige para análisis porque el mayor valor de demanda de carga horaria se produce durante esta hora. Hay tres líneas que están ocupadas a su capacidad máxima: las líneas 24, 27 y 28. Por esta razón, es importante que el operador del sistema haga hincapié en el mantenimiento de estas líneas. Una interrupción en una de ellas podría conducir a varias complicaciones como sobrecargas en otras líneas, aumentos de costos operacionales o incluso la imposibilidad de transmitir los flujos de potencia a centros de carga, porque las barras 16 y 19 están conectadas únicamente por la línea 24 (ver diagrama unifilar). Para mitigar estos problemas, una alternativa es invertir en la construcción de nuevas líneas, que podrían enlazar barras que ya están conectados por las líneas 24, 27 y 28, reduciendo los flujos de potencia en estas líneas que están operando a plena capacidad.

También se analiza el funcionamiento de las líneas a través del factor de utilización que es la cantidad de flujo de potencia a través de la línea dividida por la capacidad máxima de la línea. Hay catorce líneas con porcentajes de factor de utilización entre el 50 y el 81%: las líneas 4-8, 11-12, 21-22, 25, 37-38, 41 y 43. Si bien estas líneas no están al límite de su capacidad, los porcentajes son altos y si hay un aumento en la demanda por hora, las líneas pueden tomar valores de factor de utilización críticos.

El resto de líneas tienen porcentajes inferiores al 50%. Por lo tanto, si hay un aumento en las demandas, las líneas tienen suficiente capacidad ociosa para soportar el aumento de los flujos de potencia sin dificultades técnicas. También sirven para aliviar la transmisión de flujos de potencia en líneas que están cerca de la capacidad máxima, en el caso que las conexiones de la red lo permitan.

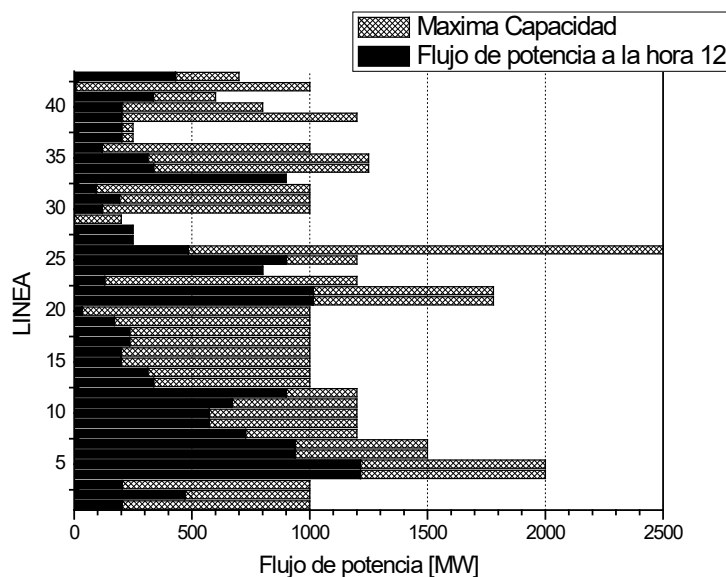


Figura 3.20. Ocupación de las 43 líneas de transmisión a la hora 12. Sistema de 31 barras.

En la **Figura 3.21** se presentan los volúmenes del depósito y los niveles de saltos hidráulicos de las PSUs obtenidos en la solución óptima. Se puede observar que la curva del volumen del depósito superior es inversamente proporcional a la de la suma de los volúmenes de los dos depósitos inferiores. La disminución de los volúmenes de los dos embalses inferiores durante las horas 2-6 se debe a que las dos PSUs bombean 2.027 Mm^3 de agua al depósito superior. Durante el resto del horizonte de programación, al menos una PSU está generando potencia y la cantidad total de agua descargada por las dos PSUs es 8.464 Mm^3 . Los caudales de los ríos también influyen en los volúmenes de los embalses, el depósito superior recibe $7,2 \text{ Mm}^3$ de agua y derrama $0,072 \text{ Mm}^3$ a lo largo del horizonte de programación. Además, los valores totales de entrada y salida de agua para los dos reservorios inferiores a lo largo del horizonte de programación son $0,168$ y $0,12 \text{ Mm}^3$, respectivamente.

La figura también ilustra los saltos hidráulicos para ambas PSUs. La PSU 1 está en el rango de salto 2 (380 a 390 m) entre las horas 4-9 y la PSU 2 entre las horas 1-13. El resto del horizonte de programación, ambas PSUs están en el rango de salto 1 (380 m o menos). Debido a que la PSU 2 permanece en el rango 2 durante siete horas más que la PSU 1, la generación de potencia total de la PSU 2 es 11,6% mayor que la de la PSU 1 a lo largo de las horas en que ambas PSUs están en modo de generación (horas 1, 13, 15, 17 a 20, 24).

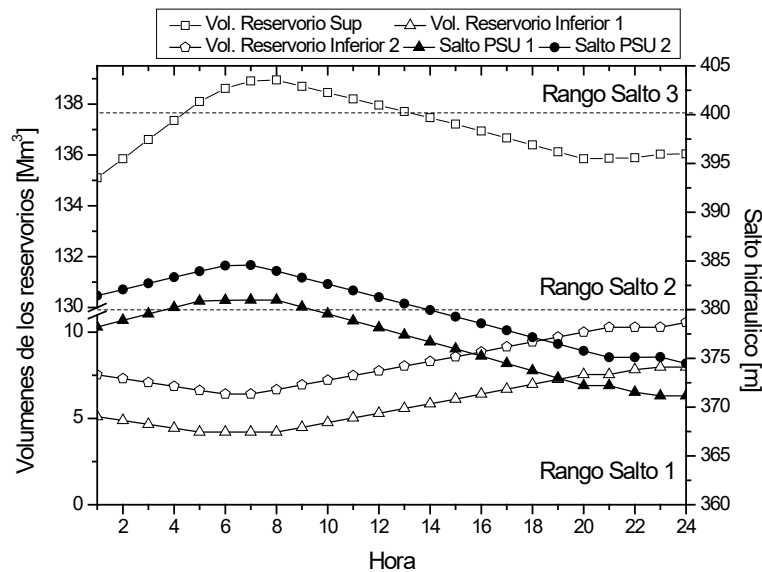


Figura 3.21. Volúmenes de los reservorios y saltos hidráulicos. Sistema de 31 barras

3.6. Análisis de Resultados del problema SCUC con PSUs y generadores térmicos

En esta sección se analizarán los principales resultados sobre el efecto de incluir estaciones por bombeo en los sistemas eléctricos. Se analizarán los impactos sobre diferentes factores para los dos sistemas evaluados:

- **Porcentaje de Generación Hidráulica:** el objetivo es que este valor sea lo más alto posible, ya que la generación hidráulica tiene un bajo costo de generación, comparado con la generación térmica. Y desde el punto de vista ambiental es más reducido su efecto contaminante, por emisiones de CO₂, según [153].

- **Costo de Producción:** Estos valores surgen de dividir el costo total de cada uno de los tres casos por la cantidad total de MWh generados.

- **Costos de Inversión:** Los costos de inversión para los tipos de generación térmica e hidráulica se basan en [154], y los costos de inversión para las estaciones de bombeo se basan en [155]. Como en el segundo y tercer caso las generaciones entre los tres tipos son integradas, se ha tomado un costo de inversión promedio. Estos montos están expresados en Dólares Estadounidenses.

Es conveniente mencionar que el análisis presentado en esta sección se basa en el estudio de los resultados obtenidos y de la información obtenida de las fuentes citadas. La profundización de este análisis teniendo en cuenta otros factores, escapa a los fines perseguidos en esta tesis. Por lo tanto, los resultados presentados en esta sección no pueden llegar a utilizarse, por ejemplo, para estudiar la viabilidad de instalar algún tipo particular de central porque se carece de otros datos necesarios para llegar a conclusiones mayores..

Para realizar estos estudios serían necesarios datos tales como: el costo real de inversión, factor de carga, factor de eficiencia de la fuente, años de construcción de la central, tiempo de funcionamiento estimado de la central, precio de cada tipo de combustible y otros. Varios de estos datos no se encuentran en los casos presentados en esta tesis, ya que no están disponibles en la literatura científica y no fue posible encontrarlo en otras fuentes.

Existen sin embargo trabajos donde se han hecho estos estudios de forma detallada. Uno de ellos es [156], que si bien está circunscripto al Mercado Eléctrico Chileno, explica de manera detallada la forma de estudio que puede ser aplicada a otros mercados, incluso con una legislación distinta a la de dicho país. Otro trabajo pertinente al tema es el de [157], donde además de los ítems nombrados anteriormente, se le da mucha importancia al impacto ambiental de la instalación de centrales eléctricas.

3.6.1. Sistema de 6 barras, 2 centrales hidroeléctricas de bombeo y 16 generadores térmicos

La **Figura 3.22** muestra una comparación para los tres casos de estudio del sistema de 6 barras teniendo en cuenta los tres factores detallados previamente. En la figura los valores del eje vertical corresponden a valores de porcentaje para generación hidráulica, \$/MWh para costos de producción, y a \$/MWh multiplicado por 10 (para equiparar ejes) para costos de inversión.

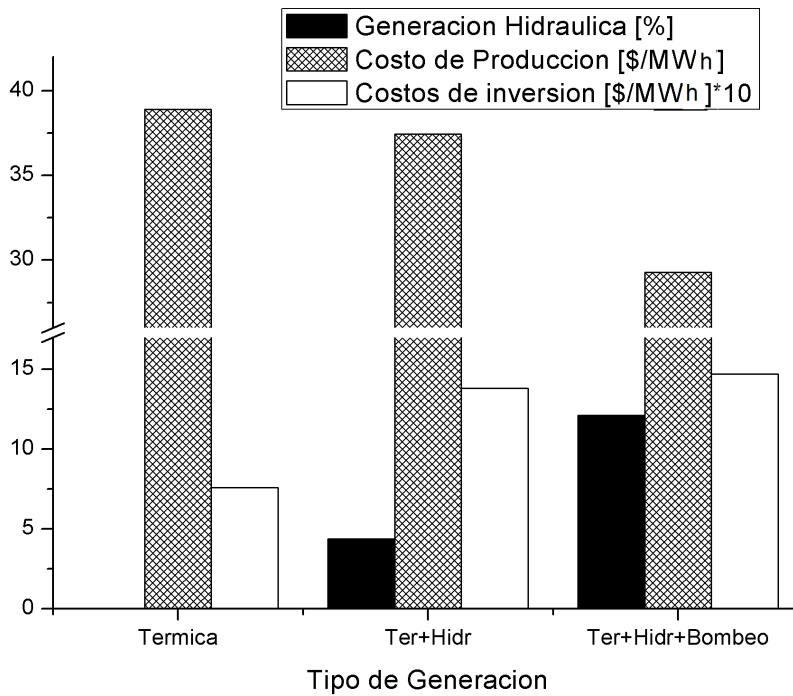


Figura 3.22. Comparación de tres factores para el sistema de 6 barras.

De la figura se observa que al implementar estaciones de bombeo en el sistema, aumentó la generación hidráulica un 12% comparado con el caso de generación solo térmica y un 8% comparado con el caso en que hay unidades hidráulicas pero sin bombeo. Esto, implica una disminución de costos y una producción de electricidad a partir de una fuente más limpia.

Por otro lado, la incorporación de estaciones de bombeo implica una disminución en los costos totales de producción. La generación hidrotérmica con posibilidad de bombeo tiene un costo unitario de 29,27 \$/MWh, en comparación con los 38,89 \$/MWh de la generación térmica y 37,44 \$/MWh de la hidrotérmica sin bombeo. Esto implica importantes reducciones en los costos totales. En un sistema pequeño, como es el de este caso de estudio se llegaron a ahorros de hasta \$21,062.50, un 9.47% comparado con la generación solo térmica.

Respecto a los costos de instalación, es ampliamente conocido, tal como se establece en [154], que la instalación de centrales hidroeléctricas tienen un gran costo de inversión, en comparación con otros tipos de centrales. Pero estos se compensan y amortizan en el tiempo con los ahorros que se describieron en el párrafo anterior. Una central hidráulica tiene un costo de inversión de unos U\$s 2.000 por cada KW de capacidad instalada, contra unos U\$s 660-1020 para la generación térmica (dependiendo del tipo de central térmica). Si bien en la gráfica se utiliza el símbolo \$, el valor representado está expresado en Dólares Estadounidenses, y se multiplicó su valor por un factor de 10 para que pueda verse en comparación a los otros dos indicadores.

3.6.2. Sistema de 31 barras, 2 centrales hidroeléctricas y 16 generadores térmicos

En la Figura 3.23 se observan los mismos tres factores del caso anterior, pero esta vez aplicados al problema de 31 barras de transferencia.

El porcentaje de generación hidráulica, para este sistema en el caso de generación hidrotérmica sin bombeo es de 2,6%, mientras que para el caso de generación hidrotérmica con bombeo es del 4,9%. Esto significa un aumento de 3.072 MWh de generación hidráulica. Este incremento comienza a tomar mayor representatividad cuando el sistema aumenta de tamaño. Por ejemplo para el sistema de 31 barras, este incremento respecto a la generación hidrotérmica sin bombeo, significaría que se puede alimentar por un día a más de 300000 hogares (asumiendo un consumo mensual promedio de 300kwh para un hogar) .

Por otro lado, el empleo de estaciones de bombeo implica, al igual que para el sistema anterior, una disminución en los costos totales de producción. La generación térmica tiene un costo unitario de \$32,01 por cada MWh, la generación hidrotérmica sin bombeo de \$24,64, y con bombeo de \$23,14. La reducción en los costos por tener estaciones de bombeo alcanza un 23%, comparando con la generación hidrotérmica sin bombeo, y un 26% comparando con solo generación térmica.

En cuanto a los costos de instalación, se mantienen los mismos valores que fueron analizados para el sistema de 6 barras. Y por lo tanto el mismo análisis.

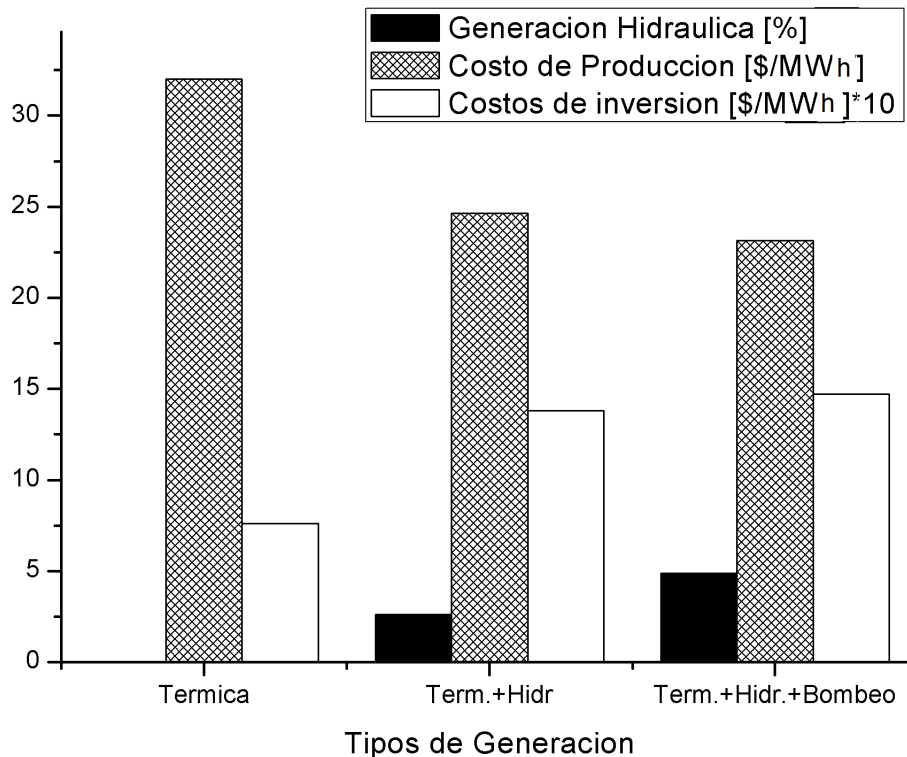


Figura 3.23. Comparación de tres factores para el sistema de 31 barras.

3.7 Conclusiones generales sobre el capítulo

En el presente capítulo, fue presentado un modelo de optimización para determinar la programación óptima de las unidades generadoras para un sistema que incluye la generación hidrotérmica y centrales reversibles de bombeo (o PSUs por sus siglas en inglés). Las ecuaciones que modelan el funcionamiento de las centrales de bombeo son no lineales, y en conjunto con otras no linealidades como las restricciones de transmisión para el modelo AC, hacen que el problema SCUC para este sistema sea complejo de resolver, y requiera mucho esfuerzo computacional, incluso para sistemas de pequeño tamaño.

Es por ello que en este capítulo se presentan una serie de técnicas de linealización, que se aplican para aproximar linealmente la curva de generación-descarga de las centrales hidráulicas, las restricciones de transmisión, y la curva no lineal de la relación potencia consumida-caudal bombeado. De esta forma se obtiene un modelo MILP que permite resolver problemas de programación de unidades térmicas e hidráulicas, con tiempos computacionales razonables, satisfaciendo la demanda de electricidad. Como resultado, se obtuvo una programación detallada de las unidades a utilizar, especificando los niveles de generación y transmisión de electricidad; además de otros datos tales como cantidades de agua turbinada y bombeada. El modelo tiene en cuenta factores reales que muchas veces se omiten en otros trabajos, como por ejemplo el efecto del salto hidráulico que condiciona los niveles de generación y consumos de potencia por parte de las PSUs. Para demostrar la eficiencia y eficacia de este modelo, se resolvieron dos sistemas eléctricos de 6 y 31 barras. Cada uno de estos sistemas tiene conectadas dos PSUs, cuyos datos corresponden a un caso real en China.

Para los dos sistemas de electricidad evaluados, se pueden advertir importantes ahorros en los costos de producción de electricidad, para los sistemas con estaciones de bombeo comparados con los sistemas sin generadores hidráulicos, o con generadores hidráulicos pero sin la capacidad de bombeo.

Por último, la información obtenida de las soluciones de los problemas SCUC se analiza a través de gráficos. Esta información permite mejorar el funcionamiento del sistema mediante el estudio de los estados de las líneas, generadores y reservorios superiores e inferiores. También se analizan tres factores: porcentaje de generación hidráulica, costo de generación y costo de inversión. Se ilustra por lo tanto, varias de las ventajas que tiene el uso de PSUs, y mediante resultados y comparaciones se da una explicación sobre el interés mundial que hay en la instalación de este tipo de estaciones.

Los modelos presentados en este capítulo permiten una representación más realista de los sistemas interconectados que están formados por todos los elementos nombrados anteriormente. Los resultados indican que pueden obtenerse soluciones factibles con tiempos de procesamiento razonable, lo que permite utilizar los modelos a futuro para representar sistemas de mayor tamaño.

Nomenclatura

Conjuntos

i	Unidad térmica
t	Período de tiempo
l	Línea de transmisión
$bu/bu_i/bu_o$	Barra/ barra de entrada/ barra de salida
c	Carga
x	Unidad de almacenamiento por bombeo
xg	Segmento de generación
n	Salto hidráulico

Constantes

a_i, b_i, c_i	Coefficientes de costo de combustible para la unidad i
I	Número total de unidades térmicas
T	Número total de períodos de tiempo
R_t	Reserva rodante en el tiempo t
$p_{i,t}^{LO} / e_{x,t}^{LO} / p_{i,t}^{UP} / e_{x,t}^{UP}$	Límites inferiores/superiores de generación para la unidad térmica i / PSU x en el tiempo t
T_i^{ini}	Estado inicial de la unidad i
$dk_{bu,t} / dktr_{bu,t}$	Carga activa/ reactiva en la barra bu [MW]/ [MVAR]
x_l / r_l	Reactancia/resistencia de la línea l [p.u.]
\bar{F}_l	Límite de transmisión de la línea l [MW]
L	Número total de líneas de transmisión
BU	Número total de barras de transferencia

*Modelos MILP Para la Optimización del Problema SCUC Incluyendo Centrales
Hidroeléctricas De Bombeo. Sistemas de acumulación de energía*

C	Número total de cargas
$g_{bu_i-bu_o}/b_{bu_i-bu_o}$	Susceptancia/conductancia de la línea [p.u.]
XG	Número total de segmentos de generación de potencia
\bar{H}_x	Salto máximo para el reservorio [m]
H_{max_n}/H_{min_n}	Salto máximo / mínimo para la PSU en el modo generación [m]
$Pg_{xg,n,x}$	Potencia producida en el punto (xg,n) para la PSU x en el modo generación [MW]
$Pb_{n,x}$	Consumo de potencia para la PSU x en el rango de salto n [MW].
$Qg_{xg,n,x}$	Descarga producida en el punto (xg,n) para la PSU x en el modo generación [m ³ /s].
$Qb_{n,x}$	Flujo de agua bombeado por la PSU x en el salto n [m ³ /s].
$\overline{v^{up}}/\overline{v^{lo}}/\overline{v_x^{lo}}/\overline{v_x^{lo}}$	Max/min de volúmenes para el reservorio superior/inferior [m ³].
$\mu_{in}^{up}/\mu_{out}^{up}/\mu_{in}^{lo}/\mu_{out}^{lo}$	Flujos de afluentes entrantes/salientes para el reservorio inferior/superior [m ³ /s].
$c_{slop}^{up}/c_{slop}^{lo}$	Pendientes de la curva que relaciona el salto hidráulico con los volúmenes del reservorio superior/inferior
$c_{ord}^{up}/c_{ord}^{lo}$	Coefficiente que expresa la pendiente / ordenada de la línea que modela la cota del reservorio superior e inferior
$\Delta vol_n^{min}/\Delta vol_n^{max}$	Variación de volumen mínima/máxima que puede haber entre los dos reservorios

Variables

$u_{i,t}$	Variable binaria de activación de la unidad térmica i en el período de tiempo t
$p_{i,t}/pr_{i,t}$	Potencia activa/reactiva producida por la unidad térmica i en el período de tiempo t [MW]/ [MVAR].
$p_{l,t}/q_{l,t}$	Flujo de potencia activa/reactiva de la línea l [MW] en el período de tiempo t .
$\theta_{bu_i-bu_o}$	Diferencia de ángulos de voltaje entre barras conectadas

Capítulo 3

	[rad].
$e_{x,t}/er_{x,t}$	Potencia activa/reactiva de la PSU x en el tiempo t [MW]/[MVAR].
$pg_{x,t}/pb_{x,t}$	Potencia generada/consumida por la PSU x en el tiempo t [MW].
$h_{x,t}$	Salto hidráulico para la unidad x en el tiempo t [m].
$qg_{x,t}/qb_{x,t}$	Flujo de agua descargada/bombeada por la PSU x en el tiempo t , para el modo generación/bombeo [m ³ /s].
$vg_{x,t}$	Variable binaria, 1 si el punto elegido está arriba de la línea horizontal media, 0 en otro caso. Modo Generación
$dg_{x,t}$	Variable binaria, 1 si el punto elegido está a la derecha de la línea vertical media, 0 en otro caso. Modo Generación
$gg_{x,t}$	Variable binaria, 1 si el punto elegido está en el centro del polígono, 0 en otro caso. Modo Generación
$wg_{xg,n,x,t}$	Peso del punto operacional en modo generación, para el salto n , la PSU x , y el tiempo t
$wb_{x,n,t}$	Peso del punto operacional en modo bombeo, para el salto n , la PSU x , y el tiempo t
v_t^{up}/v_t^{lo}	Volumen del reservorio superior/inferior [m ³].
$z_{x,t}^{gen}$	Variable binaria, 1 cuando la PSU x está en modo generación, 0 en otro caso, en el período de tiempo t
$z_{x,t}^{bomb}$	Variable binaria, 1 cuando la PSU x está en modo bombeo, 0 en otro caso; en el período de tiempo t
α_t^{gen}	Variable binaria, si al menos una PSU está en modo generación, el resto de las PSUs están en el mismo modo, o apagadas; en el período de tiempo t
α_t^{bomb}	Variable binaria, si al menos una PSU está en modo bombeo, el resto de las PSUs están en el mismo modo, o apagadas; en el período de tiempo t
$h_t^{up} / h_{x,t}^{lo}$	Altura de reservorio superior/inferior; en el período de tiempo t [m]
$d_{n,t}$	Variable binaria que indica a que nivel de salto pertenece el

*Modelos MILP Para la Optimización del Problema SCUC Incluyendo Centrales
Hidroeléctricas De Bombeo. Sistemas de acumulación de energía*

punto de funcionamiento

$h_{x,t}$

Salto en [m] para la turbina x en el tiempo t

Capítulo 4 Modelos MILP Para la optimización del Problema SCUC Incluyendo Abastecimiento Y Transporte De Gas Natural

4.1. Introducción: gas natural como combustible para la generación de electricidad

El gas natural es un combustible fósil, que ha tomado relevancia en los últimos años a nivel mundial, dada su economía y versatilidad. Ha pasado de ocupar un pequeño espacio, a ser uno de los combustibles más empleados en la generación de electricidad a nivel mundial.

Gracias a la utilización de turbinas, es que se puede generar electricidad con este combustible. Antes de la masificación del uso del gas natural se usaban generadores a base de otros combustibles fósiles (como fuel oil, gas oil o carbón) que presentaban rendimientos del 35%, es decir que la gran mayoría de la energía empleada se desperdiciaba en forma de calor [158].

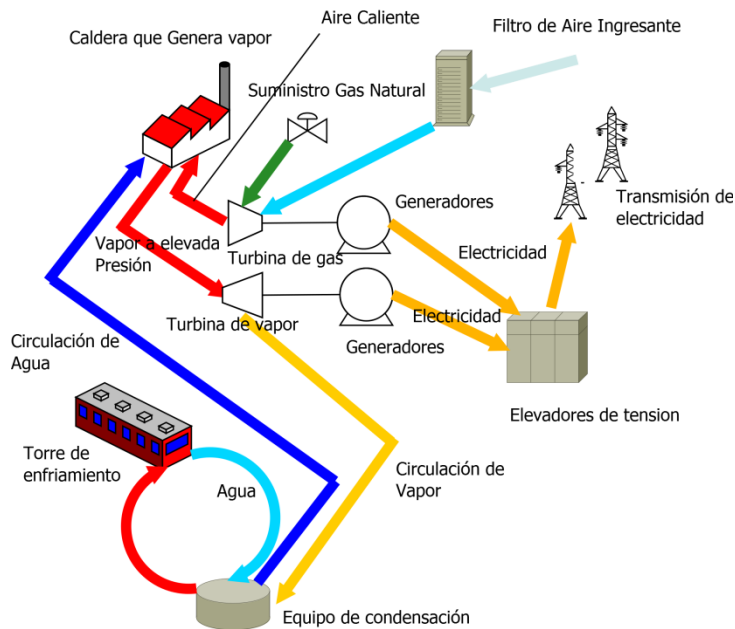
Respecto al gas natural, hay autores que afirman que este combustible utilizado para la generación de electricidad, ha traído a muchos países ventajas y oportunidades para sus economías, mejoras en la producción y reducciones en los efectos ambientales para la generación ([159], [160]). El gas es empleado tanto a pequeña (centrales termoeléctricas de reducido tamaño) como a gran escala (grandes centrales). A nivel mundial se ha comenzado la instalación de turbinas de gas en las centrales que empleaban otros combustibles fósiles, además de la instalación de centrales de ciclo combinado. Esto ha permitido lograr ahorros energéticos de 15 hasta 50% ([161]). Además, se continúan los desarrollos de estas tecnologías, lo que seguramente permitirá en el futuro aumentar los rendimientos ya existentes ([162], [163]).

Durante los últimos 20 años, el gas natural ha crecido en participación en la matriz energética con la creciente instalación de centrales eléctricas de gas natural para la generación, tanto de electricidad y vapor. Este aumento ha sido impulsado por los beneficios antes mencionados. Además, en los sistemas de potencia de gran escala que poseen generación con fuentes renovables intermitentes, las unidades de gas se han convertido en uno de los recursos compensatorios preferidos para proporcionar flexibilidad, dada su capacidad de rápidas entradas y salidas de funcionamiento. Según la Agencia Internacional de Energía ([45]), en el período 1973-2013 el consumo anual mundial de gas natural creció de 976 a 2.897 Millones de Toneladas de Petróleo Equivalente, el principal impulso del crecimiento es la generación eléctrica.

Por lo tanto, estas unidades son uno de los principales consumidores de gas natural, y por esto existe una estrecha relación entre el gas natural y los sistemas de generación eléctrica.

Las **Figura 4.1 A y B** muestra el ciclo de generación de electricidad a partir de gas natural como combustible, y también muestra cómo es el proceso de generación en la turbina de ciclo combinado. Las plantas de ciclo combinado emplean el gas natural para hacer girar las turbinas para producir electricidad. Los gases que se desprenden de la combustión llegan a la caldera, para calentar agua (generando vapor), y luego el vapor será conducido hacia otra turbina donde también se generará electricidad. Gracias a este aprovechamiento de los gases resultantes, es que las plantas de ciclo combinado desarrollan mayores rendimientos que sus competidores en la tecnología de generación.

A)



B)

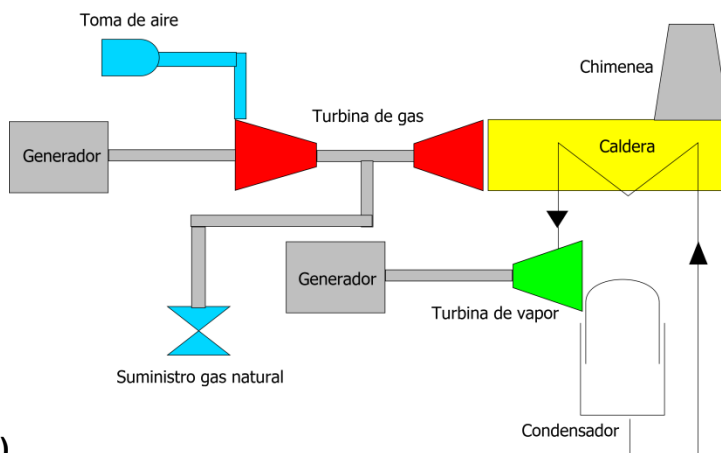


Figura 4.1. Generación de electricidad con gas natural como combustible por ciclo combinado. A) Circuito de generación. B) Principio de funcionamiento.

4.1.1. Generalidades del gas natural

Se designa por gas natural a un tipo de combustible de la familia de los hidrocarburos (livianos), el cual está compuesto en un 80% por metano (CH₄). El 20% restante se compone por: butano, propano, etano, e hidrocarburos más pesados (heptanos, hexanos y pentanos). Recibe el nombre de gas natural porque no se le realiza ningún proceso para que pueda ser utilizado industrialmente (a diferencia de los productos derivados del petróleo). Es limpio, y no tiene olor, pero se lo odoriza por cuestiones de seguridad, para que pueda percibirse en caso de fuga.

Este gas puede presentarse en la naturaleza acompañando al petróleo, o de forma aislada, es decir en yacimientos donde sólo hay gas natural.

4.1.2. Extracción del gas natural

El gas natural se originó mediante la acción de enormes presiones a materia orgánica entre 240 y 70 millones de años ([164], [165]). Luego de endurecerse el lodo formado, se convirtió en roca sedimentaria, y el peso de estas al apilarse sobre las rocas anteriores, originó que aumenten las presiones a las que estaban sometidas. Y de esta forma dichas rocas se convirtieron en hidrocarburos, pero esto no significa que todas las rocas sedimentadas sometidas a presiones se hayan transformado en hidrocarburos. En los procesos de formación, el petróleo y gas que se han formado van desplazándose hacia otros estratos de la corteza (de reservorio).

Los reservorios de gas natural, pueden encontrarse en tres estados distintos:

1. Asociado: donde principalmente se encuentra petróleo.
2. No asociado o de gas seco: abunda principalmente gas natural.
3. De condensados o de gas húmedo: el gas está mezclado con hidrocarburos líquidos.

4.1.3. Características químicas del gas natural

Existen conceptos respecto a las características del gas natural que ayudan a entender su comportamiento y se encuentran detallados en [166].

4.1.4. Proceso de abastecimiento de gas natural como combustible

El transporte de este combustible se realiza a través de gasoductos, que lo transportan desde los lugares de producción, donde se le hace el proceso de adecuación de presiones, y odorización. A partir de allí se envía a los centros de consumo. Las presiones que tienen los flujos de gas natural dentro de los gasoductos van desde 20 hasta 150 bar, aproximadamente. Otra forma de transportarlo es a través de barcos, para lo cual se lo convierte en gas natural licuado (GNL). Además el gas natural puede transportarse en camiones o equipos de alta presión, en la forma de gas natural comprimido (GNC); también puede ser almacenado en subsuelos, generalmente conformados por cavernas de sal.

Al igual que la energía eléctrica, el gas natural también es entregado a los consumidores a través de empresas distribuidoras. Las presiones para realizar la distribución son de menos de 50 bar cuando la tubería es de acero, y menos de 6 bar cuando es de polietileno.

4.1.5. Principales beneficios del gas natural como combustible

Hay varias ventajas de este combustible, algunas de las cuales son ([167]):

- **Medioambiente:** la combustión del gas natural no genera cenizas ni residuos. Generalmente se transporta por gasoductos por debajo de la tierra, por lo cual no tiene impacto visual o directo sobre los animales o la vegetación de la superficie. La combustión del gas natural genera menos CO₂ que otros combustibles fósiles, por lo cual impacta menos en la emisión de gases de efecto invernadero ([168]).
- **Versatilidad:** el gas natural llega a hogares e industrias de manera ininterrumpida (suponiendo un buen servicio) y está disponible durante todo el tiempo para ser utilizado. Esto evita por ejemplo a usuarios residenciales el esfuerzo de aprovisionarse de garrafas. Los consumidores además no requieren sistemas de almacenamiento, porque siempre está a la entrada de la tubería de gas del hogar. Se requieren sistemas de almacenamiento para otros fines comerciales o industriales (fábricas, estaciones de GNC, etc).
- **Medidas de seguridad:** cuando se produce una fuga de gas, dada la diferencia de densidad entre este y el aire (densidad relativa del gas 0,61; del aire = 1,0, [169]), el mismo se disipa hacia la atmósfera, sin producir grandes consecuencias si se cuenta con una adecuada ventilación.

Como se mencionó antes, el gas natural tiene un olor característico (que se le da en un proceso posterior a la extracción) para que pueda ser detectado en caso de fuga sin necesidad de medidor alguno. Además el transporte en tierra se suele hacer a través de gasoductos que se encuentran bajo tierra, lo cual hace difícil que puedan tener algún accidente, y también se encuentran al resguardo del clima.

- **Economía:** el gas natural tiene un precio menor que otros combustibles fósiles cuando se lo compara con el poder calórico aportado ([170]). Además las turbinas de gas tienen un bajo costo de instalación en comparación con otro tipo de equipos de generación.

4.1.6. Aplicaciones del Gas Natural

El gas natural puede reemplazar a otros combustibles tanto en industrias como en hogares ([171]).

A nivel mundial, en las últimas décadas el gas natural ha reemplazado u ocupado en gran medida el lugar de otros combustibles: leña, carbón, gas oil, fuel oil, naftas, kerosene.

La **Tabla 4.1** muestra las principales aplicaciones del gas natural; donde se denomina Gas ciudad al gas obtenido a partir de destilaciones de petróleo.

Capítulo 4

Tabla 4.1. Principales usos y aplicaciones del gas natural.

Área	Combustible sustituido	Uso
Comercios	Carbón Gas licuado Gas ciudad	Refrigeración Cocción Calefacción Calentamiento de agua
Hogares	Carbón Gas licuado Gas ciudad Leña Kerosene	Refrigeración Cocción Calefacción Calentamiento de agua
Industrias	Fuel oil Carbón Leña Gas licuado Kerosene Leña Gas oil Otros derivados del petróleo	Fundiciones Industria del cemento Industria de alimentos Alimentación de motores Procesos químicos Cogeneración Cámaras de combustión Procesos petroquímicos Sistema de calefacción Hornos de secado Aplicaciones varias
Producción de electricidad	Carbón Fuel oil Gas oil	Centrales termoeléctricas Centrales de cogeneración
Transportes	Nafta Gas oil	Automóviles Colectivos (pero en menor medida)

4.1.7. Situación histórica y actual del gas natural en Argentina

El país tiene una gran dependencia de los combustibles fósiles, en efecto, estos componen más del 80% de su matriz energética ([172]). A su vez, el consumo de gas natural representa un 61% sobre el total de los combustibles fósiles. Para entender por qué se llegó a este punto de dependencia y por qué se dice que Argentina tiene una gran infraestructura para este tipo de combustible ([173]), es conveniente analizar, de manera breve, los principales hechos históricos que se han producido en el país.

En efecto, la gran escala de la infraestructura existente se debe en gran parte al descubrimiento del Yacimiento de Loma de la Lata (Neuquén), en 1977, con una reserva de 14 TCF (trillones de pies cúbicos). Ese hecho fue crucial, porque comenzó a cambiar los paradigmas de la nación respecto a los recursos energéticos. Durante la década de los 80 se realizaron grandes inversiones para aumentar la capacidad de producción de este combustible. En la década posterior se llegó a exportarlo a otros países de Latinoamérica. Y el pico de producción se dio en el año 2003 cuando el yacimiento constituía el 20% de la producción total de gas del país. La importancia que adquirió el yacimiento promovió la construcción de nuevos polos petroquímicos, y la instalación de centrales termoeléctricas de gas natural (incluso próximas al yacimiento, [174]). También se comenzó a la sustitución de otros combustibles en las fábricas por gas natural y la instalación de estaciones de gas natural comprimido (GNC).

No obstante, en los años subsiguientes el nivel de producción del yacimiento comenzó a decrecer, perjudicando seriamente la producción del país, que luego de 2007, pasó de ser exportador a ser importador de gas natural. La mayor parte del ingreso de gas al país se daba por parte de Bolivia, por tener menor costo que los otros abastecedores. Además, para adecuarse a las importaciones se establecieron los centros de regasificación de Gas Natural Licuado (GNL) de Mega y de Escobar ([175]). Asimismo, al puerto de Bahía Blanca llegaban barcos con gas importado.

Posteriormente, cuando se comenzó la búsqueda de combustibles fósiles que se encuentren en forma no convencional, se descubrió una reserva de gas no convencional en Loma de la Lata (2010), que se lo evaluó en 5 TCF. Cuando se evaluó el potencial de toda la cuenca neuquina, incluyendo el yacimiento de Vaca Muerta (que tiene la mayor participación), se llegó a la conclusión de que se trataba de una reserva de 308 TCF, según la petrolera estatal YPF ([176]). Esto implica que la cuenca tiene una de las reservas más importantes del mundo y representaría una gran oportunidad de crecimiento económico para el país ([177]). Según el reporte técnico la EIA (U.S. Energy Information Administration) de 2015 ([178]), el potencial gas natural para Argentina es de 801,5 TCF (aunque el 96,4% es no convencional), ubicando al país en segundo lugar de importancia a nivel mundial luego de China (con 1.115,2 TCF).

Otro punto importante, es que Argentina se encuentra en el cuarto puesto a nivel mundial en reservas de petróleo no convencional. Sin embargo, su aprovechamiento supone poner en funcionamiento muchas acciones en materia de inversiones que permitan aumentar la capacidad para la extracción, refinado, mayor cantidad de oleoductos, junto con la ampliación de los sistemas de almacenamiento y distribución de estos productos. El camino para atraer estas inversiones es complejo; además en los últimos años ha habido un descenso de los precios del petróleo, lo que desalentaría en un principio las inversiones.

Sin embargo, en materia de infraestructura para el gas, Argentina cuenta con capacidad ociosa y soportaría un aumento en el consumo interno del combustible. En caso de mayor producción de gas natural, este podría ser conducido nuevamente a centros de consumo donde fue reemplazado por otros combustibles de mayor costo. En la actualidad, los precios internacionales favorecen nuevamente el desarrollo de la

Capítulo 4

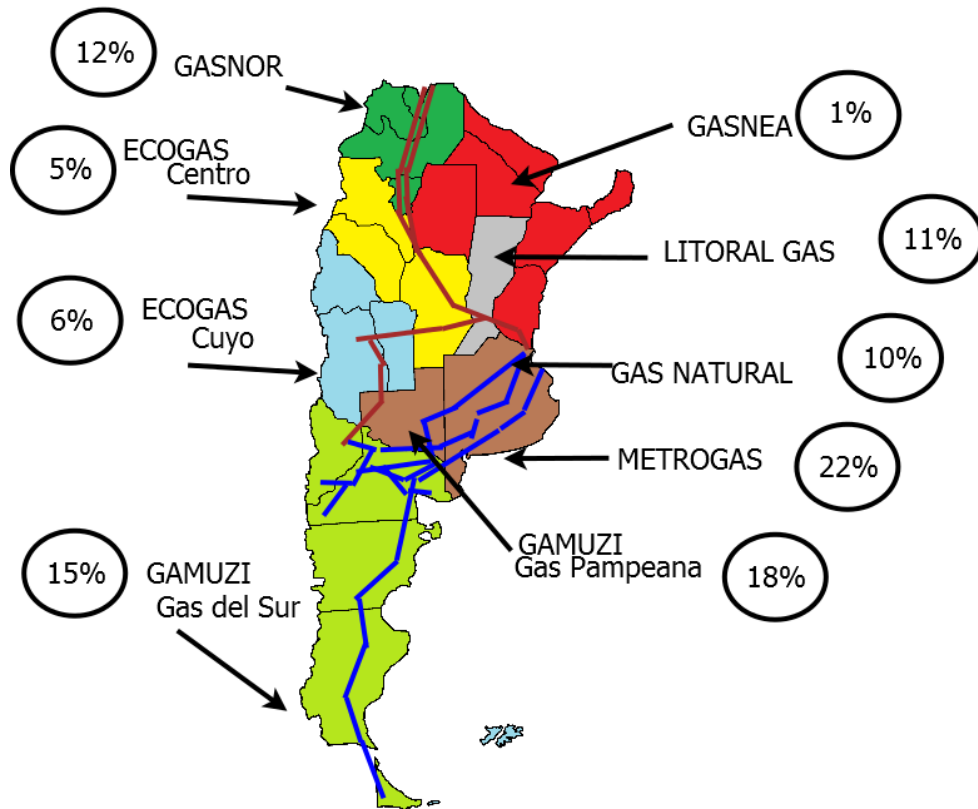
explotación del gas natural en el país. Otros desarrollos que restan, son el de la cuenca Austral, y la vinculación de esta explotación con los gasoductos ya presentes.

Así, la matriz energética del país, tiende al mismo horizonte que es tendencia a nivel mundial: una matriz con fuerte predominio del Gas Natural (ver [179]), prevaleciendo por sobre otros combustibles.

La **Figura 4.2** muestra el mapa de la República Argentina con los sistemas de transporte y distribución de gas, con datos aportados por [180] y [181]. Con la privatización de los años 90, los cinco gasoductos principales del sistema de transporte de gas se dividieron en dos sistemas, asignándose a Transportadora del Gas del Norte (TGN) y Transportadora del Gas del Sur (TGS). La capacidad de los gasoductos se opera de acuerdo al servicio contratado.

La ley que se promulgó para reestructurar el sector de gas en Argentina (Ley 24.076, Marco Regulatorio de la Industria del Gas), establece la división del sector en: producción, transporte y distribución (de manera análoga al sector eléctrico). Hay 9 empresas distribuidoras de gas natural que poseen cada una un área determinada. En la figura también se indican los porcentajes de participación de cada distribuidora, en el total de gas entregado.

Redes de distribución:



Redes de Transporte:

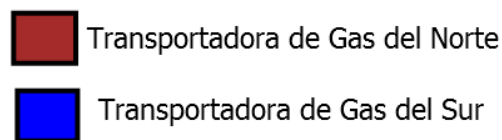


Figura 4.2. Sistema de transporte y distribución de Gas en Argentina

4.2. Modelado matemático para la programación óptima a corto plazo de Sistemas eléctricos con unidades generadoras abastecidas por gas natural

El gas natural se ha convertido en un recurso energético esencial para el futuro y una opción conveniente para alimentar unidades térmicas en sistemas de energía. Sus principales beneficios son enunciados en [167]. Existen unidades térmicas utilizadas para producir energía eléctrica que funcionan con gas natural y otras que funcionan con otros combustibles fósiles (fuel oil, carbón, gas oil).

En los sistemas de potencia en la actualidad, las unidades de gas natural funcionan como productores de electricidad, y a su vez como consumidores de gas natural. Y dado el crecimiento mundial en la instalación de estas unidades, constituyen

un factor cada vez más importante, que no se puede omitir en la programación del transporte y abastecimiento de gas natural ([182]).

La generación de energía por parte de estas unidades podría verse afectada directamente por el suministro y los precios del gas natural. Por ejemplo, el suministro brindado por estas unidades generadoras podría reducirse significativamente en invierno, ya que las empresas de gas natural priorizan el consumo residencial. Para superar estas dificultades es necesario desarrollar una correcta coordinación con centrales térmicas que funcionan con un combustible distinto al gas natural, o con centrales hidráulicas.

El problema que consiste en encontrar la forma óptima de conducir gas desde los nodos de suministro a los nodos de demanda de un sistema de gas se conoce como problema de transporte de gas natural, como se presenta en [183].

En la literatura, el problema se suele modelar con relaciones no lineales para el gas transportado a través de tuberías y compresores. Por lo tanto, el problema es difícil de resolver debido a la no linealidad y la no convexidad de las restricciones de flujo de gas ([184]).

El problema del transporte de gas natural y el problema SCUC se han estudiado con frecuencia de manera individual. Algunos trabajos que abordan de forma conjunta la transmisión de electricidad y transporte gas natural, son los trabajos [70], [182], [183], [185]–[188].

La programación matemática es una herramienta poderosa para resolver este tipo de problemas. Ayuda a elegir la mejor alternativa de un conjunto de opciones disponibles. En los últimos años, se han desarrollado muchas aproximaciones lineales para representar estos problemas no lineales y, en consecuencia, se han obtenido modelos precisos de Programación Lineal de tipo Mixto Entero (MILP).

Las aproximaciones lineales para las restricciones de generación y transmisión de electricidad fueron presentadas en el Capítulo 2 de esta tesis. Estas aproximaciones lineales fueron aplicadas a las no linealidades de la función objetivo y las restricciones de transmisión.

Para sistemas de transporte de gas natural, en [189] se presentan aproximaciones lineales a trozos para las restricciones no lineales usando una extensión del método Simplex. En [190] se propone un método multidimensional de aproximación lineal por trozos para representar las restricciones de transmisión de gas natural, y se analiza adicionalmente el error de aproximación. En [191], las restricciones de red de gas natural no lineales se linealizan e incorporan en un modelo estocástico. Finalmente, en [192] se compara un grupo de aproximaciones lineales.

En este capítulo se presenta una formulación MILP nueva para sistemas de energía eléctrica y sistemas de gas natural, donde la función objetivo es minimizar el costo de operación integrada. El modelo incluye generación térmica abastecida por gas natural, y por otros combustibles fósiles. Los límites de transmisión incluidos en el modelo se basan en el modelo de flujo de potencia DC ya presentado, que aseguran la

factibilidad de las soluciones obtenidas. Las restricciones de transporte de gas natural se aproximan linealmente mediante técnicas de selección de puntos operativos de trabajo.

Los objetivos de este capítulo son: (1) ilustrar la importancia de considerar de manera integrada los problemas SCUC y el transporte de gas natural; (2) mostrar cómo pueden modelarse diferentes fuentes de generación de energía dada la versatilidad de los modelos MILP, y (3) presentar gráficas que ayuden en el proceso de toma de decisiones a través de la ilustración de los resultados obtenidos de los casos de estudio.

4.2.1. Restricciones de operación para las Unidades Térmicas

El objetivo del problema SCUC es minimizar el costo operativo de generación eléctrica para satisfacer una demanda, y se representa por la ecuación (4.1), donde i es el índice para las unidades térmicas y t para los períodos de tiempo. a_i, b_i y c_i son los coeficientes de costo de gas consumido. Las variables del problema son: $u_{i,t}$ es una variable binaria que indica si la unidad i se encuentra funcionando o no en el período de tiempo t , $p_{i,t}$ es la potencia producida en cada período de tiempo, $cu_{i,t}/cd_{i,t}$ son los costos de encendido/apagado de cada unidad para cada período de tiempo. El sistema cuenta con I unidades térmicas y T períodos de tiempo (se adopta un horizonte de programación de 24 horas a los efectos de esta tesis, hay otros casos donde se adopta una semana).

$$\min \sum_{i=1}^I \sum_{t=1}^T [(a_i u_{i,t} + b_i p_{i,t} + c_i p_{i,t}^2) + cu_{i,t} + cd_{i,t}] \quad (4.1)$$

Los términos cuadráticos de la función objetivo (4.1) serán ajustados linealmente.

Aquí bu es el índice de barras de transferencia, c el de cargas eléctricas, BU y C son las cantidades totales de barras y cargas, mientras que $dkt_{c,bu,t}$ es una carga eléctrica puntual para la barra bu y el período de tiempo t .

La restricción de balance de potencias del sistema es:

$$\sum_{bu=1}^{BU} \sum_{c=1}^C dk_{c,bu,t} \leq \sum_{i=1}^I p_{i,t} \quad t = 1, \dots, T \quad (4.2)$$

La reserva rodante de un sistema R_t es la capacidad adicional, proporcionada por generadores conectados a la red, disponible para responder de forma rápida ante una baja de la frecuencia del sistema, y es modelada por (4.3). p_i^{UP} es el límite superior de generación de potencia de cada unidad.

$$\sum_{bu=1}^{BU} \sum_{c=1}^C dkt_{c,bu,t} + R_t \leq \sum_{i=1}^I p_i^{UP} u_{i,t} \quad t = 1, \dots, T \quad (4.3)$$

Las ecuaciones que modelan las restricciones de operación de las unidades generadoras pueden encontrarse en el Capítulo 2, sección 2.4.1 y ecuaciones (2.5-2.21); no son incluidas aquí por ser las mismas, sin importar el tipo de combustible fósil. En efecto, sólo cambian los coeficientes a_i, b_i, c_i según el tipo de combustible fósil.

4.2.2. Restricciones de Transmisión

Para modelar matemáticamente las restricciones de transmisión se aplica nuevamente el modelo de flujo de potencia lineal D, el cual fue descrito en el Capítulo 2, sección 2.5.2, ecuaciones (2.26-2.31).

4.2.3. Restricciones de Transporte de gas natural

En este trabajo, se considera un sistema compuesto por N nodos de presión, C compresores de gas y TU tuberías. Las ecuaciones que modelan las relaciones que existen entre los nodos del sistema de transporte de gas y los flujos de gas que circulan por las tuberías, son no lineales. El transporte de gas se modela adoptando ecuaciones de flujo de gas natural de estado estable ([70], [185], [193]).

El flujo de gas natural entre el nodo r y el nodo s , en una tubería horizontal se estima matemáticamente según la ecuación (4.4). π_r y π_s son variables de presión en los nodos, mientras que $W_{r,s}$ es un coeficiente que depende de las características del gas y de la tubería. Para simplificar, en las ecuaciones introductorias de esta sección se omite el índice de tiempo.

$$f_{r,s} = \text{sgn}(\pi_r - \pi_s) W_{r,s} \sqrt{|\pi_r^2 - \pi_s^2|}, \quad r = 1, \dots, N; s = 1, \dots, N \quad (4.4)$$

El coeficiente $W_{r,s}$ depende de la temperatura, la composición del gas y las características técnicas de la tubería, y la función de signo se define de la siguiente manera:

$$\text{sgn}(\pi_r, \pi_s) = \begin{cases} 1, & \pi_r - \pi_s > 0 \\ -1, & \pi_r - \pi_s < 0 \end{cases} \quad (4.5)$$

Los compresores de gas se utilizan para ajustar la presión del gas combustible y así mejorar las condiciones de suministro hacia las turbinas o clientes. Los compresores de gas se instalan entre nodos, y la ecuación que rige el comportamiento del flujo de gas en función de la potencia del compresor y de las presiones de los nodos, en este caso es (4.6):

$$f_{r,c} = \text{sgn}(\pi_r, \pi_s) \frac{HP_c}{k_{c2} - k_{c1} \left[\frac{\max(\pi_r, \pi_s)}{\min(\pi_r, \pi_s)} \right]^{\alpha_c}}, r = 1, \dots, N; s = 1, \dots, N; c = 1, \dots, C \quad (4.6)$$

donde k_{c2} , k_{c1} , y α_c son parámetros asociados a características técnicas de cada compresor, y HP_c es la potencia del mismo.

El flujo de gas natural consumido por el compresor se calcula de la siguiente manera:

$$F_c(HP_c) = a_c HP_c^2 + b_c HP_c + c_c, \quad c = 1, \dots, C \quad (4.7)$$

donde a_c , b_c , y c_c son coeficientes que dependen de las características del compresor.

La parte cuadrática de esta expresión se linealiza para obtener un modelo MILP, el método empleado para esto se describirá en la sección 4.3.

El flujo de gas natural entre los nodos r-s $f_{r,s}$, es la cantidad del mismo que transita por unidad de tiempo entre dichos nodos; y la potencia del compresor HP_c es la energía desarrollada en la unidad de tiempo. Están acotados superior e inferiormente, como lo muestran las restricciones (4.8 - 4.9).

$$f_{r,s}^{lo} \leq f_{r,s} \leq f_{r,s}^{up}, r = 1, \dots, N; s = 1, \dots, N \quad (4.8)$$

$$HP_c^{lo} \leq HP_c \leq HP_c^{up}, \quad c = 1, \dots, C \quad (4.9)$$

El fenómeno de empaquetado de línea, o en inglés *line-pack*, juega un papel importante en los sistemas de gas natural. Este fenómeno, se define como la habilidad para incrementar la cantidad de gas en una tubería incrementando la presión por encima de la presión normal del sistema, pero permaneciendo dentro del límite de seguridad. Se utiliza como un método de almacenamiento diurno o pico, [194]. Según [195], [196], se puede calcular el estado del gas natural en una tubería como se muestra a continuación.

$$\frac{\pi_0}{\delta_0 Temp_0} = \frac{\pi_{r,s}}{\delta Temp} = Z \cdot R^{ng} \quad r = 1, \dots, N; s = 1, \dots, N \quad (4.10)$$

$$\pi_{r,s}^{aver} V_{r,s} = \pi_0 V_{r,s}^0 = Z \cdot R^{ng} \quad r = 1, \dots, N; s = 1, \dots, N \quad (4.11)$$

Capítulo 4

Donde $V_{r,s}$ es el volumen de gas en una tubería que conecta los nodos r y s , δ es la densidad del gas, $Temp$ la temperatura, Z es el factor de compresibilidad del gas y R^{ng} es la constante de gas. π_0 , δ_0 , $Temp_0$, y $V_{r,s}^0$ son la presión, la densidad, la temperatura y el volumen en condiciones estándar. En la sección 4.3, Z y R se asumirán como constantes.

Es importante mencionar que cuando las variables o constantes hacen referencia a la tubería que une los nodos r y s , se denota por el subíndice r,s . En cambio cuando la variable o constante referencia al nodo puntual (r o s), se denota sólo por el subíndice r o s .

El promedio de presión de estado estable en una tubería $\pi_{r,s}^{aver}$, se define de la siguiente manera ([197]):

$$\pi_{r,s}^{aver} = \sqrt{\frac{(\pi_r^2 + \pi_s^2)}{2}} \quad r = 1, \dots, N; s = 1, \dots, N \quad (4.12)$$

Esta ecuación es no lineal pero se linealiza mediante intervalos discretos de presiones.

Como se puede observar la ec. (4.12) consiste en la raíz cuadrada de la suma de variables continuas elevadas al cuadrado. Esta restricción insume mucho requerimiento computacional para establecer la presión promedio. Pero como se verá en la sección siguiente, mediante el método de selección de puntos de presiones en el sistema de gas, esta ecuación se puede linealizar reduciendo los tiempos de procesamiento.

El volumen de gas en la tubería que conecta los nodos r y s en el estado inicial es igual a la capacidad de volumen de la tubería, y se calcula mediante la ecuación (4.13), donde Pi es el número Pi.

$$V_{r,s} = \frac{Pi L_{r,s} D_{r,s}^2}{4} \quad r = 1, \dots, N; s = 1, \dots, N \quad (4.13)$$

$L_{r,s}$ es la longitud de la tubería y $D_{r,s}$ es el diámetro interno. En estado estacionario (como lo asumen autores de trabajos como [193], [198], [199]), el valor de line-pack inicial ($LP_{r,s,t=0}$) se calcula por la ecuación (4.14) de la siguiente manera:

$$LP_{r,s,t=0} = \frac{\pi_{r,s}^{aver} V_{r,s}}{\pi_0 Z R^{ng} T_0} \quad r = 1, \dots, N; s = 1, \dots, N \quad (4.14)$$

En la ec. (4.14), se puede apreciar que el line-pack es proporcional a $\pi_{r,s}^{aver}$ y $V_{r,s}$ en la tubería. Como consecuencia, cuando la presión aumenta, el line-pack aumentará.

Para el resto de los períodos de tiempo, el line-pack de cada tubería cambia teniendo en cuenta el valor del line-pack del período de tiempo anterior, y la diferencia entre el flujo de gas natural que ingresa $f_{r,s,t}^{ing}$ y saliente de la tubería $f_{r,s,t}^{sal}$ durante ese período. El valor de line-pack para la tubería, que conecta el nodo r y s en situaciones dinámicas, se representa con la ec. (4.15) ([197]). Esto constituye un modelo de inventario de cantidad de gas en la tubería, si las presiones se mantienen de un período a otro, entonces los flujos de entrada y salida son iguales. En cambio, si al menos la presión en uno de los nodos cambia, entonces cambia la presión promedio y por lo tanto los flujos de entrada y salida de la tubería son distintos.

$$LP_{r,s,t} = LP_{r,s,t-1} + [f_{r,s,t}^{ing} - f_{r,s,t}^{sal}], \quad r = 1, \dots, N; s = 1, \dots, N; t = 1, \dots, T \quad (4.15)$$

En la literatura se modelan y resuelven problemas de line-pack de diferentes maneras. En [200], [201] los autores consideran, además de la función de costo operativo, la maximización total del line-pack. En cambio, en [202] los autores sugieren implementar una restricción que asegure que el line-pack se recupere cada 24 horas, al comienzo de cada día. Para el modelo propuesto aquí, se opta por imponer la recuperación del paquete de línea inicial:

$$LP_{r,s,t=0} \leq LP_{r,s,t=T-1} + [f_{r,s,t=T}^{ing} - f_{r,s,t=T}^{sal}], \quad r = 1, \dots, N; s = 1, \dots, N; t = 1, \dots, T \quad (4.16)$$

Aquí, el flujo de gas saliente puede conducirse hacia generadoras de gas, cargas de gas residencial, consumos de gas del compresor y salidas de gas que serán transportadas por otras tuberías.

La ecuación (4.17) presenta el balance de flujo de gas natural para el nodo r , a lo largo de todo el horizonte de programación. Es decir, esta ecuación establece que la suma de flujos que entran a un nodo debe ser igual a la que sale o es consumida:

$$\sum_{i=1}^I f_{i,r,t} + \sum_{c=1}^C F_{c,r,t}(HP_c) + \sum_{gl=1}^{GL} FGL_{gl,r,t} + \sum_{s=1}^N f_{s,r,t} - \sum_{s=1}^N f_{r,s,t} = \sum_{gs=1}^{GS} FGS_{gs,r,t} \quad (4.17)$$

$r = 1, \dots, N; t = 1, \dots, T$

Aquí $f_{i,r,t}$ es la variable de flujo de gas necesario para abastecer a las unidades térmicas, y $F_{c,r,t}(HP_c)$ es la variable de consumo de gas del compresor. A su vez gl/gs son los índices de consumo/abastecimiento de gas por nodo, $FGL_{gl,r,t}/FGS_{gs,r,t}$

representan flujos de gas consumidos/suministrados por cada nodo, y GL/GS son las cantidades totales de nodos de consumo/abastecimiento de gas. Los flujos de gas consumidos (por parte de consumidores residenciales y/o industriales) son datos del problema, y el flujo de gas suministrado es una variable.

4.3. Modelo MILP para el problema SCUC integrando el sistema eléctrico y el transporte de gas natural

Con el fin de obtener un modelo del tipo MILP, se aproximarán linealmente las restricciones no lineales con la numeración (4.4), (4.5), (4.6) y (4.12) del sistema de transporte de gas natural presentadas anteriormente. La formulación lineal presentada en este trabajo se diferencia de otras que se encuentran en la literatura, por aplicar restricciones más ajustadas a la realidad, como se observará en la restricción que modela el flujo en compresores.

Las presiones en los nodos r y s en psi se representan matemáticamente a través de las ecuaciones siguientes (4.18-4.21). Los rangos de operatividad de los flujos de gas se dividen en J segmentos para el nodo r , y en K segmentos para el nodo s . Cada segmento representa un valor de la presión. Se usan distintos índices para los intervalos de segmento de los distintos nodos, para admitir una posible cantidad distinta de intervalos como a veces se dispone en las hojas técnicas.

$$y_{r,j,t}\pi_{r,j}^{lo} \leq \pi_{r,j,t} \leq y_{r,j,t}\pi_{r,j}^{up}, \quad r = 1, \dots, N; j = 1, \dots, J; t = 1, \dots, T \quad (4.18)$$

$$\sum_{j=1}^J y_{r,j,t} = 1, \quad r = 1, \dots, N; t = 1, \dots, T \quad (4.19)$$

$$y_{s,k,t}\pi_{s,k}^{lo} \leq \pi_{s,k,t} \leq y_{s,k,t}\pi_{s,k}^{up}, \quad s = 1, \dots, N; k = 1, \dots, K; t = 1, \dots, T \quad (4.20)$$

$$\sum_{k=1}^K y_{s,k,t} = 1, \quad s = 1, \dots, N; t = 1, \dots, T \quad (4.21)$$

Donde $y_{r,j,t}/y_{s,k,t}$ son variables binarias que determinan el segmento del rango de presiones al que pertenece $\pi_{r,j,t}/\pi_{s,k,t}$, respectivamente; $\pi_{r,j}^{lo}/\pi_{r,j}^{UP}$ (también $\pi_{s,k}^{lo}/\pi_{s,k}^{UP}$) son los límites de las presiones en caso del nodo r (y también s); j/k son

subíndices asociados a los segmentos de las presiones; y finalmente J/K son la cantidad total de segmentos.

La potencia del compresor c ($HP_{c,t}$) se estima a través de las ecuaciones (4.22-4.23). El rango de operaciones de la potencia del compresor se divide en LG segmentos, siendo $y_{c,lg,t}$ una variable binaria que determina el segmento del nivel de operación de la potencia del compresor c en el período de tiempo t . $HP_{c,lg}^{lo}/HP_{c,lg}^{up}$ son los límites de potencia del compresor c para cada segmento.

$$y_{c,lg,t}HP_{c,lg}^{lo} \leq HP_{c,lg,t} \leq y_{c,lg,t}HP_{c,lg}^{up} \quad 1, \dots, C; lg = 1, \dots, LG; t = 1, \dots, T \quad (4.22)$$

$$\sum_{lg=1}^{LG} y_{c,lg,t} = 1, \quad c = 1, \dots, C; \quad t = 1, \dots, T \quad (4.23)$$

El consumo de gas por parte de los compresores se produce en el lado de succión. Por tanto, para un compresor c instalado entre los nodos n y s , si en el período de tiempo t la presión $\pi_{r,t}$ es menor que $\pi_{s,t}$, entonces $G_{r,c,t}$, que es una variable binaria que relaciona a c con el nodo r , vale 1. Mientras que $G_{s,c,t}$, que es una variable binaria que relaciona al compresor c con el nodo s , vale 0. Acorde a esto, según (4.24-4.26):

$$\pi_{r,t} + (\pi_s^{up} - \pi_r^{lo})G_{r,c,t} \geq \pi_{s,t} \quad r = 1, \dots, N; s = 1, \dots, N; c = 1, \dots, C; t = 1, \dots, T \quad (4.24)$$

$$\pi_{r,t} - (\pi_r^{up} - \pi_s^{lo})G_{s,c,t} \leq \pi_{s,t} \quad r = 1, \dots, N; s = 1, \dots, N; c = 1, \dots, C; t = 1, \dots, T \quad (4.25)$$

$$G_{r,c,t} + G_{s,c,t} = 1, \quad r = 1, \dots, N; s = 1, \dots, N; c = 1, \dots, C; t = 1, \dots, T \quad (4.26)$$

Por último, las restricciones (4.27) y (4.28) representan una aproximación lineal del cálculo de flujo de gas. El método consiste en dos restricciones que se activan y desactivan, a través de variables binarias que determinan el punto de operación del sistema acorde a la presión en el nodo de ingreso, a la presión en la salida de la

tubería, el rango de operación del compresor (si existe) y la diferencia de presiones entre los nodos. Estas desigualdades relacionan las variables binarias y continuas definidas anteriormente. La constante BG es un número positivo, lo suficientemente grande como para relajar las restricciones, de ser necesario. Cuando se encuentran activas las cuatro variables binarias correspondientes, el valor de la variable de flujo de gas $f_{r,s,t}$ es igual al valor del flujo calculado para la región designada $f_{r,s,c,j,k,lg}^a$, multiplicado por la variable de potencia del compresor $HP_{c,t}$. Es importante notar que $f_{r,s,c,j,k,lg}^a$ es un dato que indica el flujo de gas correspondiente para la región designada, el cual se obtiene de forma separada a la aproximación, a partir de determinadas características del sistema.

$$f_{r,s,t} + (G_{r,c,t} + y_{r,j,t} + y_{s,k,t} + y_{c,lg,t} - 4)BG \geq f_{r,s,c,j,k,lg}^a HP_{c,t}$$

$$r = 1, \dots, N; \quad s = 1, \dots, N; \quad c = 1, \dots, C; \quad j = 1, \dots, J; \quad k = 1, \dots, K;$$

$$lg = 1, \dots, LG; \quad t = 1, \dots, T \quad (4.27)$$

$$f_{r,s,t} - (G_{r,c,t} + y_{r,j,t} + y_{s,k,t} + y_{c,lg,t} - 4)BG \leq f_{r,s,c,j,k,lg}^a HP_{c,t}$$

$$r = 1, \dots, N; \quad s = 1, \dots, N; \quad c = 1, \dots, C; \quad j = 1, \dots, J; \quad k = 1, \dots, K;$$

$$lg = 1, \dots, LG; \quad t = 1, \dots, T \quad (4.28)$$

Una de las principales diferencias de la técnica propuesta en comparación con otras, es que permite linealizar la ec. (4.6) usando la variable continua $HP_{c,t}$. Esto es importante porque en sistemas grandes, los valores de potencia del compresor son significativos (más de 400 MW). Y si esta variable se reemplaza por una selección de intervalo simple, como en otros modelos, se alejarán de la realidad. Especialmente, si se elige un número bajo de intervalos. En los casos que se tratarán en esta tesis, se usarán 10 intervalos de presiones.

4.4. Aplicación a un caso de prueba del modelo MILP para la programación óptima de sistemas interconectados eléctricos y de gas

4.4.1 Sistema eléctrico de 6 barras y 7 nodos de gas con unidades generadoras de gas natural

La eficiencia del modelo propuesto se ilustra a través de su aplicación para la resolución de un sistema eléctrico de 6 barras, 3 generadores térmicos y 11 líneas. Este sistema tiene asociado un sistema de transporte de gas natural compuesto por 7 nodos, 6 tuberías y 1 compresor. Los diagramas unifilares de ambos sistemas se muestran en la **Figura 4.3**. Los modelos fueron implementados en GAMS con los

resolvedores CPLEX y Gurobi, requiriendo como criterio de terminación un gap relativo de 0,1; y utilizando una PC Intel i5 750 (2.67 GHz) con 4 GB de RAM. El horizonte de programación es de un día dividido en períodos de tiempo de 1 hora. La reserva rodante se asumió como el 10% de la demanda total de potencia. Se resolvieron tres casos, que se presentan a continuación.

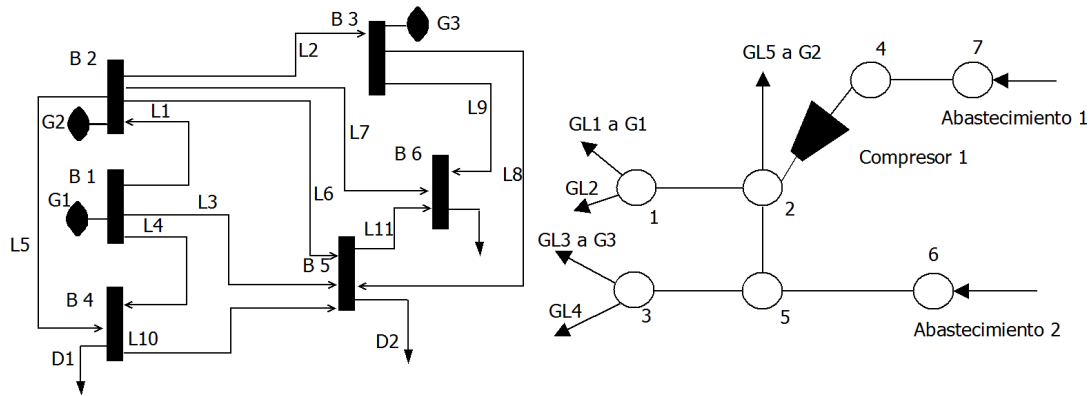


Figura 4.3. Diagrama unifilar de los sistemas eléctrico y de transporte de gas natural.

4.4.1.1. Sistema de 6 barras, sin Restricciones del Sistema de Transporte de Gas. Con generadores que funcionan con gas natural.

Para el primer caso se considera el sistema eléctrico, sin tener en cuenta el sistema de transporte de gas. Por lo cual se supone que la provisión de gas de los generadores es ilimitada y que no existen restricciones de transporte. Los parámetros que caracterizan a los generadores, las reactancias de líneas y los consumos de potencia del sistema se encuentran en [185]. El resto de los datos se enumeran a continuación, en las **Tablas 4.2, 4.3 y 4.4**. Los resultados se comparan en la **Tabla 4.5**.

Tabla 4.2. Información sobre los generadores térmicos. Sistema de 6 barras.

Generador	Coeficientes para la función de costo de combustibles			p_i^{LO} [MW]	p_i^{UP} [MW]	T^{ini} [h]	TD_i [h]	TU_i [h]	DR_i/UR_i [MW/h]
	a [\$/MWh ²]	b [\$/MWh]	c [\$/]						
1	0,0004	13,51	176,95	100	220	4	4	4	55
2	0,001	32,63	129,97	10	100	2	2	3	50
3	0,005	17,70	137,41	10	20	-1	1	1	20

Capítulo 4

Tabla 4.3. Consumos horarios. Sistema de 6 barras, en [MW]

HORA	CARGA	HORA	CARGA	HORA	CARGA
1	175,19	9	205,56	17	256
2	165,15	10	217,20	18	246,74
3	158,67	11	228,61	19	245,97
4	154,73	12	236,1	20	237,35
5	155,06	13	242,18	21	237,31
6	160,48	14	243,6	22	227,14
7	173,39	15	248,86	23	201,05
8	190,4	16	255,79	24	196,75

Tabla 4.4. Datos de las líneas. Sistema de 6 barras

LINEA	Límite [MW]	Reactancia [p.u.]	LINEA	Límite [MW]	Reactancia [p.u.]
1	800	0,1	7	30	0,2
2	100	0,2	8	20	0,26
3	60	0,3	9	50	0,1
4	100	0,25	10	15	0,4
5	600	0,1	11	10	0,3
6	100	0,3			

La programación de las unidades obtenida con Gurobi se muestra en la **Tabla 4.6**. El G1 produce un total de 4759,38 MWh a lo largo de todo el horizonte de programación, el G2 funciona produciendo un total de 229,9 [MWh]; mientras que el G3 produce sólo 70 [MWh] en total. Se presentan los resultados de Gurobi porque, como se verá más adelante, presenta un menor tiempo de procesamiento para la mayoría de los casos.

Tabla 4.5. Resultados de la resolución del sistema de 6 barras, sin restricciones de gas

Resolvidor	Función objetivo	Tiempo de Procesamiento
CPLEX	\$83.863,74	0,203 seg.
Gurobi	\$84.345,47	0,115 seg.

Tabla 4.6. Programación unidades. Sistema 6 barras, sin restricciones de gas.

G	1	2	3	4	5	6	7	8	9	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	
										0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	1	2	3	4
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	1	0	0

4.4.1.2. Sistema eléctrico de seis Barras, con Transporte de Gas y Demanda Residencial Fija. Generadores que funcionan con gas natural.

En segundo lugar se anexaron las restricciones de transporte de gas (4.7-4.28), asumiendo la demanda de gas residencial/comercial invariante, de 6.000 [kcf/h], durante todo el horizonte de programación.

Todos los datos del sistema de transporte de gas natural utilizados en este trabajo (tuberías, nodos, compresor y demandas de gas) se muestran en las **Tablas 4.7-12** ([185]).

Tabla 4.7. Parámetros de los nodos. Sistema de gas de 7 nodos.

NODO	Presión mínima [Psig]	Presión máxima [Psig]	NODO	Presión mínima [Psig]	Presión máxima [Psig]
1	105	150	5	150	200
2	140	170	6	160	240
3	150	195	7	100	140
4	70	100			

Tabla 4.8. Parámetros de las tuberías. Sistema de gas de 7 nodos.

Tubería	Desde el nodo	Hasta el nodo	Cap. [kcf/Psig]
1	1	2	50,6
2	2	5	37,5
3	5	6	45,3
4	3	5	43,5
5	4	7	50,1

Tabla 4.9. Parámetros del compresor en cuanto a costos de combustible. Sistema de gas 7 nodos.

Compresor	a_c [Mbtu/MW ² h]	b_c [Mbtu/MWh]	c_c [Mbtu/h]	H_c^{lo}	H_c^{up}
1	0	0,2	50	400	600

Capítulo 4

Tabla 4.10. Parámetros del compresor en cuanto a especificaciones de funcionamiento. Sistema de gas de 7 nodos.

Compresor	Nodo entrada	Nodo salida	α	K_1	K_2	R_{\min}	R_{\max}
1	4	2	0,25	0,165	0,1	1,6	2,45

Tabla 4.11. Parámetros de suministros. Sistema de gas de 7 nodos.

Suministro	Nodo	Salida mínima [kcf/h]	Salida máxima [kcf/h]
1	7	5300	5300
2	6	1000	6000

Tabla 4.12. Demanda de gas. Sistema de gas de 7 nodos.

Carga	Nodo	Distribución de la Demanda
1	1	Consumo del generador 1
2	1	2/3 de la demanda residencial
3	3	Consumo del generador 3
4	3	1/3 de la demanda residencial
5	2	Consumo del generador 2

La **Tabla 4.13** muestra 10 niveles de presiones (puntos) por cada uno de los dos nodos conectados por la tubería 1 para la aproximación de los flujos de gas en esta tubería. En total la tabla presenta 100 valores. Cada uno de dichos valores fue calculado utilizando la ecuación (4.4) usando como valores de π_r y π_s los datos de cada nivel de presión de nodo. Los datos de las demás tuberías fueron obtenidos con el mismo procedimiento, por este motivo no son incluidos en esta tesis, sí se tienen en cuenta para la resolución de los casos de estudio.

*Modelos MILP Para la optimización del Problema SCUC Incluyendo Abastecimiento Y
Transporte De Gas Natural*

Tabla 4.13. Flujos de gas para la tubería 1. En [kcf]

r/s [Psig]	140	143,3	146,7	150	153,3	156,7	160	163,3	166,7	170
105	-4685,6	-4936,9	-5181,5	-5420,3	-5654,1	-5883,4	-6108,8	-6330,6	-6549,3	-6765,1
110	-4382,1	-4649,8	-4908,8	-5160,2	-5405,2	-5644,7	-5879,2	-6109,4	-6335,7	-6558,5
115	-4040,1	-4329	-4606	-4873,1	-5131,9	-5383,5	-5628,9	-5868,9	-6104,1	-6335,1
120	-3648,8	-3966,4	-4267	-4554	-4829,9	-5096,4	-5355	-5606,7	-5852,5	-6093
125	-3190,2	-3549	-3882,1	-4195,5	-4493,5	-4778,8	-5053,7	-5319,7	-5578,1	-5830
130	-2629,3	-3054,7	-3436	-3786,6	-4114,2	-4424,1	-4719,7	-5003,5	-5277,4	-5543
135	-1876,3	-2436,9	-2900,6	-3308,4	-3678,9	-4022,4	-4345,4	-4652,1	-4945,6	-5228
140	0	-1555	-2212	-2724,9	-3164,5	-3558	-3919,5	-4257	-4575,8	-4879,7
145	1910,1	1109,2	-1115,6	-1943,3	-2523	-3001,8	-3422,5	-3804,4	-4158,1	-4490,3
150	2724,9	2237,6	1591,2	0	-1609	-2287,9	-2817,3	-3270,6	-3676	-4048

Los valores con signos negativos indican que el sentido de circulación del flujo es inverso al supuesto originalmente.

Para el cálculo del flujo de gas correspondiente a la tubería donde se encuentra el compresor 1, se recurre a la siguiente tabla. El flujo de gas que circula por la tubería se calcula como el producto de la variable H_c y el valor que corresponda de la **Tabla 4.14**.

Tabla 4.14. Flujos de gas para el compresor

[Psig]	140	143,3	146,7	150	153,3	156,7	160	163,3	166,7	170
70	12,9	12,9	12,8	12,7	12,6	12,6	12,5	12,4	12,4	12,3
73,3	13,1	13	12,9	12,9	12,8	12,7	12,7	12,6	12,5	12,5
76,7	13,2	13,2	13,1	13	12,9	12,9	12,8	12,7	12,7	12,6
80	13,4	13,3	13,2	13,1	13,1	13	12,9	12,9	12,8	12,7
83,3	13,5	13,4	13,4	13,3	13,2	13,1	13,1	13	12,9	12,9
86,7	13,6	13,6	13,5	13,4	13,3	13,3	13,2	13,1	13,1	13
90	13,8	13,7	13,6	13,5	13,5	13,4	13,3	13,3	13,2	13,1
93,3	13,9	13,8	13,7	13,7	13,6	13,5	13,4	13,4	13,3	13,2
96,7	14	13,9	13,9	13,8	13,7	13,6	13,6	13,5	13,4	13,4
100	14,1	14,1	14	13,9	13,8	13,8	13,7	13,6	13,5	13,5

Los resultados de la resolución se comparan en la **Tabla 4.15**. El incremento en el costo óptimo se debe a la incorporación de las restricciones de transporte de flujos de gas, cuando se compara con el caso en que sólo se considera el sistema eléctrico sin transporte de gas natural. Es importante notar que si la solución obtenida en el caso anterior es aplicada a este problema, la misma resulta infactible, ya que no se verifican las restricciones del transporte de gas.

En la programación de los generadores obtenida con Gurobi se puede observar que: el G1 genera 4196,82 MWh en total trabajando durante 24 horas, el G2 produce un total de 597,52 MWh y funciona 17 horas, y el G3 produce 264,93 MWh funcionando durante 15 horas. Los promedios de flujo de gas transportado por cada tubería según los nodos que conectan durante todo el horizonte de programación se detallan a continuación en *kcf* (miles de pies cúbicos, se usa esta unidad de medida para mantener las unidades del trabajo original de donde se extrajeron los datos): 1-2: 6.722, 2-5: 3.576, 3-5: 2.843, 4-2: 5.493, 4-7: 5.630, 5-6: 6.844. La programación de generadores se detalla en la **Tabla 4.16** para la solución reportada por Gurobi

Tabla 4.15. Resultados de la resolución sistema de 6 barras, incluyendo restricciones de gas, y asumiendo demanda de gas residencial fija

Resolver	Función objetivo	Tiempo de Procesamiento
CPLEX	\$93.107,11	37,407 seg.
Gurobi	\$93.058,91	9,751 seg.

Tabla 4.16. Programación de unidades. Sistema de 6 barras, incluyendo restricciones de gas. Demanda de gas residencial fija.

G	1	2	3	4	5	6	7	8	9	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
										0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0	1	2	3	4
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0

De los resultados obtenidos en esta sección se puede deducir que el hecho de que haya restricciones de gas natural en el modelo implica que aumenten los costos operativos. Esto obedece a que se debe generar electricidad en una manera más costosa, para que pueda ser posible el abastecimiento de las unidades que funcionan con gas natural. La generación programada para el caso anterior no puede obtenerse cuando se consideran las restricciones de gas natural.

También existe un cambio en la programación de la potencia transmitida en la red a partir de la inclusión de las restricciones de gas natural. Al comparar los resultados se observa que todas las líneas presentan variaciones en los valores de los flujos de potencia transmitidos.

4.4.1.3. Sistema eléctrico de seis Barras, con Transporte de Gas y Demanda Residencial Variable. Generadores que funcionan con gas natural.

Para el último caso, se considera una demanda residencial/comercial de gas variable a lo largo del horizonte de programación, que se muestra en la **Tabla 4.17** ([185]). La comparación de resultados se muestra en la **Tabla 4.18**. El incremento en el costo óptimo obtenido respecto al caso anterior obedece a los consumos variables de gas en los puntos GL2 y GL4.

Tabla 4.17. Consumo residencial horario de gas. Sistema de 6 barras, en [kcf/h]

HORA	CARGA	HORA	CARGA	HORA	CARGA
1	5.220	9	6.180	17	6.060
2	4.920	10	6.240	18	6.240
3	4.680	11	6.120	19	6.540
4	4.740	12	6.120	20	6.780
5	5.100	13	6.000	21	6.660
6	5.640	14	5.700	22	6.540
7	5.580	15	5.760	23	6.060
8	6.060	16	5.880	24	5.520

La programación de los generadores obtenida se muestra en la **Tabla 4.19** y la producción total es la siguiente: el G1 produce 4056,73 MWh y trabaja las 24 horas, el G2 produce 695,22 MWh funcionando durante 15 horas, y el G3 produce 307,33 MWh funcionando durante 16 horas. El promedio de flujo de gas en kcf en las 6 tuberías conectando los nodos indicados es el siguiente: 1-2: 6.586, 2-5: 2.976, 3-5: 2.697, 4-2: 5.409, 4-7: 5.545, 5-6: 6.158.

Tabla 4.18. Resultados de la resolución sistema 6 barras, con restricciones de gas, demanda residencial de gas variable

Resolvedor	Función objetivo	Tiempo de Procesamiento
CPLEX	NO ARROJÓ SOLUCIÓN	-
Gurobi	\$94.961,54	29,848 seg.

Tabla 4.19. Programación de unidades. Sistema de 6 barras, incluyendo restricciones de gas. Demanda residencial de gas variable.

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

De los resultados obtenidos en esta sección se observa que el hecho de considerar una demanda residencial de gas variable incrementa los costos. Esto se debe a que hay pequeños incrementos y decrementos en las cargas horarias, lo que hace que se deba realizar una programación que implica generar electricidad en una manera más costosa.

4.5 Análisis gráfico de Resultados

En esta sección se presentan distintos gráficos, donde se pueden comparar los resultados obtenidos para los tres escenarios que fueron estudiados en este capítulo. Las diferencias son analizadas a continuación.

4.5.1 Unidades generadoras

La **Figura 4.4** presenta una comparación de las potencias generadas por la unidad 1 (el generador que más produce) para los tres casos estudiados: cuando no se consideran las restricciones de transporte de gas (G1 Sin R. Transp. Gas), cuando se consideran estas restricciones de gas con demanda residencial fija (G1 R. Transp. Gas DF) y cuando se consideran estas restricciones con demanda de gas residencial variable (G1 R. Transp. Gas DV). Se puede apreciar que para el caso sin restricciones de gas, este generador produce más electricidad, dado que su operación es la más económica. Sin embargo, para los otros dos casos, debe reducirse la generación de esta unidad debido a que no es posible aprovisionarla de gas en la forma requerida para llegar a los niveles de generación anteriores.

La **Figura 4.5** considera los mismos tres casos para el generador 2, mientras que la **Figura 4.6** hace lo propio para el generador 3.

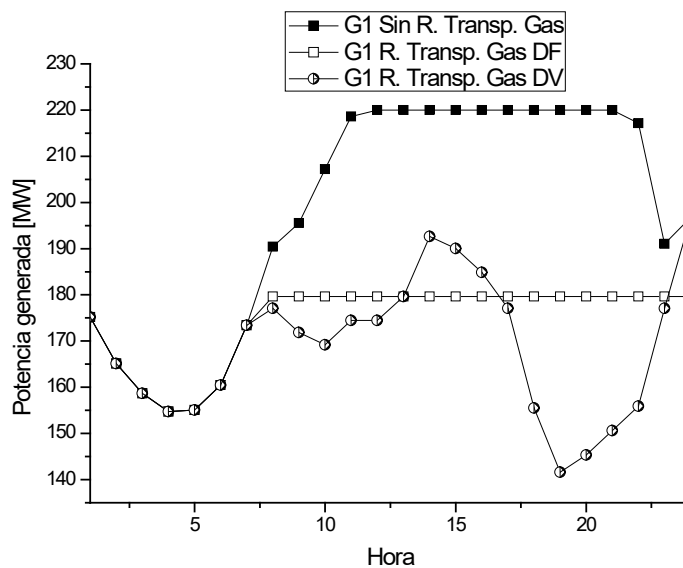


Figura 4.4. Comparación de la potencia generada por el generador 1 para los tres casos resueltos. Sistema de seis barras.

En la **Figura 4.4** se puede observar cómo el hecho de incluir restricciones de transporte de gas obliga al sistema a bajar la generación de potencia del generador 1, y aumentarla en los generadores 2 y 3 (como se aprecia en las **Figuras 4.5** y **4.6**). Esto aumenta el costo total de producción, debido a que los generadores 2 y 3 poseen mayores costos operativos. El promedio de generación horaria para el generador 1 es de 198,3 MWh para el caso sin restricciones de transporte de gas, 174,87 MWh

cuando se incluyen estas restricciones y se asume una demanda residencial de gas fija, y de 169,0 MWh cuando esta demanda se considera variable.

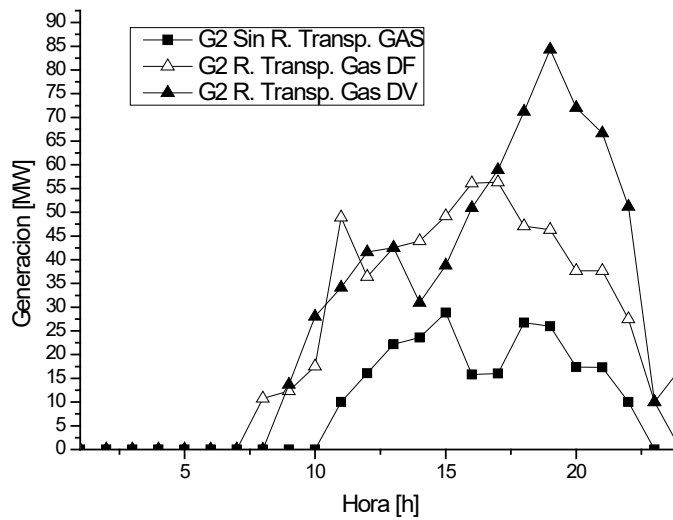


Figura 4.5. Comparación de la potencia generada por el generador 2 para los tres casos resueltos. Sistema de seis barras.

En la Figura 4.5 se observa que la producción del generador 2 aumenta en los casos que incluyen restricciones de transporte de gas. En efecto, este generador tiene un promedio de generación horaria de 9,6 MWh para el caso sin restricciones de transporte de gas; 24.8 MWh cuando se incluyen estas restricciones y se asume una demanda de gas residencial fija; y 29,0 MWh cuando esta demanda se considera variable. Esto implica un aumento de costos operativos del sistema.

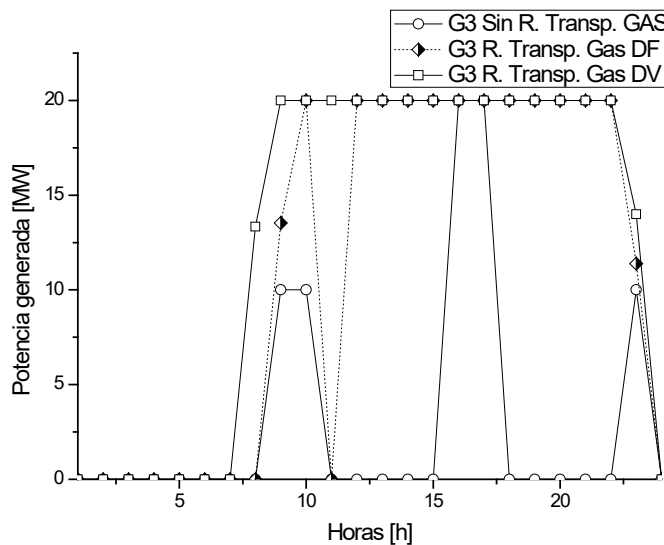


Figura 4.6. Comparación de la potencia generada por el generador 3 para los tres casos resueltos. Sistema de seis barras.

En esta comparación también se ve un aumento de la generación de la unidad 3 para los casos que incluyen restricciones de transporte de gas. El promedio horario de generación del mismo es de 11,0 MWh para el caso que considera demanda residencial de gas fija y 12,9 MWh cuando se la considera variable. Mientras que el caso que no incluye restricciones de transporte de gas sólo tiene un promedio de 2,9 MWh.

4.5.2 Tuberías de gas natural

El flujo de gas por hora en cada una de las tuberías del sistema se muestra en la **Figura 4.7** para el caso donde se asume demanda residencial de gas fija, y en la **Figura 4.8** para el caso en que se considera demanda residencial variable.

En la **Figura 4.7** se puede observar que el flujo de gas en las tuberías conectadas al nodo de abastecimiento 7 se mantiene en un valor casi constante, limitado por los 5.300 kcf fijados. Esto obedece a las restricciones impuesta por los datos del problema, el nodo de abastecimiento tiene un suministro fijo, entonces por las tuberías pasa un flujo casi exacto al valor fijado, tiene pequeñas variaciones por motivos técnicos del gas que es compresible y de las tuberías. En el caso de la tubería conectada al otro nodo de suministro 6, su flujo de gas oscila entre los límites superior e inferior establecidos. Esto ocurre porque se imponen límites superiores e inferiores para este nodo de abastecimiento.

La tubería 4-2 que tiene al compresor de gas mantiene un flujo de gas de valor casi constante a lo largo de todo el horizonte de programación, al igual que la tubería 2-1 que conecta a las unidades generadoras y a la demanda residencial.

El resto de las tuberías tienen flujos de gas oscilantes. Los sentidos de circulación del gas en esas tuberías (de nodo a nodo), es el indicado en las referencias, y se determina según el signo de los valores de flujo: positivo, si el sentido era el supuesto; y negativo sino.

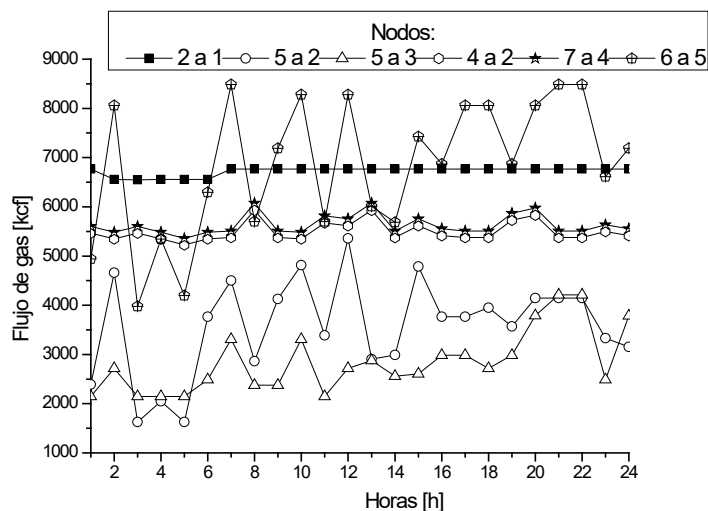


Figura 4.7. Flujos de gas en tuberías para una demanda residencial fija. Sistema de 6 barras

En la **Figura 4.8** se puede observar que el flujo de gas en la tubería conectada al nodo de abastecimiento 7, se mantiene nuevamente en un valor casi constante (5.300 kcf). Mientras que el flujo de gas en la tubería conectada al otro nodo de suministro 6 oscila entre los límites superior e inferior establecidos.

La tubería 4-2 (compresor de gas) mantiene flujos de gas con valores entre 5.000 y 6.000 kcf, y la tubería 2-1 que conecta a las unidades generadoras y a la demanda residencial también tiene valores de flujos de gas con poca oscilación.

Las demás tuberías tienen valores de flujo de gas que oscilan bastante, en comparación con las que se nombraron anteriormente, esto se debe a que se encuentran más alejadas de los nodos de abastecimiento y los nodos de consumo. Y por tanto están sujetas a mayores variaciones de cargas, y conectan tuberías que traen flujos de abastecimiento con flujo de cargas.

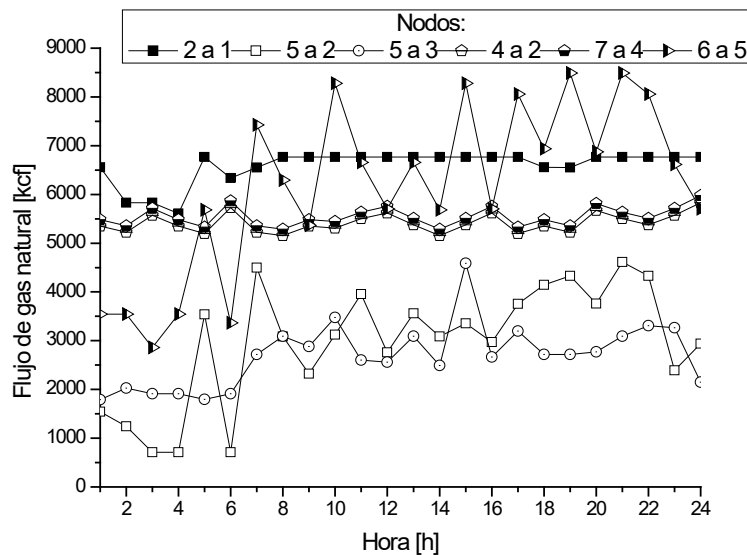


Figura 4.8. Flujos de gas en tuberías para una demanda residencial variable. Sistema de 6 barras.

4.6 Discusión de Resultados del problema SCUC de generación térmica con restricciones de transporte de gas natural

En este capítulo se ha propuesto un modelo MILP que permite resolver el problema de Asignación de Unidades con Restricciones de Seguridad, considerando el sistema eléctrico y el sistema de transporte de gas natural. Se implementaron aproximaciones lineales para las restricciones no lineales que surgen en el modelado matemático del problema. De la comparación de los tres casos de estudios presentados, se puede corroborar la importancia de considerar las restricciones de transporte de gas en el sistema eléctrico. La inclusión de estas provoca un aumento del 10,3% en el costo total, debido a que el sistema opera con una combinación de generadores más costosa para poder satisfacer estas restricciones de transporte de

Capítulo 4

gas. Para verificar la importancia de estas restricciones, se aplicó la solución del problema SCUC sin las restricciones del transporte de gas, en el modelo que las contempla, y la misma resultó infactible. Esto significa que no sería posible abastecer a las unidades generadoras del combustible necesario para los niveles de generación obtenidos; es decir, esta solución no podría aplicarse.

Por otra parte, de los dos resolvedores implementados, Gurobi mostró una mejor performance, concluyendo con tiempos 1,77 y 3,84 veces más rápidos que CPLEX para los dos primeros casos y con costos operativos óptimos similares. Mientras que en el tercer caso, CPLEX no consiguió hallar una solución factible en el tiempo límite fijado.

El modelo presentado en el capítulo difiere de otros presentados en la literatura debido a que modela aspectos que a veces no son tenidos en cuenta, como el efecto de line-pack. Además, presenta un modelado del transporte de gas en tuberías con compresores que mantiene la existencia de la variable continua que representa la potencia del compresor, esto permite obtener modelos más ajustados a la realidad, y soluciones más precisas.

El modelo fue aplicado a un sistema de pequeña escala y si se desea aplicarlo a un sistema de mayor envergadura es posible que sea necesario recurrir a técnicas para reducir los tiempos de cálculo.

Nomenclatura Índices

i	Unidad térmica de gas natural
t	Período de tiempo
l	Línea de transmisión
bu	Barra de transferencia
ld	Carga de potencia
bu_i/bu_o	Barra de entrada/salida
r/s	Nodo de gas natural
$gl / s / c$	Carga/abastecimiento/compresor de gas natural
$lg/kg /lg$	Segmentos de aproximación del sistema de gas natural para las presiones

Constantes

$a_i, b_i, c_i,$	Coefficientes de costo de combustible para la unidad i
$dkt_{c,bu,t}$	Consumo de potencia c en la barra bu en el período de tiempo t
I	Número total de unidades
T	Horizonte de programación
R_t	Reserva rodante en el tiempo t
p_i^{LO} / p_i^{UP}	Límite inferior/superior de potencia para la unidad i
$f_{r,s}^{UP} / f_{r,s}^{LO}$	Límite inferior/superior de la tubería de gas que conecta los nodos r y s [psig]
H_c^{UP} / H_c^{LO}	Límite inferior/superior de potencia del compresor c .
$GL/S/GN/C$	Número total de cargas/abastecimiento/nodos/compresores de gas
$f_{r,s,c,jg,kg,lg}^a$	Flujo de gas para la región designada [kcf]

Capítulo 4

$JG/KG /LG$

Total de segmentos del sistema de gas natural

Variables

$u_{i,t}$	Variable binaria de activación de la unidad térmica i en el período de tiempo t
$p_{i,t}$	Potencia generada por la unidad térmica i en el período de tiempo t [MW]
$f_{i,t}$	Consumo de gas de la unidad térmica i en el período de tiempo t [kcf]
$f_{r,s,t}$	Flujo de gas natural desde el nodo r al nodo s en el período de tiempo t [kcf]
$\pi_{r/s}$	Presión del nodo r/s [psig].
HP_c	Potencia del compresor c .
$LP_{r,s}$	Line-pack para la tubería que conecta r con s

*Modelos MILP Para la optimización del Problema SCUC Incluyendo Abastecimiento Y
Transporte De Gas Natural*

Capítulo 5 Modelos MILP para la optimización del problema SCUC incluyendo de manera integral: generación hidrotérmica, estaciones de bombeo y transporte de gas natural

5.1 Introducción

En la actualidad, el suministro de energía utilizando los recursos existentes, junto con la incorporación de nuevas fuentes de energía renovables, sigue cobrando relevancia mundial. Los combustibles fósiles siguen siendo la fuente de energía más utilizada y si se agrega la energía hidráulica como fuente, el porcentaje de la matriz energética abastecida por estos dos tipos de fuentes representa gran parte del total [203].

Cuando el problema de UC incluye la generación de energía hidráulica, se conoce como Problema de Asignación de la Unidades Hidráulicas (HUC). Las Unidades de Almacenamiento por Bombeo (PSU por sus siglas en inglés) juegan un papel importante en los sistemas hidrotérmicos, ellas permiten el almacenamiento de energía en forma de agua que se bombea desde un depósito inferior a uno superior, estos dispositivos fueron explicados con mayor detalle en el Capítulo 3.

Cuando se consideran las limitaciones de transmisión en un problema UC/HUC, el problema se conoce como Asignación de Unidades con Restricciones de Transmisión (SCUC). La literatura proporciona dos maneras principales de modelar las restricciones de transmisión en los sistemas de potencia. El modelo de flujo de potencia de AC [87], el cual como se ilustró en capítulos anteriores, se caracteriza por el alto nivel de descripción, proporcionando información sobre cuatro variables para cada barra. Pero su desventaja es la alta demanda de requerimientos computacionales debido a las no linealidades y el elevado número de variables adicionales. Es por eso que se ha desarrollado el modelo de flujo de potencia DC [96], que se obtiene a partir de la linealización del modelo AC sobre la base de algunas suposiciones. Por lo tanto, el modelo DC proporciona menos nivel de detalle que los modelos AC, pero su ventaja principal consiste en un ahorro computacional significativo y garantía de optimalidad global.

Dada la importancia que tienen las unidades de generación térmica (porque siguen siendo la fuente más utilizada mundialmente, incluidas turbinas de gas), y de generación hidráulica (a nivel mundial ocupa también un lugar importante, incluso en países como Argentina llega al 30% del total [204]), es que surge la necesidad de programar sistemas que comprenden todos estos tipos de generaciones. A nivel mundial, las fuentes térmicas e hidráulicas constituyen el 88,6% del total de

generación, según [45]. Esto se detalla en la **Figura 5.1**, especificando los tipos de fuentes.

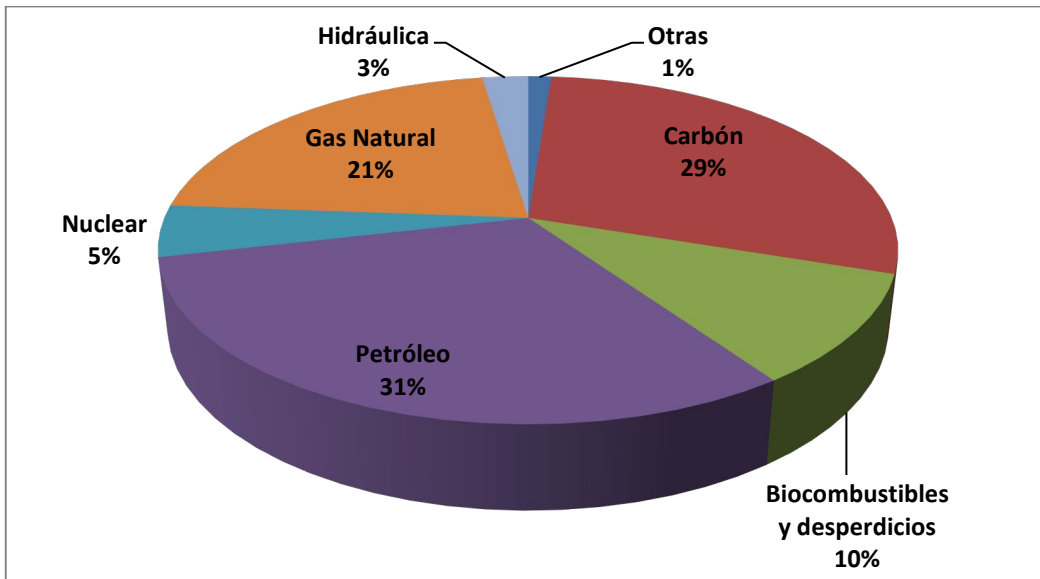


Figura 5.1. Participación a nivel mundial de las distintas fuentes generadoras de electricidad ([45]).

La **Figura 5.2** muestra la participación de las distintas fuentes de generación de electricidad en el Mercado Eléctrico Mayorista de Argentina durante el mes de enero de 2017, según datos de la Comisión Nacional de Energía Atómica.

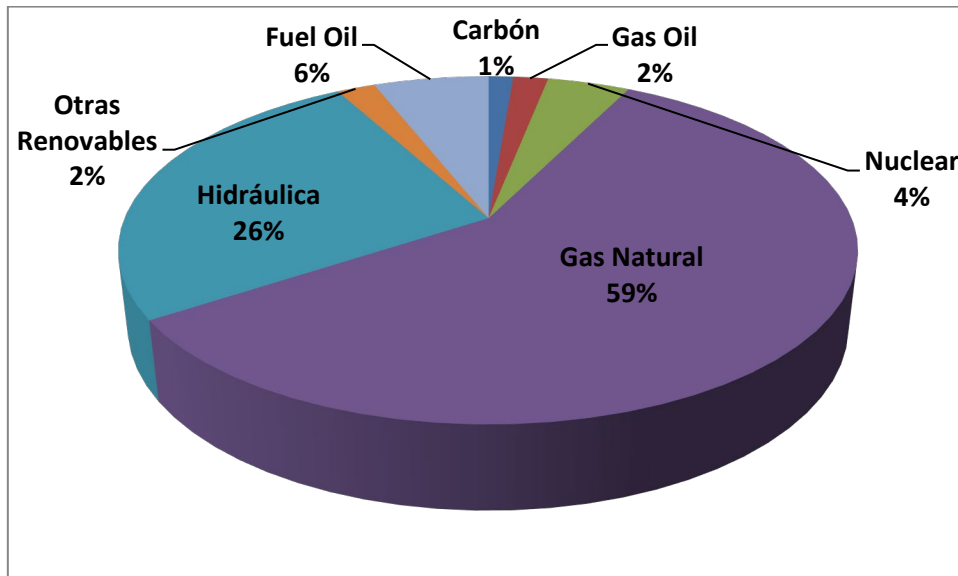


Figura 5.2. Participación de las distintas fuentes generadoras de electricidad en el MEM argentino, enero 2017 ([205]).

En la **Figura 5.2** se puede observar que la generación de fuentes térmicas e hidráulicas comprende el 94% del total de generación. Además en la actualidad, casi el 87% de las fuentes fósiles empleadas en el país corresponde al gas natural, [205]. Por lo cual también es muy importante considerar cómo es el transporte de este combustible para los sistemas eléctricos. Además como se discutió en el segundo capítulo, las restricciones pertenecientes a las líneas de transmisión no pueden dejarse de lado, de manera de obtener soluciones factibles y evitar sobrecargas en las líneas.

Sin embargo, un problema matemático que incluya unidades térmicas, PSUs, y restricciones de transmisión y de transporte de gas natural, es complejo de modelar y resolver debido a cinco razones principales:

(1) Las unidades térmicas presentan diferentes coeficientes de costo de combustible (que afectan a la variable de potencia generada y al cuadrado de esta variable), límites de potencia, número mínimo de horas de parada / arranque y límites de rampa [137].

(2) Las PSUs tienen zonas de trabajo prohibidas y su desempeño se representa por relaciones no lineales. Además, los problemas HUC involucran las restricciones que consideran la dinámica de los niveles del reservorio ([131], [139]).

(3) Si se modelan las restricciones de transmisión utilizando el modelo de flujo de potencia DC, habrá 2 variables para cada bus del sistema de potencia. Por el contrario, si se adopta el modelo de flujo AC para modelar las restricciones de transmisión, habrá 4 variables para cada barra de transferencia y funciones no lineales [91], [140].

(4) Se imponen condiciones cíclicas a la operación de los embalses: el nivel de los reservorios al final del horizonte de programación debe ser igual al inicial.

(5) El flujo en tuberías de los sistemas de transporte de gas natural se modela a través de ecuaciones no lineales. Esto implica un elevado costo computacional para resolver el sistema, sobre todo en sistemas de gran escala ([191]).

El gas natural se ha convertido en un recurso energético esencial para el futuro y una opción conveniente para alimentar unidades térmicas en sistemas de potencia. Sus principales beneficios para las unidades generadoras son costos de inversión más bajos, alta eficiencia y rápido inicio, además del bajo precio del suministro de gas natural y la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero ([167]). Las características del gas natural como combustible fueron detalladas en el Capítulo 4.

Claramente, cualquier fluctuación en el precio del gas natural, afecta directamente el costo de la generación de energía con este tipo de unidades. Además, el suministro de las unidades generadoras podría reducirse significativamente en invierno, ya que las empresas de gas natural priorizan el consumo residencial. Para superar estas dificultades es necesario desarrollar una correcta coordinación con centrales térmicas abastecidas por otros combustibles, y/o con centrales hidráulicas.

En este capítulo se presenta un modelo matemático que contempla todos los elementos de generación, transmisión y transporte mencionados. El modelo será aplicado a un sistema integral con las siguientes características:

- El sistema eléctrico cuenta con generadores de diversas características, líneas de transmisión, barras de transmisión, y cargas de demanda de electricidad.
- El sistema hidráulico, está formado por centrales hidroeléctricas, con sus respectivos embalses, afluentes, y unidades generadoras que son reversibles (sistemas de acumulación por bombeo).
- El sistema de gas natural se encarga de aprovisionar de combustible tanto a las unidades generadoras como las demandas residenciales. Para lograr esto, se sirve de tuberías y compresores de gas.

5.2. Modelado matemático del problema SCUC para un sistema que integra la generación térmica, centrales de bombeo y transporte de gas natural

El objetivo del problema SCUC es determinar la programación óptima de las unidades generadoras en un sistema eléctrico, con el objeto de satisfacer una demanda programada, tomando en cuenta restricciones específicas.

La función objetivo determina el costo total de producir electricidad en un sistema que considera unidades térmicas, hidráulicas y suministro de gas natural. La primera parte de la función objetivo (5.1), es el costo operacional de las unidades térmicas que funcionan con otro combustible distinto al gas natural. La segunda sumatoria es el costo operacional de suministrar un flujo de gas natural a las unidades que lo requieren. La parte no lineal de la función objetivo será linealizada para obtener un modelo MILP.

$$\min Fc = \sum_{i=1}^I \sum_{t=1}^T [(a_i u_{i,t} + b_i p_{i,t} + c_i p_{i,t}^2) + cu_{i,t} + cd_{i,t}] + \sum_{ig=1}^{IG} \sum_{t=1}^T f_{ig,t} \lambda_{ig} \quad (5.1)$$

La restricción de potencia del sistema con estas unidades es la siguiente:

$$\sum_{ld=1}^{LD} bkt_{ld,t} \leq \sum_{i=1}^I p_{i,t} + \sum_{i=1}^{IG} p_{ig,t} + \sum_{x=1}^X e_{x,t}, \quad t = 1, \dots, T \quad (5.2)$$

La restricción de la reserva rodante para este sistema de potencia es la siguiente:

$$\sum_{ld=1}^{LD} bkt_{ld,t} + R_t \leq \sum_{i=1}^I p_i^{UP} u_{i,t} + \sum_{x=1}^X pg_{x,t}^{UP} z_{gen_{x,t}} + \sum_{ig=1}^{IG} p_{ig}^{UP} u_{ig,t} \quad t = 1, \dots, T \quad (5.3)$$

5.2.1. Restricciones de los generadores térmicos

Las restricciones propias de las unidades térmicas, tanto para las que funcionan con gas natural como las que funcionan con otro combustible, fueron enunciadas en el Capítulo 2, Sección 2.4.1. Estas restricciones son válidas para ambos tipos de unidades; sin embargo las turbinas de gas natural tienen algunas particularidades.

El flujo de gas natural que consumen las unidades de gas (*ig*) para producir potencia se define a continuación.

$$f_{ig,t} = a_{ig} p_{ig,t}^2 + b_{ig} p_{ig,t} + c_{ig} \quad , \quad ig = 1, \dots, IG; t = 1, \dots, T \quad (5.4)$$

Esta ecuación al igual que la función objetivo tiene un término no lineal, que será linealizado mediante la incorporación de planos subestimadores ajustados, de manera de obtener un modelo MILP.

El flujo de gas consumido tiene límites superiores e inferiores:

$$u_{ig,t} f_{ig}^{up} \leq f_{ig,t} \leq f_{ig}^{up} u_{ig,t}, \quad ig = 1, \dots, IG; t = 1, \dots, T \quad (5.5)$$

5.2.2. Restricciones del sistema hidráulico.

Estas restricciones fueron enunciadas oportunamente en el Capítulo 3 de esta tesis. En la sección 3.2 se presentaron las restricciones para sistemas hidráulicos con centrales hidroeléctricas, y para centrales de acumulación por bombeo en la Sección 3.3. A su vez, las respectivas aproximaciones lineales fueron descritas en la Sección 3.4.

5.2.3. Restricciones de transmisión para el sistema eléctrico

El modelo de transmisión de potencia empleado es el modelo DC, el cual fue detallado en el Capítulo 2, Sección 2.5.2. Para este capítulo donde el sistema tratado incluye generación hidrotérmica, centrales de bombeo, restricción de transmisión y transporte de gas natural, las restricciones se detallan a continuación.

La potencia activa transmitida por una línea *l* que conecta las barras *bu_i* y *bu_o* es:

$$p_{l_{bu_i bu_o}} = -b_{bu_i bu_o} \theta_{bu_i bu_o} = \frac{\theta_{bu_i} - \theta_{bu_o}}{rx_{bu_i bu_o}} = \frac{\theta_{bu_i} - \theta_{bu_o}}{rx_l}$$

Modelos MILP para la optimización del problema SCUC incluyendo de manera integral: generación hidrotérmica, estaciones de bombeo y transporte de gas natural

$$bu_i = 1, \dots, BU; bu_o = 1, \dots, BU; l = 1, \dots, L \quad (5.6)$$

Las potencias de línea y ángulos de voltajes se encuentran acotados por:

$$p_{-l_{bu_i bu_o}}^{LO} \leq p_{-l_{bu_i bu_o}} \leq p_{l_{bu_i bu_o}}^{UP}, \quad bu_i = 1, \dots, BU; bu_o = 1, \dots, BU \quad (5.7)$$

$$\theta_{bu_i bu_o}^{LO} \leq \theta_{bu_i bu_o} \leq \theta_{bu_i bu_o}^{UP}, \quad bu_i = 1, \dots, BU; bu_o = 1, \dots, BU \quad (5.8)$$

El balance de potencia en barras se establece como:

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^I p_{i,bu,t} + \sum_{ig=1}^{IG} p_{ig,bu,t} + \sum_{x=1}^X e_{x,bu,t} \\ + \sum_{l=1}^L \sum_{bu_o=1}^{BU} p_{-l_{bu_i=bu,bu_o,t}} - \sum_{l=1}^L \sum_{bu_i=1}^{BU} p_{-l_{bu_i,bu_o=bu,t}} \\ = \sum_{bu_o=1}^{BU} \left(\frac{\theta_{bu_i=bu,t} - \theta_{bu_o=bu,t}}{x_{bu_i,bu_o}} \right) - \sum_{bu_i=1}^{BU} \left(\frac{\theta_{bu_o=bu,t} - \theta_{bu_i=bu,t}}{x_{bu_i,bu_o}} \right) \\ = \sum_{c=1}^C dkt_{c,bu,t} \end{aligned}$$

$$t = 1, \dots, T, \quad bu = 1, \dots, BU$$

(5.9)

5.2.4. Restricciones de transporte para el sistema de gas natural

Las restricciones propias del sistema de gas natural, adoptando el modelo de estado estable fueron descritas en el Capítulo 4, Sección 4.2.3. Mientras que en la Sección 4.3 se presentó un método de linealización para obtener un modelo MILP que permita obtener soluciones factibles con tiempos computacionales eficientes.

El balance nodal del sistema de gas natural se presenta en la ecuación (5.10). Éste, establece que la suma del flujo de gas entrando a un nodo debe ser igual a la suma de gas saliente o consumido.

$$\begin{aligned} \sum_{ig=1}^{IG} f_{ig,r,t} + \sum_{c=1}^C F_{c,r,t}(H_{c,t}) + \sum_{gl=1}^{GL} FGL_{gl,r,t} + \sum_{s=1}^{GN} f_{s,r,t} - \sum_{s=1}^{GN} f_{r,s,t} \\ = \sum_{gs=1}^{GS} FGS_{gs,r,t} \end{aligned}$$

$$t = 1, \dots, T, \quad r = 1, \dots, R \quad (5.10)$$

5.3. Resolución de problemas SCUC integrando generación hidrotérmica con bombeo y transporte de gas

En esta sección se analizará y resolverá el modelado de un sistema que incluye todas estas fuentes de energía, a través de la aplicación de las restricciones lineales, y las que son obtenidas a partir de los métodos presentados previamente.

5.3.1. Resolución del Sistema de 31 barras

El modelo MILP presentado en esta sección fue programado en GAMS y resuelto con los resolvers comerciales Gurobi y CPLEX. Los resultados se obtuvieron en una PC equipada con Intel i5 750 (2,67 Ghz) y 4 Gb de RAM. Se presentan los resultados obtenidos para el sistema IEEE de 31 barras modificado con un sistema de gas natural de 7 nodos para ilustrar la eficacia del modelo MILP. Se considerarán tres casos de prueba y un horizonte de 24 horas. Los criterios de terminación para ambos resolvers se establecen para un gap relativo de 0,01 y un tiempo de procesamiento máximo de 2.000 seg. Las programaciones presentadas son las obtenidas utilizando Gurobi.

5.3.1.1. Problema SCUC sin restricciones de transporte de gas natural

El sistema eléctrico está compuesto por 31 barras, 13 unidades térmicas que funcionan con otro combustible distinto al gas natural, 3 unidades térmicas de gas natural, 2 PSUs y 43 líneas. El sistema hidráulico es uno real que está compuesto por dos PSUs conectadas por un depósito superior común de 150 Mm³ y dos depósitos inferiores con capacidades de 8 y 12 Mm³ respectivamente. Los sistemas hidráulicos y de potencia se muestran en la **Figura 5.3**.

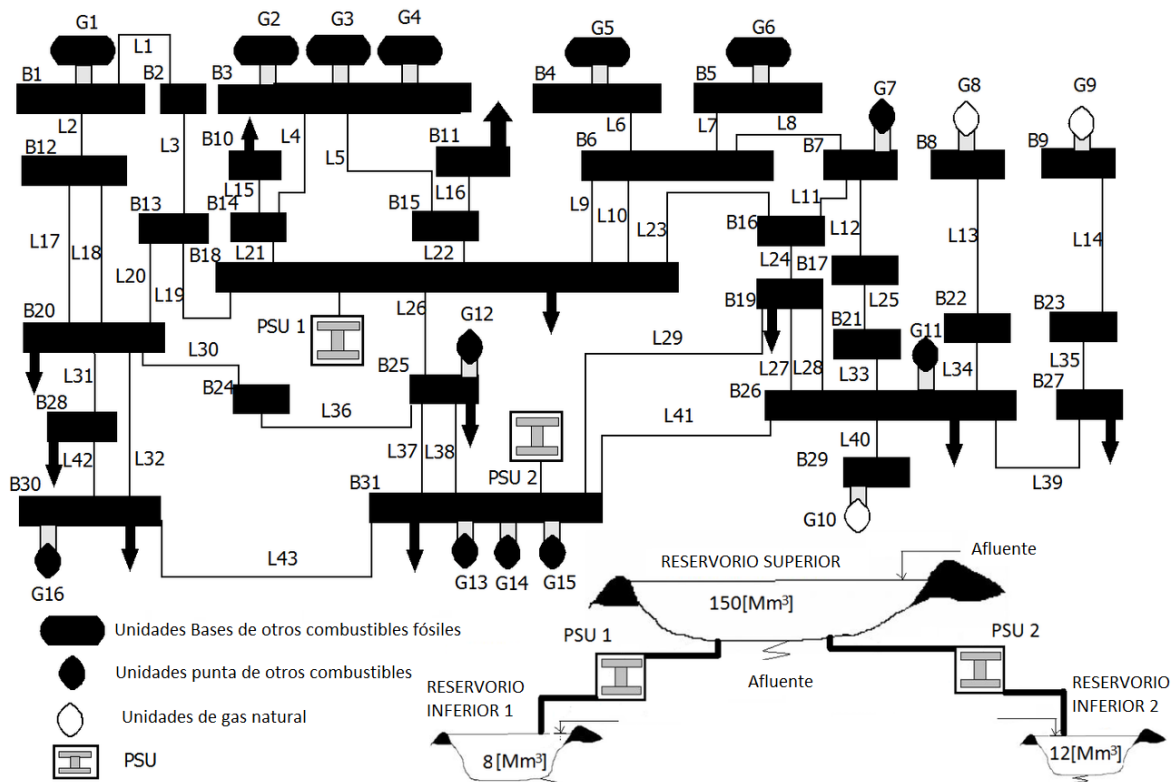


Figura 5.3. Sistema eléctrico de 31 barras e hidráulico con 2 PSUs.

En este caso de base, no se incluyen las restricciones de transporte de gas natural.

La información de demanda del sistema eléctrico y las capacidades de línea se pueden encontrar en [69]. Los datos correspondientes a las 13 unidades térmicas que funcionan con un combustible fósil distinto al gas natural se presentan en la **Tabla 5.1**.

En el sistema hidráulico, la cantidad de agua en el depósito superior está cerca de la capacidad máxima por la mañana, y la variación del nivel del agua de este reservorio es inferior al 10%. Los datos para las 2 PSU y reservorios se encuentran en [206] y fueron presentados en los Capítulos 3 y 4.

Capítulo 5

Tabla 5.1. Datos de unidades térmicas abastecidas por combustibles distintos al gas natural

Unidad	p_i^{LO} [MW]	p_i^{UP} [MW]	a_i [\$/h]	b_i [\$/MWh]	c_i [\$/MW ² h]	UR_i/DR_i [MWh]
1	300	675	62	2,92	0,000512	0
2	360	810	64	2,55	0,0005241	0
3	360	810	65	2,55	0,0005311	0
4	360	810	78	2,55	0,000534	200
5	300	937	80	2,02	0,000411	180
6	300	937	65	2,02	0,000421	180
7	240	1080	192	136,08	0,001523	200
11	90	607	57	406,71	0,063123	0
12	120	1125	126	334,01	0,059512	0
13	150	1406	147	292,32	0,052511	0
14	52	353	110	455,11	0,066534	0
15	60	270	214	219,32	0,001812	0
16	120	750	220	143,15	0,001712	0
Unidad	Hsc_i [\\$]	Csc_i [\\$]	TU_i [h]	TD_i [h]	T_i^{cold} [h]	T_i^{ini} [h]
1	2120,8	2597,6	5	6	12	5
2	1572,9	1912,4	5	6	12	5
3	2277,5	2765,8	5	6	12	5
4	2350,7	2862,3	5	6	12	5
5	2227,5	2715,8	5	6	12	5
6	2077,5	2565,8	5	6	12	5
7	2403,9	2938,7	5	6	12	5
11	27,8	33,6	1	1	2	-1
12	1370,9	1645,3	3	4	8	-4
13	1624,6	2019,9	3	4	8	-4
14	45,8	51,6	1	1	2	-1
15	24,6	29,3	1	1	2	-1
16	1198,5	1477,6	3	4	8	-4

Para las unidades de gas natural, se asume que 1 *pie cúbico* de gas natural produce 1.000 BTU aproximadamente, por lo que 1 kcf (mil pies cúbicos) de gas es comparable a 1 MBTU. En el Sistema Internacional de Unidades (SI), 1 BTU es aproximadamente 1054,3503 joules y 1 *pie cúbico* es aproximadamente 0,0283168 *metros cúbicos*. Los datos de las unidades de gas necesarios para este caso se enumeran en [185], donde las cantidades de flujo de gas están dadas en kcf.

El costo operacional de la solución obtenida al resolver el modelo con el solver Gurobi es de \$5.996.584,8, con un tiempo de procesamiento de 6,7 segundos. La programación de las 3 unidades térmicas de gas natural se presenta en la **Tabla 5.2**. El costo operacional diario obtenido con CPLEX es de \$6.039.604,0, con un tiempo de procesamiento de 43,8 segundos.

Modelos MILP para la optimización del problema SCUC incluyendo de manera integral: generación hidrotérmica, estaciones de bombeo y transporte de gas natural

El modelo tiene 12.656 ecuaciones, 4.967 variables continuas y 888 variables binarias.

Tabla 5.2. Programación del despacho de las unidades abastecidas con gas natural [MW]. Caso 5.3.1.1.

Unid.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
8	0	0	0	0	0	0	165	220	220	208.3	220	220
9	0	0	0	0	0	0	0	100	95,1	45,1	95,1	100
10	10	20	20	0	0	20	20	20	20	20	20	20
Unid.	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
8	220	220	220	220	220	220	220	165	200,6	0	0	0
9	83.2	60	10	22,9	10	50,2	100	0	0	0	0	0
10	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20

El pico de demanda de electricidad se da a la hora 12, cuando la demanda de gas de las unidades 8-10 es 3.391,15 kcf, 3.442,97 kcf y 491,41 kcf, respectivamente. El total de gas natural consumido por estas unidades durante las 24 horas es de 48.682,30 kcf, 27.049,53 kcf y 10.634,02 kcf, respectivamente, correspondientes a cada unidad.

La **Tabla 5.3** muestra los flujos de potencia en la línea de transmisión 1 para este caso. Se puede observar que hay valores negativos para las horas 1-6 y 10-12. Esto significa que el sentido de circulación del flujo de potencia es contrario al supuesto. Sólo se muestra los datos correspondientes a la línea 1 para facilitar el entendimiento del lector.

Tabla 5.3. Flujos de potencia en la línea de transmisión 1, en [MW]. Caso 5.3.1.1.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
-8	-9	-10	-8	-9	-11	198	197	195	205	204	206
13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
205	194	195	196	195	204	205	205	198	-13	-11	-10

5.3.1.2. Problema SCUC con restricciones de transporte de gas natural.

Demanda residencial de gas fija.

En este caso, el problema de SCUC considerado es el mismo que en el caso anterior, con la incorporación de restricciones de transporte de gas natural. El sistema de distribución de gas natural de 7 nodos, incluido en este caso, se representa en la **Figura 5.4**. El sistema tiene 5 tuberías, un compresor, cinco cargas de gas, y 2 nodos para suministrar gas. Los parámetros de este sistema se dan en [185]. La demanda de gas residencial total se fija en 6.000 kcf/h; y esta cantidad debe añadirse a la demanda de gas de las unidades térmicas en el consumo total de gas natural.

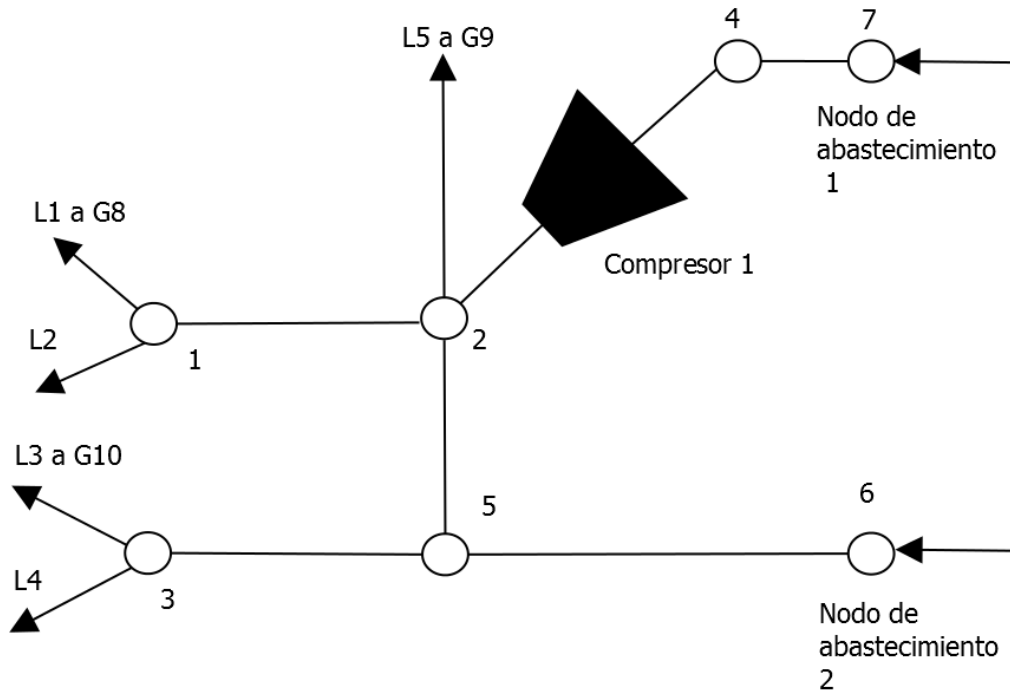


Figura 5.4. Sistema de transporte de gas natural de 7 nodos.

Si la solución obtenida para el caso anterior es aplicada para resolver este caso, resulta ser infactible y demuestra la importancia de considerar las restricciones de distribución de gas natural en el problema SCUC.

El costo operacional de la solución obtenida con el solver Gurobi en este caso representa un aumento de 0,67% en comparación con el caso anterior. El tiempo de procesamiento fue de 123,0 seg. Cuando se utiliza el resolvidor CPLEX, la solución obtenida constituye un aumento en el costo del 3%, comparado con el del caso de la sección anterior y el tiempo de cómputo es de 140,8 seg.

El modelo tiene 47.600 ecuaciones, 8.639 variables continuas y 4.248 variables binarias.

Los flujos de gases aproximados del nodo r al nodo s , $f_{r,s}$ se han calculado usando la aproximación lineal propuesta en el Capítulo 4, con diez puntos de muestra para cada rango de presión de nodo. Los valores negativos indican que la dirección del flujo es invertida a la supuesta.

Las cantidades de gas necesarias para cubrir la carga máxima de potencia a la hora 12 por las tres unidades de gas natural son 3.391,15 kcf, 3.442,97 kcf y 491,41 kcf, respectivamente. Mientras que las cantidades diarias de gas natural para las mismas unidades son 45.559,36 kcf, 32.704,80 kcf y 11.302,43 kcf, respectivamente.

La Tabla 5.4 presenta los valores de flujo de gas natural para la tubería que conecta el nodo 2 con el nodo 5 durante todo el horizonte de programación. Se observa un valor fluctuante de los flujos de gas, debido a la demanda fluctuante de los generadores dado que la demanda de electricidad es variable por hora. Solo se

Modelos MILP para la optimización del problema SCUC incluyendo de manera integral: generación hidrotérmica, estaciones de bombeo y transporte de gas natural

muestran los valores de una tubería para facilitar la lectura de los resultados, el cambio en el signo del valor de flujo indica que hay un cambio de sentido de circulación.

Tabla 5.4. Flujo horario de gas natural en la tubería entre nodos 2-5. En [kcf]. Caso 5.3.1.2.

1	2	3	4	5	6	7	8
-1034,14	-3539,46	1006,92	-3755,78	-3578,24	-3539,46	-2573,91	-2266,53
9	10	11	12	13	14	15	16
-3539,46	-4108,76	-3333,33	-3333,33	-2968,59	-2864,11	-2389,58	-2989,86
17	18	19	20	21	22	23	24
-3957,02	-2500,35	-3943,83	-3539,46	-1409,29	-1950,34	-1950,34	-2204,79

De haber cambios en el signo (positivo o negativo) del valor del flujo esto significa que el sentido de la circulación cambia. El modelo admite el cambio de sentido de circulación. Esto es muy útil en el caso que se quiera cambiar por ejemplo que un nodo de abastecimiento resulte de consumo o viceversa.

5.3.1.3. Problema SCUC con restricciones de transporte de gas natural. Demanda residencial de gas variable.

Para este caso, las ecuaciones implementadas son las mismas que las utilizadas en el caso anterior. Pero en este caso, se considera una carga de gas natural fluctuante; los datos se dan en la Tabla XXIII en [185]. El costo operacional diario de la solución obtenida con el solver Gurobi es \$7.081.362,8, lo que representa un aumento de 18% en comparación con el Caso 5.3.1.2. El tiempo de procesamiento requerido fue de 154,4 seg. El despacho económico para las unidades de gas natural se muestra en la **Tabla 5.5**. En este caso, no se encontraron soluciones factibles usando CPLEX para el límite de tiempo adoptado.

La cantidad de variables y ecuaciones es la misma que en el Caso 5.3.1.2.

El gas consumido por las tres unidades de gas en la hora 12 es 2.469,29 kcf, 1.728,90 kcf y 337,07 kcf, respectivamente. Mientras que las cantidades totales consumidas a lo largo de las 24 horas son 23.597,51 kcf, 16.568,56 kcf y 9.903,85 kcf, respectivamente.

Capítulo 5

Tabla 5.5. Despacho de las unidades de gas natural, en [MW]. Caso 5.3.1.3.

Un.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
8	0	0	0	0	0	0	108,4	163,4	112,8	154,9	160,2	160,2
9	0	0	0	0	0	0	0	47,3	10	26,4	48,6	48,6
10	0	20	20	20	20	20	20	20	18,8	20	20	11,3
Un.	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
8	165,5	0	0	0	0	106,4	141,6	112,6	136,8	0	0	0
9	48,6	35,3	68,1	0	0	0	62,5	56,2	10	47,29	0	0
10	20	20	20	20	20	0	0	15,11	0	20	20	20

5.3.2. Comparación de Resultados

Una interpretación apropiada de los resultados es crucial para mejorar las operaciones relacionadas con los sistemas eléctricos y de gas natural. Para alcanzar este objetivo, se presentan las siguientes gráficas que ilustran los resultados del Caso 5.3.1.3, del problema SCUC con restricciones de transporte de gas natural con demanda residencial de gas variable.

El perfil de generación para este caso se representa en la **Figura 5.5**. Durante todo el horizonte de programación, el sistema de potencia produce una cantidad de 130.659,3 MWh para satisfacer la demanda prevista.

Las unidades térmicas que no funcionan con gas natural producen el 92% de la potencia total producida. Las unidades base 3-6 trabajan durante las 24 horas, ya que implican menores costos de producción por cada MWh, pero mayores costos de arranque y parada. Por lo tanto, resulta ventajoso económicamente tener estas unidades en línea tanto tiempo como sea posible.

Es importante hacer una mención sobre la distribución de generación de electricidad entre las distintas unidades de estos casos de estudio. Como se observa en los resultados, la contribución a la generación de las unidades térmicas que funcionan con combustibles que no son gas natural, es mucho mayor que la de las unidades de gas natural. Esto obedece a que se quiso mantener los datos del sistema de transporte de gas reportado en [185], el cual es uno de los sistemas mejor documentados en la bibliografía en cuanto a cantidad de datos aportados, y ha sido considerado como un problema de referencia por numerosos autores ([207]–[209]). Sin embargo, al incluir este sistema de gas natural en el sistema eléctrico de 31 barras es inevitable que la capacidad instalada de las 3 turbinas de gas sea considerablemente menor respecto a los 13 generadores térmicos que funcionan con otros combustibles. En el sistema de gas elegido sólo 3 de los 16 generadores térmicos se abastecen de gas natural (ver diagrama unifilar del sistema, Figura 5.4).

Si bien en la bibliografía se reportan otros sistemas de gas natural de mayor tamaño, se elige este modelo para ser resuelto en esta tesis porque tiene un tamaño adecuado para ver la participación del gas natural en el sistema de generación de

potencia. Debido a las no linealidades antes mencionadas de las ecuaciones del transporte del gas, pueden originarse problemas con los tiempos de resolución. Como trabajo a futuro se plantea desarrollar alguna metodología que permita reducir los tiempos de procesamiento de estos problemas, de forma similar a lo que ya se explicó en el Capítulo 2 de esta tesis.

Por otro lado, la generación hidroeléctrica representa el 6,1% de la energía total generada. Y las dos PSUs producen electricidad a lo largo de la primera hora y durante las horas punta.

Las PSUs bombean el agua para elevar el volumen del depósito superior entre las horas 3 y 6, correspondientes a bajos niveles de demanda de electricidad. Las PSUs consumen 1.045 MWh para el bombeo de agua de los dos embalses inferiores al superior. La implementación de las PSUs en el sistema de potencia se refleja en la reducción de los costos operacionales debido al soporte de energía proporcionado por estas unidades económicas durante las horas punta.

Las unidades térmicas de gas natural se comprometen en los intervalos de mayor demanda de energía; dado que estas unidades implican mayores costos de producción por cada MW en comparación con las unidades base, pero menores costos de arranque y apagado.

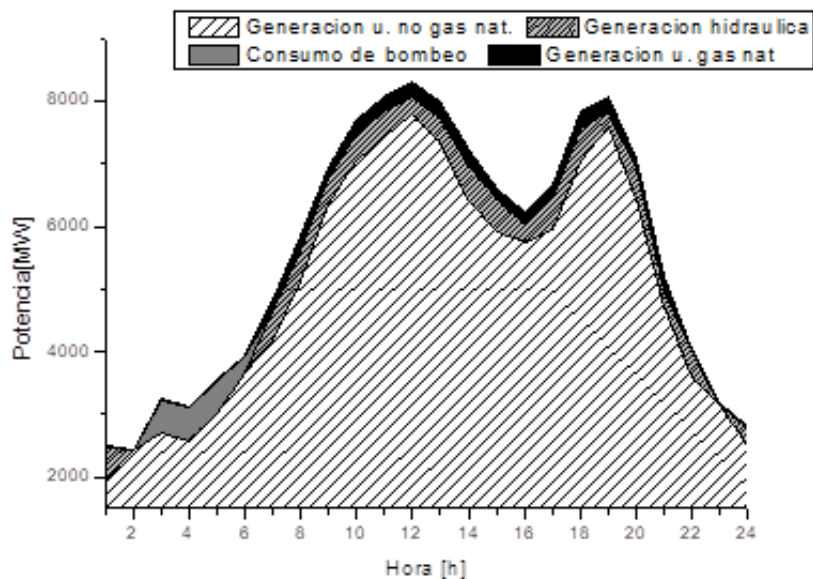


Figura 5.5. Perfil de generación. Caso 5.3.1.3.

La **Figura 5.6** muestra el horizonte de programación en el eje abscisas, las tres tuberías con el promedio más alto de flujos de gas en el eje de ordenadas izquierdo y las tres líneas con el promedio más alto de flujos de energía en el eje de ordenadas derecho. La figura muestra que el flujo de gas desde el nodo 2 al nodo 1, aumenta para satisfacer la demanda de potencia durante las horas punta. Estos intervalos de tiempo son las horas 6-14 y 16-22. La tubería que conecta el nodo 7 con el 4, proporciona un flujo de gas constante ya que el nodo proveedor 7 tiene un valor fijo de

5,300 kcf/h. El flujo de gas natural desde el nodo 6 al 7 tiene un valor cercano a 6.000 kcf/h durante 17 horas, porque la solución del sistema implica el máximo valor posible del flujo de gas en el nodo proveedor 6, especialmente durante las horas pico. Todo esto se debe a que el precio del gas natural es más bajo que los precios de los combustibles líquidos.

En cuanto a los flujos de potencia a través de líneas de transmisión, las líneas 4/5 y 21/22 tienen valores de flujo de potencia iguales porque estas líneas son paralelas y conectan las mismas barras. Se puede observar que las tres curvas presentan un aumento de sus valores de flujo de potencia al iniciar la hora 11, previo a la hora 12 que es la hora de mayor demanda.

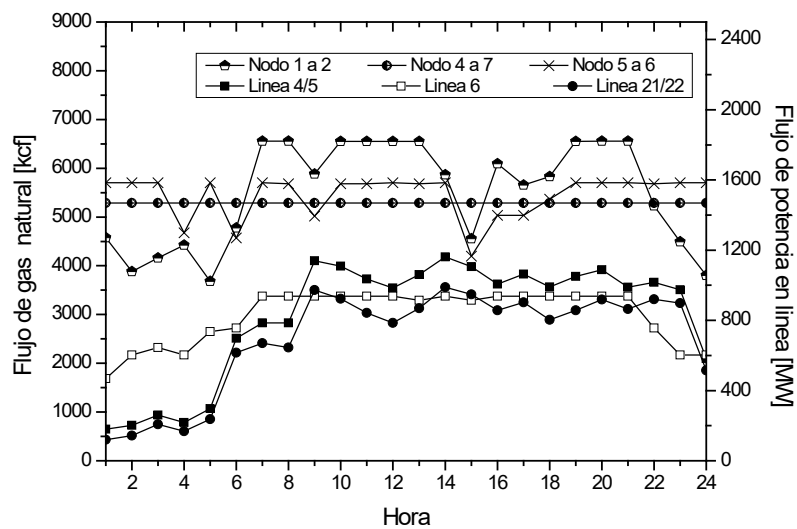


Figura 5.6. Flujos de potencias y de gas natural. Caso 5.3.1.3.

La **Figura 5.7** representa los volúmenes de los tres depósitos en el eje de ordenadas izquierdo. El depósito inferior con capacidad de 8 Mm³ se designa como depósito inferior 1 y el depósito inferior con capacidad de 12 Mm³ se designa como depósito inferior 2. Simultáneamente, la figura presenta saltos de agua entre el depósito superior y los dos depósitos inferiores, en el eje de ordenadas derecho.

La figura muestra que la suma de los volúmenes de los depósitos inferiores 1 y 2 es inversamente proporcional al volumen del depósito superior porque los depósitos están interconectados. Durante el horizonte de programación, una cantidad total de 0,92 Mm³ de agua es bombeada por las PSUs para aumentar el depósito superior y 8,28 Mm³ son descargados para producir electricidad.

La figura también muestra los rangos de saltos 1, 2 y 3, que corresponden a saltos entre 380 y 390, 390 y 400, y más de 400, respectivamente. Estos tres rangos de saltos también se indicaron en las curvas de generación-descarga para PSUs, en el Capítulo 3. En el caso 5.3.1.3 que incluye restricciones de transporte de gas y demanda variable, el salto de la PSU 1 está en el rango 2 (Salto 2) durante las

primeras 7 horas, cuando las PSUs están en modo de bombeo y el volumen del depósito superior se incrementa. A partir de la hora 8, cuando las PSUs están en modo de generación, el volumen del depósito superior disminuye y el salto de la PSU 1 está en el rango 1. Una situación similar se aplica al salto de la PSU 2: permanece en el rango 2 hasta la hora 21. Luego se encuentra en el rango 1.

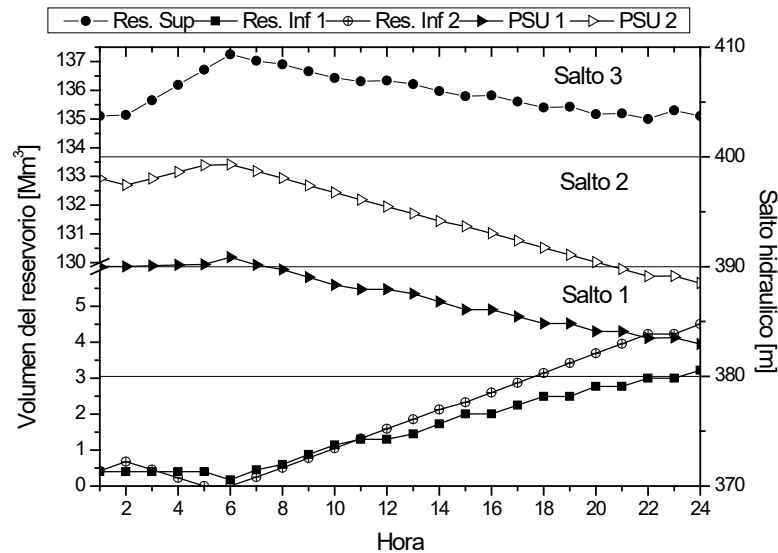


Figura 5.7. Volúmenes de los reservorios y saltos hidráulicos. Caso 5.3.1.3.

5.4. Discusión de los resultados obtenidos

En este capítulo se propone un modelo tipo MILP para resolver el problema SCUC integrando las fuentes de generación más utilizadas a nivel mundial, que llegan casi al 90% del total de generación, incluyendo además de las restricciones de transmisión, las restricciones propias de los sistemas hidráulicos y de gas natural. El modelo incluye la generación térmica con unidades abastecidas con gas natural así como también unidades abastecidas con otros combustibles. El modelo también incluye la generación hidráulica con unidades de almacenamiento por bombeo, teniendo en cuenta los efectos de los saltos hidráulicos. Integrado con el problema SCUC, las restricciones del sistema de gas natural se anexan para modelar el transporte de flujos de gas, desde las plantas proveedoras a unidades generadoras y consumidores residenciales. Existen no linealidades en las ecuaciones que modelan las relaciones entre los siguientes elementos: potencia producida y descarga de agua para las PSU, flujos de potencia en las restricciones de transmisión, y flujos de gas para el transporte en tuberías y compresores de gas. El modelo propuesto implementa técnicas de aproximación lineal para abordar estas no linealidades. De esta manera se pueden obtener soluciones factibles en tiempos de cómputo razonables, pero sin descuidar factores claves que son propios de estos sistemas, como por ejemplo: el establecimiento de ángulos de voltaje en las barras de transferencia del sistema eléctrico, los efectos de salto en los sistemas hidráulicos, y el fenómeno de line-pack en los sistemas de transporte de gas natural. Existen numerosos trabajos en la literatura en donde se consideran estos factores, en cada uno de los sistemas de

manera individual. Sin embargo, no abundan de la misma manera la consideración de todos estos factores en un sistema de manera integral, como es el caso del modelo propuesto en este capítulo.

Mediante la aplicación de las técnicas de aproximación lineal, se obtuvieron modelos MILP, que fueron resueltos usando los resolvers lineales Gurobi y CPLEX. Este enfoque evita los métodos de simulación y penalización, a veces empleados en la literatura.

Para probar la eficacia del modelo propuesto, se resolvieron tres casos en un sistema de potencia IEEE de 31 barras modificado, integrado con un sistema de gas natural de 7 nodos, y un sistema hidráulico de dos estaciones de bombeo. El enfoque MILP puede aplicarse fácilmente y resolver estos sistemas integrados con tiempos de procesamiento aceptables. Los resultados muestran que el modelo propuesto soporta direcciones inversas de flujo de potencia y gas para ambos sistemas. Como muestran los resultados del caso de estudio, el costo total se incrementa cuando se tienen en cuenta las restricciones de gas natural. También se comprueba que la aplicación de una solución obtenida de un problema SCUC sin restricciones de gas puede conducir a inviabilidad en un sistema real con transporte de gas.

Todos los casos fueron resueltos con los resolvers CPLEX y Gurobi. El tiempo de procesamiento requerido por el resolver Gurobi resultó 84% menor que el de CPLEX en el caso sin restricciones de transporte de gas, y 12% inferior en el caso de carga fija de gas (con transporte). Pero en el caso de una carga de gas variable, CPLEX no encontró soluciones factibles dentro de un límite de tiempo de 2.000 seg.

Las figuras presentadas permiten el análisis de los resultados obtenidos. Se aprecian los aspectos operacionales del sistema integrado como: perfil de generación, estado de las líneas de transmisión, gasoductos, saltos hidráulicos de PSU y volúmenes de los reservorios.

El perfil de generación indica que dadas las características técnicas de las unidades de gas natural, como arranque rápido y mayor costo de operación que las unidades base, estas funcionan cubriendo picos de demanda.

La gráfica de los flujos en los gasoductos muestra que cerca de los nodos de suministro las tuberías tienen flujos casi constantes. En cambio, a medida que se alejan de los nodos de suministro, comienzan las fluctuaciones de flujos.

En cuanto a los reservorios de agua, el superior incrementa su volumen durante horas de menor consumo, en cambio en horas pico lo disminuye para abaratar costos de generación de electricidad de todo el sistema.

Nomenclatura

Índices

i	Índice para unidad térmica de combustible líquido
ig	Índice para unidad térmica de gas natural
t	Índice para período de tiempo
l	Índice para línea de transmisión
bu	Índice para barra de transferencia
ld	Índice para carga de potencia
bu_i/bu_o	Índice para barra de entrada/salida
x	Índice para PSU
r/s	Índice para nodo de gas natural r/s
$gl / s / c$	Índice para demanda / proveedor /compresor de gas natural

Constantes

$a_i, b_i, c_i, / a_{ig}, b_{ig}, c_{ig},$	Coefficiente de consumo de combustible para i/ig
I	Número total de unidades de combustible líquido
IG	Número total de unidades de gas natural
T	Horizonte de programación
R_t	Reserva rodante
$p_i^{LO} / p_i^{UP} - p_{ig}^{LO} / p_{ig}^{UP}$	Límites superiores/inferiores de generación de unidades i/ig
$bkt_{ld,t}$	Demanda en la barra de la carga ld en el tiempo t [MW]
rx_l	Reactancia de la línea [p.u.]
$p_{l_{bu_i bu_o}}^{UP}$	Límite de la línea l [MW]
L	Número total de líneas de transmisión

Capítulo 5

BU/LD	Número total de barras / cargas
$g_{bu_i bu_o} / b_{bu_i bu_o}$	Susceptancia/conductancia de la línea que conecta dos barras [p.u.]
λ_{ig}	Precio de contrato de gas natural [\$/MBtu]
$f_{r,s}^{UP} / f_{r,s}^{LO}$	Límites de las tuberías de gas que conecta los nodos r y s [psig]
H_c^{UP} / H_c^{LO}	Límite superior/inferior de potencia del compresor c
$GL/GS/GN/C$	Número totales de cargas/proveedores/nodos/compresores de gas natural

Variables

$u_{i,t} / u_{ig,t}$	Binaria de activación de la unidad térmica con combustible distinto al gas natural / de gas natural
$p_{i,t} / p_{ig,t}$	Potencia activa de la unidad i/ig en t [MW]
$f_{ig,t}$	Flujo de gas natural para la unidad ig en t [kcf]
$p_{l,bu_i,bu_o,t}$	Potencia de la línea l [MW]
$\theta_{bu_i} - \theta_{bu_o}$	Diferencia angular de voltaje entre barras
$e_{x,t}$	Potencia de la PSU x en t [MW]
$pg_{x,t}$	Potencia generada/consumida por la PSU [MW]
$z_{x,t}^{gen}$	Binaria que vale 1 cuando la PSU x genera
$z_{x,t}^{pump}$	Binaria que vale 1 cuando la PSU x bombea
f_{rs}	Flujo de gas natural del nodo r al nodo s [kcf]
$\pi_{r/s}$	Presión en el nodo r/s [psig]
$H_{c,r,t}$	Potencia del compresor c
$F_{c,r,t}(H_{c,t})$	Consumo de gas del compresor c , en el nodo r y tiempo t
$FGL_{gl,r,t}$	Consumo de gas de la carga gl , en el nodo r y tiempo t

*Modelos MILP para la optimización del problema SCUC incluyendo de manera integral:
generación hidrotérmica, estaciones de bombeo y transporte de gas natural*

$FGS_{gs,r,t}$

Abastecimiento de gas gs en el nodo r y tiempo t

Capítulo 6 Conclusiones finales y trabajos futuros

6.1. Conclusiones Finales

Un sistema eléctrico presenta una gran complejidad para su operación, dado la gran cantidad de elementos e interacciones entre los mismos que se producen. Alrededor del mundo se destinan enormes sumas de dinero para operarlos, es por eso que se suscita un enorme interés en la eficiencia de las operaciones de estos sistemas. Los sistemas eléctricos que abastecen a una ciudad o una región se componen de tres partes: la generación, el transporte y la distribución de la energía eléctrica.

Dentro de estos sistemas, existen las centrales eléctricas, las cuales son instalaciones que pueden estar constituidas por uno o más generadores, y su función principal es producir electricidad para alimentar residencias, comercios e industrias. Dichas centrales son clasificadas según la fuente que se utiliza para la producción de electricidad. Los grupos más importantes son los conformados por las centrales térmicas (funcionan con carbón, petróleo, gas natural, combustibles nucleares y también se incluyen las centrales solares termoeléctricas), las centrales hidroeléctricas o hidráulicas, las centrales de generación eólica y las centrales solares fotovoltaicas.

Los generadores que componen cada una de estas centrales son muy diferentes entre sí, tanto en lo relativo al funcionamiento como a su operación. Las centrales que funcionan con combustibles fósiles tienen una mayor facilidad para ser controladas (siempre que tengan un suministro adecuado de combustible), pero hay otros casos donde la generación depende de la disponibilidad de los recursos renovables y esta puede variar. Como es el caso de las centrales hidráulicas, solares o eólicas; donde se depende de la disponibilidad de agua, luz solar o vientos, respectivamente.

Además de la generación, estos sistemas están conformados por el transporte de electricidad, el cual se realiza a través de líneas de alta tensión, por largas distancias. Las subestaciones reductoras tienen la función de reducir el nivel de tensión y entregar energía a la red de las distribuidoras. Las empresas distribuidoras construyen y mantienen las líneas que se usan para llegar a los usuarios.

Esta tesis doctoral se circunscribió al sistema de generación y la red de transporte, abordados de manera conjunta, se analizó y optimizó la operación de los sistemas a corto plazo, implementando restricciones de seguridad en el transporte.

Los problemas tratados son multi-períodos. El objetivo de la operación de estos sistemas consiste en determinar la asignación de los generadores por intervalos de tiempo, teniendo en cuenta tanto las restricciones de despacho (fundadas en la demanda de potencia) como las restricciones de red (los límites de las líneas de transporte) y de seguridad del sistema. Entre las restricciones de hacen al despacho de cargas, se destacan los límites de generación de las unidades, la reserva rodante del sistema lista para compensar posibles contingencias, los límites de rampa de los generadores, entre otros. Mientras que las restricciones de red y de seguridad contemplan, como ya se mencionó, las limitaciones de capacidad de las líneas, desfase angular de voltaje entre barras de transferencia, y las pérdidas de energía de la red de transporte por efecto joule, entre otros.

En esta tesis se propuso la integración entre las distintas fuentes primarias de energía. Los sistemas contemplados poseen generadores térmicos e hidráulicos. Estas representan el 89% de las fuentes a nivel mundial, y en particular en Argentina suman un 95%. La formulación matemática resultante del modelado de estos sistemas es compleja y con altos requerimientos computacionales para su resolución.

En particular, los problemas originales son del tipo Mixto Entero No Lineal. Pero fueron implementadas técnicas de aproximación lineal por medio de las cuales se obtuvieron problemas del tipo Mixto Entero Lineal (MILP).

En primer lugar se estudiaron los sistemas eléctricos abastecidos únicamente por generadores térmicos. A estos se les incluyó restricciones de seguridad de la red eléctrica. También se desarrolló un modelo de restricciones de transmisión que incluye variables binarias, las cuales permiten obtener un modelo más flexible y con mejores resultados económicos que los clásicos implementados. Las variables binarias implementadas permiten decisiones discretas en cuanto a la activación o desactivación de líneas. Esto da origen a un mayor número de posibles soluciones. A partir de los resultados obtenidos, se puede concluir que:

Se presentó un nuevo enfoque para dar cuenta del problema de Asignación de Unidades con Restricciones de Seguridad (SCUC). El modelo de optimización implementado es determinista y da lugar a una formulación MILP (mixta entera lineal). La demanda, la reserva y las restricciones operativas de la unidad se tomaron de un trabajo anterior. Se incluyeron las restricciones de transmisión, incluyendo el balance de barras, el límite inferior y superior para los flujos de potencia de línea y las restricciones de ángulo de voltaje de barra. La identificación de la matriz de bucles no fue necesaria, como ocurre en otros trabajos de la literatura. Los tiempos computacionales de los problemas resueltos resultaron muy bajos. Se analizó la relación entre el uso de la capacidad y el tiempo ocupado para todos los generadores. De manera similar, el flujo de potencia en cada línea relacionada con el flujo de potencia en la salida y la barra de entrada conectada a cada línea fue tratado. Esta información se representó mediante gráficos que ilustran el estado del sistema eléctrico. Fueron resueltos tres sistemas de distintos tamaños. El primero de ellos de pequeño tamaño solo contiene seis barras de transferencia, tres generadores térmicos y once líneas de transporte. Otro sistema está formado por treinta y un barras, dieciséis unidades térmicas y cuarenta y tres líneas. Por último el sistema de mayor

tamaño tiene ciento dieciocho barras, cincuenta y cuatro unidades térmicas y ciento ochenta líneas.

También se presentaron y compararon los dos modelos más extendidos en la literatura para modelar restricciones de seguridad en el problema de Asignación de Unidades. Los resultados de esta comparación para los casos de estudio descritos, indican que el modelo DC resulta muy eficiente indicando cuáles son los puntos críticos del sistema en cuanto a generadores y otros aspectos. El modelo AC brinda una mayor precisión en los resultados debido a que su formulación es más rigurosa, pero el modelo DC es mucho más eficiente, desde el punto de vista computacional. Además, en los ejemplos analizados se observa que la diferencia de tiempos de resolución entre estos modelos aumenta junto con el tamaño del caso a resolver.

Para el modelo de transmisión de potencia con variables binarias, las pruebas numéricas demuestran la eficacia del enfoque propuesto. Se compararon los resultados obtenidos con los resolvers CPLEX y Gurobi. Los beneficios económicos se verificaron en la solución obtenida del sistema en comparación con el caso en el que las restricciones de transmisión se formulan con el modelo de flujo de potencia DC clásico. Además, los resultados numéricos muestran la eficiencia del enfoque propuesto en el tiempo de procesamiento. Un problema de 6 barras con restricciones de red se resuelve en 2,5 segundos con estas variables binarias. En el sistema de prueba de 31 barras, para los límites de tiempo superiores a 200 seg., los costos obtenidos con las variables binarias son inferiores a los costos con el modelo clásico. La información adicional obtenida de la resolución de problemas SCUC se presenta a través de gráficos. Esta información es muy útil para mejorar el funcionamiento del sistema mediante el uso de nuevos índices como *factor de utilización de generadores*, *factor de asignación de generadores*, *factor de utilización de las líneas de transmisión*, *factor de utilización para líneas en tiempo activo*, *factor de utilización de barras en tiempo activo* y *factor absoluto línea-barra*. A través de este análisis, las líneas y las unidades de generación críticas pueden ser identificadas. Todo esto ayuda a tomar las decisiones correctas en cuanto al mantenimiento del sistema, la productividad y las inversiones en instalaciones técnicas.

Por otro lado, el requerimiento de poder de procesamiento para resolver con variables binarias las restricciones de transmisión los problemas con sistemas eléctricos de tamaños importantes (en este caso de 31 y 118 barras) fue mucho mayor. Para reducir los tiempos de procesamiento, se describen técnicas para lograrlo, las cuales se plantean a desarrollarse en profundidad en una etapa futura.

La primera de estas técnicas se llama *activación de variables en función de la generación y consumo*. Esta se aplicó al ámbito de evaluación considerando cada barra de transferencia, y consiste en sumar restricciones adicionales al modelo antes presentado.

Otra metodología posible es a través de la descomposición del problema que contempla todo el horizonte de programación de T períodos de tiempo, en problemas con horizontes de programación más pequeños, que son intervalos del original. Así se resuelve el problema para el horizonte de programación reducido, a posterior se resuelve el problema para el horizonte de programación reducido del intervalo

siguiente, pero con algunas variables que se fijan según los resultados obtenidos de la resolución del problema del intervalo anterior. La técnica corresponde a una descomposición heurística que no garantiza optimalidad global, pero los tiempos de cálculo se reducen extremadamente.

Posteriormente a la generación térmica se le anexó la hidráulica, en especial considerando las estaciones de almacenamiento por bombeo (PSUs), manteniendo las características y complejidad de los modelos anteriores.

La formulación MILP presentada para el problema SCUC con generación hidrotérmica y PSUs, es difícil de resolver debido a las no linealidades que presenta, particularmente las curvas de generación-descarga / consumo-bombeo para unidades hidráulicas y restricciones de transmisión para el modelo de flujo de potencia AC. Sin embargo pueden obtenerse soluciones precisas aplicando aproximaciones lineales y agregando variables auxiliares. En consecuencia, en el Capítulo 3 se aplicaron técnicas de aproximación lineal, que se modificaron basadas en un trabajo previo, para que puedan aplicarse a modelos matemáticos de sistemas electrohidráulicos. Entre las modificaciones implementadas se anexaron restricciones que permitieran el funcionamiento de las centrales tanto como generadoras como de bombeo, ya que el trabajo original solo consideraba la generación. Se tuvieron en cuenta los efectos de los saltos hidráulicos en ambos modos de funcionamiento, a menudo no considerados en la literatura. Se resuelve un sistema formado por 31 barras de transmisión, 16 generadores térmicos, 43 líneas y 2 PSUs. Los resultados de los casos resueltos indican que la utilización de las PSUs permite ahorros de hasta un 26% en comparación con los sistemas que no incluyen almacenamiento por bombeo. Los tiempos de procesamiento fueron convenientes de 91 seg.

También se abordó el problema de modelar matemáticamente el sistema que integra la generación y transmisión de electricidad junto con el transporte de gas natural para abastecer a los generadores y centros de consumo conectados. En una primera etapa sólo se incluyó la generación térmica. Se linealizó este sistema con suficiente precisión, y se formuló un modelo de Programación Mixta Entera Lineal (MILP) que lo representa, implementando distintas técnicas, para aprovechar las ventajas que ofrecen los modelos MILP: el ahorro sustancial de requerimientos computacionales, que aseguran la optimalidad global, y la flexibilidad para anexar restricciones.

El funcionamiento de los generadores se modeló rigurosamente, diferenciando el enfoque propuesto de otros que están centrados en el transporte de gas y dejan de lado aspectos tales como la distinción entre costos de arranque en frío y en caliente de las unidades térmicas. Para obtener un modelo MILP del sistema eléctrico se aproximó linealmente la función que modela el costo del consumo de combustible de los generadores. Las restricciones de transmisión, se representan linealmente con el modelo de flujo de Corriente Directa (DC). También se aproxima de forma lineal las restricciones del sistema de transporte de gas que modelan el flujo de gas a través de tuberías simples y tuberías que cuentan con compresores de gas que elevan su presión, incorporando para ello variables binarias. Si bien existen otros trabajos que abordan el problema de generación de electricidad con unidades térmicas incluyendo

las restricciones de transmisión y el transporte de gas natural, estos se diferencian del abordaje propuesto en este trabajo en la rigurosidad del modelo y en la metodología de resolución. Además el modelo propuesto contempla el almacenamiento de gas en tuberías (line-pack), y emplea la variable de potencia de compresor para la determinación del flujo de gas transportado.

De la comparación de los casos de estudios presentados, se corrobora la importancia de considerar las restricciones de transporte de gas en el sistema eléctrico. La inclusión de las mismas no sólo provoca un aumento del 10,3% en el costo total, debido a que el sistema opera con una combinación de generadores más costosa para satisfacer estas restricciones de transporte de gas, sino que cuando se aplicó la solución del problema SCUC sin las restricciones del transporte de gas, en el sistema que las contemplaba, la misma resultó infactible. Por lo tanto, no sería posible abastecer a las unidades generadoras del combustible necesario para los niveles de generación obtenidos. Por otra parte, de los dos resolvers implementados, Gurobi mostró un mejor desempeño, concluyendo con tiempos 1,77 y 3,84 veces más rápidos que CPLEX para los dos primeros casos y con costos operativos similares.

Esto pone de manifiesto la importancia de considerar de manera conjunta los sistemas eléctricos y de gas. El no hacerlo puede conducir a la imposibilidad de aplicar los resultados obtenidos a un sistema real. También se corroboró que el aumento de tiempo de procesamiento es considerable cuando se consideran las restricciones de gas natural.

Por último, se desarrolló un modelo que permite una integración total de un sistema con las siguientes características: sistema eléctrico de generación (formado por generadores térmicos de combustibles líquidos y de gas natural), líneas de transmisión, sistema hidráulico formado por centrales hidráulicas reversibles o de acumulación por bombeo (PSUs) con sus correspondientes reservorios superiores e inferiores (los generadores de la central forman parte del sistema eléctrico pero los reservorios y volúmenes de agua forman parte del hidráulico), y sistema de transporte de gas natural. Existen no linealidades en las ecuaciones que modelan las relaciones entre los siguientes elementos: potencia producida y descarga de agua para las PSUs, potencia consumida y agua bombeada, flujos de potencia en las restricciones de transmisión, presiones de los nudos y flujos de gas para la transmisión de tuberías y compresores de gas. El modelo propuesto incluye aproximaciones lineales para estas no linealidades.

Mediante la aplicación de estas técnicas de aproximación lineal, se pudieron obtener modelos MILP, los cuales se resolvieron usando los solucionadores lineales Gurobi y CPLEX. Este enfoque evita los métodos de simulación y penalización; además, puede aplicarse fácilmente y resolver los sistemas integrados con un tiempo de procesamiento aceptable, debido a los beneficios de los modelos lineales. Como muestra el caso de estudio, el costo total se incrementa cuando se tienen en cuenta las restricciones de transporte de gas natural. También se demuestra que la aplicación de una solución obtenida de un problema SCUC sin restricciones de transporte de gas puede conducir a inviabilidad en un sistema real con transporte de gas.

Finalmente, se analizan los resultados obtenidos para mostrar los aspectos operacionales del sistema integrado como perfil de generación, estado de las líneas de transmisión, gasoductos, saltos de PSU y volúmenes de los reservorios.

6.2. Trabajos futuros

El consumo de energía eléctrica se ha duplicado a nivel mundial en los últimos 40 años, lo que conlleva la necesidad de un estudio continuo para una operación y planificación eficientes del sistema eléctrico. Por otro lado, es cada vez mayor la preocupación acerca de los efectos ambientales y el eventual agotamiento de las fuentes fósiles.

En el país, el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) reconoce bajo su ámbito equipos del tipo Térmico fósil (TER), Nuclear (NUC) o Hidráulico (HID). Según un informe de la Comisión Nacional de Energía Atómica, en abril de 2017 la potencia instalada en el parque generador fue de 34.571,9 MW mientras que la generación de ese mes fue de 9.986,2 GWh. En el acumulado del año, la potencia instalada se componía en las siguientes proporciones para cada uno de los principales tipos de generación: un 67,3% de generación térmica en sus distintos tipos, un 28,2% de generación hidráulica, y un 2,4% de generación nuclear.

Se optimizará a corto plazo, la operación del modelo que representa al Sistema Argentino con los tipos de generación antes mencionados, incluyendo restricciones de seguridad desde un enfoque de programación matemática y sistemas de acumulación en forma de agua (bombeo). Dentro del modelo se incluirán restricciones que ya fueron descritas en los capítulos anteriores, entre ellas se encuentran los límites de producción de los equipos de generación, la reserva rodante del sistema, los límites de rampa, y otros. Mientras que las restricciones de red y de seguridad contemplan, básicamente, las limitaciones de capacidad, desfase angular de voltaje entre barras de transferencia, y las pérdidas de energía de la red de transporte. Estas últimas resultarán novedosas de incluir para representar este sistema.

Se pretende contribuir a la integración y coordinación de la generación de energía eléctrica en base a distintas energías potenciales primarias, en un sistema interconectado. Se estudiarán fuentes térmicas e hidráulicas, que constituyen el 98% de la matriz energética de Argentina. El modelo representará un sistema interconectado general, con las distintas centrales eléctricas y la red de transporte del mismo. El problema originalmente será Mixto Entero no Lineal (MINLP), sin embargo ya se han estudiado los costos computacionales de problemas no lineales similares. Por ello, se estudiarán estrategias que reduzcan este costo, basados en las ventajas que proponen los modelos Mixto Entero Lineales.

Se propone desarrollar un modelo matemático el cual permita determinar de la forma más conveniente la programación de centrales hidráulicas de acumulación por bombeo de Argentina. El modelo considerará los datos reales de cada una, teniendo en cuenta de manera rigurosa las restricciones propias de estos sistemas: respecto a las turbinas reversibles, al comportamiento de sus reservorios (considerando caudales turbinados, bombeados, y los afluentes). Se propone realizar un modelo que

contemple la optimización determinística que permite operar de manera óptima la red de sistemas de acumulación por bombeo de Argentina, la cual está constituida por Complejo hidroeléctrico Río Grande (Córdoba, 4 equipos de 750 MW) y el Complejo Los Reyunos (Mendoza, 2 equipos de 112 MW). Se diferenciarán además, si entran en el modo turbinado o bombeo, incluyendo las restricciones de las unidades, de los embalses, y de la conexión de estos equipos al SADI, basados en datos aportados por CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista Eléctrico), y la CNEA.

El modelo matemático que surge de los datos antes planteados constituye un sistema eléctrico interconectado en el cual se integran fuentes de generación de electricidad a partir de centrales termoeléctricas, hidroeléctricas convencionales e hidroeléctricas que tienen la capacidad de bombeo. El sistema deberá abastecer una demanda dada variable para cada período de tiempo del horizonte de tiempo de planeamiento, y estará sujeto a perfiles de costos variables en el tiempo. Se evaluará la posibilidad de anexar las restricciones de transporte de gas para los generadores que lo requieren, según datos de ENARGAS. De esta forma se optimizará la operación del modelo que representa al Sistema Argentino tomando en cuenta datos reales. Los datos reales utilizados serán provistos por CAMMESA, ya ha habido contactos entre integrantes del grupo de investigación al que pertenece el doctorando y esta empresa, y se pretende continuar la cooperación para hacer trabajos en conjunto a futuro. Se evaluará la posibilidad de anexar las restricciones de transporte de gas para los generadores que lo requieren, según datos de ENARGAS.

Así mismo, se implementarán métodos que permitan reducir los tiempos de resolución de sistemas de mayor tamaño, principalmente en lo relacionado al tamaño del sistema de transporte de gas natural.

Anexos

Anexo 1 Antecedentes y Evolución del Sector Eléctrico Argentino

En base a lo aportado en [210], la primera organización pública eléctrica que se registra en Argentina fue para dar alumbrado público a la ciudad de Buenos Aires en 1887. En cuanto a la participación del Estado Nacional dentro del sector eléctrico, esta se produjo en 1946 (gobierno de facto del General Farrell) con la creación de la Dirección General de Centrales Eléctricas del Estado. La función principal de la Dirección era la construcción y el manejo de centrales para generar electricidad. Al año siguiente (1947) se dispone de la creación de la Dirección General de Agua y Energía Eléctrica ("AyEE"), esta fue el resultado de la fusión entre la Dirección General de Centrales Eléctricas del Estado y la Dirección General de Irrigación [211]. La misión fue desarrollar un sistema de generación, transporte y distribución de energía hidroeléctrica para todo el país [212].

Hacia el año 1961, en la presidencia de Arturo Frondizi y su apertura para captar inversiones extranjeras, el Estado Nacional adjudica a la Compañía Ítalo Argentina de Electricidad (CIADE) la concesión para distribuir la electricidad a una parte de la Ciudad de Buenos Aires. Al año siguiente, el gobierno otorga otra concesión, que había sido dada con anterioridad a la Compañía Argentina de Electricidad (CADE), a la empresa conocida como Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (SEGBA), la misma incluía el permiso para la generación y distribución de electricidad en la ciudad capital. Cinco años más tarde (1967), se otorga la concesión a la empresa Hidroeléctrica Norpatagónica (HidroNor) para efectuar la construcción y la operación de una serie de plantas de generación hidroeléctrica en la cuenca alta de los ríos Limay y Neuquén, en la región del Comahue. Se crean las centrales El Chocón (de 1200 MW), central de Planicie Banderita (479 MW) y las líneas de transporte de electricidad de 500 kV, para conectar hasta la Capital Federal [213]. Durante el año 1978, la empresa CIADE transfirió al Estado Nacional todos sus activos, constituyéndose en una empresa de índole estatal.

En cuanto al desarrollo nuclear para la generación de electricidad en el país, en 1968 se dispuso la construcción de la primera central nuclear de Argentina, y de América Latina, la central de Atucha I, para proveer de electricidad a los polos productivos del gran Buenos Aires, debido a que el crecimiento industrial tornaba insuficientes las fuentes tradicionales de generación. Además, en 1973 y 1980 se anunció la construcción de otras dos centrales nucleares, Embalse (Córdoba) y Atucha II (Buenos Aires). Se resolvió que estas tres centrales nucleares, las cuales fueron inauguradas en 1974, 1984 y 2014, respectivamente, utilizaran uranio natural de producción nacional como combustible. Fundado principalmente en las restricciones internacionales que limitan el desarrollo de la tecnología de enriquecimiento [214].

Hacia finales de la década de 1980 (presidencia de Raúl Alfonsín), una serie de eventos llevaron a una grave crisis energética en el país. Algunos fueron:

- Reducción grave en el nivel del embalse del Chocón por trabajos de mantenimiento en la represa.
- Tardía puesta en funcionamiento de nuevos generadores, por atrasos en las habilitaciones debido a problemas económicos o demoras en los plazos de obras.
- El parque generador estaba en mal estado, debido a que para paliar la crisis económica imperante en el país en esa época, se atrasaron (o incluso cancelaron) programas de mantenimiento correctivo y preventivo. Llevando al mal funcionamiento de equipos.
- Baja en la producción de las centrales de la cuenca del Comahue (período 1988-1989), junto con una baja en los caudales de aporte del Río Uruguay [215].
- Bajos en la generación de fuentes nucleares por numerosos problemas [214].

Esto llevó a que la situación a partir de 1988 sea crítica, hubo asuetos administrativos, canales de TV transmitiendo solamente 4 horas diarias, los bancos funcionaban de 8 a 12, cenas de ministros del gobierno en la Quinta Presidencial de Olivos alumbradas por velas. El Banco Nacional de Desarrollo estaba centrado en la financiación de la compra de grupos electrógenos. Además se dispusieron en todo el país cortes de electricidad programados [216], [217].

A comienzos de la década de 1990 (comienzos de la presidencia de Carlos Menem), el Estado controlaba casi la totalidad, un 97%, de la generación de electricidad. El Estado se encargaba de regular la industria y de controlar a las empresas estatales de electricidad AyEE, SEGBA y también Hidronor. A su vez tenía el control de la participación argentina en los entes binacionales que dirigían las centrales eléctricas que se operaban junto con los países de Uruguay, Paraguay y Brasil. A este momento, había una precaria situación del sector eléctrico, promovido por las administraciones ineficientes y las faltas de inversiones. Había una cantidad importante de equipamiento defectuoso trabajando, que necesitaba recambio o mantenimiento adecuado.

En vista a estos problemas, es que dentro del plan económico de reformas y privatizaciones de Carlos Menem, se llevó a cabo un gran proceso de reestructuración del sector. Esto abarcaba los sectores de generación, transporte y distribución de la electricidad [218]. En este marco, a comienzos de 1992, los integrantes del Congreso Nacional aprobaron la Ley que establecía el nuevo Marco Regulatorio Eléctrico (Ley 24.065 [9]), esta ley fue comentada más en detalle en las secciones del Capítulo 1 de la presente tesis. El principal objetivo de la Ley fue buscar la mejora del sector eléctrico, promoviendo la eficiencia, la libre competencia, alentar las inversiones y mejoras en los servicios prestados [219].

Bajo el nuevo marco regulatorio, se efectuó la privatización de la gran mayoría de los servicios de electricidad que prestaban empresas estatales [220]. Se

establecieron los mandamientos para conformar el ENRE y otras instituciones que regirían el sector. Se estableció la organización y explotación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), la determinación de precios de la electricidad en el mercado spot, las tarifas reguladas, y la cotización de los activos de las empresas a ser privatizadas. Muchas provincias siguieron los lineamientos propuestos a nivel nacional, para realizar las privatizaciones de sus empresas eléctricas provinciales. Un aspecto fundamental de la Ley 24.065 es que estableció las diferencias entre los tres sectores del mercado: generación, transporte y distribución. Las definió como actividades económicas distintas, y reguló cada una de ellas.

Los servicios de transporte y distribución de electricidad se consideraron como monopolios naturales (y un servicio público), por lo tanto su actividad se dispuso debía ser regulada por el Estado, y se adjudican a empresas privadas mediante concesiones. Para asegurar el desarrollo social, las empresas distribuidoras se comprometen a conectar a todo nuevo cliente que lo solicite. También se habilita a las empresas que explotan los servicios de transmisión de electricidad a expandirse. El caso de la generación de electricidad es distinto, este no se considera un monopolio, y es debido a esto que se encuentra sujeto a la libre competencia (pero con regulación estatal). La operación de centrales hidroeléctricas se concedió mediante concesiones del Estado, los nuevos proyectos para montar centrales eléctricas no forman parte de nuevas concesiones pero requieren aprobaciones de la Secretaría de Energía. Así como a nivel nacional se estableció el ENRE para regular el mercado, muchas provincias establecieron sus propios entes reguladores provinciales. En este marco, salvo la ciudad de Buenos Aires y algunas zonas de la Provincia de Buenos Aires, todas las empresas de distribución están reguladas por los entes reguladores pertenecientes a la provincia a donde se sitúa cada empresa [221].

A raíz de la crisis social y económica de 2001, se dictaminó una Ley de Emergencia Económica [222], la cual incluyó en lo relativo a la electricidad, entre otros puntos:

- Se “pesificaron” las tarifas de electricidad, es decir que se las cotizó a 1 peso argentino por cada dólar estadounidense.
- Los márgenes de las distribuidoras y transportistas fueron congelados, se limitaron los ajustes de precios y se paralizaron los aumentos de tarifas por inflación en los servicios públicos eléctricos, en cuanto a transmisión y distribución de electricidad.
- Se le dio al poder ejecutivo la facultad de renegociar los contratos con las empresas de servicios eléctricos públicos, incluyendo las tarifas para los servicios eléctricos.
- Hubo cambios en la determinación del precio de la electricidad para el mercado spot (esto fue explicado más en detalle en el Capítulo 1), pasó a calcularse tomando en cuenta la utilización del gas natural como combustible para la última máquina que entró en servicio. Aún en el caso que no hubiese disponibilidad de este combustible.

Todas estas medidas, si bien buscaron promover el desarrollo social en una época de crisis, provocaron con el paso del tiempo una degradación de la estructura del MEM. Sumado al impacto de la devaluación del peso argentino y la inflación, no solo

cayeron los márgenes de ganancia de las empresas, sino que también la calidad del servicio prestado. Muchas empresas habían adquirido deudas en dólares durante la Convertibilidad. Tras la salida de esta, y con la devaluación del peso, sumado a reducciones en los márgenes de ganancias, llevó a que muchas empresas durante 2002 no podían afrontar las deudas contraídas. Esto provocó una desinversión en el sector, para todos los actores, desde falta de ampliaciones tanto en la generación, como en las redes de transporte y distribución. A esto se le sumó en el mismo contexto, una reducción del suministro de gas natural para los generadores de electricidad. Los efectos de estas políticas en el MEM desde 2001 han sido analizados en [223].

Para superar la crisis energética, a fines de 2004 el Estado Nacional dictaminó nuevas medidas para atender a la demanda creciente de electricidad. Para ello se construyeron dos nuevos generadores con tecnología de ciclo combinado con una potencia instalada de 800 MW cada generador. Recién en el año 2010 estos generadores funcionaron al 100% de su capacidad, y sus costos se cubrieron con los depósitos que hicieron las generadoras de sus ventas al mercado spot en el *Fondo de Inversiones Necesarias que Permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista* (FONINVEMEM [223]).

Durante esta época se buscó promover las inversiones en el sector energético en Argentina, a raíz de esto es que se crea la empresa Energía Argentina S.A. (ENARSA, a través de la Ley 25.943). El propósito de la empresa fue promover el desarrollo de las actividades del sector energético del país: exploración de nuevos recursos, transporte de gas natural; además de la generación, transmisión y distribución de electricidad. En 2006 se crea un Fondo para financiar mejoras en cuanto a los sectores de generación, transporte y distribución tanto de gas natural, gas propano, como electricidad. Este fondo se solventa mediante cargos extras que se les hacen a los clientes en sus consumos.

Hacia el segundo semestre de 2006, el Estado Nacional estableció medidas que garantizaban el aprovisionamiento de energía primordialmente para clientes con demandas inferiores a 300 kW (casas, comercios e industrias) y que no tengan otra fuente de suministro. Esto se hizo para responder al aumento en la demanda de electricidad, dado el crecimiento económico imperante desde la crisis de 2001. También se buscaba incentivar la generación de electricidad por parte de las empresas.

Durante el año 2007, y con ánimos de seguir promoviendo el aumento de la capacidad instalada es que se faculta a CAMMESA, mediante la Resolución N° 220/2007 de la Secretaría de Energía, a celebrar acuerdos para el suministro de electricidad con los generadores. Los valores que se pagan deben ser autorizados por la Secretaría de Energía, y a su vez el generador debe comprometerse a asegurar una cierta capacidad disponible, a riesgo de recibir sanciones sino lo cumple. En 2008 se autorizó a CAMMESA a celebrar acuerdos de suministro con generadores para reparar o potenciar sus equipos, mediante el pago de un precio 50% mayor al de los ingresos que recibirían de vender su producción en el mercado spot.

En 2013, la Secretaría de Energía propuso una serie de modificaciones en el funcionamiento del MEM, dictaminando la Resolución N° 95/2013. Se propició un

mercado a término donde las cantidades, precios y condiciones respecto a las transacciones de electricidad son pactadas entre las partes.

Hacia Junio 2017 (a 18 meses del inicio de la presidencia de Mauricio Macri), se observa la atención puesta en tres focos, según [224]: recomposición del precio mayorista de la energía sancionado por la Secretaría de Energía Eléctrica y a pagar por la demanda regulada (usuarios de las distribuidoras). Recomponer el Valor Agregado de Distribución (VAD) de las empresas de distribución eléctrica de jurisdicción federal (Edenor y Edesur) que eran las más atrasadas, y progresiva quita de subsidios. Por último, la incorporación de nuevos actores que permita aumentar la capacidad instalada en los años futuros.

Anexo 2 Organización de costos de energía

Según se expresa en [210], para efectuar la determinación del precio de la electricidad en el Mercado Spot del MEM, se toma como referencia el costo variable de generación de electricidad cuando se emplean unidades que funcionan con gas natural. Incluso aunque estas centrales no estén funcionando con gas natural, según Resolución de Secretaría de Energía N° 240/03. En caso de haber algún costo adicional debido al consumo de combustibles líquidos, este se trasladará de manera externa al precio del mercado spot, y se computa como un costo extra de despacho.

Con respecto a las remuneraciones pagadas por generación, en Marzo 2013 la Secretaría de Energía emitió una resolución (N° 95/13) en la cual se estableció un nuevo plano de remuneraciones, el mismo fue ajustado mediante otra resolución (N° 529/14). Este nuevo esquema aplica a generadores que se hayan adherido al esquema remunerativo.

Este esquema remunerativo no se basa en considerar cual es el costo marginal de la unidad con menor eficiencia que entró en servicio, sino que se supone que hay libre disponibilidad de gas natural, y es por ello que el precio spot será el costo marginal de la última unidad que funciona a gas natural que se despache (incluso aunque no haya disponibilidad de este combustible).

En consecuencia si por ejemplo la última unidad menos eficiente despachada funciona con otro combustible (ej. fuel oil), este precio de generación no se toma como precio spot. Sino que será el de esta unidad si hubiese funcionado con gas natural. El costo extra que pudiese haber (por uso de combustible líquido más caro) se computa como un sobrecosto.

En el caso de generadores no contemplados por el nuevo esquema remunerativo de la resolución 95/13 y sus resoluciones modificatorias, siguen por tanto administrados por el esquema anterior (que data de enero 2002), y establece un límite para el costo marginal de corto plazo de \$ (pesos argentinos) 120 por MWh generado.

En cuanto a la remuneración por generación de electricidad empleando fuel oil, se sigue rigiendo por las normativas de 2009. La cual establece una remuneración que consiste en el costo de compra del fuel oil, adicionándose un 10% por gastos extras, y un precio máximo establecido en 60,25 U\$/bbl (barriles americanos).

Anexo 3 Conceptos Hidráulicos

- Nivel: se denomina nivel a la altura a la que está situada una superficie o terreno, o también a la altura que puede llegar una superficie correspondiente a un líquido.
- Cota: Se define con el nombre de cota a la altura de un punto de un terreno con respecto al nivel del mar.
- Caudal: Se denomina caudal a la cantidad de líquido que circula por algún canal de conducción, en un determinado período de tiempo. En el SI, se mide en metros por segundo.
- Aforo: es el proceso de medición del valor que tiene el caudal de un líquido. El caudal puede medirse teniendo en cuenta: la sección del canal de conducción, la altura del líquido, la presión del líquido, entre otros. Los elementos más conocidos para medir caudal los tubos Venturi, de Pitot, molinetes Woltman, entre otros.
- Pérdida de carga: se refiere a la pérdida de presión que experimenta un fluido a causa de la fricción de las partículas del mismo contra las paredes de las tuberías, y entre sí. Esto ocurre debido a motivos como reducción en la sección de la tubería, una válvula, un codo de tubería, cambios en la dirección del fluido, entre otros.
- Balance de masa: obedece a la ley de conservación de la materia, establece que la transferencia de masa se da en mezclas compuestas por distintas concentraciones. Hace referencia a la conservación de átomos. Al mezclar sustancias de distintas concentraciones, la transferencia de materia es la encargada de realizar el movimiento de las moléculas hasta llegar al punto en que se obtiene una concentración uniforme. En términos matemáticos, el balance establece que la suma de las concentraciones de todas las sustancias que contienen una cantidad de átomos, de determinadas características, debe ser igual a la cantidad de este tipo de átomos que se ha agregado al sistema [225].
- Salto de Agua: un salto de agua se refiere es una caída de forma brusca de cualquier afluente, sobre una superficie. Si el salto es muy grande se considera una catarata. En relación a esto, el término altura de salto o, solo, salto es la diferencia entre cotas de agua y se mide en metros.
- Salto bruto, real, o total: hace referencia a la diferencia de cotas entre el nivel de la superficie que contiene el agua y el nivel de la corriente donde circula el agua después de ser conducida por las respectivas tuberías.

- Salto neto, o útil: este salto es el resultante de restarle al salto bruto, las pérdidas de carga que surgen de la conducción de agua por tuberías.
- Embalse o Reservoirio: es un espacio de almacenamiento para fluidos, en el ámbito de esta tesis, se trata de almacenamiento de agua. Por lo general, un embalse hace referencia a un lago natural o artificial aumentado, o a un estanque creado con una presa para almacenar agua. Los embalses se pueden crear controlando una corriente que drena un cuerpo de agua existente. También, estos se pueden construir en los valles de los ríos utilizando una presa. Alternativamente, se puede construir un depósito excavando un terreno plano o construyendo muros de contención.
- Cuenca: es la superficie donde se encuentran las aguas que provienen por circulación inmediata (recorrido por ríos y afluentes) o por filtraciones. Es un área de tierra donde la precipitación se acumula y desemboca en una salida común, como en un río, lago u otro cuerpo de agua. La cuenca incluye toda el agua superficial de la proveniente de lluvia, el deshielo y las corrientes cercanas que corren cuesta abajo hacia la salida compartida, también el agua subterránea debajo de la superficie de la tierra.
- Capacidad Útil: es la cantidad de agua acumulada en el embalse, la cual es mayor que el ingreso que hay de agua hacia la central hidroeléctrica. Se puede considerar también como el volumen de agua que hay listo para cubrir la demanda requerida.
- Capacidad Total: es el volumen total de agua almacenada, es la capacidad útil adicionada a la no utilizable. Se expresa en unidades de volumen m^3 , Mm^3 , etc.
- Coronamiento: es la superficie la cual limita la presa superiormente, es la zona más elevada de la obra.

Bibliografía

- [1] L. Gallego and A. Escobar Zuluaga, "Planeamiento de la Expansión de sistemas de transmisión de energía eléctrica considerando contingencias," *Sci. Tech.*, vol. 12, no. 30, pp. 7–13, 2006.
- [2] L. M. Cardenas and C. J. Franco, "Structure and Current State of the Wholesale Electricity Markets," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 15, no. 4, pp. 669–674, 2017.
- [3] F. P. Sioshansi, "Electricity market reform: What has the experience taught us thus far?," *Util. Policy*, vol. 14, no. 2, pp. 63–75, 2006.
- [4] F. Steiner, "Regulation, industry structure and performance in the electricity supply industry," *OECD Econ. Stud.*, vol. 32, pp. 143–182, 2001.
- [5] L. Vargas, R. Palma, and O. Moya, "Mercados Eléctricos y Bolsas de Energía: Aspectos Críticos para su Implementación en Chile," *Rev. Chil. Ing.*, vol. 9, pp. 1–9, 2001.
- [6] B. F. Hobbs, M. H. Rothkopf, R. P. O'Neill, and H. Chao, *The Next Generation of Electric Power Unit Commitment Models*. New York: Kluwer Academic Publishers, 2001.
- [7] G. Enríquez Harper, *Tecnologías de Generación de Energía Eléctrica*. LIMUSA, 2009.
- [8] Departamento Técnico del Instituto Argentino de la Energía "Gral. Mosconi," "Centrales Eléctricas," Buenos Aires, 2005.
- [9] "Ley 24.065. Anales de Legislación Argentina n° LII-A 1992, 16 de enero 1992, pp. 82-93." [Online]. Available: [http://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.nsf/\(\\$IDWeb\)/282296D9D1D8713086256541007AA516](http://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.nsf/($IDWeb)/282296D9D1D8713086256541007AA516). [Accessed: 03-Jan-2018].
- [10] A. Mendez Ruiz, "Negocio energético para un gran consumidor," Universidad de Chile. Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, 2007.
- [11] Facultad de Ciencias Exactas y Tecnología de la Universidad Nacional de Tucumán, "Conceptos sobre el mercado eléctrico," 2002.
- [12] H. Pistonesi, *Sistema eléctrico argentino: los principales problemas regulatorios y el desempeño posterior a la reforma*. CEPAL, 2000.
- [13] A. Abdala, M., & Chambouleyron, "Opciones de regulación para mecanismos descentralizados de inversión privada en transmisión eléctrica," in *conferencia anual de la AAEP*, 1998.
- [14] Comisión Nacional de Energía Atómica, "Síntesis del Mercado Eléctrico

- Mayorista de la República Argentina Enero,” 2017.
- [15] A. Zuñiga, “Optimización de la operación de centrales hidroeléctricas aplicando métodos estocásticos,” no. 1, 2009.
- [16] CAMMESA, “Condiciones de Ingreso al MEM,” 2017. [Online]. Available: <http://www.cammesa.com/sistemas.nsf/WEestadistica/B8912EABFFD09332032570C9005AA6DB>. [Accessed: 03-Jan-2018].
- [17] P. Arnera, P. L., Vernieri, J. Z., Barbieri, M. B., Guidi, C., Juri, R., & Gondolo, “Experiencia en la revisión del cuadro tarifario de una empresa concesionaria de distribución de energía eléctrica,” in *In VIII Encuentro Regional Latinoamericano de la CIGRE (ERLAC)*, 1999.
- [18] CAMMESA, “Informe Mensual. Octubre 2017,” 2017.
- [19] CAMMESA, “Informe Mensual. Diciembre,” 2016.
- [20] CAMMESA, “Transportistas. Principios Básicos.” [Online]. Available: <http://portalweb.cammesa.com/pages/institucional/agentes/transportistas.aspx>.
- [21] Ente Nacional Regulador de la Electricidad, “Reglamento de acceso a la capacidad existente y ampliación del sistema de transporte de energía eléctrica. Res137-92anexo16,” 1992.
- [22] CAMMESA, “Distribuidores.” [Online]. Available: <http://portalweb.cammesa.com/pages/institucional/agentes/distribuidores.aspx>.
- [23] CAMMESA S.A., “Grandes Usuarios.” [Online]. Available: <http://portalweb.cammesa.com/pages/institucional/agentes/grandesUsuarios.aspx>. [Accessed: 04-Jan-2018].
- [24] R. Espinasa, A. Bonzi Teixeira, and F. Anaya, “Dossier Energético: Argentina. Nota Técnica IDB-TN-1233 - Banco Iteramericano de Desarrollo - División de Energía,” 2017.
- [25] Secretaría de Energía de la República Argentina, “Nota S.E. N°6866/2009. Exp. S01:023379712009. Procedimiento para el Despacho de Gas para la Generación de Energía Eléctrica,” 2010.
- [26] Presidencia de la Nación, “Decreto 134/2015 - EMERGENCIA ENERGÉTICA,” *Boletín Of. la República Argentina*, pp. 1–5, 2015.
- [27] E. Apud *et al.*, “Argentina debe modificar su matriz energética,” 2014.
- [28] P. Chevez and C. Discoli, “Avances en la construcción de escenarios energéticos urbanos del sector residencial a partir del análisis detallado de medidas de eficiencia energética de la República Argentina,” in *X Congreso Brasileiro de Planejamento Energético (CBPE)*, 2016.
- [29] M. Patrouilleau, R., Lacoste, C., Yapura, P., & Casanovas, “Perspectivas de los biocombustibles en Argentina, con énfasis en el etanol de base celulósica. INTA. Informe Final.” 2006.
- [30] F. Serna, L. Barrera, and H. Montiel, “Impacto social y económico en el uso de biocombustibles,” *J. Technol. Manag. Innov.*, vol. 6, no. 1, pp. 110–114, 2011.

- [31] Ministerio de Energía y Minería - Presidencia de la Nación, “Balance Energético Nacional de la República Argentina,” *Ministerio de Energía y Minería*. 2015.
- [32] E. Mases, “Origen y evolución del riego en Neuquén Capital-1912/1920,” 2014.
- [33] Laudat and Ortega, “Hidroelectricidad: Un Plan Posible,” 2008.
- [34] J. C. Radovich, A. Balazote, and D. Piccinini, “Desarrollo De Represas Hidroeléctricas En La Argentina De La Posconvertibilidad,” *Avá. Rev. Antropol.*, vol. 21, pp. 1–19, 2012.
- [35] Cámara Argentina de Energías Renovables, “Anuario 2017,” 2017.
- [36] Ministerio de Producción, “Censo de energía solar térmica 2016 . Mapa del sector en Argentina,” 2016.
- [37] L. Riavitz, H. Zambon, and A. Giuliani, “Argentina ´ s energy matrix and external restriction,” *Cuad. Investig. Ser. Econ.*, vol. 5, pp. 110–141, 2015.
- [38] R. C. Béjar, “El Nacionalismo de la Energía en América Latina,” *BOLETÍN ECONÓMICO ICE*, vol. 3078, pp. 15–24, 2016.
- [39] P. J. A. Ferreira, *On the Efficiency of the Argentinean Electricity Wholesale Market*. University of Chicago, Department of Economics, 2002.
- [40] F. Mateos, *Análisis de la evolución del precio en el Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina entre 1992 y 1997*. Buenos Aires: Centro de Estudios Económicos de la Regulación. Instituto de Economía, Universidad Argentina de la Empresa, 1999.
- [41] F. Mateos, *Oferta y demanda de electricidad en la Argentina : un modelo de ecuaciones simultáneas*. Buenos Aires: Centro de Estudios Económicos de la Regulación, 1999.
- [42] Ministerio de Energía y Minería, “Precios Estacionales en el MEM. Plan estímulo al ahorro de energía,” 2017.
- [43] M. Mata-Pérez, “Introducción a la programación lineal y entera. Una simple presentación Programación lineal,” pp. 1–8, 2014.
- [44] British Electricity International, Ed., *Modern Power Station Practice: incorporating modern power system practice*, 3rd editio. Pergamon, 1991.
- [45] International Energy Agency, “Key World Energy Statistics 2015,” 2015.
- [46] J. Arrègle, *Procesos y tecnología de máquinas y motores térmicos*. Universidad Politécnica de Valencia, 2002.
- [47] D. J. Littler, *Modern Power Station Practice*, Third Edit. Berkshire, UK: Elsevier Ltd, 1992.
- [48] F. Gao and G. B. Sheble, “Economic Dispatch Algorithms for Thermal Units System Involving Combined Cycle Units,” *15th PSCC*, vol. 21, no. 5, pp. 1–6, 2005.
- [49] M. Treviño, “Tecnología de gasificación integrada en ciclo combinado GICC,”

Apl. real en España, Club Español la Energía, 2003.

- [50] F. Estevez Ruiz, "Power Systems III," in *Simulations of Power Systems*, Cochabamba - Bolivia, 2013, p. 65.
- [51] M. A. Gálvez Huerta, "Instalaciones de Edificios," in *Instalaciones y Servicios Técnicos*, Madrid, 2013.
- [52] S. A.-H. Soliman and A.-A. H. Mantawy, "Economic Dispatch (ED) and Unit Commitment Problems (UCP): Formulation and Solution Algorithms," in *Modern Optimization Techniques with Applications in Electric Power Systems*, New York, NY: Springer New York, 2012, pp. 185–279.
- [53] H. Chen, *Power Grid Operation in a Market Environment: Economic Efficiency and Risk Mitigation*. Wiley-IEEE Press, 2016.
- [54] H. Dai, N. Zhang, and W. Su, "A Literature Review of Stochastic Programming and Unit Commitment," *J. Power Energy Eng.*, vol. 03, no. 04, pp. 206–214, 2015.
- [55] M. Farsadi, H. Hosseinnejad, and T. S. Dizaji, "Solving unit commitment and economic dispatch simultaneously considering generator constraints by using nested PSO," *ELECO 2015 - 9th Int. Conf. Electr. Electron. Eng.*, pp. 493–499, 2016.
- [56] B. Wright, "A Review of Unit Commitment," *Columbia Eng.*, pp. 1–14, 2013.
- [57] M. G. Marcovecchio, A. Q. Novais, and I. E. Grossmann, "Deterministic optimization of the thermal Unit Commitment problem: A Branch and Cut search," *Comput. Chem. Eng.*, vol. 67, pp. 53–68, 2014.
- [58] V. Senthil Kumar and M. R. Mohan, "Solution to security constrained unit commitment problem using genetic algorithm," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 32, no. 2, pp. 117–125, 2010.
- [59] B. F. Hobbs, M. H. Rothkopf, R. P. O'Neill, and H.-P. Chao, "The next generation of electric power unit commitment models," *Kluwer*, p. 328, 2001.
- [60] Q. P. Zheng, J. Wang, P. M. Pardalos, and Y. Guan, "A decomposition approach to the two-stage stochastic unit commitment problem," *Ann. Oper. Res.*, vol. 210, no. 1, pp. 387–410, 2013.
- [61] L. Wu, "A tighter piecewise linear approximation of quadratic cost curves for unit commitment problems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 4, pp. 2581–2583, 2011.
- [62] M. L. Taverna, "Convergencia y optimización global en programación no lineal. Teoría y algoritmos," Universidad Nacional del Litoral, 2007.
- [63] L. Wu, M. Shahidehpour, and T. Li, "Stochastic security-constrained unit commitment," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 2, pp. 800–811, 2007.
- [64] M. Bussieck and A. Meeraus, "General algebraic modeling system (GAMS)," *Appl. Optim.*, vol. 88, pp. 137–158, 2004.
- [65] IBM Corp. and IBM, "V12. 1: User's Manual for CPLEX," *Int. Bus. Mach. Corp.*,

- vol. 12, no. 1, p. 481, 2009.
- [66] G. O. Inc., "Gurobi Optimizer reference manual," *Www.Gurobi.Com*, vol. 6, p. 572, 2014.
- [67] A. Grey and A. Sekar, "Unified solution of security-constrained unit commitment problem using a linear programming methodology," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 2, no. 6, pp. 856–867, 2008.
- [68] P. Yan and A. Sekar, "Steady-state analysis of power system having multiple FACTS devices using line-flow-based equations," *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, vol. 151, no. 1, pp. 31–39, 2005.
- [69] S. Guo, "A Quick Method for Judging the Feasibility of Security-Constrained Unit Commitment Problems within Lagrangian Relaxation Framework *," *Energy Power Eng.*, vol. 4, no. 6, pp. 432–438, 2012.
- [70] S. Badakhshan, M. Kazemi, and M. Ehsan, "Security constrained unit commitment with flexibility in natural gas transmission delivery," *J. Nat. Gas Sci. Eng.*, vol. 27, pp. 632–640, 2015.
- [71] M. Reza Norouzi, A. Ahmadi, A. Esmaeel Nezhad, and A. Ghaedi, "Mixed integer programming of multi-objective security-constrained hydro/thermal unit commitment," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 29, pp. 911–923, 2014.
- [72] A. Lotfjou, M. Shahidehpour, and Y. Fu, "Security-Constrained Unit Commitment With AC / DC Transmission Systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 1, pp. 531–542, 2010.
- [73] D. S. Javan, H. R. Mashhadi, S. A. Toussi, and M. Rouhani, "On-line Voltage and Power Flow Contingencies Ranking Using Enhanced Radial Basis Function Neural Network and Kernel Principal Component Analysis," *Electr. Power Components Syst.*, vol. 40, no. 5, pp. 534–555, 2012.
- [74] P. Chopade and M. Bikdash, "Modeling for survivability of smart power grid when subject to severe emergencies and vulnerability," in *Conference Proceedings - IEEE SOUTHEASTCON*, 2012.
- [75] Illinois Center for a Smarter Electric Grid, "IEEE 118-Bus System," 2013. [Online]. Available: <http://icseg.iti.illinois.edu/ieee-118-bus-system/>. [Accessed: 17-Mar-2016].
- [76] S. a. Kazarlis, A. G. Bakirtzis, and V. Petridis, "A genetic algorithm solution to the unit commitment problem," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 11, no. 1, pp. 83–92, 1996.
- [77] J. Ostrowski, M. F. Anjos, and A. Vannelli, "Tight Mixed Integer Linear Programming Formulations for the Unit Commitment Problem," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 1, pp. 39–46, 2012.
- [78] X. Guan, Q. Zhai, and A. Papalexopoulos, "Optimization based methods for unit commitment: Lagrangian relaxation versus general mixed integer programming," *Power Eng. Soc. Gen. Meet. 2003, IEEE*, vol. 2, pp. 1095–1100, 2003.
- [79] Q. Zhai, X. Guan, and J. Yang, "Fast unit commitment based on optimal linear

- approximation to nonlinear fuel cost: Error analysis and applications,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 79, no. 11, pp. 1604–1613, Nov. 2009.
- [80] H. Quan, D. Srinivasan, A. M. Khambadkone, and A. Khosravi, “A computational framework for uncertainty integration in stochastic unit commitment with intermittent renewable energy sources,” *Appl. Energy*, vol. 152, pp. 71–82, 2015.
- [81] A. Monticelli, M. V. F. Pereira, and S. Granville, “Security-constrained optimal power flow with post-contingency corrective rescheduling,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 2, no. 1, pp. 175–180, 1987.
- [82] J. Ostrowski and J. Wang, “Network reduction in the Transmission-Constrained Unit Commitment problem,” *Comput. Ind. Eng.*, vol. 63, no. 3, pp. 702–707, 2012.
- [83] N. Amjady and V. Vahidinasab, “Security-constrained self-scheduling of generation companies in day-ahead electricity markets considering financial risk,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 65, pp. 164–172, 2013.
- [84] J. D. Lyon, M. Zhang, and K. W. Hedman, “Capacity response sets for security-constrained unit commitment with wind uncertainty,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 136, pp. 21–30, 2016.
- [85] K. Hreinsson, M. Vrakopoulou, and G. Andersson, “Stochastic security constrained unit commitment and non-spinning reserve allocation with performance guarantees,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 72, pp. 109–115, 2015.
- [86] J. J. Shaw, “Direct method for security-constrained unit commitment,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 10, no. 3, pp. 1329–1342, 1995.
- [87] Y. Bai, H. Zhong, Q. Xia, C. Kang, and L. Xie, “A decomposition method for network-constrained unit commitment with AC power flow constraints,” *Energy*, vol. 88, pp. 595–603, 2015.
- [88] J. Wang, M. Shahidehpour, and Z. Li, “Security-constrained unit commitment with volatile wind power generation,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 3, pp. 1319–1327, 2008.
- [89] K. S. Pandya and S. K. Joshi, “A survey of Optimal Power Flow methods,” *J. Appl. Inf. Technol.*, vol. 4, no. 5, pp. 450–458, 2005.
- [90] B. Stott, J. Jardim, and O. Alsac, “DC Power Flow Revisited,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 3, pp. 1290–1300, 2009.
- [91] J. Zhu, *Optimization of Power System Operation*. Hoboken, NJ, USA.: John Wiley & Sons, 2009.
- [92] J. D. Guy, “Security Constrained Unit Commitment,” *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-90, no. 3, pp. 1385–1390, 1971.
- [93] S. Ruzic and N. Rajakovic, “A new approach for solving extended unit commitment problem,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 6, no. 1, pp. 269–277, 1991.
- [94] T. J. Overbye, X. Cheng, and Y. Sun, “A comparison of the AC and DC power

- flow models for LMP calculations,” in *Proceedings of the 37th Annual Hawaii International Conference on System Sciences*, 2004, p. 9.
- [95] O. I. Elgerd, *Electric Energy Systems Theory: An Introduction*. New York: McGraw-Hill, 1971.
- [96] K. Van Den Bergh, E. Delarue, and W. D’haeseleer, “DC power flow in unit commitment models,” *TME Work. Pap. Environ. Tech. Rep.*, 2014.
- [97] Y. Fu, M. Shahidehpour, and Z. Li, “Security-Constrained Unit Commitment With AC Constraints *,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 3, pp. 1538–1550, 2005.
- [98] R. Sioshansi, R. O’Neill, and S. S. Oren, “Economic consequences of alternative solution methods for centralized unit commitment in day-ahead electricity markets,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 2, pp. 344–352, 2008.
- [99] H. Pandzic, Y. Dvorkin, Y. Wang, T. Qiu, and D. S. Kirschen, “Effect of time resolution on unit commitment decisions in systems with high wind penetration,” *2014 IEEE PES Gen. Meet. | Conf. Expo.*, pp. 1–5, 2014.
- [100] A. Balazote Oliver and J. Radovich, “Piedra del Aguila y el impacto ambiental social de las grandes represas,” *Cienc. hoy*, vol. 2, no. 11, pp. 46–51, 1991.
- [101] S. Iglesias Carvajal, “Guía de impacto ambiental para centrales hidroeléctricas,” Risaralda - Colombia, 2011.
- [102] H. Shames, *Mecánica de Fluidos*, vol. 53, no. 9. 1995.
- [103] F. R. Buñay Ortiz and F. G. Pérez Luna, “Comparación de costos de producción de energía eléctrica para diferentes tecnologías en el Ecuador,” Universidad de Cuenca, 2012.
- [104] A. Valdivia, “Sistemas Eléctricos de Potencia,” Lima, Perú, 2013.
- [105] Y. A. Çengel and J. M. Cimbala, *Mecánica de fluidos: fundamentos y aplicaciones*, vol. 1. McGraw-Hill, 2006.
- [106] J. Dolores Juarez, *Centrales Hidroeléctricas*. Univeridad Autónoma Metropolitana, 1992.
- [107] Secretaría de Energía de la República Argentina, “Centrales Eléctricas,” Buenos Aires, 2012.
- [108] F. Moreno Haya and J. M. Dávila, “Estudio numérico de los fenómenos transitorios aplicados a una central hidráulica de bombeo puro,” Universidad de Sevilla, 2012.
- [109] “Pumped-storage hydroelectricity,” in *International Series in Operations Research and Management Science*, vol. 217, 2015, pp. 183–206.
- [110] A. G. Ter-Gazarian, *Energy Storage for Power Systems*. Hefts. United Kingdom: Peter Peregrinus Ltd, 1994.
- [111] Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid, “Guía de almacenamiento de energía,” Madrid, 2011.

- [112] P. Vennemann, K. H. Gruber, J. U. Haaheim, A. Kunsch, H.-P. Sistenich, and H.-R. Thöni, "Pumped storage plants – status and perspectives," 2011.
- [113] M. Pérez-Díaz, J.I., Cavazzini, G., Blázquez, F., Platero, C., Fraile-Ardanuy, J., Sánchez, J.A. and Chazarra, "Technological developments for pumped-hydro energy storage, Technical Report, Mechanical Storage Subprogramme, Joint Programme on Energy Storage, European Energy Research Alliance," 2014.
- [114] S. Rehman, L. M. Al-hadhrami, and M. Alam, "Pumped hydro energy storage system : A technological review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 44, pp. 586–598, 2015.
- [115] M. Gimeno-Gutiérrez and R. Lacal-Aránzategui, "Assessment of the European potential for pumped hydropower energy storage : A GIS-based assessment of pumped hydropower storage potential," 2013.
- [116] T. Komatsu and J. Sakata, "Environmental Conservation Measures In Construction Of Power Plant," in *Proceedings of the Symposium on Global Environment. Vol. 12*, 2004, pp. 101–106.
- [117] Japan Update, "Experimental power plant in Kunigami dismantled," Okinawa, 29-Jul-2016.
- [118] Ministerio de Energía y Minería - República Argentina, "Hidroelectricidad en Argentina y en el Mundo," *Subsecretaría de Energía Hidroeléctrica*, 2017. [Online]. Available: <https://www.minem.gov.ar/www/844/26035/hidroelectricidad-en-argentina-y-en-el-mundo>. [Accessed: 02-Nov-2017].
- [119] Comisión Nacional de Energía Atómica, "Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina - AÑO XVII N° 196," Buenos Aires, 2017.
- [120] GARABI - PANAMBI. Estudios Ambientales y de Ingeniería, "Hidroelectricidad en Argentina," *Energía Renovable*, 2017. [Online]. Available: http://garabipanambi.com.ar/hidroelectricidad_en_argentina.html. [Accessed: 02-Nov-2017].
- [121] J. J. Jardón U., *Energía y medio ambiente : una perspectiva económico-social*. Plaza y Valdes, 1995.
- [122] International Energy Statistics, "Hydroelectric Pumped Storage Electricity Installed Capacity 2014," 2017. [Online]. Available: https://www.eia.gov/beta/international/data/browser/#/?pa=00000000000000000000000004&c=ruvvvvvfvtnvv1urvfvvvfvvvvvfvvvou20evvvvvvvvnnvvuvo&ct=0&tl_id=2-A&vs=INTL.82-7-AFG-MK.A&cy=2014&vo=0&v=H&end=2015. [Accessed: 02-Nov-2017].
- [123] Electric Power Research Institute, "Electric Energy Storage Technology Options: A White Paper Primer on Applications, Costs and Benefits," Palo Alto, California, 2010.
- [124] U.S. Energy Information Administration, "Key Indicators," *Total net generation*, 2010. [Online]. Available: <https://www.eia.gov/electricity/>.
- [125] U.S. Department of Energy, "2014 Hydropower Market Report Highlights," Tennessee, 2015.

- [126] K. Buß, P. Wrobel, and C. Doetsch, "Global distribution of grid-connected electrical energy storage systems," *Int. J. Sustain. Energy Plan. Manag.*, vol. 9, pp. 31–55, 2016.
- [127] V. G. Trombotto, "Complejo Hidroeléctrico Río Grande Central en Caverna de Acumulación por Bombeo. Boletín Energético - CNEA," 2014.
- [128] Ministerio de Cultura y Educación - Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Mendoza - Instituto Regional de Estudio sobre Energía, "Matriz Energética Integral de la Provincia de Mendoza," Mendoza, 2007.
- [129] J. G. Chang, C.W., Waight, "A Mixed Integer Linear Programming Based Hydro Unit Commitment," *IEEE Power Eng. Soc. Summer Meet.*, pp. 924–928, 1999.
- [130] N. Amjady and M. Reza Ansari, "Hydrothermal unit commitment with AC constraints by a new solution method based on benders decomposition," *Energy Convers. Manag.*, vol. 65, pp. 57–65, 2013.
- [131] E. Finardi, E. Silva, and C. Sagastizábal, "Solving the unit commitment problem of hydropower plants via Lagrangian relaxation and sequential quadratic programming," *Comput. Appl. Math.*, vol. 24, no. 3, pp. 317–341, 2005.
- [132] G. W. Chang *et al.*, "Experiences With Mixed Integer Linear Programming Based Approaches on Short-Term Hydro Scheduling," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 16, no. 4, pp. 743–749, 2001.
- [133] C. Mataix Plana, *Turbomáquinas hidráulicas: Turbinas hidráulicas, bombas, ventiladores*. Universidad Pontificia Comillas, 2009.
- [134] M. E. Nazari, M. M. Ardehali, and S. Jafari, "Pumped-storage unit commitment with considerations for energy demand, economics, and environmental constraints," *Energy*, vol. 35, no. 10, pp. 4092–4101, 2010.
- [135] N. Paine, F. R. Homans, M. Pollak, J. M. Bielicki, and E. J. Wilson, "Why market rules matter: Optimizing pumped hydroelectric storage when compensation rules differ," *Energy Econ.*, vol. 46, pp. 10–19, 2014.
- [136] M. Reza Norouzi, A. Ahmadi, A. Esmaeel Nezhad, and A. Ghaedi, "Mixed integer programming of multi-objective security-constrained hydro/thermal unit commitment," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 29, pp. 911–923, 2014.
- [137] S. N. Singh and A. Shukla, "Multi-objective unit commitment using search space-based crazy particle swarm optimisation and normal boundary intersection technique," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 10, no. 5, pp. 1222–1231, 2016.
- [138] X. Li, T. Li, J. Wei, G. Wang, and W. W. G. Yeh, "Hydro unit commitment via mixed integer linear programming: A case study of the three gorges project, China," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 3, pp. 1232–1241, 2014.
- [139] J. Jia, "Mixed-integer Linear Programming Formulation for Short-term Scheduling of Cascaded Hydroelectric Plants with Pumped-storage Units," *Electr. Power Components Syst.*, vol. 41, no. 15, pp. 1456–1468, 2013.
- [140] M. R. Ansari, N. Amjady, and B. Vatani, "Stochastic security-constrained

- hydrothermal unit commitment considering uncertainty of load forecast, inflows to reservoirs and unavailability of units by a new hybrid decomposition strategy," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 8, no. 12, pp. 1900–1915, 2014.
- [141] N. Alguacil, S. Membel, a J. Conejo, and S. Membel, "Multiperiod Optimal Power Flow Using Benders Decomposition," *Power Syst. IEEE Trans.*, vol. 15, no. 1, pp. 196–201, 2000.
- [142] L. Yang, J. Jian, Y. Wang, and Z. Dong, "Projected mixed integer programming formulations for unit commitment problem," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 68, pp. 195–202, 2015.
- [143] A. Borghetti, C. D'Ambrosio, A. Lodi, and S. Martello, "An MILP Approach for Short-Term Hydro Scheduling and Unit Commitment With Head-Dependent Reservoir," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 3, pp. 1115–1124, 2008.
- [144] R. Jiang, J. Wang, and Y. Guan, "Robust unit commitment with wind power and pumped storage hydro," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 2, pp. 800–810, 2012.
- [145] M. E. Khodayar, L. Abreu, and M. Shahidehpour, "Transmission-constrained intrahour coordination of wind and pumped-storage hydro units," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 7, no. 7, pp. 755–765, 2013.
- [146] M. Shahidehpour and M. Khodayar, "Coordination of Wind and Pumped-Storage Hydro Units for Managing Transmission Security," in *Power and Energy Society General Meeting*, 2012, pp. 1–2.
- [147] S. Gope, A. Kumar, P. Kumar, and S. Deb, "Rescheduling of real power for congestion management with integration of pumped storage hydro unit using firefly algorithm," *Electr. Power Energy Syst.*, vol. 83, pp. 434–442, 2016.
- [148] S. Al-Agtash, "Hydrothermal scheduling by augmented Lagrangian: Consideration of transmission constraints and pumped-storage units," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 16, no. 4, pp. 750–756, 2001.
- [149] A. J. Conejo, J. M. Arroyo, J. Contreras, and F. A. Villamor, "Self-Scheduling of a Hydro Producer in a Pool-Based Electricity Market," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, no. 4, pp. 1265–1272, 2002.
- [150] P. Kumar and R. P. Saini, "Study of cavitation in hydro turbines-A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, no. 1, pp. 374–383, 2010.
- [151] A. L. Diniz, M. Elvira, and P. Maceira, "A Four-Dimensional Model of Hydro Generation for the Short-Term Hydrothermal Dispatch Problem Considering Head and Spillage Effects," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 3, pp. 1298–1308, 2008.
- [152] C. H. Chen, N. Chen, and P. B. Luh, "Head Dependence of Pump-Storage-Unit Model Applied to Generation Scheduling," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 4, pp. 2869–2877, 2017.
- [153] S. Fernandez and J. Jusmet, "Agotamiento de los combustibles fósiles y emisiones de CO₂," *Rev. Galega Econ.*, vol. 19, pp. 1–19, 2010.
- [154] M. K. . Boulanger, Susan; Barnes, Douglas; Araya, "ESMAP CY2007-FY2008

- annual report,” Washington, DC, 2009.
- [155] S. M. Cabrales Pitre, “Análisis Del Comportamiento De Centrales Hidroeléctricas De Bombeo En La Operación De Sistemas Interconectados,” Universidad de Chile. Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Departamento de Ingeniería Eléctrica., 2015.
- [156] H. Saldías and H. Ulloa, “Evaluación comparativa de centrales de generación de energías renovables mediante la aplicación de la nueva ley de energías renovables recientemente aprobada en Chile,” Pontificia Universidad Católica de Chile, 2008.
- [157] L. Ferrandiz Serrano, “Viabilidad económica de las centrales eléctricas considerando las tecnologías de corrección de sus impactos ambientales. Estudio de un caso modelo dinámico de simulación de la central térmica Teruel,” Universitat Politècnica de València, 2002.
- [158] J. M. Blanco and F. Peña, “Incremento de la Eficiencia en Centrales Termoeléctricas por Aprovechamiento de los Gases de la Combustión,” *Inf. tecnológica*, vol. 22, no. 4, pp. 15–22, 2011.
- [159] A. Amell, J. Agudelo, and F. Cadavid, “El gas natural: ¿nuevo vector energético?,” *Rev. Fac. Ing. Univ. Antioquia*, vol. 25, pp. 36–48, 2002.
- [160] A. Burnham, J. Han, C. E. Clark, M. Wang, J. B. Dunn, and I. Palou-Rivera, “Life-cycle greenhouse gas emissions of shale gas, natural gas, coal, and petroleum,” *Environ. Sci. Technol.*, vol. 46, no. 2, pp. 619–627, 2011.
- [161] M. P. Boyce, *Gas Turbine Engineering Handbook*. Elsevier, 2012.
- [162] P. P. Walsh and P. Fletcher, *Gas turbine performance*. Blackwell Science, 2004.
- [163] Tenaska, “Proceso de generación de ciclo combinado,” *Producción de electricidad*. [Online]. Available: <http://www.tenaskabrownsville.com/es/como-funcional/>. [Accessed: 17-Jun-2017].
- [164] Comunidad de Madrid. Dirección General de Industria Energía y Minas., “El Gas Natural. El recorrido de la energía,” 2002.
- [165] E. B. Brucart, *Gas natural: características, distribución y aplicaciones industriales*. Reverte, 1987.
- [166] M. M. Márquez Martínez, *Combustión y Quemadores*. España: Marcombo S.A., 2005.
- [167] R. Z. Ríos-Mercado and C. Borraz-Sánchez, “Optimization problems in natural gas transportation systems: A state-of-the-art review,” *Appl. Energy*, vol. 147, pp. 536–555, 2015.
- [168] J. Lumbreras *et al.*, “La contribución del gas natural a la reducción de las emisiones a la atmósfera en España. Guía técnica,” Barcelona, 2009.
- [169] PEMEX, “Hoja de Datos de Seguridad para Sustancias Químicas: Gas Natural,” 2000.
- [170] Ministerio de Energía y Minería - República Argentina, “Precios de Petróleo

Crudo, Gas Natural, GLP, Gasolina y Condensado (Regalías),” *Información Estadística de Hidrocarburos*, 2017. .

- [171] R. Kozulj and United Nations. Economic Commission for Latin America and the Caribbean., *La industria del gas natural en América del Sur : situación y posibilidades de la integración de mercados*. Naciones Unidas, Comisión Económica para América Latina y el Caribe, División de Recursos Naturales e Infraestructura, 2004.
- [172] L. Bertenasco, “Gas Natural en Argentina, historia y prospectiva,” *Revista Petroquímica, Petróleo, Gas, Química & Energía*, 2014.
- [173] H. Pistonesi, “Desempeño de las industrias de electricidad y gas natural después de las reformas: el caso de Argentina,” Santiago de Chile, 2001.
- [174] Pampa Energía S.A., “Central Térmica Loma de la Lata.” [Online]. Available: <http://www.pampaenergia.com/Paginas/Térmica-LomaLata.aspx>. [Accessed: 11-Jan-2018].
- [175] Rodriguez, Juan José, “Operaciones de Regasificación de GNL en Argentina.,” 2011.
- [176] Yacimientos Petrolíferos Fiscales S.A., “Vaca Muerta,” *Recursos No Convencionales*, 2013. [Online]. Available: <https://www.ypf.com/EnergiaYPF/Paginas/vaca-muerta.html>. [Accessed: 05-Nov-2017].
- [177] Bloomberg, “Vaca Muerta tiene el potencial de ser el salvavidas económico para Argentina, pero el camino es empinado,” *El Mostrador*, 25-Apr-2017.
- [178] U.S. Department of Energy, “Technically recoverable shale oil and shale gas resources: Argentina,” 2015.
- [179] International Energy Agency, “2014 Key World Energy Statistics,” Paris, 2014.
- [180] F. Risuleo, “Análisis de la Infraestructura del gas natural en la República Argentina,” 2010.
- [181] Ente Nacional Regulador del Gas, “Informe Enargas 2016,” Buenos Aires, 2017.
- [182] D. M. Ojeda-Esteybar, R. G. Rubio-Barros, and A. Vargas, “Integrated operational planning of hydrothermal power and natural gas systems with large scale storages,” *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. 5, no. 3, pp. 299–313, 2017.
- [183] C. Unsihuay, J. W. M. Lima, and a. C. Z. De Souza, “Modeling the Integrated Natural Gas and Electricity Optimal Power Flow,” *2007 IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet.*, pp. 1–7, 2007.
- [184] F. Babonneau, Y. Nesterov, and J. Vial, “Design and operations of gas transmission networks,” *Oper. Res.*, vol. 60, no. 1, pp. 34–47, 2009.
- [185] C. Liu, M. Shahidehpour, Y. Fu, and Z. Li, “Security-Constrained Unit Commitment With Natural Gas Transmission Constraints,” *IEEE Trans. POWER Syst.*, vol. 24, no. 3, pp. 1523–1536, 2009.

- [186] C. Liu, M. Shahidehpour, and J. Wang, "Application of augmented Lagrangian relaxation to coordinated scheduling of interdependent hydrothermal power and natural gas systems," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 4, no. July, pp. 1314–1325, 2010.
- [187] C. M. Correa-Posada and P. Sánchez-Martin, "Security-constrained optimal power and natural-gas flow," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 4, pp. 1780–1787, 2014.
- [188] D. Ojeda Esteybar, R. Rubio Barros, O. AÑó, and A. Vargas, "Despacho óptimo integrado de sistemas de gas natural y electricidad: comparación con un despacho desacoplado y aplicación al sistema argentino," in *XIII ERIAC Décimo tercer encuentro regional iberoamericano de CIGRÉ*, 2009, p. 9.
- [189] D. De Wolf, Y. Smeers, D. De Wolf, and Y. Smeers, "The Gas Transmission Problem Solved by an Extension of the Simplex Algorithm," *Inst. Oper. Res. Manag. Sci.*, vol. 46, no. 11, pp. 1454–1465, 2000.
- [190] C. Shao, X. Wang, M. Shahidehpour, X. Wang, and B. Wang, "An MILP-based Optimal Power Flow in Multi-Carrier Energy Systems," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 8, no. 1, pp. 239–248, 2017.
- [191] X. Zhang, M. Shahidehpour, A. Alabdulwahab, and A. Abusorrah, "Hourly Electricity Demand Response in the Stochastic Day-Ahead Scheduling of Coordinated Electricity and Natural Gas Networks," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 1, pp. 592–601, 2016.
- [192] C. M. Correa-Posada and P. Sánchez-Martín, "Gas Network Optimization : A comparison of Piecewise Linear Models," *Optim. Online*, 2014.
- [193] P. M. Coelho and C. Pinho, "Considerations about equations for steady state flow in natural gas pipelines," *J. Brazilian Soc. Mech. Sci. Eng.*, vol. 29, no. 3, pp. 262–273, 2007.
- [194] C. K. Sun, V. Uraikul, C. W. Chan, and P. Tontiwachwuthikul, "Integrated expert system/operations research approach for the optimization of natural gas pipeline operations," *Eng. Appl. Artif. Intell.*, vol. 13, no. 4, pp. 465–475, 2000.
- [195] E. Shashi Menon, *Gas Pipeline Hydraulics*. CRC Press - Taylor & Francis Group, 2005.
- [196] M. Chaudry, N. Jenkins, and G. Strbac, "Multi-time period combined gas and electricity network optimisation," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 78, no. 7, pp. 1265–1279, 2008.
- [197] J. Qiu, Z. Y. Dong, J. H. Zhao, K. Meng, Y. Zheng, and D. J. Hill, "Low carbon oriented expansion planning of integrated gas and power systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 2, pp. 1035–1046, 2015.
- [198] L. Ouyang and K. Aziz, "Steady-state gas flow in pipes," *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 14, no. 3–4, pp. 137–158, 1996.
- [199] Q. Zeng, J. Fang, J. Li, and Z. Chen, "Steady-state analysis of the integrated natural gas and electric power system with bi-directional energy conversion," *Appl. Energy*, vol. 184, pp. 1483–1492, 2016.

- [200] A. Chebouba, K. Younsi, A. Benmounah, and M. Rezug, "Natural Gas Pipeline Operations Optimization Via Multi Criteria Decision Making," in *ICAAMM 2015*, 2015, no. 1, pp. 8–12.
- [201] A. H. Alinia Kashani and R. Molaei, "Techno-economical and environmental optimization of natural gas network operation," *Chem. Eng. Res. Des.*, vol. 92, no. 11, pp. 2106–2122, 2014.
- [202] Q. Zeng, B. Zhang, J. Fang, and Z. Chen, "A bi-level programming for multistage co-expansion planning of the integrated gas and electricity system," *Appl. Energy*, vol. 200, pp. 192–203, 2017.
- [203] "BP Statistical Review of World Energy. 65th edition. June 2016," 2016.
- [204] G. V Malinow, "Potencial y desarrollo hidroeléctrico argentino," 2013.
- [205] Comisión Nacional de Energía Atómica, "Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina Enero," 2017.
- [206] C.-H. Chen, N. Chen, and P. B. Luh, "Head Dependence of Pump-Storage-Unit Model Applied to Generation Scheduling," *IEEE Trans. Power Syst*, vol. PP, no. 99, pp. 1–9, 2016.
- [207] X. Zhang, M. Shahidehpour, A. Alabdulwahab, and A. Abusorrah, "Optimal Expansion Planning of Energy Hub with Multiple Energy Infrastructures," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 6, no. 5, pp. 2302–2311, 2015.
- [208] S. Clegg and P. Mancarella, "Integrated modelling and assessment of the operational impact of power - to - gas (P2G) on electrical and gas transmission networks," *IEEE Trans Sust Energy*, vol. 6, no. 4, pp. 1234–44, 2015.
- [209] B. C. Erdener, K. A. Pambour, R. B. Lavin, and B. Dengiz, "An integrated simulation model for analysing electricity and gas systems," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 61, pp. 410–420, 2014.
- [210] Pampa Energía, "El Sector Eléctrico de Argentina," 2015. [Online]. Available: http://www.mzweb.com.br/pampaenergia/web/conteudo_es.asp?idioma=0&tipo=24234&submenu=3&img=23383&conta=47#3.
- [211] Ministerio de Hacienda - Presidencia de la Nación, "Agua y Energía Eléctrica Reseña Histórica," *Fuente: Expediente de Cierre de Agua y Energía Eléctrica S.A.*, 2017. [Online]. Available: http://mepriv.mecon.gov.ar/Agua_y_Energia/ResHist-Agua.htm. [Accessed: 10-Jan-2018].
- [212] I. Carlevari, "La Argentina 1996. Estructura Humana y Economía," pp. 520–523, 1996.
- [213] S. C. Carrizo, M. E. Forget, and G. Jacinto, "Redes de energía y cohesión territorial. Conformación de los sistemas de transporte de electricidad y gas en Argentina," *Rev. Transp. y Territ.*, vol. 11, pp. 53–69, 2014.
- [214] S. Colombo, C. Guglielminotti, and M. N. Vera, "El desarrollo nuclear de Argentina y el régimen de no proliferación," *Perfiles Latinoam.*, vol. 25, no. 49, pp. 1–21, 2017.

- [215] J. E. Lapeña, *La energía en tiempos de Alfonsín. Innovación, planificación estratégica, obras y autoabastecimiento*. Buenos Aires: Eudeba, 2015.
- [216] M. Iglesia, “Cómo fue la crisis energética de fines del 88. ¿Se repetirá?,” *ámbito.com*, 2017.
- [217] “Cómo fueron los cortes programados en la presidencia de Raúl Alfonsín,” *La Nación*, 2013.
- [218] Ministerio de Energía y Minería, “Introducción Al Quinquenio 1991-1995,” 2010.
- [219] O. R. Barcia, “Transformación y Privatización del Sistema Eléctrico en la República Argentina,” *Síntesis Inf. Económica y Financ.*, vol. 319, pp. 11–20, 1994.
- [220] P. Gerchunoff and G. Cánovas, “Las privatizaciones en la Argentina: impactos micro y macroeconómicos,” Santiago de Chile, 1994.
- [221] O. R. Barcia, “Sistemas Energéticos Comparados,” *Rev. Síntesis Inf. Económica y Financ.*, vol. 313, pp. 3–7, 1994.
- [222] R. Kozulj, “La crisis energética de la Argentina: orígenes y perspectivas,” 2004.
- [223] L. J. Barrionuevo and R. G. Rubio-Barros, “Mercado Eléctrico Argentino : Reformas y Re-regulación,” in *Biennial Congress of Argentina (ARGENCON), 2016 IEEE*, 2016.
- [224] Oscar Medina, “Situación del Sector Eléctrico Argentino a Junio 2017,” Buenos Aires, 2017.
- [225] J. B. Dugan, R. E., & Jones, *Ingeniería termodinámica*. Prentice Hall, 1996.

El objetivo general de esta tesis, desarrollado a lo largo de seis capítulos, es determinar la programación óptima de los generadores de un sistema eléctrico por intervalos de tiempo, teniendo en cuenta tanto las restricciones de despacho como las restricciones de red y de seguridad del sistema. Entre las restricciones de despacho se encuentran los límites de producción de los equipos de generación, la reserva rodante del sistema, los límites de rampa, y otros. Mientras que las restricciones de red y de seguridad contemplan, básicamente, las limitaciones de capacidad, y la diferencia de ángulos de voltaje entre barras de transferencia.

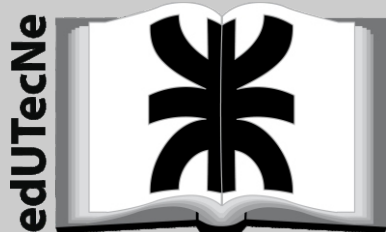
Los aportes principales de esta tesis son la integración y coordinación de la generación de energía eléctrica en base a distintas energías potenciales primarias, en un sistema interconectado. Las decisiones que se estudian son a corto plazo, los sistemas estudiados tienen un parque generador integrado por centrales eléctricas basadas en las principales energías primarias. Estas fuentes son de centrales térmicas e hidráulicas las cuales total suman el 89% de las fuentes de generación a nivel mundial, según la Agencia Internacional de Energía.

Gonzalo Exequiel Alvarez

Ingeniero Electromecánico, graduado en la Universidad Tecnológica Nacional – Facultad Regional Paraná, Argentina en 2011. Además se graduó con el título de Doctor en Ingeniería, Mención Industrial en la Universidad Tecnológica Nacional – Facultad Regional Santa Fe, en 2019. Actualmente forma parte del Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET), con lugar de trabajo en el Instituto de Desarrollo y Diseño INGAR-CONICET-UTN. Sus áreas de especialización se relacionan con la optimización de Sistemas Interconectados de energía eléctrica y también de Procesos Industriales. También trabaja en Sistemas de Acumulación de Energía, Transporte de Gas Natural y Sistemas de Bombeo.

Tesis Doctoral

UTN * SANTA FE



Libro
Universitario
Argentino

CiN REUN

Red de Editoriales
de Universidades Nacionales
de la Argentina