

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**MODELO DE PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN DE
UN SISTEMA HIDROTÉRMICO CON FLUJO ÓPTIMO DE
POTENCIA UTILIZANDO HERRAMIENTAS
CONVENCIONALES DE OPTIMIZACIÓN**

PRESENTADO POR:

JAVIER ALEJANDRO HENRÍQUEZ VALENCIA

SERGIO ALBERTO MONTANO RIVAS

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

CIUDAD UNIVERSITARIA, OCTUBRE DE 2018

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR:

MSC. ROGER ARMANDO ARIAS ALVARADO

SECRETARIO GENERAL:

MSC. CRISTOBAL HERNÁN RÍOS BENÍTEZ

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

DECANO:

ING. FRANCISCO ANTONIO ALARCÓN SANDOVAL

SECRETARIO:

ING. JULIO ALBERTO PORTILLO

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DIRECTOR:

ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:
INGENIERO ELECTRICISTA

Título:

**MODELO DE PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN DE
UN SISTEMA HIDROTÉRMICO CON FLUJO ÓPTIMO DE
POTENCIA UTILIZANDO HERRAMIENTAS
CONVENCIONALES DE OPTIMIZACIÓN**

Presentado por:

**JAVIER ALEJANDRO HENRÍQUEZ VALENCIA
SERGIO ALBERTO MONTANO RIVAS**

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:

MSC. LUIS ROBERTO CHÉVEZ PAZ

SAN SALVADOR, OCTUBRE DE 2018

Trabajo de Graduación Aprobado por:

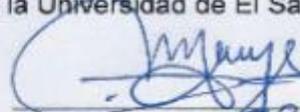
Docente Asesor:

MSC. LUIS ROBERTO CHÉVEZ PAZ

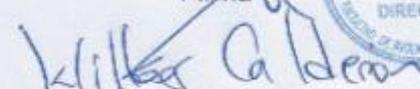
ACTA DE CONSTANCIA DE NOTA Y DEFENSA FINAL

En esta fecha, jueves 20 de septiembre de 2018, en la Sala de Lectura de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, a las 3:00 p.m. horas, en presencia de las siguientes autoridades de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

1. Ing. Armando Martínez Calderón
Director


Firma

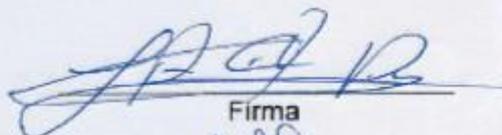
2. MSC. José Wilber Calderón Urrutia
Secretario


Firma

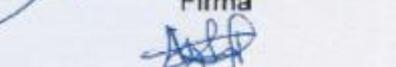


Y, con el Honorable Jurado de Evaluación integrado por las personas siguientes:

- MSC. LUIS ROBERTO CHEVEZ PAZ
(Docente Asesor)


Firma

- INGRA. ANA MARIA FIGUEROA DE MUNGUIA


Firma

- ING. JOSE MIGUEL HERNANDEZ


Firma

Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de Graduación:

MODELO DE PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN DE UN SISTEMA HIDROTÉRMICO
CON FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA UTILIZANDO HERRAMIENTAS CONVENCIONALES
DE OPTIMIZACIÓN

A cargo de los Bachilleres:

- HENRÍQUEZ VALENCIA JAVIER ALEJANDRO

- MONTANO RIVAS SERGIO ALBERTO

Habiendo obtenido en el presente Trabajo una nota promedio de la defensa final:

8.92

(Ocho punto noventa y dos)

Agradecimientos

Primeramente, agradezco a Jehová Dios, por permitirme llegar sin duda alguna, a la culminación de una de las etapas más importantes de mi vida. Que a pesar de las adversidades que se presentaron en el camino, me brindó la fortaleza y sabiduría para afrontarlas de diferentes maneras una a una.

Seguidamente, agradecer a mis padres, Patricia y Sergio, quienes incondicional y desinteresadamente me han brindado su apoyo durante toda mi vida y quienes representan uno de mis más grandes motivos de inspiración.

Mi madre, una persona que representa sin duda alguna, el pilar más importante y fuerte en mi vida, la cual me ha sabido guiar, cuidar y aconsejar hasta el día de hoy, y que sin duda alguna lo seguirá haciendo, quien me ha enseñado muchos valores muy importantes en la vida, entre los que puedo destacar la responsabilidad y el respeto. Y que, gracias a ello, hoy puedo escribir estos párrafos en agradecimiento a ella, que sin lugar a duda se quedan cortos para expresar mi eterna gratitud hacia ella.

Mi padre, un hombre de carácter firme y de pocas palabras, un hombre que ha sacrificado gran parte de su vida, quien ha puesto trabajo y esfuerzo para ayudarme a realizar y culminar mis estudios. Que a pesar de las dificultades de la vida siempre ha estado presente para apoyarme en todo lo que le ha sido posible.

A ellos especialmente, de quienes estoy seguro que sienten un enorme orgullo de ver a su hijo obtener un triunfo más en la vida, les dedico este logro.

Así mismo, a mi hermana Iris, quien me brindó su apoyo en todo momento, ante diferentes dificultades que se presentaron a lo largo del camino y nunca desistió su apoyo hacia mí, en ningún momento.

A mis profesores, quienes siempre atendieron todas las inquietudes, brindando su ayuda con toda la buena voluntad y disponibilidad en todo momento. A mi asesor que nos ha apoyado a mi compañero y a mí, durante todo el proceso de realización de este trabajo, y quien ha sido una pieza clave para la culminación de dicho trabajo de graduación.

Y, por último, a todos mis compañeros que formaron parte de este proceso de formación, en el cual hemos compartido muchas experiencias que nos han sumado conocimientos durante estos largos años de lucha, sacrificio y esfuerzo. Y que sin duda alguna un día serán de mucha utilidad en nuestro más largo camino, como lo es el de la vida.

A todos, muchas gracias.

Sergio Alberto Montano Rivas

Agradecimientos

Realizar los agradecimientos de un trabajo que representa el final de uno de los capítulos más importantes de mi vida, sin duda no es tarea fácil. No porque no sepa agradecer, sino porque mencionar a cada una de esas personas que estuvieron presentes a través de estos más de cinco años es sencillamente: imposible.

Primeramente, agradezco a Dios por darme la oportunidad de llegar hasta acá, sin duda a pesar de los altibajos encontrados a lo largo de la carrera, siempre tuve la certeza y firmeza que su mano me ayudó de un sinnúmero de formas a solucionar los problemas que se presentaron.

Por otro lado, quiero agradecer a mis padres, Nora y Javier; ellos son una gran inspiración para mí.

Mi madre, una mujer que desde una muy temprana edad luchó ella sola la gran batalla de la vida y ha llegado tan lejos gracias a sus esfuerzos, me enseñó que, si se quiere, se puede; me ha ayudado y aconsejado de tantas maneras que, sin duda, gracias a ella hoy puedo escribir estas letras que se quedan cortas sin duda.

Mi padre, un hombre de pocas palabras, un hombre reservado, un hombre que ha dejado una gran parte de su vida y su esfuerzo en ayudarme a culminar mis estudios y verme triunfante. Sin duda que, para él, ver a su hijo siendo un profesional lo llena de mucha alegría y satisfacción.

Es especialmente a ellos dos que le dedico este logro.

Asimismo, mis hermanas Yeny y Stephanie. Dos mujeres responsables, profesionales, hoy en día madres de dos bebés hermosos y principalmente, mucho ejemplo para mí. Han sido una gran ayuda desde mi infancia hasta alcanzar una edad de responsabilidad. A ellas mil gracias por todo ese apoyo.

A mis profesores, los cuales siempre estuvieron disponibles para cualquier inquietud que se presentara, respondiendo de una manera profesional en todo momento. A mi asesor el cual ha sido una persona llena de paciencia y nos ha ayudado, a mi compañero y a mí, para poder culminar este trabajo de graduación.

Finalmente, un agradecimiento especial a todos mis compañeros y amigos que formaron parte de este largo camino. Ya sean compañeros que ya lograron este gran objetivo o compañeros que siguen en la lucha por cumplir la meta de ser profesional, a ellos muchas gracias y no desistan en ningún momento. Que al que hace las cosas bien, algún día recibirá su recompensa.

A todos ustedes, infinitas gracias.

Javier Alejandro Henríquez Valencia

ÍNDICE

ÍNDICE DE FIGURAS.....	1
ÍNDICE DE TABLAS.....	3
PREFACIO	5
OBJETIVOS.....	6
JUSTIFICACIÓN	7
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	7
ANTECEDENTES.....	8
CAPÍTULO 1. EL SISTEMA DE COSTOS EN EL SALVADOR.....	9
INTRODUCCIÓN.....	10
1.1. Conceptos Básicos de Micro-economía	10
1.1.1 Demanda de un bien normal	10
1.1.2 Elasticidad de un bien normal.....	16
1.1.3 Oferta de un bien normal	18
1.2 Sistema de Costos de sector eléctrico basado en oferta de precios [25].....	25
1.2.1 Aspectos básicos y generalidades.....	25
1.3 Reformas al Marco Legal y Normativo regulatorio del Sector Eléctrico de El Salvador [24][25][22]	25
1.4 Sistema de Costos del sector eléctrico basado en Costos de Producción [22].....	30
1.4.1 Aspectos Básicos y Generalidades	30
1.4.2 Precio del MRS	30
1.4.3 Operación del sistema en el mercado de oportunidad	32
CAPÍTULO 2. EL SISTEMA HIDROTÉRMICO.....	33
INTRODUCCIÓN.....	34
2.1. Características del sistema hidrotérmico.....	34
2.1.1. Dependencia en el tiempo	35
2.1.2. Costos de operación inmediatos y futuros	36
2.1.3. Valor del agua	37
2.2. El sistema termoeléctrico	38
2.2.1. Características generales	38
2.2.2. Modelo matemático de un generador térmico	41
2.2.3 Lógica binaria de funcionamiento.....	54
2.3. El sistema hidroeléctrico.....	55
2.3.1. Generalidades	55

2.3.2.	Modelo matemático de un generador hidroeléctrico	56
2.4	Resumen de restricciones	62
CAPÍTULO 3. FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA		65
INTRODUCCIÓN.....		66
3.1	Las líneas de transmisión	67
3.1.1.	Generalidades	67
3.1.2.	Líneas cortas	68
3.2	Importancia de las líneas de transmisión en la optimización	69
3.2.1	Sistema sin pérdidas en líneas de transmisión	70
3.2.2	Sistema con pérdidas en líneas de transmisión	70
3.3	Restricciones de las líneas de transmisión.....	71
3.3.1	Flujo en las líneas de transmisión por el método DC.....	71
3.3.2	Flujo máximo y mínimo en líneas de transmisión.....	74
3.4	Flujo óptimo de potencia	75
3.4.1.	Despacho de Unidades (Unit Commitment)	75
3.4.2.	Formulación del problema de flujo óptimo de potencia	77
CAPÍTULO 4. MODELO DE LA OPERACIÓN DE UN SISTEMA HIDROTÉRMICO.....		80
INTRODUCCIÓN.....		81
4.1	Descomposición de benders	81
4.1.2	Sub problema de benders	82
4.1.3	Problema maestro.....	86
4.2	Intercambio de información	87
4.2.1	Criterio de parada	88
4.2.2	Algoritmo de benders	88
4.3	Descomposición Lagrangiana.....	89
4.3.1	Problema primal.....	90
4.3.2	Función Lagrangiana y función Lagrangiana aumentada.....	91
4.3.3	Separación de la función Lagrangiana aumentada	91
4.3.4	Función dual.....	93
4.3.5	Problema dual.....	94
CAPÍTULO 5. RESOLUCIÓN DEL MODELO A PARTIR DE HERRAMIENTAS DE OPTIMIZACIÓN.....		98
INTRODUCCIÓN.....		99
5.1	Herramientas de optimización.....	99
5.1.1	Software con licencia de paga	99
5.1.2	Software con licencia libre	102
5.2	Pyomo como elección de optimización	103

5.2.1	Instalación	103
5.2.2	Programación y ejecución	107
5.3	Ejemplo despacho coordinación hidrotérmica	110
5.3.1	Planteamiento y desarrollo.....	110
5.3.2	Análisis de resultados.....	116
5.3.2	Comprobación.....	121
CONCLUSIONES		125
RECOMENDACIONES.....		127
BIBLIOGRAFÍA.....		128
GLOSARIO.....		130
ANEXO		131

ÍNDICE DE FIGURAS

- Figura 1.1. Grafica de demanda de una cantidad de un bien respecto al precio.
- Figura 1.2. Cantidad máxima dispuesta a consumir a un precio establecido.
- Figura 1.3. Precio máximo dispuesto a pagar por una cantidad específica.
- Figura 1.4. Efecto del cambio del bien sustituto a la curva de demanda
- Figura 1.5. Efecto del cambio del bien complementario a la curva de demanda.
- Figura 1.6. Efecto en el cambio del ingreso del consumidor sobre curva de demanda.
- Figura 1.7. Curva de Engel.
- Figura 1.8. Grafica de demanda totalmente elástica de un bien “x”.
- Figura 1.9. Grafica de demanda totalmente inelástica de un bien “x”, (Caso generación Eléctrica).
- Figura 1.10. Curva de oferta de un bien normal
- Figura 1.11. Punto de equilibrio oferta y demanda.
- Figura 1.12. Gráfico de exceso de oferta
- Figura 1.13. Gráfico exceso de Demanda.
- Figura 1.14. Excedente de productor y consumidor.
- Figura 1.15. Representación de generadores con sus costos variables y costo marginal.
- Figura 1.16. Curvas de costos marginales y costos medios.
- Figura 1.17. Objetivos de reformas al sector eléctrico.
- Figura 1.18. Desintegración vertical del sistema Eléctrico Nacional.
- Figura 1.19. Precio del RMS.
- Figura 1.20. Precio Monómico de energía del sistema.
- Figura 2.1. Consecuencias de las decisiones en el uso de reservas hídricas.
- Figura 2.2. Costos de operación actuales y futuro con respecto al almacenamiento final.
- Figura 2.3. Representación gráfica del valor del agua en el sistema hidrotérmico.
- Figura 2.4. Concepto esencial de un sistema termoeléctrico.
- Figura 2.5. Curva característica de combustible vs potencia generada.
- Figura 2.6. Curva característica de costos vs potencia generada.
- Figura 2.7. Central hidroeléctrica de embalse.
- Figura 2.8. Modelo del balance hidráulico para una central hidroeléctrica.
- Figura 2.9. Modelo del balance hidráulico para centrales hidroeléctricas interconectadas por una misma cuenca.

Figura 3.1. Elementos que componen un sistema eléctrico de potencia.

Figura 3.2. Representación eléctrica de una línea de transmisión corta.

Figura 3.3. Representación de un sistema sin pérdidas en líneas de transmisión.

Figura 3.4. Representación de un sistema con pérdidas en líneas de transmisión.

Figura 3.5. Sistema de transmisión con dos barras.

Figura 3.6. Ejemplo de curva de demanda de potencia en un lapso de 24 horas.

Figura 3.7. Ejemplo gráfico del despacho de unidad para un periodo de 24 horas.

Figura 4.1. Representación del coste marginal.

Figura 4.2. Representación de la generación de Hiperplanos.

Figura 4.3. Proceso de intercambio de información de la Descomposición de Benders

Figura 4.4. Flujo grama del algoritmo de Descomposición de Benders

Figura 4.5. Linealización de la función Lagrangiana aumentada mediante PPA.

Figura 4.6. Flujograma del algoritmo del Lagrangiano Aumentado.

Figura 5.1. Editor de textos con lenguaje Python seleccionado para iniciar código de optimización.

Figura 5.2. Diagrama de tres generadores térmicos y uno hidroeléctrico satisfaciendo la demanda en un bus.

Figura 5.3. Resultados en terminal de Ubuntu de función objetivo y Potencia termoeléctrica generada.

Figura 5.4. Resultados en terminal de Ubuntu de Potencia hidroeléctrica generada, caudal turbinado por el generador y volumen del embalse al final del periodo T

Figura 5.5. Resultados de potencia termoeléctrica generada para los 8 periodos.

Figura 5.6. Resultados de potencia hidroeléctrica generada para los 8 periodos.

Figura 5.7. Resultados del caudal turbinado por el generador hidroeléctrico a lo largo de los 8 periodos en análisis.

Figura 5.8. Comportamiento del volumen del embalse al final de cada periodo en análisis.

Figura 5.9. Generación apilada para suplir la demanda de los periodos en análisis.

Figura 5.10. Resultados de ejemplo de despacho hidrotérmico uninodal.

Figura A.1. Diagrama unifilar sistema hidrotérmico de El Salvador con flujo de potencia.

Figura A.2. Gráfico de barras de potencia termo suplida a la demanda para cada periodo.

Figura A.3. Gráfico de barras de potencia hidro suplida a la demanda para cada periodo.

Figura A.4. Caudal turbinado por cada generador hidro en función del periodo en análisis.

Figura A.5. Volumen de embalses para cada generador a lo largo de los ocho periodos.

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Tabla resumen de las reformas y cambios establecidos en el sector Eléctrico.

Tabla 1.2. Sistemas de precios en el sector en eléctrico de la región centroamericana

Tabla 2.1. valores iniciales para ejemplificar el TMF_g para las horas iniciales del periodo en análisis.

Tabla 2.2. Resultados de U_g^t en las 6 horas de análisis para el ejemplo del TMF_g en las horas iniciales.

Tabla 2.3. valores iniciales para ejemplificar el TMF_g para las horas intermedias del periodo en análisis.

Tabla 2.4. Resultados de U_g^t en las 8 horas de análisis para el ejemplo del TMF_g en las horas intermedias.

Tabla 2.5. valores iniciales para ejemplificar el TMF_g para las horas finales del periodo en análisis.

Tabla 2.6. Resultados de U_g^t en las 12 horas de análisis para el ejemplo del TMF_g en las horas finales.

Tabla 2.7. valores iniciales para ejemplificar el TMP_g para las horas iniciales del periodo en análisis.

Tabla 2.8. Resultados de U_g^t en las 6 horas de análisis para el ejemplo del TMP_g en las horas iniciales.

Tabla 2.9. valores iniciales para ejemplificar el TMP_g para las horas intermedias del periodo en análisis.

Tabla 2.10. Resultados de U_g^t en las 8 horas de análisis para el ejemplo del TMP_g en las horas intermedias.

Tabla 2.11. valores iniciales para ejemplificar el TMP_g para las horas finales del periodo en análisis.

Tabla 2.12. Resultados de U_g^t en las 12 horas de análisis para el ejemplo del TMP_g en las horas finales.

Tabla 2.13. Resumen de restricciones del sistema termoeléctrico.

Tabla 2.14. Resumen de restricciones del sistema hidroeléctrico.

Tabla 3.1 Clasificación de las líneas de acuerdo a su nivel de tensión.

Tabla 3.2. Clasificación de las líneas de transmisión de acuerdo a su longitud.

Tabla 5.1. AMPL y sus solucionadores con sus respectivos precios.

Tabla 5.2. GAMS y sus solucionadores con sus respectivos precios

Tabla 5.3. Datos de los generadores térmicos para el ejemplo de despacho hidrotérmico.

Tabla 5.4. Datos de los generadores hidroeléctricos para el ejemplo de despacho económico.

Tabla 5.5. Datos de demanda por periodo para el ejemplo de despacho económico.

Tabla 5.6. Descripción de líneas de código en ejemplo despacho hidrotérmico uninodal.

Tabla A.1. Datos de potencias máximas y mínimas; arranque y parada; subida y bajada y; costos de generadores térmicos.

Tabla A.2. Datos de potencias, eficiencia, volúmenes e influjos de los generadores hidro.

Tabla A.3. Valores de susceptancia inductiva para las líneas de transmisión del sistema.

Tabla A.4. Ubicación de los generadores térmicos en los nodos del sistema de transmisión.

Tabla A.5. Ubicación de los generadores hidro en los nodos del sistema de transmisión.

Tabla A.6. Valores de demanda en MW para los periodos en análisis en los buses del sistema.

Tabla A.7. Descripción de líneas de código en ejemplo despacho hidrotérmico con flujo de potencia.

Tabla A.8. Flujo de potencia en las líneas de transmisión (parte 1).

Tabla A.9. Flujo de potencia en las líneas de transmisión (parte 2).

Tabla A.10. Flujo de potencia en las líneas de transmisión (parte 3).

Tabla A.11. Flujo de potencia en las líneas de transmisión (parte 4).

Tabla A.12. Resultados de variable binaria de acoplamiento de las unidades termoeléctricas.

Tabla A.13. Resultados de variable binaria de arranque de las unidades termoeléctricas.

Tabla A.14. Resultados de variable binaria de parada de las unidades termoeléctricas.

PREFACIO

Los sistemas de generación de energía eléctrica pueden ser de diferentes complejidades, ya que el humano con su capacidad analítica ha logrado desarrollar técnicas eficientes en dicha rama; de entre las cuales destacan aquellas que van desde generación a base de gases generados por la misma tierra, otras a base de la fuerza de las olas de mar, pasando por la capacidad generativa de energía eléctrica a base de la energía solar, llegando a la generada por motores impulsados derivados del petróleo, llamada energía térmica y, también la energía hidroeléctrica; siendo estas últimas dos el centro del presente trabajo investigativo.

El sistema de generación en El Salvador se rige por un sistema de costos el cual está basado en las máquinas disponibles y sus respectivas eficiencias al momento de generar energía eléctrica.

Un sistema de coordinación hidrotérmico es aquel que refleja el orden en que los generadores térmicos e hidroeléctricos son despachados en el sistema de generación nacional de energía a partir de los costos en los que cada uno de dichas máquinas generadoras incurre en el proceso de inyección de energía, con el principal objetivo de minimizar el precio de la energía y así beneficiar al desarrollo del sistema eléctrico nacional.

También contempla cuánta energía eléctrica suplirá cada generador a la demanda nacional, puesto que el objetivo primordial es suplir la demanda que existe en el país con los recursos generadores disponibles; esto es algo que la Unidad de Transacciones (UT) hace durante las veinticuatro horas del día los trescientos sesenta y cinco días del año.

Para desarrollar la coordinación hidrotérmica, se debe realizar un modelo algebraico contemplando múltiples variables propias de las máquinas, la demanda a suplir, los límites físicos y operativos de las máquinas y lo más importante los costos variables de generación de cada máquina, como se mencionó con anterioridad.

Ahora bien, otro factor importante a considerar, es el hecho que como el sistema en cuestión es el sistema de transmisión; por ello, no hay que olvidar que existe una pérdida de potencia en las líneas debido a factores meramente físicos y que la energía demandada no es exactamente igual a la generada. En este caso la energía generada es una porción más grande a la demandada puesto que se tiene que generar la potencia demandada más la potencia perdida en el transporte mismo de la energía desde el punto de generación, hasta el punto donde se encuentra la demanda.

En este caso, se desarrollará el modelo matemático de la coordinación de un sistema hidrotérmico tomando en cuenta los factores anteriormente mencionados y se echará mano de dos simuladores, uno de paga y otro de licencia libre, los cuales desarrollarán la resolución de los planteamientos propuestos.

OBJETIVOS

General:

Modelar algebraicamente un sistema de coordinación hidrotérmica incluyendo su flujo óptimo de potencia con líneas de transmisión con el objetivo de minimizar los costos involucrados en la generación de la energía eléctrica y, resolver dicho problema modelado de optimización por medio de programas de licencia libre y de paga.

Específicos:

- Explicar la importancia de la evolución del sistema de costos de la energía eléctrica en El Salvador.
- Dejar en claro los conceptos importantes relacionados a la optimización de costos en la generación de energía eléctrica.
- Explicar que el algoritmo utilizado es el mismo para resolver un problema de optimización pequeño y uno grande.
- Presentar la diferencia que existe en analizar un sistema eléctrico de potencia uní-nodal con respecto a uno con líneas de transmisión.
- Dar solución al problema de optimización con un software de licencia libre.

JUSTIFICACIÓN

En ciertas materias de la carrera de ingeniería eléctrica se habla sobre despacho económico a groso modo, y se ven aspectos relacionados con pliegos tarifarios y demás temas a fines. Además, se ve de forma insuficiente la utilización de software para la solución de problemas relacionados al tema. Razón por la cual se pretende profundizar en el análisis matemático y sus respectivas alternativas de solución mediante programación lineal y no lineal.

Lo anterior, mediante la explicación matemática realizada para solucionar un problema de despacho eléctrico, así como la ejemplificación del uso de software convencionales y de licencia pagada para la solución del mismo.

Permitiendo esto, dejar una base para futuras investigaciones del tema y adicionar otros tipos de generación de energía eléctrica en la coordinación y despacho, para obtener una solución más acertada a la realidad actual que se vive en el país, tomando en cuenta la generación fotovoltaica, geotérmica y generación por bagazo de caña de azúcar.

Otra razón importante es contribuir al fortalecimiento de fuentes bibliográficas para consultas en temas de generación transmisión y coordinación Hidrotérmica en materias afines, en la carrera de ingeniería eléctrica, utilizando datos reales del sistema de potencia nacional.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Obtener energía al menor coste posible, ese es siempre el objetivo principal de todos los consumidores finales, por otra parte, vender la energía al mayor precio posible para generar más utilidades es el objetivo principal de todas las empresas generadoras de energía. Sin embargo, no es posible obtener las dos cosas al mismo tiempo, pero existe un punto de equilibrio en el cual se genere energía y se venda a un precio que no afecte a los consumidores finales y a las empresas generadoras. Un punto en donde la oferta y la demanda se vean beneficiados y obtengan los costes y ganancias justas, Sin cobros excesivos y sin pérdidas excesivas.

Para ello es necesario realizar una coordinación energética, en la cual se disponga de los datos claves que influyen en la determinación de los costos de energía, entre dichos datos tenemos: Eficiencia de las maquinas, Datos de líneas de Transmisión, Datos de Placa de equipo de Potencia, Datos del tipo de carga, Costo de cada generador, etc. Además, para la realización de la coordinación energética es necesario tener en cuenta que Aproximadamente el 80% de la demanda nacional es abastecida con energía Termoeléctrica y energía Hidroeléctrica. Por lo cual, la coordinación se centra en estos dos tipos de generación, La cual es Denominada como Coordinación Hidrotérmica.

La problemática principal a atacar es la realización de la coordinación Hidrotérmica, utilizando una herramienta Convencional y comparar los resultados obtenidos con la solución realizada con un software de licencia privada (GAMS). Además, se realiza el análisis, planteamiento y modelado de las ecuaciones que describen el fenómeno. Con la finalidad que la solución sea completa y quede como reseña para estudios previos o para un estudio más a fondo del tema.

ANTECEDENTES

Se tiene como primer antecedente (2008) un trabajo de graduación llamado “Simulación del despacho basado en costos de producción de un sistema hidrotérmico” realizado por José Aguilar y David Murcia para optar al grado de Ingeniero Electricista en la Universidad Centroamericana “José Simeón Cañas”; el trabajo trata sobre el planteamiento del sistema hidrotérmico del que en ese momento sería el nuevo sistema de despacho en El Salvador, el trabajo se divide en dos partes generales importantes: primero en la comprensión teórica de todo el sistema hidrotérmico y luego en la implementación de software para resolver los planteamientos algebraicos.

Un segundo antecedente del tema (2008) se presenta con el trabajo realizado por Pablo Enrique Oñate para optar al grado de Doctor en Ciencias, el cual se titula “Solución del problema de flujos de potencia óptimo con restricciones de seguridad por un optimizador de partículas modificado”, realizado en el Centro de Investigación y de Estudios Avanzados del Instituto Politécnico Nacional (Cinvestav) de Guadalajara; el trabajo propone un método complejo para la resolución del flujo óptimo de potencia más sin embargo la utilidad para el presente trabajo de graduación es el planteamiento algebraico que se realiza en este mencionado trabajo investigativo.

Como tercer antecedente (2011) se tiene otro trabajo de graduación para siempre optar al título de Ingeniero Electricista el cual se llama “Modelo de programación la operación de un sistema hidrotérmico” realizado en la Universidad Centroamericana “José Simeón Cañas”; este antecedente es la elaboración de un software en Phyton capaz de realizar los despachos económicos basados en la operación de un sistema hidrotérmico.

CAPÍTULO 1. EL SISTEMA DE COSTOS EN EL SALVADOR

INTRODUCCIÓN

La búsqueda de minimizar costos y obtener la mayor cantidad de utilidades posibles, es el objetivo principal de toda empresa. Sin embargo, cuando se trata de un bien principal como lo es la energía eléctrica, este sistema de costos no puede ser establecido únicamente por la empresa en función, sino también, es necesaria la intervención de entidades gubernamentales que garanticen un sistema que permita mantener un equilibrio entre el productor y el consumidor.

Por ello, el propósito fundamental del presente capítulo es fundar las bases sobre el sistema de costos vigente en el país, para obtener una mayor comprensión de los capítulos siguientes, los cuales están ligados íntimamente al actual. Para ello se muestra un breve apartado sobre materia de micro-economía, en donde se aclaran conceptos de curva de oferta, curva de demanda, punto de equilibrio, etc. Además, se aclaran conceptos como costos marginales, cargos del sistema, unidad marginal, unidad infra-marginal, entre otros.

Seguidamente, aclarados los conceptos básicos de micro-economía, se presenta el modelo de costos vigente en el país hasta mediados de los años de la década de los 90, denominado “sistema de costos basado en oferta de precios”.

Luego, siguiendo un orden cronológico, se habla acerca de las reformas que este sistema de costos experimento a lo largo de los años hasta llegar al actual sistema de costos vigentes en el país denominado “sistema de costos basado en costos de producción”, en el cual se explican claramente todas las reglas del juego referente a la generación, distribución y comercialización de la energía eléctrica nacional.

1.1. Conceptos Básicos de Micro-economía

1.1.1 Demanda de un bien normal

En la sociedad, todo mundo participa en el mercado general creando una demanda de cualquier producto. Cada individuo ejerce su rol de comprador bajo diversos factores que definen el perfil del mismo y determina sus preferencias por un producto en específico. La demanda total generada se basa en el perfil individual de cada comprador el cual toma en cuenta muchos factores que lo llevan a tomar una decisión final, dichos factores que influyen en la decisión son: Precio del bien a consumir, precio del bien sustituto, precio del bien complementario, ingresos del comprador, gustos del comprador, entre otros. Siendo los primeros los más importantes para la comprensión del concepto.

Para mejorar la comprensión del concepto de demanda, en economía esta se representa por una curva, denominándola “curva de demanda”, la cual da la pauta de la cantidad consumida de un bien o producto en específico respecto a una variable. Que al final de todo es lo más importante, medir cuanto se consume.

➤ Curva de demanda de un bien normal.

La curva de demanda de un bien en específico representa de forma general “*La disposición de un individuo a consumir una cantidad dada de un bien “X” a un precio determinado*”. De forma algebraica la demanda de un bien en específico puede denominarse de la siguiente forma:

$$D_x = D_x(P_x, P_s, P_c, I, g) \quad \text{Ec. 1.1}$$

Los factores se definen a continuación:

- D_x = Demanda del bien “x”
- P_x = Precio del bien “x” a consumir
- P_s = Precio del bien sustituto
- P_c = Precio del bien complementario
- I = Ingresos
- g = Gustos o preferencias

De forma gráfica la curva de demanda se representa de la siguiente forma:

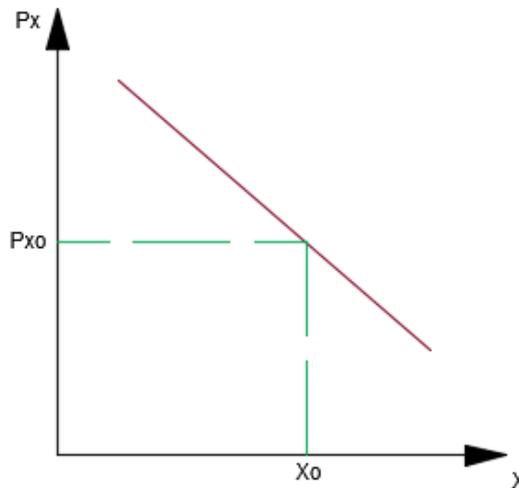


Figura 1.1. Grafica de demanda de una cantidad de un bien respecto al precio. [9]

La curva de demanda indica a lo largo de sí misma, cuanto se consume del bien x y al precio que se consume dicha cantidad. Existen dos formas de interpretar la curva de demanda que son de la siguiente manera:

- I) Máxima cantidad que se consume a un determinado precio

Visualizándolo de esta forma, la curva indica la cantidad máxima que se puede consumir del bien x, a un determinado precio.

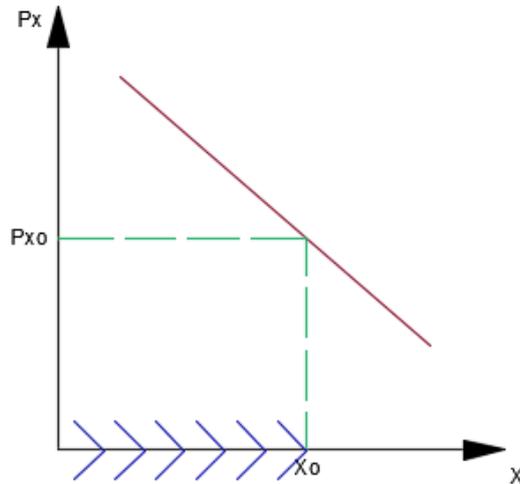


Figura 1.2. Cantidad máxima dispuesta a consumir a un precio establecido. [9]

- II) Precio máximo que se está dispuesto a pagar para consumir una cantidad dada del bien “x”.

De esta otra forma, el precio limita la cantidad a consumir ya que representa el precio máximo al cual se está dispuesto a pagar por una cantidad del bien “x”.

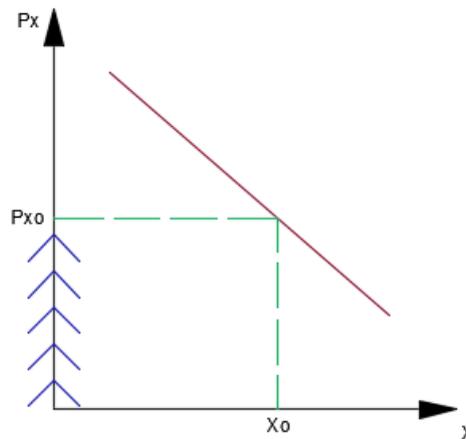


Figura 1.3. Precio máximo dispuesto a pagar por una cantidad específica. [9]

Un cambio en el precio del bien “x” o en la cantidad consumida del bien, se refleja sobre lo largo de la curva de demanda, sin embargo, ante una variación de los demás factores genera un desplazamiento de la curva de demanda lo cual se muestra gráficamente a continuación.

- ❖ Efecto de un cambio en el precio del bien sustituto sobre la curva de demanda del bien “x”.

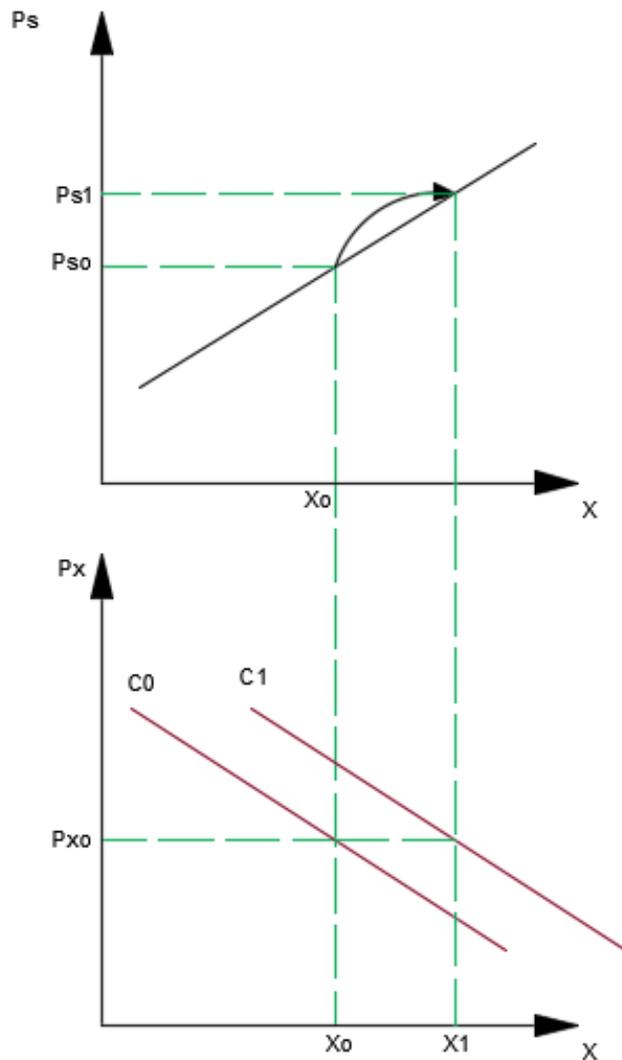


Figura 1.4. Efecto del cambio del bien sustituto a la curva de demanda [9]

Inicialmente en la figura 1.4 se observa el punto de partida con un precio inicial del bien “x” que corresponde a “ P_{x0} ” y su respectiva cantidad consumida “ X_0 ”, sobre la curva “C0”, de igual forma se observa que en la curva del bien sustituto se establece un precio inicial correspondiente a “ P_{s0} ”, los cuales se tienen como punto de partida. Luego se observa que, al experimentar un cambio en el precio del bien sustituto, esto genera un cambio en la cantidad consumida del bien “x” forzando a desplazar la curva “C0” hasta la posición de la curva “C1” donde se tiene la nueva cantidad consumida del bien “x” siempre manteniendo fijo el precio del bien “x”. Razón por la cual se desplaza la curva y no solo se mueve a lo largo de la misma. Por lo cual se puede concluir que el factor del precio del bien sustituto es un factor que genera desplazamiento en la curva de demanda del bien “x”.

- ❖ Efecto de un cambio en el precio del bien complementario sobre la curva de demanda del bien “x”.

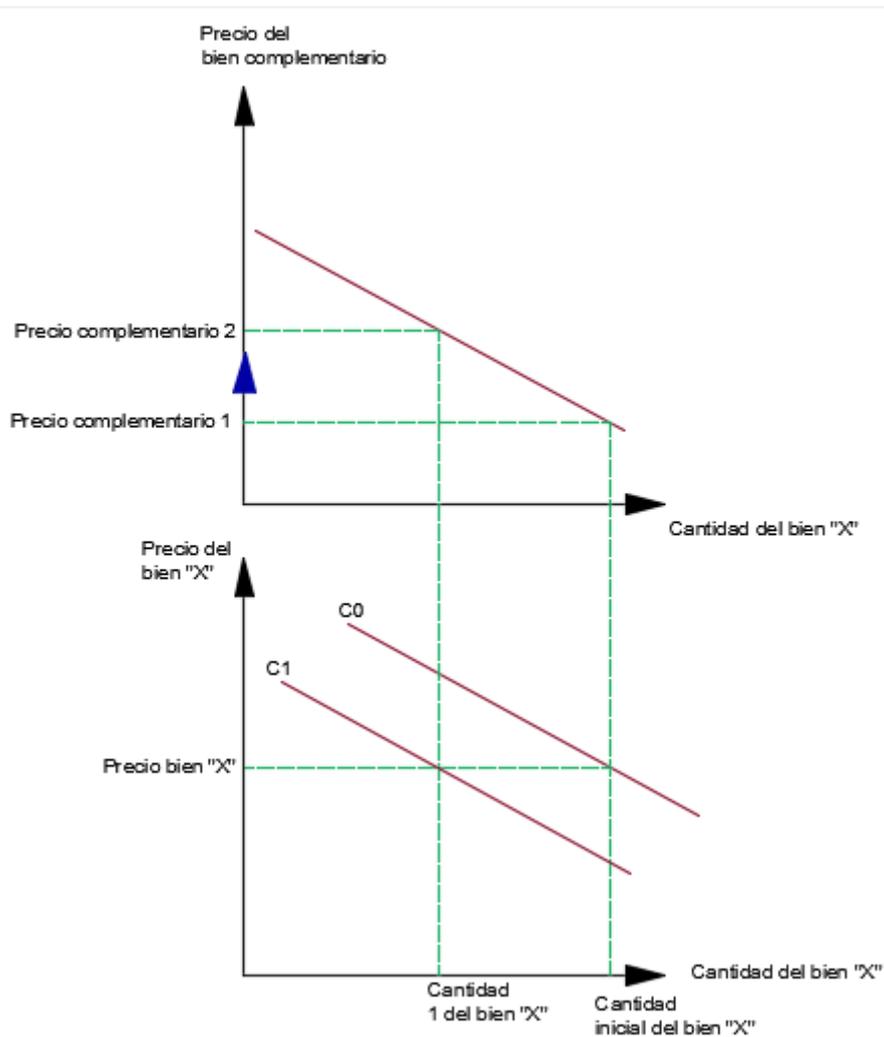


Figura 1.5. Efecto del cambio del bien complementario a la curva de demanda. [9]

De igual forma para el bien complementario, tomando un punto de partida en el cual se tiene el precio 1 del bien complementario, el precio inicial del bien x, y la cantidad inicial consumida del bien x, se observan todos estos sobre la curva inicial de demanda “C0”. Experimentando un cambio de incremento en el precio del bien complementario, se traduce en el desplazamiento de la curva del bien x hasta la posición de la curva “C1”, la cual refleja una disminución en el consumo del bien “x” debido a que su precio inicial se mantiene constante. De igual forma la curva se desplazaría en la dirección contraria si el precio del bien complementario experimentaría una disminución, lo cual reflejaría un incremento del consumo del bien “x” al mantener de igual forma su precio constante.

❖ Efecto en el cambio del ingreso del consumidor sobre la curva de demanda

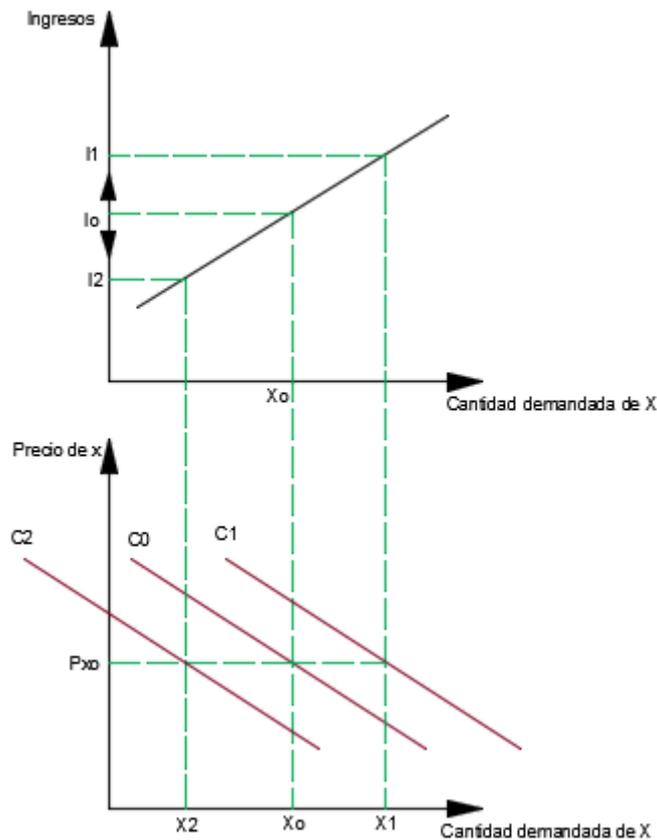


Figura 1.6. Efecto en el cambio del ingreso del consumidor sobre curva de demanda. [9]

De forma similar, como en los casos antes mencionados, al experimentar un cambio en los ingresos del consumidor, la curva experimenta un desplazamiento, el cual depende de la dirección en la que cambie el ingreso así reaccionara la curva de demanda. Cabe mencionar que estos comportamientos son válidos únicamente bajo la porción de curva que obedece a los bienes normales, la otra porción de la curva que obedece a los bienes inferiores posee otro comportamiento que no se verá en este trabajo investigativo. La curva que determina las porciones de bienes normales y bienes inferiores se denomina *Curva de Engel*.

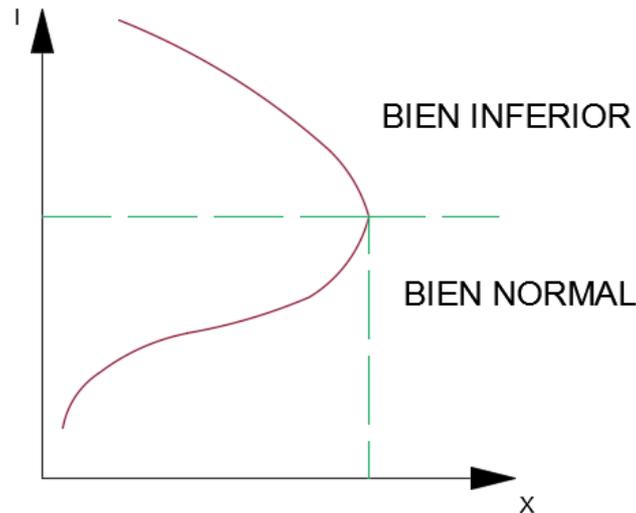


Figura 1.7. Curva de Engel. [3]

1.1.2 Elasticidad de un bien normal

El incremento o decremento en el costo de un producto en específico, puede generar una reacción de incremento o decremento en el consumo de dicho producto. Pero la pregunta clave es, ¿qué tan grande será la variación que dicho cambio generara?, por lo que la elasticidad de un producto determina qué tan sensible es el producto ante un cambio en las variables que lo determinan.

De tal forma que se puede definir la elasticidad como “La variación porcentual de una variable, ante una variación porcentual de las variables que la determinan”. Y la se puede expresar en fórmula general de la siguiente manera.

$$\varepsilon_{z,y} = \frac{\Delta\%Y}{\Delta\%Z} = \frac{\frac{\Delta Y}{Y}}{\frac{\Delta Z}{Z}} = \frac{\Delta Y}{\Delta Z} \cdot \frac{Z}{Y} = \frac{dY}{dZ} \cdot \frac{Z}{Y} \quad Ec. 1.2$$

Con la definición general de elasticidad, se procede a definir el concepto asociado a la demanda de un producto respecto a su costo.

➤ Elasticidad precio de la demanda

Como en el concepto general, la elasticidad precio de la demanda indica la variación porcentual de la demanda de un bien específico, ante la variación de su precio, y se define con la ecuación siguiente:

$$\varepsilon_{P_x,x} = \frac{\Delta\%x}{\Delta\%P_x} = \frac{\frac{\Delta x}{x}}{\frac{\Delta P_x}{P_x}} = \frac{\Delta x}{\Delta P_x} \cdot \frac{P_x}{x} = \frac{dx}{dP_x} \cdot \frac{P_x}{x} \quad Ec. 1.3$$

Cabe mencionar que el resultado de la elasticidad precio de la demanda de un bien normal siempre tendrá un signo negativo, dado que la derivada de la cantidad respecto al precio viene

de la curva de demanda y esto lleva a la pendiente de la recta, se puede observar que dicha pendiente es negativa, con lo cual siempre será negativo el signo.

Se tienen diferentes casos para la elasticidad precio de la demanda de un bien de las cuales están los siguientes casos:

- ★ $|\varepsilon_{P_x, x}| > 1$: Un resultado mayor que uno, indica que la demanda varía de forma más que proporcional a la variación del precio.
- ★ $|\varepsilon_{P_x, x}| = 1$: Un resultado igual a uno, indica que la demanda varía proporcionalmente a la variación del precio.
- ★ $|\varepsilon_{P_x, x}| < 1$: Un resultado menor que uno, indica que la demanda varía de forma menos que proporcional a la variación del precio.

Además de los casos antes expuestos, existen dos casos más de los cuales serán de suma importancia, para la comprensión de la demanda en el sector eléctrico.

- ✱ $|\varepsilon_{P_x, x}| \rightarrow \infty$: Cuando la elasticidad tiende hacia el infinito se dice que se tiene un tipo de demanda totalmente Elástica y su representación gráfica se presenta a continuación:

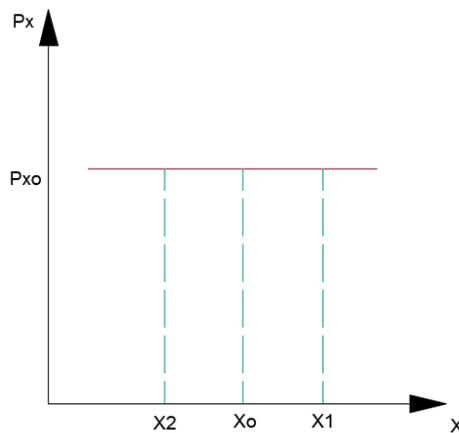


Figura 1.8. Gráfica de demanda totalmente elástica de un bien “x”. [9]

- ✱ $|\varepsilon_{P_x, x}| \rightarrow 0$ ó $|\varepsilon_{P_x, x}| = 0$: Cuando se tiene una elasticidad que tiende a cero o es igual a cero, se dice que estamos ante un caso de demanda totalmente inelástica. Lo cual significa que la demanda no responde ante la variación del precio y este es el caso de la demanda del sector eléctrico a nivel de generación. La gráfica se muestra a continuación:

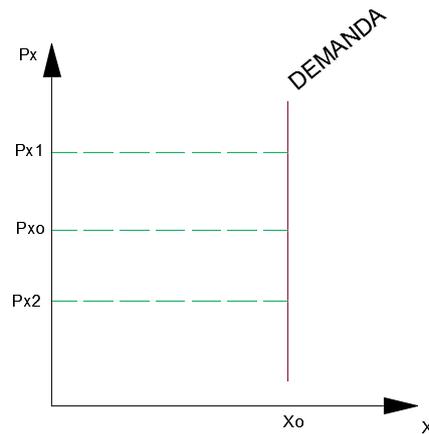


Figura 1.9. Grafica de demanda totalmente inelástica de un bien “x”, (Caso generación Eléctrica). [9]

➤ Elasticidad cruzada

El término de elasticidad cruzada se refiere a la variación que experimenta un bien ante la variación de un factor de otro bien ya sea complementario o sustitutivo, para lo cual se obtiene un cambio en las elasticidades dependiendo el tipo de bien al que se refiera.

Se tienen dos bienes, un bien “x” y un bien “y”. Se tienen sus respectivos precios “ P_x ” y “ P_y ” con lo cual se define la elasticidad cruzada de la siguiente forma:

$$\varepsilon_{P_y, x} = \frac{\Delta \% x}{\Delta \% P_y} = \frac{\Delta x}{\Delta P_y} \cdot \frac{P_y}{x} = \frac{dx}{dP_y} \cdot \frac{P_y}{x} \quad \text{Ec. 1.4}$$

La cual indica la variación porcentual de la demanda del bien “x” respecto a una variación porcentual de precio del bien “y”. A diferencia de la definición de elasticidad de un bien en específico, en esta definición puede existir una elasticidad con signo positivo que corresponde a bienes sustitutos entre sí y una elasticidad con signo negativo que corresponde a bienes complementarios entre sí.

1.1.3 Oferta de un bien normal

De la misma forma como la curva de demanda refleja dos disposiciones por parte de los compradores o demandantes, la curva de oferta refleja dos posiciones por parte de los productores u ofertantes. Las representaciones de la curva de oferta tanto en ecuación como gráficamente se muestran a continuación.

$$X^s = X^s(P_x, P_s, P_c, T, L, W, etc) \quad \text{Ec. 1.5}$$

De donde:

- $X^s =$ Oferta del producto "x"
- $P_x =$ Precio del bien "x"
- $P_s =$ Precio del bien sustituto
- $P_c =$ Precio del bien complementario

- $T = \text{Tecnología}$
- $L = \text{Fuerza laboral}$
- $W = \text{Salario}$

De forma gráfica la curva de oferta se representa de la siguiente manera:

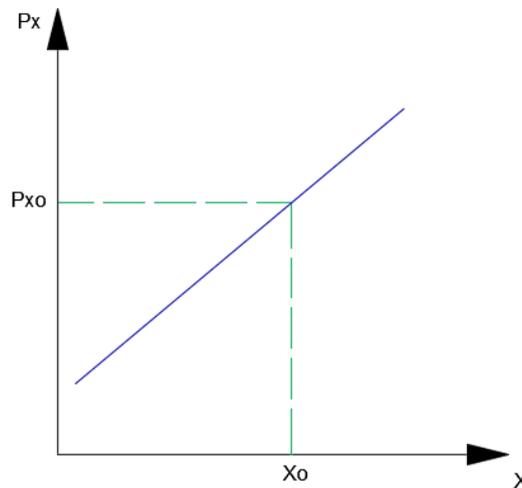


Figura 1.10. Curva de oferta de un bien normal.

Al igual que la curva de demanda, la curva de oferta muestra las mismas variaciones ante cambios en sus variables que la determinan, ante un cambio en el precio o la cantidad del bien “x” únicamente basta con desplazarse a lo largo de la curva, sin embargo, ante un cambio en las demás variables, es necesario desplazar la curva completamente como en los casos expuestos anteriormente.

Las dos formas de interpretar la curva de oferta son:

- *La máxima cantidad que una empresa está dispuesta a producir a un precio determinado.*
- *El precio mínimo al que la empresa está dispuesta a recibir por producir una determinada cantidad del bien.*

Uno de los factores más importantes de la curva de oferta es la tecnología, debido a que este factor influye grandemente en los costos en los que incurre la empresa para producir cierta cantidad del bien, con lo cual mejorando la tecnología reduce sus costos de producción permitiéndole ofertar un producto a menor precio. La reducción en los precios que se ofertan los productos influye en gran proporción para lograr un punto en el cual se satisfagan las necesidades de los consumidores y se generen utilidades para el productor.

➤ Punto de Equilibrio de Oferta y Demanda

El punto de equilibrio entre la oferta y la demanda es el punto en el cual se obtiene el balance ideal que maximiza los excedentes tanto del productor como del consumidor. Se dice ideal debido a que en la vida real es un punto que nunca se alcanza, y solo existe en las definiciones teóricas y se puede observar en la figura 1.11.

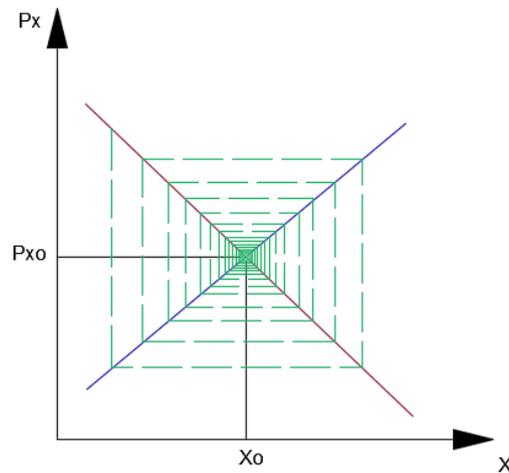


Figura 1.11. Punto de equilibrio oferta y demanda.

Existen dos fenómenos que obligan a ambas partes a alcanzar un equilibrio que satisfaga ambas partes. Uno es el “Exceso de oferta” consiste en la sobre producción de un bien ante una escasa demanda de dicho bien, lo cual obliga a la oferta a reducir el ritmo de producción e igual forma reducir sus precios de oferta, gráficamente se observa el exceso de producción de la siguiente manera en la figura 1.12:

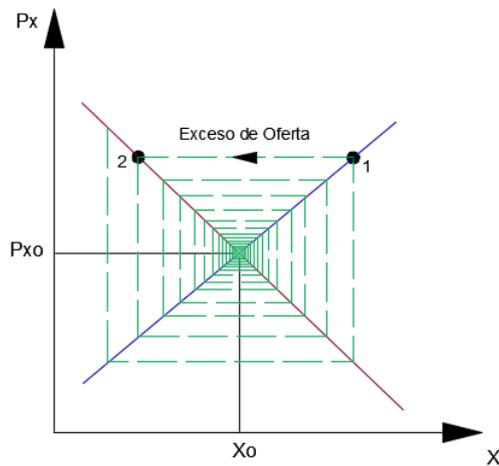


Figura 1.12. Gráfico de exceso de oferta.

Pero este efecto atrae consigo al segundo fenómeno que regula al punto de equilibrio, el “Exceso de demanda” ya que en el primero punto se tiene una sobre producción y escasa demanda, en este otro punto se tiene todo lo contrario, experimenta una sobre demanda y una baja producción del bien. Gráficamente se observa en la figura 1.13:

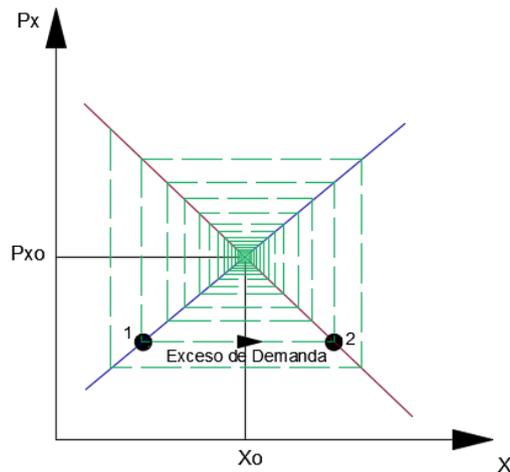


Figura 1.13. Gráfico exceso de Demanda.

Como es posible observar, la reducción de exceso de oferta, lleva a experimentar el exceso de demanda, con lo cual el juego de reducir todos los excesos, conlleva a la convergencia en el punto de equilibrio en donde el productor y el demandante maximizan sus excedentes obteniendo así mayores beneficios. Los excedentes del productor y del consumidor se explican a continuación por medio de una gráfica.

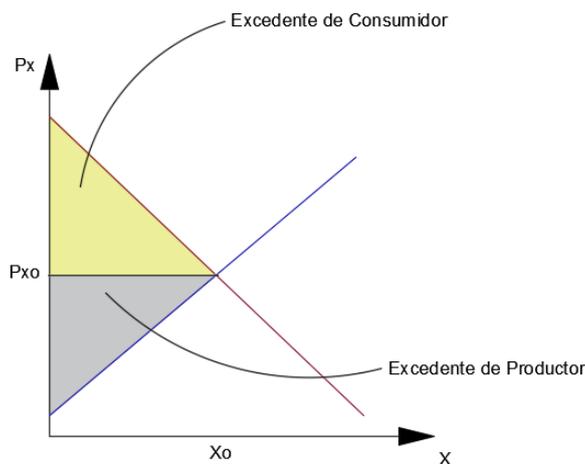


Figura 1.14. Excedente de productor y consumidor.

Las áreas sombreadas representan los excedentes de cada parte, donde se observa que al ubicarse en el punto de equilibrio estas áreas se maximizan, representando así una mejor condición tanto para el productor como el consumidor y reduciendo así los excesos de ambas partes.

Orientando más al sector eléctrico se muestra la deducción de la curva de oferta tomando como factores los ingresos, costos y las utilidades de una empresa, mostrando la deducción de los costos marginales y costos que incurre un productor de energía eléctrica.

➤ Deducción de la curva de oferta

Las utilidades que obtiene una empresa, pueden ser determinados tomando en cuenta solo dos factores, los costos totales en los que incurre la empresa y los ingresos totales que percibe de

las ventas. El objetivo de toda empresa es maximizar las utilidades y para demostrarlo se muestra el siguiente proceso matemático:

$$\pi_{(x)} = IT_{(x)} - CT_{(x)} \quad \text{Ec. 1.6}$$

En donde:

- $\pi_{(x)}$ = Utilidades de la empresa
- $IT_{(x)}$ = Ingresos totales
- $CT_{(x)}$ = Costos Totales

$$MAX \pi_{(x)} = IT_{(x)} - CT_{(x)}$$

Condición de primer orden

$$\begin{aligned} \frac{d\pi_{(x)}}{dx} &= \frac{dIT_{(x)}}{dx} - \frac{dCT_{(x)}}{dx} = 0 \\ \frac{dIT_{(x)}}{dx} &= \frac{dCT_{(x)}}{dx} \\ IM_{g(x)} &= CM_{g(x)} \quad \text{Ec. 1.7} \end{aligned}$$

En donde:

- $IM_{g(x)}$ = Ingreso marginal
- $CM_{g(x)}$ = Costo Marginal

Como es posible observar, los ingresos marginales que percibe la empresa se ven igualados a los costos marginales en los que incurre, y para el caso de una empresa de generación eléctrica, el costo marginal se refiere al “costo variable de la unidad que aporta el Megavatio adicional para satisfacer la demanda”. Para una mejor comprensión se muestra gráficamente a continuación:

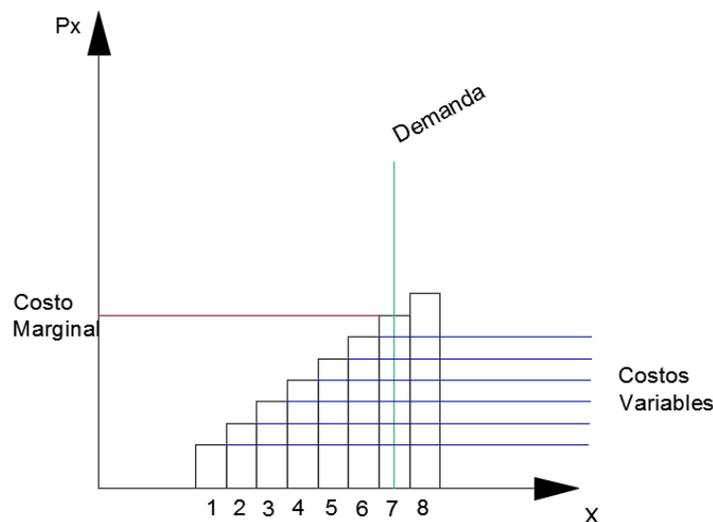


Figura 1.15. Representación de generadores con sus costos variables y costo marginal.

Para el caso de la figura 15, se tienen 8 empresas generadoras para las cuales cada empresa tiene su respectivo costo variable, el cual representa el gasto en que la empresa incurre para generar cierta cantidad de MWh, se observa que la posición de la demanda se encuentra hasta

el penúltimo generador lo cual nos indica que es necesario despachar a los primeros 6 generadores y es el séptimo el ultimo generador que aporta el MWh adicional para satisfacer la demanda. Es por ello que es dicho generador el que establece el costo marginal de la energía, los otros 6 generadores se denominan inframarginales y son remunerados al costo del marginal, obteniendo así mayores utilidades. Se presenta a continuación la demostración algebraica en la cual se igualan el costo marginal de cada generador al costo variable de producción.

$$\begin{aligned}
 CT_{(x)} &= CF + CV_{(x)} \\
 CMe_{(x)} &= \frac{CT_{(x)}}{x} = \frac{CF + CV_{(x)}}{x} \quad Ec. 1.8 \\
 CM_{g(x)} &= \frac{dCT_{(x)}}{dx} = \frac{d[CF + CV_{(x)}]}{dx} \\
 CM_{g(x)} &= \frac{d[CV_{(x)}]}{dx}
 \end{aligned}$$

En donde

$$CV_{(x)} = x CV_o$$

Por tanto

$$CM_{g(x)} = CV_o \quad Ec. 1.9$$

Se presentan los significados de las abreviaciones:

- CF = *Costos fijos de producción*
- $CV_{(x)}$ = *Costos variables de producción*
- $CT_{(x)}$ = *costos totales de producción*
- $CMe_{(x)}$ = *Costo Medio*

La ecuación 1.9 es válida para ambientes competitivos. El comportamiento de la curva de oferta con relación al costo marginal, resulta siempre en una cantidad positiva en base a la definición de la derivada, el motivo por el cual esto resulta de esta forma, es porque en economía existen dos regiones en las que se encuentran las curvas de costo marginal y costo medio de producción y para los intereses de este tema únicamente compete trabajar en la zona positiva en la que los costos marginales son mayores que los costos medios. Para efectos de presentación se muestran las gráficas que definen dicho comportamiento.

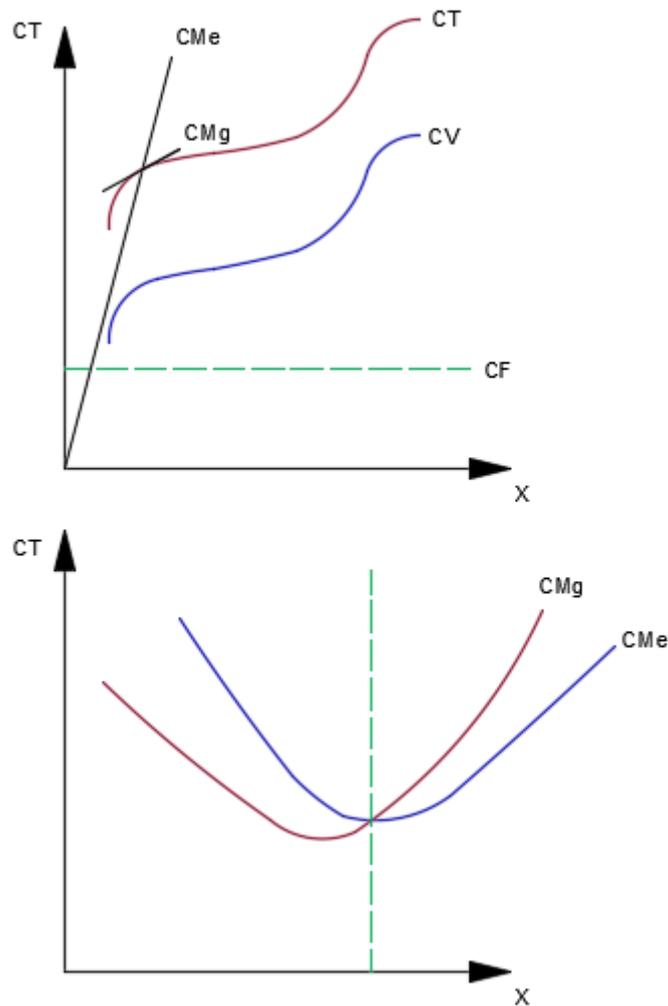


Figura 1.16. Curvas de costos marginales y costos medios. [15]

Como se puede observar existe un punto en el que la curva de costos medios es mayor que la de costos marginales, sin embargo, el punto en donde se cruzan las curvas y se intercambian las posiciones es el punto de partida de interés para el presente caso.

Con los conceptos de costos marginales, costos variables y la representación gráfica de los costos para cada generador, se tienen las bases para comprender los conceptos que incluyen los términos antes mencionados, los cuales son modificación o adicionamiento de los conceptos vistos. Por lo que, la comprensión a totalidad de los conceptos de costos es fundamental para el análisis de los sistemas de costos por lo que atravesó El Salvador y las reformas a las que fue sometido, dichos sistemas y reformas se presentan a continuación de forma cronológica y únicamente eventos de mayor importancia para el estudio, si el lector quiere indagar más sobre las reformas que sufrió el sistema de costos del sector eléctrico puede buscar en la bibliografía los links de referencia que se agregan. [9,15]

1.2 Sistema de Costos de sector eléctrico basado en oferta de precios [25]

1.2.1 Aspectos básicos y generalidades

El sistema de costos basado en precios de oferta, era un sistema que se manejó en El Salvador hasta la década de los años 90, debido a que los antecedentes de países vecinos mantenían el mismo esquema de operación. El sistema basado en precio de oferta mantenía un uso íntimo con los términos microeconómicos antes mencionados, debido a que los productores o generadores de energía eléctrica establecían el precio al cual estaban dispuestos a vender cierta cantidad de energía a lo cual se le denominaba oferta de inyección, y no existía un ente regulador que evaluara si las condiciones eran las óptimas para beneficiar a ambas partes. Sin embargo, la contra parte a esta oferta de inyección, era la demanda quien regulaba de cierta forma el precio debido a que los consumidores finales definían la cantidad que estaban dispuestos a pagar por cierta cantidad de energía servida, a lo cual se le denominaba oferta de retiro.

Es por ellos, que se mantenía un juego entre oferta y demanda convergiendo finalmente en un punto de equilibrio entre productores y demandantes, permitiendo esto de cierto modo una regulación en los precios, sin embargo, debido a la estructuración que se manejaba en dichos años del sistema eléctrico de El Salvador, mantener un precio justo o levemente elevador era una maniobra muy difícil, debido al defecto del comportamiento de la demanda y es que esta posee un comportamiento totalmente inelástico. Lo cual colocaba en ventaja al monopolio integrado del sistema eléctrico y mantener una posición cercana al punto de equilibrio era cada vez más difícil.

Fue por esta razón, que en El Salvador urgía una reforma al sector eléctrico, que propiciara condiciones de sana competencia y de crecimiento tanto para los productores como para las industrias que formaban al usuario final, así como a los consumidores finales del sector residencial que se veían afectados por los altos costos de la energía eléctrica. Por lo cual en el siguiente apartado se habla acerca de las reformas que sufrió el sistema Eléctrico nacional y de los cambios institucionales que se realizaron para poder obtener una operación más eficiente, independiente y con mayor oportunidad de desarrollo.

1.3 Reformas al Marco Legal y Normativo regulatorio del Sector Eléctrico de El Salvador [24][25][22]

Mejorar las condiciones de sana competencia y mejorar todas las fallas que sufría todo el esquema del sector eléctrico era el objetivo general que motivo a la implementación de reformas que propiciaran estos sucesos, sin embargo, se pueden mencionar tres objetivos principales que motivaron a realizar estas reformas y se presentan en un esquema a continuación:

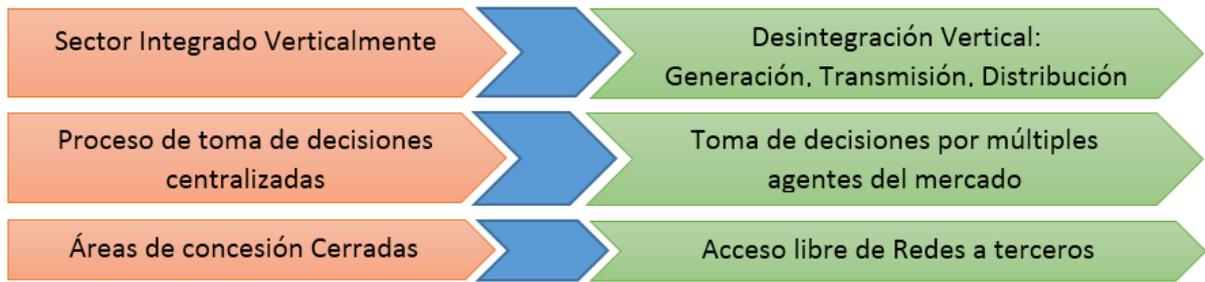


Figura 1.17. Objetivos de reformas al sector eléctrico.

La desintegración vertical del sistema de Generación, Transmisión y distribución era uno de los más importantes objetivos que precisaba reestructurar y desintegrarlo en tres sectores principales, permitiendo la intervención de entes externos que invirtieran en los diferentes sectores que fuesen posible, para incluir la competencia necesaria para una mejora en todo el sistema Eléctrico nacional. La desintegración se realizó en los tres sectores principales de Generación, Transmisión y Distribución y solo se permitió la inclusión de competencia a dos sectores de ellos como se muestra en la siguiente figura:

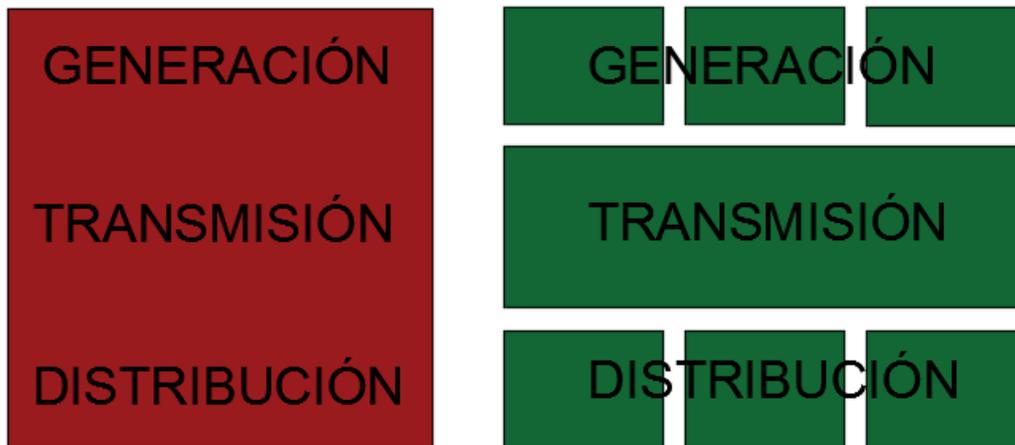


Figura 1.18. Desintegración vertical del sistema Eléctrico Nacional.

Se amplió el mercado para el ámbito en Generación y Distribución manteniendo la neutralidad del sistema de Transmisión, Debido a la complejidad e importancia que representa dicho sistema en tema de desregulación.

La reestructuración y reformas que sufrió el sistema Eléctrico nacional, no fueron un cambio instantáneo, sino que conllevó un proceso paulatino y cambios que tardaban años de prueba y experimentación, dichas reformas se presentan en la tabla 1.1 con los puntos más importantes a partir del año en que se plantea la reestructuración del sistema nacional y de la LGE, cuya información puede ser obtenida en la página oficial de la UT para obtener un panorama más amplio y detallado de los cambios surgidos durante el pasar de los años.

Reforma	Descripción
	- Cambios a la Ley General de Electricidad (LGE) mediante el Decreto Legislativo No.843, el cual especifica que la Ley de servicios eléctricos vigentes desde el 18 de enero de 1936, deja de ser un instrumento ágil, práctico e idóneo.

<p>Reestructuración del sector Eléctrico en El Salvador</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Creación de la SIGET por Decreto Legislativo No. 808 el 12 de septiembre de 1996, denominado como ente responsable del cumplimiento de la legislación. Denominado como ente especializado que regularía las actividades del sector eléctrico y supervisaría el cumplimiento de las normas establecidas por el mismo. - Emisión del reglamento de la LGE por medio del Decreto Ejecutivo No. 70 el cual desarrolla los procedimientos necesarios para el buen cumplimiento de lo dispuesto en la LGE, cuya responsabilidad del cumplimiento pertenece a la SIGET. - Inicio de operaciones del mercado mayorista de electricidad en el año 1998, bajo la administración de la Unidad de Transacciones (UT).
<p>Reforma de la Ley General de Electricidad mediante Decreto Legislativo No. 1216 de abril de 2003.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Se dota a la SIGET de la función de velar por la defensa de la competencia en el mercado. - La asignación a la empresa transmisora, la responsabilidad de planificar, construir y dar mantenimiento a la red nacional de transporte de energía. - Se introduce una normativa transitoria que garantice comportamientos de oferta que asemejen un mercado competitivo, basado en Costos Marginales de Producción cuando no existiesen condiciones de competencia. - Se implementa el desarrollo de un mercado en base a contratos de largo plazo mediante proceso de licitación competitivo, transparente y que se trasladen los precios a la tarifa del usuario final. No existiendo obligaciones de contratación por parte de las empresas distribuidoras.
<p>Promulgación de la Ley de Competencia mediante Decreto Legislativo No. 528 de 2004</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Tomando en consideración los artículos 101, 102, 110 de la constitución de la república, para poner en práctica las normas constitucionales anteriores y reconociendo la necesidad de lograr una economía más competitiva y eficiente. Mediante la creación de la ley de competencia se crea la Superintendencia de competencia y el marco legal para regular y vigilar la competencia en los mercados - Se derogan o anulan facultades a la SIGET para investigar y comprobar prácticas anticompetitivas en el sector eléctrico, Pasando a ser facultades otorgadas a la Superintendencia de competencia.
	<ul style="list-style-type: none"> - La SIGET aprueba el mecanismo transitorio para el cálculo del precio en el MRS con el objetivo principal de proteger a los usuarios finales de energía eléctrica por medio de la mitigación de desajustes en los precios del MRS, provocados por condiciones vulnerables del sistema eléctrico nacional debido principalmente a la

<p>Acuerdo No. 78-E-2005 de abril de 2005</p>	<p>indisponibilidad temporal de unidades generadoras importantes en el sistema eléctrico salvadoreño.</p> <ul style="list-style-type: none"> - El procedimiento de activación se dará cuando la unidad marginal en el MRS sea alguna de las unidades de las que componen el grupo denominado Generadores Térmicos Identificados (GGTI) - Dicho procedimiento se fue prorrogando sucesivamente por diferentes razones entre las cuales se tiene la volatilidad y el incremento de los precios internacionales del petróleo y su consiguiente incidencia en el normal comportamiento del MRS y del sector eléctrico en general.
<p>Reforma al reglamento de la Ley General de Electricidad mediante Decreto Ejecutivo No. 57 de junio de 2006.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Se establece el marco normativo para el funcionamiento del despacho basado en costos de producción, en los artículos 67A-67N. Además, se establece el costo de las importaciones como el costo de una unidad termoelectrica para efectos de despacho, y se establece el costo de las unidades de racionamiento en caso de ser necesaria. - Se fundamenta la base legal de los contratos de largo plazo en los artículos 86A-86F.
<p>Acuerdo No. 1 SIGET 2007 de marzo de 2007.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Haciendo uso de sus facultades, la Superintendencia de Competencia y SIGET establecen que no existen condiciones que garanticen la competencia en los precios que se ofertan en el MRS en el mercado mayorista de Electricidad, por lo cual la UT se deberá regir por un reglamento de operación basado en costos de producción para propiciar las condiciones de competencia. - De igual forma se detalla en el acuerdo que mientras no se encuentren completamente desarrollados los instrumentos normativos e institucionales para el despacho basado en costos de producción en el mercado mayorista de electricidad, se continuara calculando los precios en el MRS conforme al mecanismo transitorio para el cálculo de precios del MRS.
<p>Reforma a la Ley General de Electricidad a través de Decreto Legislativo No. 405 de agosto de 2007</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Se modifica la LGE en aspectos relacionados a las conexiones y reconexiones, limites en las fallas de distribución, la regulación de los servicios prestados por las empresas distribuidoras, contratos bilaterales, cálculo de morosidad y se detalla información acerca de las importaciones y exportaciones. - Se establece obligatoriamente la suscripción de contratos de largo plazo a las distribuidoras, considerando los porcentajes mínimos a definirse de forma en el reglamento de la LGE. Con lo cual se establece el artículo 86A del RLGE en el que se establecen dichos porcentajes.
<p>Ley de creación del Consejo Nacional de Energía, Decreto</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Se crea el CNE mediante el Decreto Legislativo No. 404 el 30 de agosto de 2007, se crea como la autoridad superior, rectora y normativa en materia de política energética.

Legislativo No. 404 de agosto de 2007.	
Publicación de los Acuerdos No. 232-E-2008 y No. 222-E-2009	<ul style="list-style-type: none"> - A finales del 2008, en base a un análisis del funcionamiento del sector eléctrico y de las variaciones del precio del bunker. La SIGET emite el acuerdo No. 232-E-2008 en octubre, el cual correspondía a la aprobación del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción (ROBCP). - Se publica en el Diario oficial el ROBCP por medio del acuerdo No. 222-E-2009.
Reforma al reglamento de la Ley General de Electricidad mediante Decreto Ejecutivo No. 88 de julio de 2010 y No. 160 de diciembre de 2010.	<ul style="list-style-type: none"> - Se presenta la definición de la política de gobierno respecto al desarrollo de contratos de Largo Plazo y se modifica el porcentaje de contratación de forma tal que el mínimo sea de 80% alcanzable en el 2015 y hasta dicha fecha el mínimo alcanzado es de 70%. - Se establece que el ajuste del precio de la energía se realizara de forma trimestral.
Publicación de Acuerdo 335-E-2011	<ul style="list-style-type: none"> - Se establece el 1 de agosto de 2011 como la fecha en la que se comenzara a aplicar el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción. - Se realiza la publicación nuevamente del ROBCP en el diario oficial No. 138, Tomo 392 de julio de 2011.

Tabla 1.1. Tabla resumen de las reformas y cambios establecidos en el sector Eléctrico. [16, 24, 25]

Como es posible observar, las malas condiciones que se presentaban en El Salvador para la industria energética, propiciaron los cambios necesarios para realizar una migración de un sistema de costos a otro. Claramente no fue un cambio drástico y con resultados satisfactorios instantáneamente, sin embargo, con el transcurrir de los años se hicieron las modificaciones necesarias para poder propiciar el ambiente competitivo necesario para un mejor desarrollo del sector industrial y del sector energético, llevándose al establecimiento de leyes y reglamentos que rigen hoy en día, la actividad del sistema energético nacional y que han permitido un avance en materia de efectividad.

Lo cual lleva al punto final de este capítulo, el cual se refiere al sistema de costos vigente actualmente en El Salvador, el sistema de costos basado en costos de producción el cual se presenta a continuación.

1.4 Sistema de Costos del sector eléctrico basado en Costos de Producción [22]

1.4.1 Aspectos Básicos y Generalidades

Luego de años de experiencia con un sistema de costos en el cual cada generador y consumidor ofertaban individualmente los precios a los cuales estaban dispuestos a generar o consumir, y en vista de que no se establecían las condiciones para obtener un mercado competitivo se opta por tomar un sistema de costos que propicie dichas condiciones y que permita el desarrollo industrial energético bajo sanas condiciones competitivas.

Por lo que se establece el sistema basado en Costos de Producción, cuyo sistema necesita de un ente que coordine toda la operación del sistema eléctrico de forma imparcial y que sea el encargado de recolectar la información necesaria para realizar la coordinación del despacho eléctrico. Dicho despacho se realiza por medio de una simulación con un software especializado que cuenta con la información económica y técnica de los generadores, así como de las limitantes de las líneas de transmisión y determina cuales son los generadores necesarios que deben entrar en línea para suplir la demanda, tomando en cuenta las características técnicas y económicas de cada uno. Determinando así el costo de la energía en cada sub-periodo de tiempo establecido. De esta forma se determina una de las remuneraciones que reciben los generados y se le determina remuneración por Energía servida. Sin embargo, cada generador no es remunerado únicamente por el cargo de energía servida, sino también perciben una remuneración de Cargo Por Capacidad (potencia firme). Por lo que los generadores reciben una remuneración por dos cargos, lo cual lleva a denominarlo como un sistema Binomio.

En los diferentes Mercados de Electricidad de la región Centroamericana se distinguen dos sistemas de precios por medio de los cuales los generadores recuperan su inversión y perciben un margen de utilidad.

Sistema Monómico	Sistema Binomio
Cargo por Energía US\$/MWh	Cargo por Capacidad (Potencia) US\$/kW-Mes + Cargo por Energía US\$/MWh

Tabla 1.2 Sistemas de precios en el sector en eléctrico de la región centroamericana

1.4.2 Precio del MRS

El precio del MRS se denomina al costo marginal del último generador que aporta el último MW más los cargos del sistema. De forma gráfica se muestra a que corresponde el precio del MRS en la siguiente figura:

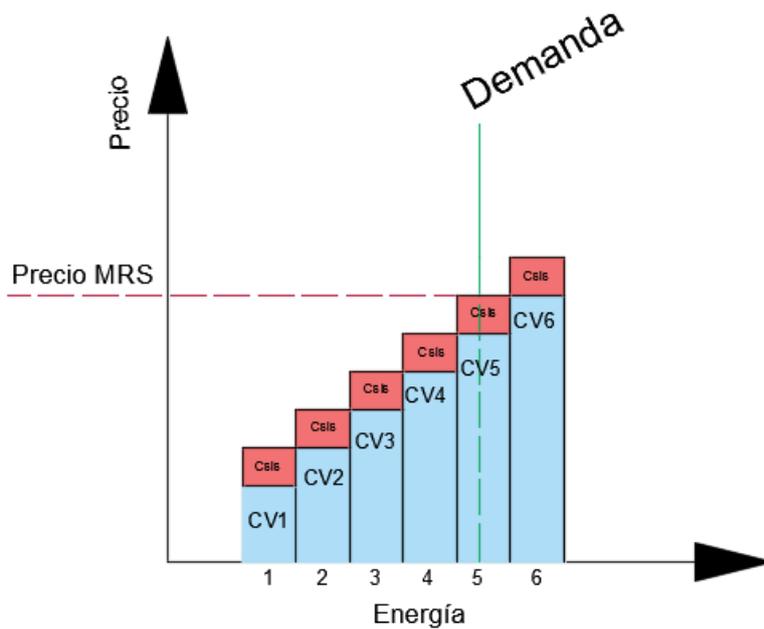


Figura 1.19 Precio del MRS. [27]

Los costos variables de cada generador se refieren a los costos en que incurre cada generador para producir la energía, dichos costos varían dependiendo del tipo de generador. Para un generador Térmico sus costos variables a groso modo pueden definirse como el costo del combustible y el costo de operación y mantenimiento de la máquina, a diferencia del generador hidroeléctrico el cual no incurre en gastos de combustible, sino únicamente en costos de operación y mantenimiento de los generadores.

En la operación del sistema existen servicios por los cuales es necesario remunerarlos a los cuales se les atribuye el nombre de Cargos del Sistema y son los que deben de ser trasladados directamente a la demanda, dichos Cargos pueden clasificarse de la siguiente manera:

- a) Cargo por actualización del Registro en la SIGET
- b) Cargo por administración de Mercado Mayorista
- c) Cargo por Uso de Sistema de Transmisión
- d) Cargo asociado a Csis del Monto Remanente
- e) Pérdidas de Transmisión
- f) Cargos asociados con Servicios Auxiliares: Regulación de Voltaje y Aportes de Energía Reactiva, Arranque en cero Voltaje, Reserva Fría por Confiabilidad.
- g) Compensaciones relacionadas con la determinación del Costo Marginal.
- h) Cargo Complementario de Transmisión Regional. [1]

Finalmente, para obtener el precio del MRS basta con realizar la suma de los costos variables de la unidad marginal con los cargos del sistema antes mencionados, en forma de ecuación se presenta de la siguiente manera:

$$\text{Precio RMS} = CM_g + C_{SIS} \quad \text{Ec. 1.10}$$

1.4.3 Operación del sistema en el mercado de oportunidad

El funcionamiento del despacho de generación se realiza ordenando de menor a mayor los generadores en base a sus costos variables, lo cual también es un indicador de eficiencia, debido a que los generadores con costos variables menores son los generadores más eficientes, por lo cual son los primeros en ser despachados y los generadores con mayores costos variable son los generadores menos eficientes. El despacho se realiza de forma ascendente despachando primeramente a los generadores más baratos y luego se verifica si hay necesidad de ir despachando a los generadores más caros, el último generador en suplir el último MW para satisfacer la demanda se denomina generador marginal y es este generador el que establece el precio marginal al cual se remunera a todos los generadores despachados. Si existe un generador con mayor costo variable que el marginal y no existe la necesidad de despacharlo, dicho generador no percibe remuneración por energía debido a que no es necesario que entre en línea. En la figura 1.20 se muestra los cargos por los que percibe un ingreso cada generador.

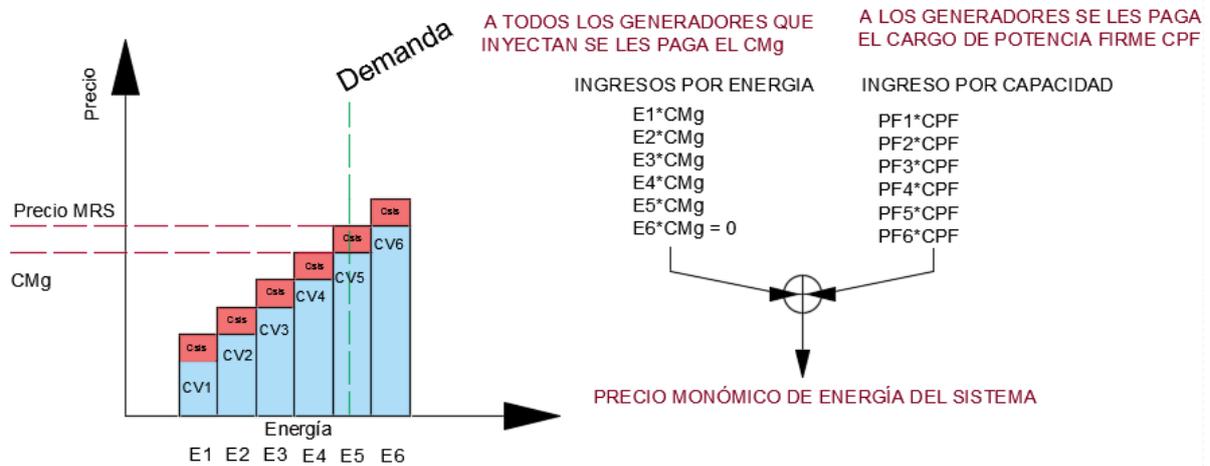


Figura 1.20 Precio Monómico de energía del sistema. [27]

Como se observa en la figura 1.20, el ingreso por energía únicamente lo recibe los generadores que son despachados, siendo el marginal el último en percibir dicha remuneración. Sin embargo, el ingreso por capacidad se paga a todos los generadores, aunque no se despachen, debido a que solo se les remunera por estar disponibles en caso sean necesarios. Con los conceptos hasta ahora vistos, se tienen las bases para obtener una mayor comprensión de cómo funciona el despacho económico del sistema eléctrico nacional, por lo cual en el siguiente capítulo se explica detalladamente el funcionamiento del sistema Hidrotérmico para adentrarse un poco más en el tema fundamental del cálculo de despacho nacional.

CAPÍTULO 2. EL SISTEMA HIDROTÉRMICO

INTRODUCCIÓN

Los recursos con los que cuenta un país, en este caso El Salvador pueden ser limitados de muchas maneras, dependiendo de la manera en que éstos se utilicen diariamente. Es un hecho que, en El Salvador, en materia de generación de energía eléctrica se cuentan con muchas alternativas, pero, por motivos económicos y algunas otras razones no se ha explotado la riqueza con la que cuenta este territorio, esto es a mención debido a que en este capítulo se le atribuye el estudio de dos tipos de sistemas de generación de energía eléctrica, las cuales son las más fuertes hasta este momento en el sistema eléctrico de generación nacional, las cuales son: la energía hidroeléctrica y la energía termoeléctrica.

Según la IEEE [2, p. 701], en una de las siete diferentes definiciones que maneja para describir lo que significa un “modelo” dice. “An approximation, representation, or idealization of selected aspects of the structure, behavior, operation, or other characteristics of a real-world process, concept, or system.”; lo cual traducido al español significa: “Una aproximación, representación o idealización de aspectos seleccionados de la estructura, comportamiento, operación u otras características de un proceso, concepto o sistema del mundo real”. En este capítulo se trata del modelado de las restricciones físicas y de operación del sistema hidrotérmico, a partir de la interpretación separada, es decir, como dos sistemas libres (puesto que ambos tienen sus propias características): primeramente, el sistema térmico y sus características seguido del sistema hidroeléctrico con sus características propias también.

El estudio de este trabajo investigativo es siempre, mostrar de qué manera se pueden minimizar los costos que intervienen en la generación de energía eléctrica para suplir la demanda; pero, por supuesto que, todo este análisis viene sujeto a un modelado matemático de las variables del sistema para que, a partir de ellas, se puedan utilizar técnicas y algoritmos de optimización con el fin de obtener el menor costo posible en este proceso, costo que vendrá a ser la función objetivo del análisis, que se tocará posteriormente en este trabajo.

El capítulo también toma en cuenta el análisis horario del funcionamiento del sistema hidrotérmico para un lapso de tiempo determinado, con la finalidad de hacer que el análisis sea más apegado a la realidad y profundizado y reflejar lo que en realidad sucede en el planteamiento matemático de dicho sistema.

Por el momento no se toman en cuenta las líneas de transmisión, ese tema se deja para el siguiente capítulo, ya que en este se considera que idealmente la potencia que se genera en el sistema hidrotérmico, se transfiere toda a la demanda sin pasar ecuación de flujo de potencia.

2.1. Características del sistema hidrotérmico

Un sistema hidrotérmico es aquel que está compuesto por ciertas unidades hidroeléctricas y termoeléctricas, tal y como se hizo mención en la introducción de este capítulo. Pero, es necesario conocer en qué consisten cada una de estas unidades [3].

Una unidad hidroeléctrica [4], es aquella en la cual por medio del uso de una turbina acoplada a un generador convierte la energía cinética de una cantidad de masa de agua en movimiento en energía eléctrica.

Mientras que, una unidad termoeléctrica es aquella en la cual por medio del quemado de algún tipo de combustible (ya sea carbón, gas, diesel, etc), genere vapor en una caldera el cual genera alta presión que hace girar una turbina la cual está a su vez acoplada a un generador para que se le suministre energía mecánica y sea convertida en energía eléctrica.

Las características más importantes de un sistema hidrotérmico son las siguientes [5]:

2.1.1. Dependencia en el tiempo

En un sistema hidrotérmico se tiene que el costo de la energía generada por el sistema hidroeléctrico es mucho menor en comparación con el costo de la energía generada por el sistema termoeléctrico; dicho asunto radica en el hecho que el costo de obtener agua en un embalse, realmente es “nulo” (se encierra entre comillas porque realmente no es gratis), comparado con el costo del combustible que se ocupa en la generación térmica. Con lo anterior puede surgir un pensamiento de querer siempre utilizar el recurso hídrico por sobre el térmico en todo momento; pero, por supuesto que esto no puede ser así, debido a que los embalses tienen cierto volumen que se debe respetar para lograr siempre tener suficiente agua para posteriores días y por razones técnicas las cuales restringen que no pueden quedar completamente solos los embalses de agua.

Todo esto conlleva a ciertas decisiones que se deben tomar a lo largo del tiempo. La figura 2.1 muestra un pequeño algoritmo de decisiones que se toman al momento de pensar en el despacho hidroeléctrico.

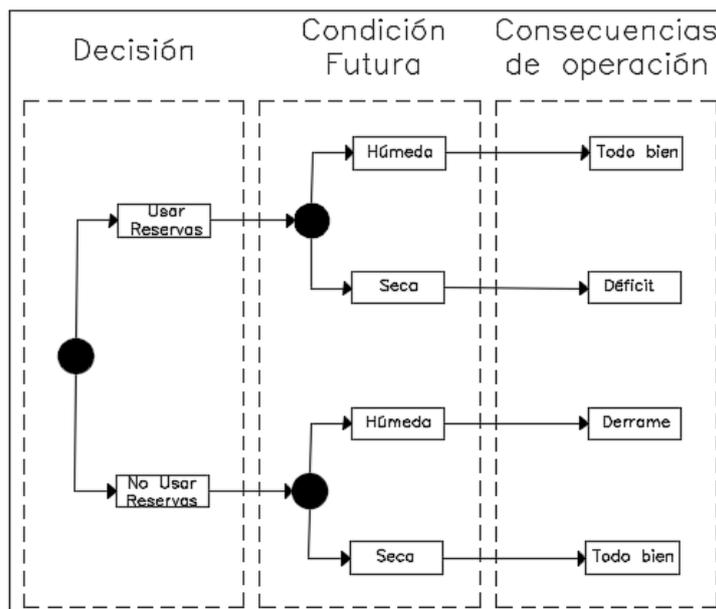


Figura 2.1. Consecuencias de las decisiones en el uso de reservas hídricas [5].

De la figura 2.1, se puede observar fácilmente las siguientes cuatro condiciones:

1. Si se usan las reservas y la condición hídrica en el embalse es húmeda, entonces se tiene como consecuencia que todo está bien.
2. Si se usan las reservas y la condición hídrica en el embalse es seca, entonces se tiene como consecuencia un déficit en la reserva del embalse.
3. Si no se usan las reservas y la condición hídrica en el embalse es húmeda, entonces se tiene como consecuencia que el exceso de agua en dicho embalse provoque un derrame de agua.
4. Si no se usan las reservas y la condición hídrica en el embalse es seca, entonces se tiene como consecuencia que todo está bien, puesto que hubiera sido una decisión errónea usarlas ya que el resultado sería igual que la condición 2.

Por supuesto que lo mencionado anteriormente tiene que ver enteramente con el sistema hidroeléctrico solamente; pero, ¿dónde queda el sistema termoeléctrico?, pues la característica importante acá es la de mencionar que la dependencia en el tiempo de un sistema hidroeléctrico no sucede con el sistema térmico, puesto que es indiferente de las decisiones que se tomen en la actualidad de lo que pasará en el futuro y el resultado de sus condiciones.

2.1.2. Costos de operación inmediatos y futuros

Así como en el apartado anterior, el tiempo siempre juega un papel importante en la manera en que los costos se verán afectados para bien o para mal de la población (quienes son realmente quienes terminan pagando esas fluctuaciones). Los costos inmediatos y futuros vienen ligados con los niveles de agua de los embalses que se tienen en el transcurso de la generación, tal y como lo muestra la figura 2.2.

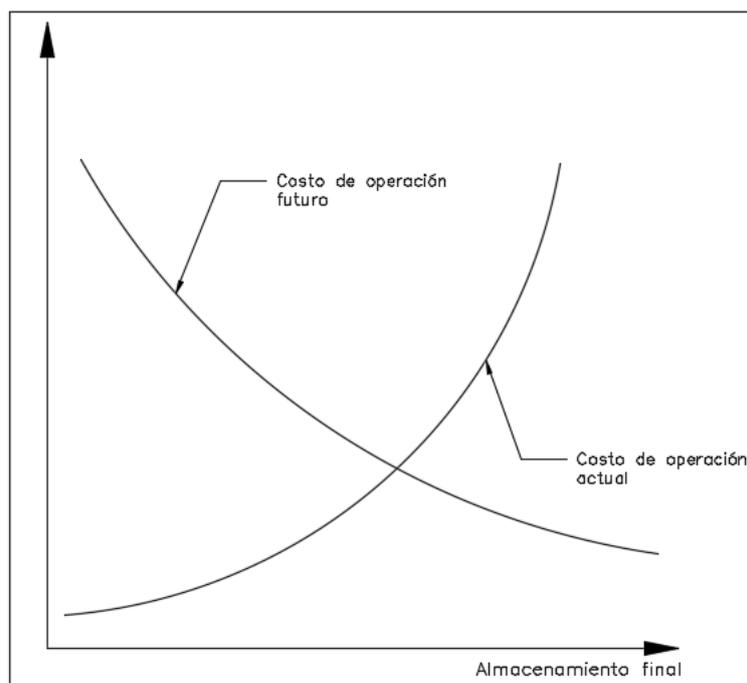


Figura 2.2. Costos de operación actuales y futuro con respecto al almacenamiento final [5].

La curva con pendiente positiva en la figura 2.2 muestra el costo de operación actual (COA) del sistema hidrotérmico con respecto al sistema termoelectrico. El costo se va incrementando ya que mientras más se produce energía eléctrica, los embalses van perdiendo volumen de agua y por ende es necesario echar mano de la energía térmica para satisfacer la demanda. Al satisfacer la demanda con generación de energía térmica, los costos se incrementan sustancialmente.

Por otro lado, la curva con pendiente negativa, o curva de operación futura (COF), es básicamente el mismo principio que el de la curva con pendiente positiva, solo que ahora el periodo de estudio es un tiempo o periodo t siguiente. Esto es, en el tiempo siguiente, los embalses con respecto a su almacenamiento de agua se ven incrementados en volumen y por ende los costos empiezan a disminuir puesto que se echa mano de la generación hidroeléctrica, con costos muy inferiores a los térmicos.

Finalmente, se tiene que la diferencia o característica importante es que a pesar que las unidades térmicas tienen un costo específico para generar su energía eléctrica, las unidades hidroeléctricas no poseen uno; sino más bien, poseen un costo de oportunidad, obtenido al desplazar en el despacho económico a una unidad térmica.

2.1.3. Valor del agua

El concepto del valor del agua se puede encontrar un poco abstracto. Es fácil suponer, ya que el agua llega a los embalses de manera natural por las vertientes de los ríos que lo alimentan o por algún embalse aguas arriba; el agua es gratis. Pues realmente la respuesta es negativa. Se tocó el tema en la sección 2.1.1 y 2.1.2 sobre la importancia de elegir bien, cuánto y cuando despachar energía hidroeléctrica y las consecuencias en el tiempo siguiente de esas decisiones.

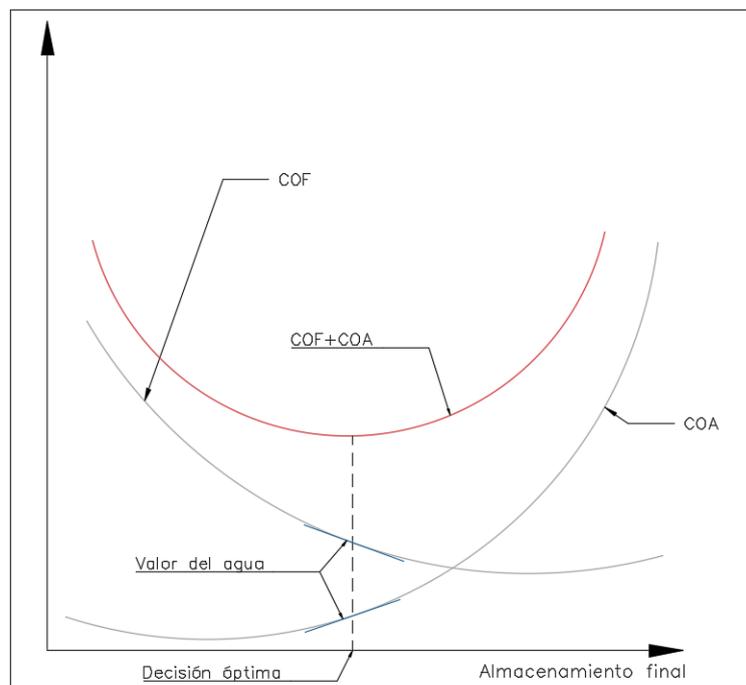


Figura 2.3 Representación gráfica del valor del agua en el sistema hidrotérmico [5].

Pues bueno, de la figura 2.3 se puede observar que a partir del concepto de COA y COF se puede conocer el valor del agua, como sigue: el COA sumado al COF genera una curva (en color rojo), la cual por supuesto, tiene un mínimo el cual representa la decisión óptima del uso del agua.

El valor del agua es aquel en el que las derivadas con respecto al almacenamiento final de COA y COF se igualan. En otras palabras, el despacho hidroeléctrico es óptimo en el punto al cual las derivadas de COA y COF (es decir, los costos de agua de cada curva) son iguales.

2.2. El sistema termoeléctrico

2.2.1. Características generales

Un sistema puramente termoeléctrico nace de un ciclo ideal para las centrales eléctricas de vapor, llamado “Ciclo Rankine” [6, p. 553]. En este ciclo juegan un papel importante cinco elementos, tal y como se muestra en la figura 2.4, los cuales son: bomba, caldera, turbina, generador y condensador.

Todos estos elementos interconectados funcionan de la siguiente manera: El agua entra a la bomba en el estado 1 como líquido saturado y se condensa hasta la presión de operación de la caldera. La temperatura del agua aumenta un poco durante este proceso de compresión debido a una ligera disminución en el volumen específico del agua. Posteriormente, el agua entra a la caldera como líquido comprimido en el estado 2 y sale como vapor sobrecalentado en el estado 3. Esto es así debido a que dentro de la caldera por medio de búnker, carbón o tipo de combustible se eleva la temperatura hasta un punto en el que el agua que ha ingresado a la caldera se ha convertido en dicho vapor sobrecalentado.

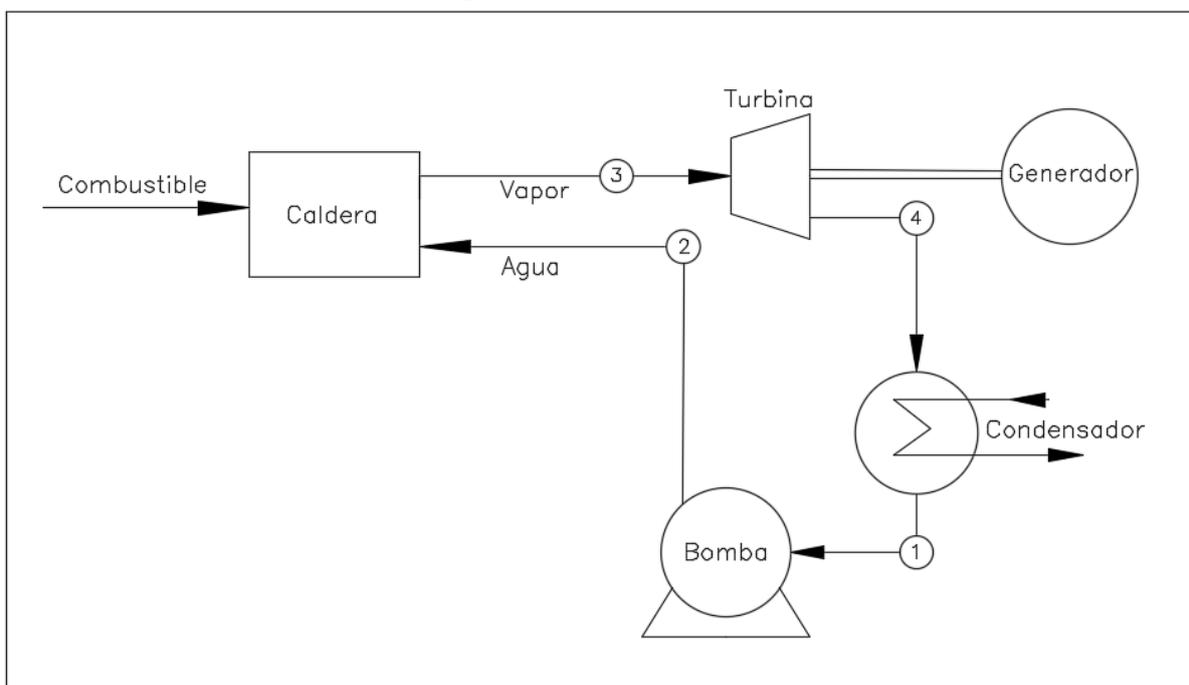


Figura 2.4. Concepto esencial de un sistema termoeléctrico [6].

La caldera es básicamente un gran intercambiador de calor donde el calor que se origina en los gases de combustión, se transfiere al agua esencialmente a presión constante. El vapor sobrecalentado en el estado 3 entra a la turbina donde se expande y produce trabajo al hacer girar el eje conectado a un generador eléctrico.

La presión y la temperatura del vapor disminuyen durante este proceso hasta los valores en el estado 4, donde el vapor entra al condensador. El vapor se condensa a presión constante en el condensador y sale del condensador como líquido saturado y entra a la bomba, completando así el ciclo.

Lo último importante a comentar en este apartado es, que en el punto 3 de entrada de la turbina se requiere aproximadamente de un 2-6% de la energía generada en dicha zona para poder ser reutilizada en el mismo proceso de generación de energía.

Esta energía es utilizada por la bomba alimentadora, el condensador, ventiladores, y las mismas casetas de monitoreo y demás sistemas los cuales son dependientes y a la vez enlazados del mismo sistema de generación. [7].

- **Desacoplamiento temporal de largo plazo**

En el apartado 2.1.1, se toma como referencia que un sistema hidrotérmico tiene la característica de la dependencia en el tiempo, pero cabe aclarar que esa dependencia viene solamente del sistema hidroeléctrico, en términos generales.

En este subtema [5], se tiene como objetivo principal dar a entender que, si bien es cierto, que en el análisis temporal de un sistema termoeléctrico no importan del todo las condiciones y decisiones presentes por sobre lo que ocurrirá en el futuro, sí existen por ejemplo ciertos contratos de compra de combustible que pueden restringir el consumo del mismo; por ejemplo:

Si se tiene que la demanda a suplir en un período dado es solo por decir un dato 150 MW y se ha planeado generar termoeléctricamente 100 MW y generar 50 MW hidroeléctricamente; pero, por alguna razón, se tuvo que generar 120 MW termoeléctricamente, es decir, 20 MW más de lo planeado.

Esto generará que esos 20 MW de potencia real generada venga a partir del combustible con el que se cuenta; pero, para realizar el despacho del siguiente día por ejemplo, habrá un déficit de combustible que no se tiene y, el contrato de compra de combustible ha estipulado suministrar solamente cierta cantidad de combustible por lo que para suplir ese déficit de combustible, habrá que comprarlo pero, seguramente a un precio más elevado por lo que esto incrementará los costos de generación finales.

- **Independencia de la generación**

Como se verá posteriormente en un sistema hidrotérmico, por ejemplo, sí es de importancia conocer quién generará antes si por ejemplo ciertas presas están interconectadas en el mismo caudal (en un mismo río, por ejemplo), puesto que de esa manera estará regida la cantidad de energía que se podrá generar en la presa en cuestión.

En la generación termoeléctrica no sucede así, [3]. La potencia generada por una unidad termoeléctrica es independiente con respecto de otra, es decir, si una unidad termoeléctrica A genera por ejemplo 50 MW de potencia real y la inyecta al sistema, eso no quiere decir que una unidad termoeléctrica B debe restringirse o aumentar (según sea la necesidad) su producción puesto que la generación de la unidad B es independiente de la unidad A.

Y es que son independientes porque la materia prima con la cual generan es, sencillamente, independiente, lo que utiliza una unidad con respecto de la otra.

- **Curvas de costos directas**

Las unidades generadoras termoeléctricas no poseen curvas de costos directos dependientes de otras unidades termoeléctricas. Es decir, cuando se tiene una unidad de este tipo, la eficiencia con la cual trabaja una unidad respecto de la otra es indiferente porque cada máquina es independiente tanto del uso que se le da durante su operación, ubicación geográfica en la que trabaja y de su misma capacidad de generación.

Mas adelante en este trabajo investigativo, se toca un poco más a fondo qué son esas curvas de costos directas. Y eso es algo peculiar de cada unidad termoeléctrica; que, así como por ejemplo si se tiene un vehículo, ese vehículo no consume la misma cantidad de combustible para dirigirse de un punto A, hacia un punto B; esto debido al desgaste que ha tenido a lo largo de los años o debido a la marca del vehículo, conductor y demás factores que lo afecten; por lo que así de la misma manera, una unidad termoeléctrica es muy diferente con respecto a sus costos de generación de dicha máquina con respecto de la otra.

Esta última característica es la que en el despacho hidrotérmico y modelo matemático (que es el siguiente tema), toma todo el protagonismo, la característica de que cada máquina posee su propia curva de costos directos es vital para desarrollar el despacho económico.

2.2.2. Modelo matemático de un generador térmico

Ya se ha descrito con anterioridad lo que es un generador térmico, cómo es que trabaja y sus principios y características básicas de funcionamiento. Por lo que ha llegado el momento de delimitar matemáticamente dichos sistemas.

Un sistema termoeléctrico, se compone de ciertas características propias que se pueden modelar por medio de números; dichas características son las siguientes: Costos de funcionamiento, límites de producción, Restricciones de rampa de subida, rampa de bajada, rampa de arranque, rampa de parada, restricciones mínimas de tiempos de funcionamiento y restricciones mínimas de tiempos de parada.

Cada una de estas características modeladas se presentan a continuación [8]:

2.2.2.1. Costos de operación

Cada unidad/central termoeléctrica, como se mencionó en el apartado anterior, posee una curva de costos directos específica. Dicha curva es propia de cada generador y se representa por medio de la siguiente expresión matemática [9, p. 267]:

$$C_T(P_g^t) = a_g + b_g P_g^t + c_g (P_g^t)^2 \quad \text{Ec. 2.1}$$

En donde:

✓ P_g^t , Potencia generada por la g-ésima unidad térmica en el tiempo t.

Dichos costos de operación son los que se abonan al costo de generación final de todo el sistema, pero, es importante entender que, si por ejemplo la planta se sitúa lejos del lugar donde

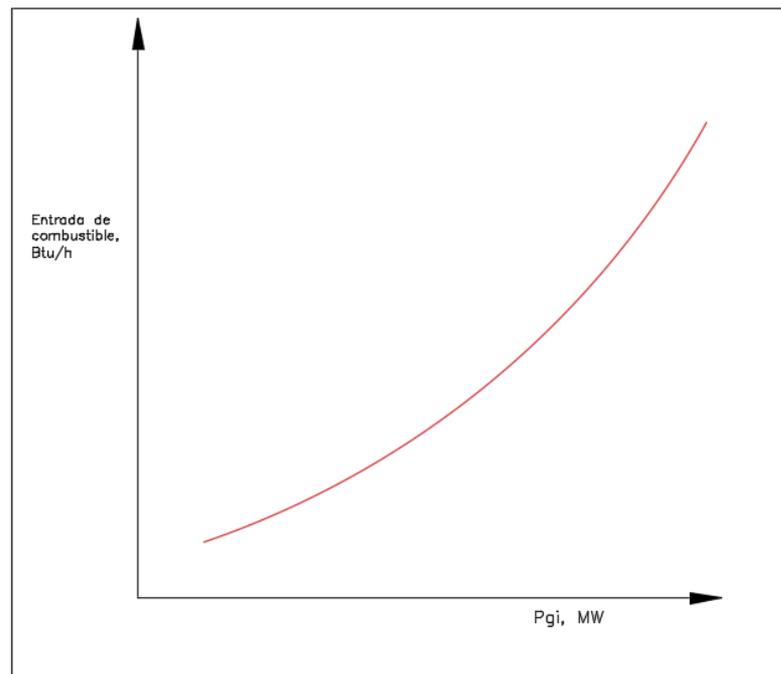


Figura 2.5. Curva característica de combustible vs potencia generada [9].

se encuentra la carga a suplir, las pérdidas en las líneas de transmisión incrementarán los costos totales en la generación de energía.

La entrada a la planta térmica se mide generalmente en Btu/h y la salida de esta es medida en MW (potencia real); para representar de mejor manera lo expuesto, se puede ver dicho efecto en la figura 2.5.

La figura 2.5 muestra una curva no lineal que parte de la Ec. 2.1. Por otro lado, si se cambia el eje de las ordenadas de entrada de combustible en Btu/h por \$/h, la curva no se inmuta, y queda tal y como se muestra en la figura 2.6.

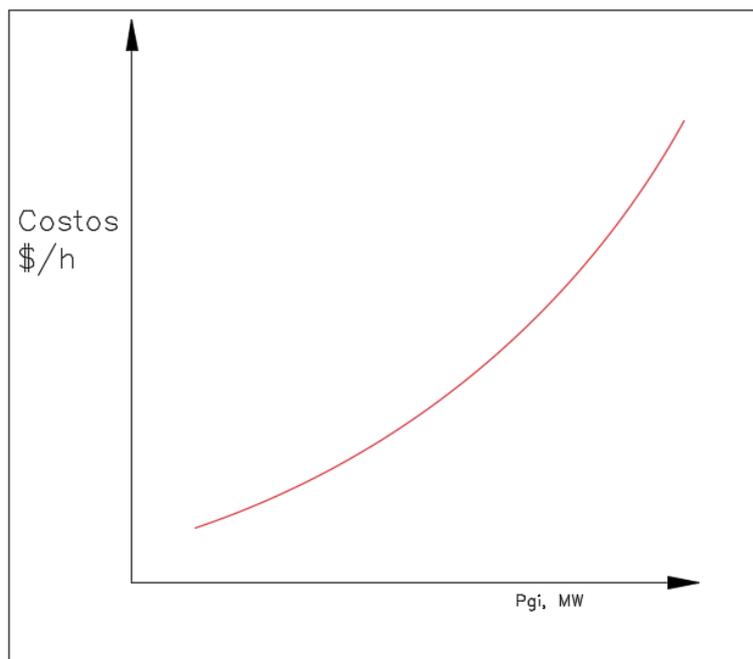


Figura 2.6. Curva característica de costos vs potencia generada [9].

Esta expresión cuadrática está compuesta de tres términos, uno constante, uno lineal y uno cuadrático. En este caso, el término constante representado por la letra a_g en la Ec. 2.1 es un término que refleja los costos fijos que posee por el simple hecho de estar en línea o generando en el sistema eléctrico nacional; el término lineal y el término cuadrático, representados por b_g y c_g , respectivamente, están en función de la potencia generada, por lo que ambos términos son afectados solamente a partir de la cantidad de MW producidos.

Con lo anterior, se puede concluir que, si por alguna razón no se produce energía eléctrica en dicha central termoeléctrica, los costos fijos serían los únicos que aparecerían si se encuentra acoplada a la red.

2.2.2.2. Límites de producción

Los límites de producción o generación son aquellos que se refieren a los límites de potencia generada mínima y máxima de las unidades termoelectricas en un periodo determinado. Estas restricciones se han diseñado y se han modelado con el objetivo de que no se excedan sus capacidades técnicas y operativas.

Cuando se diseñan una máquina y se construye, se hace ya habiendo pensado en las dimensiones y limitantes físicas que ésta presentará al momento de generar. Por lo que, es importante que al momento de realizar el despacho económico se tomen en cuenta estos factores ya que de lo contrario:

- 1- El despacho no será confiable, puesto que la “potencia a generar”, ni siquiera puede ser cumplida ya que la máquina no es siquiera es capaz de generar esa cantidad de megawatts por hora.
- 2- La máquina puede ser exigida en demasía, puesto que los límites operativos y técnicos han sido violados en el despacho.

La ecuación que denota lo explicado con anterioridad es la siguiente:

$$P_{gmin} * U_g^t < P_g^t < P_{gmax} * U_g^t \quad \forall t \quad Ec. 2.2$$

En donde:

- ✓ U_g^t , representa una variable binaria asociada al acople o desacople de la g-ésima unidad térmica, en un tiempo t.
1 = está acoplada
0 = está desacoplada
- ✓ P_{gmin} , Potencia mínima de la g-ésima unidad térmica.
- ✓ P_{gmax} , Potencia máxima de la g-ésima unidad térmica.

Cabe aclarar que la potencia mínima generada pertenece a una característica de capacidad técnica y la potencia máxima generada pertenece a una característica de un máximo operativo.

Por simple razonamiento en el momento en que U_g^t sea igual a cero, no existirá generación, puesto que esa g-ésima unidad está desacoplada.

2.2.2.3. Restricciones de rampa

Estas restricciones hacen referencia a, siempre capacidades físicas de límites técnicos que las unidades termoelectricas deben cumplir al momento de generar.

La producción a una cierta hora es efectiva, siempre y cuando en una hora anterior y una hora actual se tengan en cuenta los acoples y desacoples al sistema de generación por parte de las generadoras.

A estas rampas, se les conocen como rampas de subida y de bajada; de arranque y de paro. A continuación, se detalla en qué consiste cada una de ellas.

- **Rampa de arranque y de subida**

La rampa de arranque y de subida están ligadas una con la otra. Ambas están implicadas en una ecuación matemática que describe el escenario.

La **rampa de subida** es el límite de potencia máxima en MW que puede aumentar de un periodo t a un siguiente periodo $t+1$.

Por ejemplo, una máquina puede en un periodo t producir 60MW de potencia real, puesto que eso es lo que se le ha encomendado producir, pero por limitantes técnicas, sencillamente no puede producir el doble de esa potencia en el siguiente periodo $t+1$, ya que solamente puede producir 40 MW más, es decir, 100 MW en la siguiente hora. Por supuesto que, esto es solo a manera de ejemplificar para tener más claro lo que significa.

Ahora bien, la **rampa de arranque**, es casi el mismo concepto que la rampa de subida, con la diferencia que en la rampa de arranque se tiene como factor fundamental el momento de encendido y acople de la unidad generadora. Si se aprecia, en la rampa de subida es de un tiempo t a un tiempo $t+1$, pero en ese tiempo t , la unidad ya estaba trabajando; pero en la rampa de arranque, el análisis es desde siempre un tiempo t , el cual representa el arranque, hasta un tiempo $t+1$, pero en este caso la unidad no está trabajando en el tiempo t .

A manera siempre de ejemplo, se supone que se tiene que una unidad generadora termoeléctrica está desacoplada, pero en el siguiente periodo se necesita de su generación para suplir la demanda; pues bien, dicha unidad generadora, no puede suplir por ejemplo 50 MW viniendo desde el desacoplo, sino solamente 30 MW, por lo que su rampa de arranque no puede ser violentada y, no se podrá suplir los 50 MW de potencia demandada en ese momento, sino que, solamente los 30MW y seguramente se tendrá que echar mano de alguna otra generadora, dependiendo por supuesto de otros factores que se mencionan más adelante.

La expresión matemática que describe esta restricción es la siguiente:

$$P_g^t - P_g^0 \leq R_g^S * U_g^0 + R_g^A * Y_g^t \quad t = 1 \quad Ec. 2.3$$

$$P_g^t - P_g^{t-1} \leq R_g^S * U_g^{t-1} + R_g^A * Y_g^t \quad t = 2, \dots, T \quad Ec. 2.4$$

En donde:

- ✓ R_g^S , es la rampa de subida de la g-ésima unidad térmica.

- ✓ R_g^A , es la rampa de arranque de la g-ésima unidad térmica.
- ✓ Y_g^t , es la variable binaria asociada al acople de la g-ésima unidad térmica.
 - 1 = arranca
 - 0 = no arranca

La Ec. 2.3 y Ec. 2.4. se puede traducir a palabras sencillas como sigue: la potencia generada por parte de un generador g en un periodo t menos la potencia generada en el periodo anterior $t-1$, debe ser menor o igual a la suma de la potencia máxima de subida si la generadora se encuentra acoplada en un periodo anterior $t-1$, más la potencia máxima en el arranque si dicha generadora arranca en dicho periodo t .

- **Rampa de parada y de bajada**

Análogamente al caso anterior de la rampa de arranque y de subida; la rampa de parada y de bajada son exactamente lo mismo, pero en el sentido contrario, así:

La **rampa de bajada** es el límite de potencia máxima en MW que una central térmica puede disminuir de un periodo t a un siguiente periodo $t+1$.

En este caso, es importante saber que, debido a limitantes físicas y técnicas, la central no puede ir por ejemplo de producir 100 MW a producir la mitad (solo a manera de ejemplo), puesto que no puede disminuir tan bruscamente su nivel de generación, pero si puede, por ejemplo, disminuir a 80 MW, es decir, reducir en 20 MW su inyección de energía.

Por otro lado, la **rampa de parada**, se refiere a la potencia máxima que la unidad termoelectrica soporta al momento de hacer un paro en la generación. Por esta razón se llama "rampa", porque al momento de parar una unidad, se debe hacer paulatinamente, no bruscamente, porque se podría dañar la unidad.

Estos dos factores también, son muy importantes de tomar en cuenta, puesto que al momento de realizar el despacho si se desea deshabilitar una unidad generadora, es importante que a partir de la potencia a la cual se encuentre produciendo:

- 1- Se disminuya progresivamente la generación debido a la restricción técnica de la rampa de bajada.
- 2- Tomar en cuenta la potencia máxima de reducción para realizar el paro de la unidad térmica.

Estas restricciones, juntas, se pueden escribir de acuerdo a la Ec. 2.5 y Ec. 2.6.

$$P_g^0 - P_g^t \leq R_g^B * U_g^t + R_g^P * W_g^t \quad t = 1 \quad Ec. 2.5$$

$$P_g^{t-1} - P_g^t \leq R_g^B * U_g^t + R_g^P * W_g^t \quad t = 2, \dots, T \quad Ec. 2.6$$

En donde:

- ✓ R_g^B , es la rampa de bajada de la g-ésima unidad térmica.
- ✓ R_g^P , es la rampa de parada de la g-ésima unidad térmica.

- ✓ W_g^t , es la variable binaria asociada a la parada de la g-ésima unidad térmica.
 - 1 = está parada
 - 0 = no está parada

Puesto que en este caso el análisis es para un tiempo en el que se encuentra generando la unidad térmica y se quiere o disminuir o detener la generación, se tiene que, en la Ec. 2.5. y Ec. 2.6. la resta de la potencia generada un periodo anterior $t-1$ menos la potencia generada en el presente periodo t , debe ser menor o igual a la potencia de bajada si está acoplada la unidad g sumada a la potencia máxima de parada si está parada.

2.2.2.4. Restricciones mínimas de tiempos

Puesto que la generación termoeléctrica trabaja a base de calderas, se tiene que las calderas, por ejemplo, no pueden solamente ser acopladas o desacopladas bruscamente de un periodo a otro, como se estudió en el apartado anterior, sino que también, existen tiempos mínimos para que se mantengan acopladas y tiempos mínimos para que se desacoplen del sistema de generación.

Por ello, es que se tienen ciertas restricciones que se deben tomar en cuenta para salvaguardar la integridad de las calderas para que siempre funcionen como se debe. A estas restricciones se les conoce como tiempos mínimos de funcionamiento y de parada, y se estudian a continuación:

- **Tiempo Mínimo de Funcionamiento**

El tiempo mínimo de funcionamiento, se refiere a ese tiempo en el cual una unidad termoeléctrica entra a generar energía eléctrica y no puede dejar de funcionar hasta que se ha cumplido con una cierta cantidad mínima de horas que ha sido estipulada previamente bajo análisis técnicos propios de cada unidad.

Estas restricciones de tiempos mínimos de funcionamiento se plantean en tres grupos, es decir, en tres ecuaciones principales que modelan tres momentos diferentes del periodo en análisis. El primer escenario es aquel en el que intervienen las primeras horas del periodo en análisis, el segundo escenario les pertenece a las horas intermedias del periodo en cuestión y el tercer y último escenario es en el que solamente se toman las últimas horas del periodo en estudio.

Dicho periodo se refiere a un día, es decir a 24 tiempos t , en los cuales el acople o desacople de los generadores es vital.

- i. Horas iniciales del periodo en análisis.

La ecuación que describe el tiempo mínimo de funcionamiento para las horas iniciales del periodo en análisis es la siguiente:

$$\sum_{t=1}^{H_g^F} (1 - U_g^t) = 0 \quad \text{Ec. 2.7}$$

Ya que

$$H_g^F = \min \left[T, (TMF_g - F_{0g}) * U_g^0 \right] \quad \text{Ec. 2.8}$$

En donde:

- ✓ H_g^F , son el número de horas restantes de funcionamiento de la g-ésima unidad térmica que debe permanecer activada o acoplada.
- ✓ TMF_g , es el tiempo mínimo de funcionamiento de la g-ésima unidad térmica.
- ✓ F_{0g} , son la cantidad de horas que la g-ésima unidad térmica lleva trabajando en el tiempo inicial de análisis.

Es decir que, para el inicio del periodo en análisis se conoce las horas que la unidad ha estado trabajando con anterioridad (F_{0g}), y también se conoce el tiempo mínimo de funcionamiento (TMF_g) que se conoce con estudios anteriores de las máquinas. Para conocer las horas restantes que la unidad debe de continuar trabajando para poder optar a un paro de generación se restan del TMF_g las F_{0g} , multiplicadas por la variable binaria de acoplamiento U_g^0 en ese preciso tiempo t inicial.

Ya conociendo esas horas restantes se puede conocer el estado futuro de la variable binaria U_g^t para los tiempos desde $t=1$ hasta la cantidad de horas restantes la cual determina que las horas restantes debe permanecer acoplada la unidad termoeléctrica al sistema. A manera de ejemplo y mejor comprensión de las variables, se tiene el siguiente escenario:

Se supone como variables de las ecuaciones 2.7 y 2.8 que se estudian 6 horas como frontera de un periodo completo, que la unidad térmica lleva 1 hora trabajando hasta antes de dichas 6 horas y que el tiempo mínimo que debe funcionar dicha unidad es de 3 horas, tal y como se presenta en la tabla 2.1.

T	TMF_g	F_{0g}	U_g^0
6	3	1	1

Tabla 2.1. valores iniciales para ejemplificar el TMF_g para las horas iniciales del periodo en análisis.

Sustituyendo en la Ec 2.8, se tiene que:

$$H_g^F = \min[6, (3 - 1) * 1]$$

$$H_g^F = \min[6, (2) * 1] = 2$$

Ahora que se tiene el valor de H_g^F , se puede sustituir en la Ec. 2.7, como sigue:

$$\sum_{t=1}^2 (1 - U_g^t) = 0$$

Desarrollando la sumatoria se tiene que:

$$(1 - U_g^1) + (1 - U_g^2) = 0$$

Por lo que para que el resultado sea cierto, U_g^1 y U_g^2 deben ser 1, así:

$$(1 - 1) + (1 - 1) = 0$$

Los resultados quedan de la siguiente manera:

t	1	2	3	4	5	6
U_g^t	1	1	1 ó 0	1 ó 0	1 ó 0	1 ó 0

Tabla 2.2. Resultados de U_g^t en las 6 horas de análisis para el ejemplo del TMF_g en las horas iniciales.

ii. Horas intermedias del periodo en análisis.

La ecuación que describe el tiempo mínimo de funcionamiento para las horas intermedias del periodo en análisis es la siguiente:

$$\sum_{i=t}^{t+TMF_g-1} U_g^i \geq TMF_g * Y_g^t \quad t = H_g^F + 1, \dots, T - TMF_g + 1 \quad Ec. 2.9$$

Cuando por ejemplo, una unidad se arranca no al inicio sino en cualquier otra hora dentro del periodo de análisis T , se debe de modelar de acuerdo a la Ec.2.9 ya que dicha ecuación contempla un periodo de análisis igual al tiempo mínimo de funcionamiento, puesto que va desde una hora más de las horas restantes de funcionamiento ($H_g^F + 1$), hasta un tiempo igual a la duración del periodo total menos el tiempo mínimo de funcionamiento ($T - TMF_g + 1$).

Si se analiza con detenimiento la Ec.2.9, se observa que al existir un arranque en el tiempo t , la variable binaria asociada con el arranque de la unidad térmica Y_g^t vale 1, por lo que el tiempo mínimo de funcionamiento TMF_g debe cumplirse. Para que esto se cumpla, debe entonces de valer 1 la variable asociada con el acople de la unidad U_g^i en todos los tiempos i , tal que la desigualdad se cumpla.

Para poner en una perspectiva más sencilla de analizar, se presenta el siguiente ejemplo:

Se tiene que una unidad la cual no puede operar por menos de 4 horas y es arrancada en la hora 3 de un lapso de estudio de 8 horas, por lo que es necesario conocer el resultado de la variable binaria asociada con el acople, para conocer si la unidad térmica estará acoplada y en qué horas. Los datos son los que se muestran en la tabla 2.3.

T	TMF_g	F_{0g}	U_g^0	H_g^F
8	4	0	0	0

Tabla 2.3. valores iniciales para ejemplificar el TMF_g para las horas intermedias del periodo en análisis.

Se tiene entonces que, si $Y_g^3 = 1$, sustituyendo los valores en la Ec.2.9, tenemos el siguiente análisis:

$$\sum_{i=3}^{3+4-1} U_g^i \geq 4 * 1 \quad t = 3$$

$$\sum_{i=3}^6 U_g^i \geq 4 \quad t = 3$$

Ya que se tiene la resolución de la Ec.2.9, para que se cumpla la desigualdad, la variable binaria U_g^i debe tomar el valor de 1 en todos los tiempos i , así:

$$U_g^3 + U_g^4 + U_g^5 + U_g^6 \geq 4$$

$$1 + 1 + 1 + 1 \geq 4$$

Los resultados para este ejemplo, se muestran en la tabla 2.4.

t	1	2	3	4	5	6	7	8
Y_g^t	0	0	1	0	0	0	0	0
U_g^t	0	0	1	1	1	1	1 ó 0	1 ó 0

Tabla 2.4. Resultados de U_g^t en las 8 horas de análisis para el ejemplo del TMF_g en las horas intermedias.

iii. Horas finales del periodo en análisis.

Para las horas finales del periodo de análisis, se tiene la Ec. 2.10.

$$\sum_{i=t}^T (U_g^i - Y_g^t) \geq 0 \quad t = T - TMF_g + 2, \dots, T \quad Ec. 2.10$$

En la Ec. 2.10, se puede observar que si se arranca la unidad en un tiempo cercano al final del periodo en análisis; se obliga a que todas esas horas hasta llegar a T , la variable binaria de acople, obligadamente debe valer 1, para que la desigualdad se cumpla, así:

Si se supone que se tiene un periodo de análisis de 12 horas y que cierta unidad tiene un tiempo mínimo de funcionamiento de 5 horas, y que se arranca en la hora 10, como se muestran las condiciones en la tabla 2.5.

T	TMF_g	F_{0g}	U_g^0	H_g^F
12	5	0	0	0

Tabla 2.5. valores iniciales para ejemplificar el TMF_g para las horas finales del periodo en análisis.

Al sustituir los valores dados en la Ec. 2.10, se tiene lo siguiente:

$$\sum_{i=10}^{12} (U_g^i - 1) \geq 0 \quad t = 10$$

Desarrollando la sumatoria se tiene:

$$(U_g^{10} - 1) + (U_g^{11} - 1) + (U_g^{12} - 1) \geq 0$$

Para que la desigualdad se cumpla, forzadamente deben de vale 1 todas las variables binarias de acoplamiento, hasta el fin del periodo en estudio, así:

$$(1 - 1) + (1 - 1) + (1 - 1) \geq 0$$

$$0 + 0 + 0 \geq 0$$

La tabla que muestra los resultados de acople para los tiempos finales son los de la tabla 2.6.

t	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Y_g^t	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
U_g^t	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1

Tabla 2.6. Resultados de U_g^t en las 12 horas de análisis para el ejemplo del TMP_g en las horas finales.

- **Tiempo Mínimo de Parada**

El tiempo mínimo de parada se refiere a ese tiempo en el que la unidad térmica ha dejado de generar energía eléctrica, pero que por razones técnicas no puede ser acoplada nuevamente en la siguiente hora, de ser requerida.

Así como el tiempo mínimo de funcionamiento, se describen tres escenarios diferentes; el primero en las horas iniciales del periodo en análisis, el segundo en las horas intermedias y como tercer y último escenario, las horas finales de dicho periodo en análisis.

A continuación, se detalla cada uno de ellos, con su respectivo ejemplo, para una mejor comprensión.

- Horas iniciales del periodo en análisis

Las ecuaciones que describen el tiempo mínimo de funcionamiento para las horas iniciales del periodo en análisis son las siguientes:

$$\sum_{t=1}^{H_g^P} U_g^t = 0 \quad Ec. 2.11$$

Ya que

$$H_g^P = \min \left[T, (TMP_g - P_{0g}) * (1 - U_g^0) \right] \quad Ec. 2.12$$

En donde:

- ✓ H_g^P , son el número de horas restantes de parada de la g-ésima unidad térmica para que pueda volver a arrancar de ser necesario.
- ✓ TMP_g , es el tiempo mínimo de parada de la g-ésima unidad térmica.
- ✓ $P_{0,g}$, son la cantidad de horas que la g-ésima unidad térmica lleva detenida o parada en el tiempo inicial de análisis.

Análogamente con la Ec. 2.7, se tiene que en la Ec. 2.11, la variable binaria de acople U_g^t marcará cero en todo el tiempo restante H_g^P que la unidad térmica debe estar parada; cumpliendo así el objetivo para los tiempos iniciales.

Por supuesto que para saber el tiempo restante que la unidad debe permanecer parada, se pone en práctica la Ec. 2.12 la cual dice que dicho tiempo restante será igual al tiempo mínimo de parada menos las horas que ya lleva parada la unidad; siempre y cuando dicha unidad esté desacoplada ($U_g^0 = 1$) en el tiempo inicial.

Para comprender mejor, se presenta el siguiente escenario:

Se supone como variables de las ecuaciones 2.11 y 2.12 que se estudian 6 horas como frontera de un periodo completo, que la unidad térmica lleva 1 hora detenida hasta antes de dichas 6 horas y que el tiempo mínimo que debe parar dicha unidad es de 3 horas, tal y como se presenta en la tabla 2.7.

T	TMP_g	$P_{0,g}$	U_g^0
6	3	1	0

Tabla 2.7. valores iniciales para ejemplificar el TMP_g para las horas iniciales del periodo en análisis.

Sustituyendo en la Ec 2.12, se tiene que:

$$H_g^P = \min[6, (3 - 1) * (1 - 0)]$$

$$H_g^P = \min[6, (2) * 1] = 2$$

Ahora que se tiene el valor de H_g^P , se puede sustituir en la Ec. 2.11, como sigue:

$$\sum_{t=1}^2 U_g^t = 0$$

Desarrollando la sumatoria se tiene que:

$$U_g^1 + U_g^2 = 0$$

Por lo que para que el resultado sea cierto, U_g^1 y U_g^2 deben ser 0, así:

$$0 + 0 = 0$$

Los resultados quedan de la siguiente manera:

t	1	2	3	4	5	6
U_g^t	0	0	0 ó 1	0 ó 1	0 ó 1	0 ó 1

Tabla 2.8. Resultados de U_g^t en las 6 horas de análisis para el ejemplo del TMP_g en las horas iniciales.

ii. Horas intermedias del periodo en análisis

La ecuación que describe el tiempo mínimo de parada para las horas intermedias del periodo en análisis es la siguiente:

$$\sum_{i=t}^{t+TMP_g-1} (1 - U_g^i) \geq TMP_g * W_g^t \quad t = H_g^P + 1, \dots, T - TMP_g + 1 \quad Ec. 2.13$$

Cuando por ejemplo, una unidad se para no al inicio sino en cualquier otra hora dentro del periodo de análisis T , se debe de modelar de acuerdo a la Ec.2.13 ya que dicha ecuación contempla un periodo de análisis igual al tiempo mínimo de parada, puesto que va desde una hora más de las horas restantes de parada ($H_g^P + 1$), hasta un tiempo igual a la duración del periodo total menos el tiempo mínimo de parada ($T - TMP_g + 1$).

En la Ec. 2.13, se observa que al existir un paro en el tiempo t , la variable binaria asociada con el paro de la unidad térmica W_g^t vale 1, por lo que el tiempo mínimo de parada TMP_g debe cumplirse. Para que esto se cumpla, debe entonces de valer 0 la variable asociada con el acople de la unidad U_g^i en todos los tiempos i , tal que la desigualdad se cumpla.

Para poner en una perspectiva más sencilla de analizar, se presenta el siguiente ejemplo:

Se tiene que una unidad la cual no puede parar por menos de 4 horas y es parada en la hora 3 de un lapso de estudio de 8 horas, por lo que es necesario conocer el resultado de la variable binaria asociada con el acople, para conocer si la unidad térmica estará desacoplada y en qué horas. Los datos son los que se muestran en la tabla 2.9.

T	TMP_g	P_{0g}	U_g^0	H_g^P
8	4	0	1	0

Tabla 2.9. valores iniciales para ejemplificar el TMP_g para las horas intermedias del periodo en análisis.

Se tiene entonces que, si $W_g^3 = 1$, sustituyendo los valores en la Ec.2.13, tenemos el siguiente análisis:

$$\sum_{i=3}^{3+4-1} (1 - U_g^i) \geq 4 * 1 \quad t = 3$$

$$\sum_{i=3}^6 (1 - U_g^i) \geq 4 \quad t = 3$$

Ya que se tiene la resolución de la Ec.2.13, para que se cumpla la desigualdad, la variable binaria U_g^i debe tomar el valor de 0 en todos los tiempos i , así:

$$(1 - U_g^3) + (1 - U_g^4) + (1 - U_g^5) + (1 - U_g^6) \geq 4$$

$$(1 - 0) + (1 - 0) + (1 - 0) + (1 - 0) \geq 4$$

$$1 + 1 + 1 + 1 \geq 4$$

Los resultados para este ejemplo, se muestran en la tabla 2.10.

t	1	2	3	4	5	6	7	8
W_g^t	0	0	1	0	0	0	0	0
U_g^t	1	1	0	0	0	0	0 ó 1	0 ó 1

Tabla 2.10. Resultados de U_g^t en las 8 horas de análisis para el ejemplo del TMP_g en las horas intermedias.

iii. Horas finales del periodo en análisis

Para las horas finales del periodo de análisis, se tiene la Ec. 2.14.

$$\sum_{i=t}^T (1 - U_g^i - W_g^t) \geq 0 \quad t = T - TMP_g + 2, \dots, T \quad Ec. 2.14$$

En la Ec. 2.14, se puede observar que si se para la unidad en un tiempo cercano al final del periodo en análisis; se obliga a que todas esas horas hasta llegar a T , la variable binaria de acople, obligadamente debe valer 0, para que la desigualdad se cumpla, así:

Si se supone que se tiene un periodo de análisis de 12 horas y que cierta unidad tiene un tiempo mínimo de parada de 5 horas, y que se para en la hora 10, como se muestran las condiciones en la tabla 2.11.

T	TMP_g	P_{0g}	U_g^0	H_g^P
12	5	0	1	0

Tabla 2.11. valores iniciales para ejemplificar el TMP_g para las horas finales del periodo en análisis.

Al sustituir los valores dados en la Ec. 2.14, se tiene lo siguiente:

$$\sum_{i=10}^{12} (1 - U_g^i - 1) \geq 0 \quad t = 10$$

Desarrollando la sumatoria se tiene:

$$(1 - U_g^{10} - 1) + (1 - U_g^{11} - 1) + (1 - U_g^{12} - 1) \geq 0$$

Para que la desigualdad se cumpla, forzadamente deben de vale 0 todas las variables binarias de acoplamiento, hasta el fin del periodo en estudio, así:

$$(1 - 0 - 1) + (1 - 0 - 1) + (1 - 0 - 1) \geq 0$$

$$0 + 0 + 0 \geq 0$$

La tabla que muestra los resultados de desacople para los tiempos finales son los de la tabla 2.12.

t	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
W_g^t	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
U_g^t	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0

Tabla 2.12. Resultados de U_g^t en las 12 horas de análisis para el ejemplo del TMP_g en las horas finales.

2.2.3 Lógica binaria de funcionamiento

Como ya se ha mencionado a lo largo de este capítulo, existen solamente tres variables de carácter binario, las cuales son: la variable de arranque, la de paro y la de acople/desacople, por lo que para garantizar que el análisis matemático se respete, se tienen restricciones que permitirán que la lógica se cumpla.

$$U_g^t - U_g^0 = Y_g^t - W_g^t \quad t = 1 \quad Ec. 2.15$$

$$U_g^t - U_g^{t-1} = Y_g^t - W_g^t \quad t = 2, \dots, T \quad Ec. 2.16$$

Si se presta atención a las ecuaciones 2.15 y 2.16, dicen las siguientes consideraciones:

- Si la unidad está acoplada en un tiempo t y estaba desacoplada en un tiempo $t-1$, entonces en el tiempo t debió ser arrancada.
- Si la unidad está acoplada en un tiempo t y estaba acoplada en un tiempo $t-1$, entonces en el tiempo t no pudo ser ni arrancada, ni parada.
- Si la unidad está desacoplada en un tiempo t y estaba acoplada en un tiempo $t-1$, entonces la unidad se paró en el tiempo t .
- Si la unidad está desacoplada en un tiempo t y estaba desacoplada en un tiempo $t-1$, entonces la unidad no se puede arrancar ni parar en el tiempo t .

Por otro lado, se tiene como última restricción de las unidades térmicas, la Ec. 2.17:

$$Y_g^t + W_g^t \leq 1 \quad \forall t \quad Ec. 2.17$$

La cual, dice que tanto Y_g^t como W_g^t , no pueden valer 1 al mismo tiempo en un tiempo t . Y es que esto es importante puesto que, si una unidad térmica se arranca en una hora t , no puede ser parada en esa misma hora, y viceversa.

2.3. El sistema hidroeléctrico

2.3.1. Generalidades

Los sistemas de generación de energía eléctrica a base de agua es la energía hidroeléctrica. El Salvador, cuenta con embalses que son alimentados a lo largo de la zona paracentral y oriental por medio del Rio Lempa. Los sistemas hidroeléctricos se pueden clasificar en cuatro diferentes tipos, los cuales son: Centrales de agua fluyente, centrales en canales de riego, centrales en tuberías de abastecimiento de agua potable y centrales de embalse; éstas últimas son las que se muestran en la figura 2.7.

Las centrales de embalse [4, p. 432], son también conocidas como “centrales de pie de presa” o “centrales de regulación”, debido a que poseen la capacidad de almacenar por ejemplo en un periodo establecido, agua en su embalse, como si se tratase de un recipiente el cual puede contener agua y ser utilizada en la posteridad.

Estas centrales tienen la capacidad de regular por medio de sus esclusas, la cantidad de agua que llegará a la turbina para ser transformada en energía eléctrica, de ahí también el nombre de “centrales de regulación”; esto con el propósito, por supuesto, de suplir una demanda en un tiempo específico cuando se requiera.

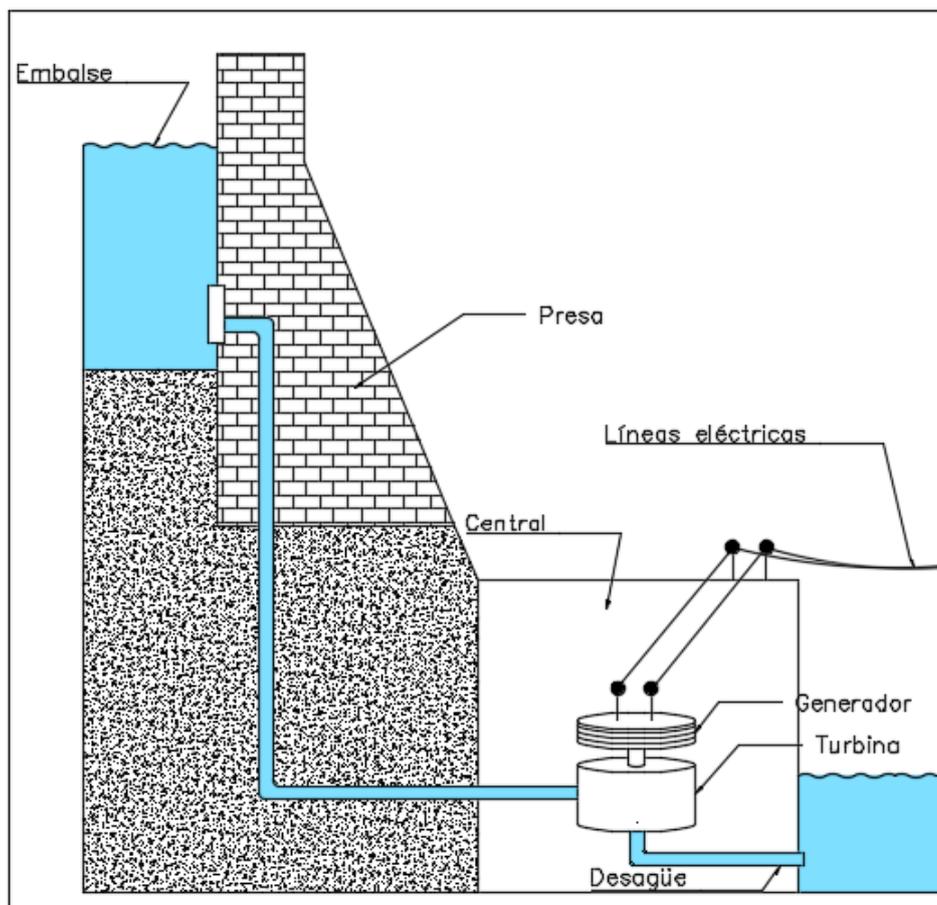


Figura 2.7 Central hidroeléctrica de embalse [4].

2.3.2. Modelo matemático de un generador hidroeléctrico

Al igual que un generador termoeléctrico, un generador hidroeléctrico tiene características que lo diferencian de los demás sistemas. Algunas de estas diferencias se pueden observar en los apartados 2.2.1 en comparación con el apartado 2.3.1. Ambos tienen el mismo objetivo de transformar la energía por medio de una turbina en movimiento a energía eléctrica que pueda ser utilizada por una demanda ya dada.

A pesar que ambos sistemas ocupan turbinas para la conversión de la energía, sus modelos matemáticos no son exactamente iguales, por obvias razones, puesto que uno ocupa algún combustible para generar y el otro ocupa agua fluyendo por gravedad para hacerlo.

A continuación, se presentan las restricciones con las que se puede modelar lo más apegadamente posible a la realidad, un sistema hidroeléctrico [8]:

2.3.2.1. Límites de producción

Los límites de producción para las centrales hidroeléctricas deben estar delimitados puesto que como es de esperarse, el agua no es ilimitada y tampoco puede dejarse en rebalse, por lo que es necesario que se delimite la generación de la energía.

Para efectos de representar estos límites de manera matemática, pues se tiene la ecuación 2.18, la cual dice que la potencia generada por un generador hidroeléctrico h , en un tiempo t , debe estar entre un mínimo técnico y un máximo nominal, así:

$$P_{hmin} \leq P_h^t \leq P_{hmax} \quad \forall t \quad Ec. 2.18$$

Donde:

- ✓ P_{hmin} , es la potencia mínima generada por la h -ésima unidad hidroeléctrica.
- ✓ P_{hmax} , es la potencia máxima generada por la h -ésima unidad hidroeléctrica.
- ✓ P_h^t , es la potencia generada por la h -ésima unidad hidroeléctrica en un tiempo t .

Respecto a la ecuación 2.18, se puede decir que, es importante saber que debe existir un mínimo de potencia para que el embalse no se rebalse y para cumplir con la operación técnica de turbinas y generadores y un máximo de potencia puesto que se debe de guardar cierta cantidad de agua para ser aprovechada en un tiempo estratégico y para que el embalse no quede vacío completamente.

2.3.2.2. Límites de volumen almacenado en embalses

En las restricciones del volumen de agua que pueden almacenar los embalses se encuentran dos importantes subconjuntos: el primero es el límite máximo y mínimo que el embalse en sí puede contener y el segundo trata de dos ecuaciones que modelan embalses en cascada, tal y como se encuentran en El Salvador, por ejemplo.

- Volumen máximo y mínimo

Un embalse puede solamente generar una cantidad de MW tal que su embalse quede en un nivel mínimo de agua para salvaguardar la esencia misma del lugar. Si la presa hidroeléctrica queda a un nivel inferior del mínimo, esta no podrá hacerlo de manera eficiente.

Por otro lado, con el objetivo de la utilización de los recursos hídricos de manera inteligente y eficiente, es importante delimitar un volumen máximo, puesto que con él se evita que exista derrame de agua por los bordes del embalse y que esa agua acumulada no pueda ser utilizada en el proceso de generación de energía eléctrica.

Dichos acontecimientos se expresan de acuerdo a la ecuación 2.19, así:

$$V_{hmin} \leq V_h^t \leq V_{hmax} \quad \forall t \quad Ec. 2.19$$

Donde:

- ✓ V_{hmin} , es el volumen mínimo de agua que puede tener el embalse de la h-ésima generadora hidroeléctrica.
- ✓ V_{hmax} , es el volumen máximo de agua que puede tener el embalse de la h-ésima generadora hidroeléctrica.
- ✓ V_h^t , es el volumen de agua del embalse de la h-ésima unidad hidroeléctrica en un tiempo t .

Cabe destacar que, en la ecuación 2.19 los valores de V_{hmin} y V_{hmax} son constantes y como se observa no son valores para un tiempo t u otro, sino que simplemente deben cumplirse para todos los tiempos t .

- Balance hidráulico

Una vez que se han modelado los límites de volumen máximos y mínimos que un embalse puede tener contenido; se puede formular la siguiente pregunta: ¿Cómo saber cuánta agua se tiene en el embalse en un tiempo t ? Pues para ello se tienen dos ecuaciones puesto que se tienen dos escenarios. El primer escenario es de un embalse que no depende de otro embalse aguas arriba y el segundo escenario es para un embalse que está aguas abajo de otro que se encuentra aguas arriba de él.

Primero, se tiene el primer escenario el cual se muestra en la figura 2.8. En ella se muestra claramente los elementos que se describen en la ecuación 2.20, la cual se traduce en palabras de la siguiente manera: El volumen del embalse en un tiempo t , es igual al volumen del embalse en un tiempo anterior $t-1$ más el influjo natural de agua que le llega al embalse en el tiempo t , menos el volumen que se derrama en el tiempo t , menos el caudal turbinado aguas abajo de la presa en ese mismo tiempo t .

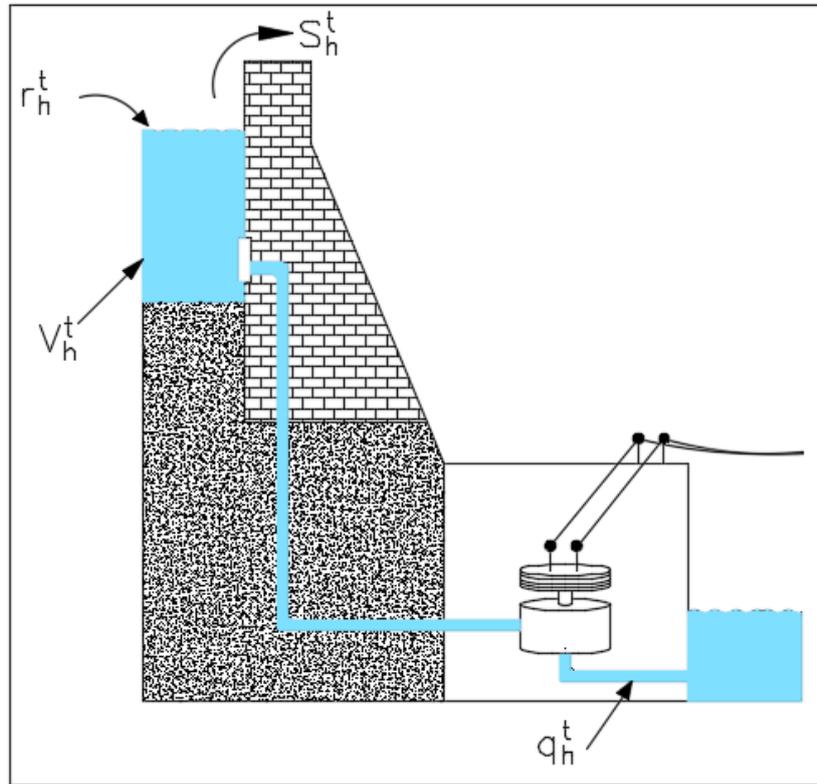


Figura 2.8. Modelo del balance hidráulico para una central hidroeléctrica.

Y se expresa por medio de una ecuación, así:

$$V_h^t = V_h^{t-1} + 3600 * r_h^t - 3600 * S_h^t - 3600 * q_h^t \quad \forall t \quad \text{Ec. 2.20}$$

Donde:

- ✓ V_h^{t-1} , es el volumen de agua del embalse de la h-ésima unidad hidroeléctrica en un tiempo $t-1$.
- ✓ r_h^t , es el influjo natural de agua que llega al embalse de la h-ésima unidad hidroeléctrica en un tiempo t .
- ✓ S_h^t , es el rebalse de agua en el embalse de la h-ésima unidad hidroeléctrica en un tiempo t .
- ✓ q_h^t , es el caudal turbinado por la h-ésima unidad hidroeléctrica en un tiempo t .
- ✓ **3600**, es el multiplicador para convertir el término con unidades en m^3/s a m^3 , asumiendo una hora de evaluación.

Para el segundo escenario, se tiene lo que se muestra en la figura 2.9; en este segundo escenario se tienen dos presas hidroeléctricas las cuales están interconectadas por la misma cuenca. En El Salvador, este segundo escenario ocurre por medio de los embalses que se encuentran a lo largo del Río Lempa, por lo que modelarlos implica aplicar correctamente la ecuación 2.21 la cual dice: El volumen del embalse de la h-ésima unidad hidroeléctrica en un tiempo t , es igual al volumen de dicha unidad en un tiempo anterior $t-1$, más el influjo natural que le llega en ese tiempo t , menos el derrame de agua que se genere en ese tiempo t , menos el caudal turbinado en ese mismo tiempo t más la el caudal turbinado por la unidad hidroeléctrica aguas arriba en un tiempo $t-t_{DT}$, más el derrame de agua por la unidad aguas arriba siempre en un tiempo $t-t_{DT}$.

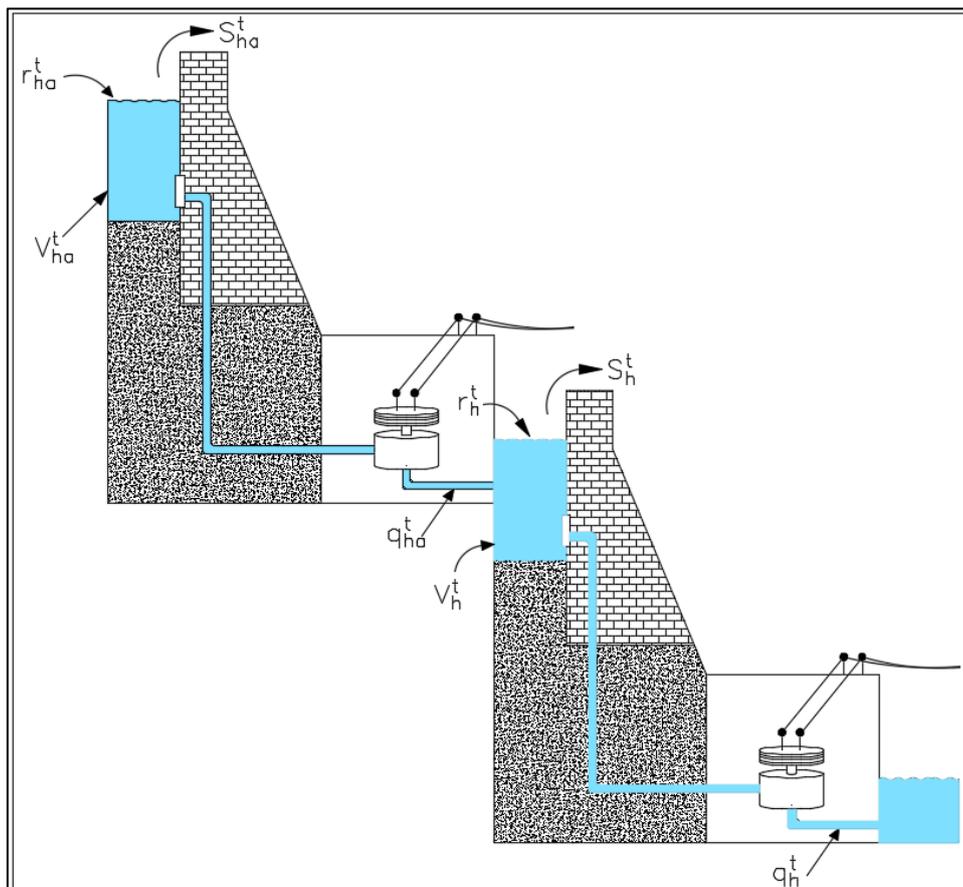


Figura 2.9. Modelo del balance hidráulico para centrales hidroeléctricas interconectadas por una misma cuenca.

La Ecuación 2.21, se presenta a continuación:

$$V_h^t = V_h^{t-1} + 3600 * r_{ha}^t - 3600 * S_h^t - 3600 * q_h^t + 3600 * q_{ha}^{t-t_{DT}} + 3600 * S_{ha}^{t-t_{DT}} \quad \forall t \quad \text{Ec. 2.21}$$

Donde:

✓ q_{ha}^t , es el caudal turbinado por la unidad hidroeléctrica aguas arriba en un tiempo t .

- ✓ S_{ha}^t , es el rebalse de agua en el embalse de la unidad hidroeléctrica aguas arriba en un tiempo t .
- ✓ t_{DT} , es el tiempo que el agua tarda en llegar desde la unidad hidroeléctrica aguas arriba, hasta la h -ésima unidad hidroeléctrica.

De la ecuación 2.21 se puede subrayar que, en las variables $q_{ha}^{t-t_{DT}}$ y $S_{ha}^{t-t_{DT}}$ la variable $t - t_{DT}$ denota que dichos caudales y derrames de las centrales aguas arriba se verán involucrados solamente cuando la diferencia de tiempo se cumpla, es decir, si por ejemplo el agua tarda en bajar 3 horas ($t_{DT} = 3$) y se está analizando la octava hora ($t = 8$); el caudal y derrame de la central aguas arriba que estará involucrado en la ecuación 2.21 serán los de la hora $t = 8$. Por último, recalcar que t_{DT} son valores constantes e invariantes en el tiempo.

2.3.2.3. Caudal turbinado

Una central hidroeléctrica es capaz de generar energía eléctrica cuando tiene una cierta cantidad de agua en su embalse, tal y como se explicó en el apartado 2.3.1; pero, ¿De qué manera puedo conocer el caudal que se turbinado a partir de la potencia que se genera?

La respuesta a la pregunta es la siguiente: cada central hidroeléctrica posee una eficiencia dada en unidades de energía/caudal, dicha eficiencia es calculada en base a las dimensiones físicas de aprovechamiento de cada central, depende de la calidad de la construcción de la presa, de las condiciones climatológicas donde se encuentre la presa y de otros factores importantes. Por lo que, dicho valor de eficiencia es un valor constante e invariable de una hora a otra; sin embargo, se puede modificar dependiendo de si por ejemplo en el año siguiente se tienen otros ciertos factores que puedan afectar su eficiencia, como la falta del correcto mantenimiento, por mencionar un ejemplo concreto.

A partir de dicha eficiencia es posible calcular el caudal turbinado a partir de la ecuación 2.22, de la siguiente manera:

$$q_h^t = \frac{P_h^t}{\rho_h} \quad \forall t \quad Ec. 2.22$$

Donde:

- ✓ ρ_h , es la eficiencia de la h -ésima unidad hidroeléctrica.

2.3.2.4. Restricciones de rampa

Al igual que con las restricciones que se modelan para los sistemas termoelectricos de las ecuaciones 2.4 y 2.6, para un sistema hidroeléctrico se tienen dos ecuaciones que modelan estas restricciones de rampa de subida y de bajada para el caso hídrico.

La central hidroeléctrica no puede pasar de producir cierta cantidad de potencia a otro nivel de potencia superior o inferior de manera brusca, es decir de un tiempo $t-1$ a un tiempo t , para la rampa de subida o de un tiempo t respecto a un tiempo $t-1$ para la rampa de bajada.

- Rampa de subida

Para la rampa de subida se tiene la restricción representada por la ecuación 2.23, así:

$$P_h^t - P_h^{t-1} \leq R_h^S \quad \forall t \quad Ec. 2.23$$

Donde:

- ✓ P_h^{t-1} , es la potencia generada por la h-ésima unidad hidroeléctrica en un tiempo $t-1$.
- ✓ R_h^S , es la rampa de subida de la h-ésima unidad hidroeléctrica.

Por ejemplo, si la máxima potencia que puede incrementar la h-ésima unidad hidroeléctrica en este ejemplo es de 50MW de un tiempo $t-1$ al actual tiempo t , y se ha generado en dicho tiempo $t-1$ una potencia de 75MW, para que la desigualdad se cumpla se puede aumentar solamente de 75MW a 125MW como máximo a pesar que se necesite por ejemplo producir 150MW, pero la restricción técnica y física no lo permite.

- Rampa de bajada

Para la rampa de bajada se tiene la restricción representada por la ecuación 2.24, así:

$$P_h^{t-1} - P_h^t \leq R_h^B \quad \forall t \quad Ec. 2.24$$

Donde:

- ✓ R_h^B , es la rampa de bajada de la h-ésima unidad hidroeléctrica.

Por ejemplo, si la máxima potencia que puede disminuir la h-ésima unidad hidroeléctrica en este ejemplo es de 25MW de un tiempo $t-1$ al actual tiempo t , y se ha generado en dicho tiempo $t-1$ una potencia de 100MW, para que la desigualdad se cumpla se puede disminuir solamente de 100MW a 75MW como máximo a pesar que se necesite por ejemplo producir 50MW solamente o incluso dejar de producir, pero la restricción técnica y física no lo permite.

2.4 Resumen de restricciones

Con todas las restricciones ya descritas en los apartados 2.2 y 2.3 se presenta la tabla 2.13 la cual presenta las restricciones del sistema termoeléctrico para el modelado a resolver en el capítulo 4 y 5.

SISTEMA TERMOELÉCTRICO		
RESTRICCIÓN	ECUACIÓN	LIMITANTE EN EL TIEMPO
Límites de operación	$P_{gmin} * U_g^t < P_g^t < P_{gmax} * U_g^t$	$\forall t$
Restricciones de rampa	<ul style="list-style-type: none"> Rampa de arranque y de subida 	
	$P_g^t - P_g^0 \leq R_g^S * U_g^0 + R_g^A * Y_g^t$	$t = 1$
	$P_g^t - P_g^{t-1} \leq R_g^S * U_g^{t-1} + R_g^A * Y_g^t$	$t = 2, \dots, T$
	<ul style="list-style-type: none"> Rampa de parada y de bajada 	
	$P_g^0 - P_g^t \leq R_g^B * U_g^t + R_g^P * W_g^t$	$t = 1$
	$P_g^{t-1} - P_g^t \leq R_g^B * U_g^t + R_g^P * W_g^t$	$t = 2, \dots, T$
Tiempos mínimos de funcionamiento	<ul style="list-style-type: none"> Tiempo Mínimo de Funcionamiento 	
	i. <u>Horas iniciales del periodo en análisis.</u> $\sum_{t=1}^{H_g^F} (1 - U_g^t) = 0$ Donde: $H_g^F = \min [T, (TMF_g - F_{0g}) * U_g^0]$	
	ii. <u>Horas intermedias del periodo en análisis.</u> $\sum_{i=t}^{t+TMF_g-1} U_g^i \geq TMF_g * Y_g^t$	$t = H_g^F + 1, \dots, T - TMF_g + 1$
	iii. <u>Horas finales del periodo en análisis.</u> $\sum_{i=t}^T (U_g^i - Y_g^t) \geq 0$	$t = T - TMF_g + 2, \dots, T$
	<ul style="list-style-type: none"> Tiempo Mínimo de Parada 	
	i. <u>Horas iniciales del periodo en análisis</u>	

	$\sum_{t=1}^{H_g^P} U_g^t = 0$ <p>Donde:</p> $H_g^P = \min \left[T, \left(TMP_g - P_{0g} \right) * (1 - U_g^0) \right]$	
	<p>ii. <u>Horas intermedias del periodo en análisis</u></p> $\sum_{i=t}^{t+TMP_g-1} (1 - U_g^i) \geq TMP_g * W_g^t$	$t = H_g^P + 1, \dots, T - TMP_g + 1$
	<p>iii. <u>Horas finales del periodo en análisis</u></p> $\sum_{i=t}^T (1 - U_g^i - W_g^t) \geq 0$	$t = T - TMP_g + 2, \dots, T$
Lógica binaria de funcionamiento	$U_g^t - U_g^0 = Y_g^t - W_g^t$	$t = 1$
	$U_g^t - U_g^{t-1} = Y_g^t - W_g^t$	$t = 2, \dots, T$
	$Y_g^t + W_g^t \leq 1$	$\forall t$

Tabla 2.13. Resumen de restricciones del sistema termoelectrico.

Finalmente, se tiene en la tabla 2.14 las restricciones asociadas al sistema hidroelectrico, las cuales son notoriamente menos que las del sistema termoelectrico.

SISTEMA HIDROELÉCTRICO		
RESTRICCIÓN	ECUACIÓN	LIMITANTE EN EL TIEMPO
Límites de producción	$P_{hmin} \leq P_h^t \leq P_{hmax}$	$\forall t$
Límites de volumen almacenado en embalse	<ul style="list-style-type: none"> Volumen máximo y mínimo 	
	$V_{hmin} \leq V_h^t \leq V_{hmax}$	$\forall t$
	<ul style="list-style-type: none"> Balance hidráulico $V_h^t = V_h^{t-1} + 3600 * r_h^t - 3600 * S_h^t - 3600 * q_h^t$	$\forall t$
	$V_h^t = V_h^{t-1} + 3600 * r_h^t - 3600 * S_h^t - 3600 * q_h^t + 3600 * q_{ha}^{t-DT} + 3600 * S_{ha}^{t-DT}$	$\forall t$

Caudal turbinado	$q_h^t = \frac{P_h^t}{\rho_h}$	$\forall t$
Restricciones de rampa	• Rampa de subida	
	$P_h^t - P_h^{t-1} \leq R_h^S$	$\forall t$
	• Rampa de bajada	
	$P_h^{t-1} - P_h^t \leq R_h^B$	$\forall t$

Tabla 2.14. Resumen de restricciones del sistema hidroeléctrico.

CAPÍTULO 3. FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA

INTRODUCCIÓN

Suponga que viaja usted desde el lugar donde reside, siendo este lugar un punto cualquiera dentro del país, a una hora en la cual el flujo de automóviles es máximo y que vive usted en una zona en la cual hay mucho tránsito de vehículos a diario y, se dirige a su trabajo el cual queda a unos quince kilómetros de su residencia. El objetivo de su viaje es llegar a su trabajo en la menor cantidad de tiempo posible y aparte de ello, consumir la menor cantidad de combustible para economizar diariamente. Para lograr ese cometido debe elegir las vías menos transitadas por vehículos y por personas en general.

Pues bien, esas elecciones son óptimas cuando por ejemplo se sale temprano hacia el trabajo, se toman vías alternas, se escucha por radio las condiciones del tráfico en ese momento y demás situaciones. Si todas esas decisiones se toman correctamente, se puede conseguir llegar temprano al trabajo y gastar la menor cantidad de combustible.

La analogía que existe entre la suposición anterior con el Flujo Óptimo de Potencia (OPF, por sus siglas en inglés) es grande. El flujo óptimo de potencia tiene la misión de minimizar un problema matemáticamente formulado, de manera que el resultado sea valga la redundancia, un valor óptimo. Claro que, para lograrlo el algoritmo debe elegir correctamente las combinaciones correctas de qué generadores deben acoplarse y en qué comento deben hacerlo.

Por otro lado, el modelado de las líneas de transmisión en este trabajo investigativo es una labor que debe llevarse a cabo puesto que, gracias a él se puede realizar una simulación del despacho económico con un nivel de realidad y acercamiento mucho más exacto.

Las líneas de transmisión son elementos que son parte de un sistema eléctrico de potencia y mucho más enfático, en un sistema de generación. Este capítulo define qué es una línea de transmisión, en qué consiste y de qué manera se puede modelar, puesto que existen tres distintos tipos de modelado de una línea de transmisión.

Luego de ello, se recalca la diferencia entre un sistema de generación en el cual se han tomado en cuenta las pérdidas debidas a las líneas de transmisión y otro sistema en el cual no se han tomado en cuenta las líneas de transmisión. Puede surgir la pregunta, ¿Cuál es la diferencia?, pues la diferencia radica en que al momento de modelar más adelante el sistema completo de generación y tomar en cuenta las pérdidas de las líneas; el despacho económico se verá afectado por la potencia generada que se pierde por el solo hecho de transportar la energía eléctrica desde un punto A, hacia un punto B.

Finalmente, se detalla lo que es el flujo óptimo de potencia, la deducción real de sus variables y constantes y, se finaliza mencionando la ecuación, la cual será la más relevante y el motivo principal real de este capítulo la cual será utilizada para realizar el despacho económico en el siguiente capítulo.

Este capítulo es el último previo a juntar todas las ideas de los capítulos anteriores y el actual en uno solo que pueda describir cómo realmente funciona la coordinación entre los generadores hidroeléctricos y los termoeléctricos.

3.1 Las líneas de transmisión

3.1.1. Generalidades

Según la IEEE las pérdidas en una línea de transmisión [2, p. 1208], es medida como la diferencia de potencia neta que atraviesa el primer punto a la potencia neta que atraviesa el segundo. Por lo que partiendo de ese concepto se puede comentar brevemente cómo se componen y su razón de ser tomadas en cuenta en este trabajo de graduación.

Las líneas de transmisión están encargadas de transmitir la energía desde los centros de generación, hasta donde la carga se encuentra o los centros de consumo, pero antes de ello, atraviesa la energía todo un proceso de transformación para llegar a dicho punto final; tal y como se muestra en la figura 3.1.

En ella se refleja el punto inicial el cual es la generación, pasando por una subestación que posee un transformador elevador de voltaje que convierte la energía con un nivel de tensión inferior a uno superior (de 13.8 kV a 115kV generalmente), para ser transmitida hacia otra subestación pero que en este caso que posee un transformador reductor que disminuye el nivel de tensión a un nivel que pueda ser manejado por subestaciones de distribución (23kV, por ejemplo).

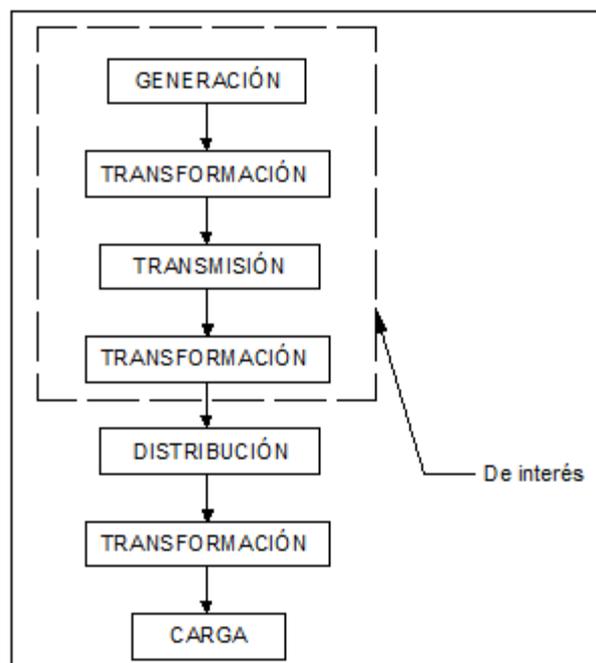


Figura 3.1. Elementos que componen un sistema eléctrico de potencia.

Por supuesto que, todo el modelado de un sistema eléctrico de potencia es mucho más complejo que el de la figura 3.1 pero, básicamente los elementos que en dicha figura se contemplan son los elementos más importantes inmersos en el proceso.

Para este trabajo investigativo, se ha tomado en cuenta solamente lo que está encerrado en el recuadro con líneas discontinuas, puesto que, se parte desde la generación de energía hasta los buses que contienen la carga; pero, dichos buses de carga son en realidad subestaciones

reductoras de distribución, por lo que tomar en cuenta lo que sucede después de la transformación previa a la distribución ya no es de la incumbencia del estudio.

Cabe destacar que del recuadro punteado de la figura 3.1, la segunda etapa, es decir, el cuadro de transformación, se ha depreciado y se ha solamente asumido que desde la generación de energía hasta la transmisión no se ha pasado por un transformador elevador de tensión.

Para encaminar este trabajo al rumbo de las líneas de transmisión, es necesario conocer que una línea en general puede clasificarse de acuerdo al voltaje que ella soporta. Por lo que se pueden clasificar en tres grandes categorías, que se muestran en la tabla 3.1.

Nivel de tensión	Tipo de línea
$< 600 \text{ V}$	Baja tensión
$600 \text{ V} \leq \text{Voltaje} < 115 \text{ kV}$	Media tensión
$\geq 115 \text{ kV}$	Alta tensión

Tabla 3.1 Clasificación de las líneas de acuerdo a su nivel de tensión [10, pp. 4,5].

Éstas últimas son las que se conocen como líneas de transmisión, las líneas que transportan energía a través de largas distancias y que tienen un nivel de tensión mayor o igual a 115 kV.

Por su parte, las líneas de transmisión se pueden clasificar por su longitud, tal y como se muestra en la tabla 3.2.

Longitud	Tipo de línea
$< 80\text{km}$	Corta
$80\text{km} \leq \text{Longitud} \leq 240 \text{ km}$	Media
$> 240 \text{ km}$	Larga

Tabla 3.2. Clasificación de las líneas de transmisión de acuerdo a su longitud [11, p. 65].

Por supuesto, y como es de esperar; cada línea posee ciertas características las cuales las hacen únicas y esa misma razón que se clasifican en tres grupos grandes. Como se muestra en la tabla 3.2, una línea de transmisión se puede desglosar en tres tipos, los cuales son: líneas largas, líneas medias y líneas cortas; de estas últimas se tratará la sección siguiente.

3.1.2. Líneas cortas

La manera en que se modelan las líneas es diversa, dependiendo de su longitud. Para una línea corta, el único concepto claro que se debe tener para este estudio investigativo es que se modela tal y como se muestra en la figura 3.2 [12].

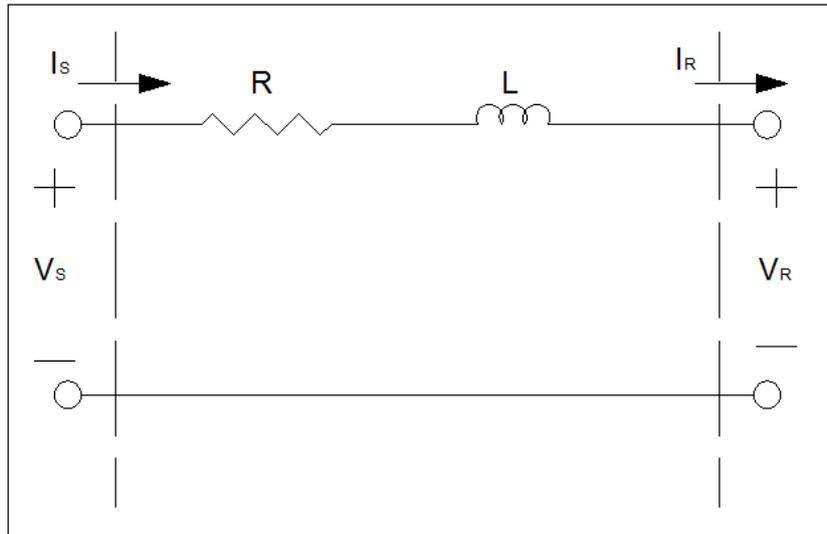


Figura 3.2. Representación eléctrica de una línea de transmisión corta [12].

De la figura 3.2 se puede comentar que, el lado izquierdo representa un extremo de la línea, mas no necesariamente, para esta situación, un generador, puesto que la línea puede estar conectada de un bus a otro sin venir, por ejemplo, de un generador hidro o termoeléctrico.

Asimismo, el lado derecho representa el otro extremo de la línea, y no necesariamente donde se encuentra la carga o demanda a satisfacer, puesto que en un circuito multinodal, puede haber una línea que sencillamente atravesase de una barra a la otra y no necesariamente que vaya de la fuente a la carga.

Finalmente, siempre de la figura 3.2, se puede observar que $I_S = I_R$, por lo que se puede asumir una sola corriente que fluye por la línea de transmisión, la cual se llamará I .

3.2 Importancia de las líneas de transmisión en la optimización

Como se estudió en el apartado anterior, las líneas de transmisión son el medio por el cual se transporta la energía desde el punto de generación hasta el punto de entrega. Y juegan un papel muy importante ya que el análisis en consideración varía dependiendo del tipo de línea de transmisión que se tome en cuenta. Siendo estas líneas cortas, medias o largas. Para el caso se toma en consideración específicamente la línea de transmisión corta y es con la que se trabajara a lo largo de este trabajo investigativo.

Para realizar el análisis del despacho económico de los generadores existen dos formas de realizar dicho análisis. La primera es considerando un sistema uni-nodal sin perdidas en las líneas de transmisión, y el segundo es tomando en consideración las pérdidas que se hacen presentes ante la acción de transportar la energía de un punto a otro por medio de un conductor eléctrico. Para una mejor comprensión se realiza una breve explicación de los dos tipos de sistemas, dejando claro que el análisis que se realizara en los capítulos posteriores del presente trabajo investigativo, se realizara utilizando el sistema con líneas de transmisión sin pérdidas y utilizando el modelo de línea corta.

3.2.1 Sistema sin pérdidas en líneas de transmisión

Un sistema sin pérdidas en las líneas de transmisión, es un sistema sin línea de transmisión debido a que todo conductor por corto que sea experimenta pérdidas por la impedancia que este presenta al flujo de electrones de corriente alterna. La impedancia del conductor es un parámetro que afecta al análisis de la línea de transmisión debido a que se debe de considerar la resistencia y reactancia de la línea, parámetros que complican el análisis e incrementan las restricciones que se deben de cumplir a la hora de realizar los cálculos. Cabe mencionar que un análisis sin considerar las pérdidas que existen en las líneas de transmisión es un análisis con respuestas finales aproximadas a la real y sirve como apoyo para obtener una muestra de los valores que se deberían de obtener en el despacho real.

Además, un análisis uni-nodal es muy importante para obtener una mayor comprensión del despacho a realizar, sin embargo, es útil únicamente para uso académico, para realizar un análisis de un sistema real y obtener respuestas lo mayormente cercanas posibles a las reales no es factible utilizar dicho sistema. En la figura 3.3 se muestra de forma gráfica un sistema sin líneas de transmisión para una mejor comprensión.

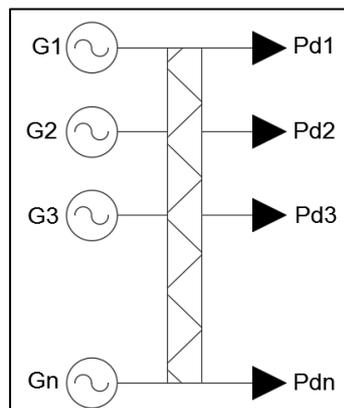


Figura 3.3. Representación de un sistema sin pérdidas en líneas de transmisión [5].

Con la representación gráfica se obtiene una mayor comprensión acerca del concepto de sistema sin pérdidas en líneas de transmisión, y es que como se mencionó anteriormente, un sistema sin pérdidas en las líneas de transmisión se asemeja a un sistema en el cual todos los generadores y todas las cargas se encuentran conectados al mismo nodo. Razón por la cual no se consideran pérdidas en la transmisión.

3.2.2 Sistema con pérdidas en líneas de transmisión

A diferencia del sistema sin pérdidas en las líneas de transmisión, en este modelo con pérdidas en las líneas de transmisión se toman en cuenta las pérdidas por reactancias en la línea, que afectan en el transporte de la energía desde el punto de generación hasta su respectivo punto de consumo. Además de las pérdidas por reactancias, se consideran las pérdidas por saturación en la línea, esto consiste en el sobrecargo de la capacidad de transportar energía de la línea de transmisión. Por ejemplo, si una línea de transmisión con un conductor de calibre establecido posee la capacidad de transportar una potencia máxima de 5 MW y en cierta hora surge una emergencia en otra línea de transmisión y es necesario sobrecargar la primera línea con 5 MW extra. Lo que significa que esta línea estaría excediendo su capacidad de transportar energía en

un 200% lo cual incrementa las pérdidas por calentamiento, finalmente al fenómeno de sobrecargar una línea excediendo al máximo de potencia que puede transportar se le denomina saturación. En la figura 3.4 se muestra de forma gráfica un sistema considerando las pérdidas en las líneas de transmisión.

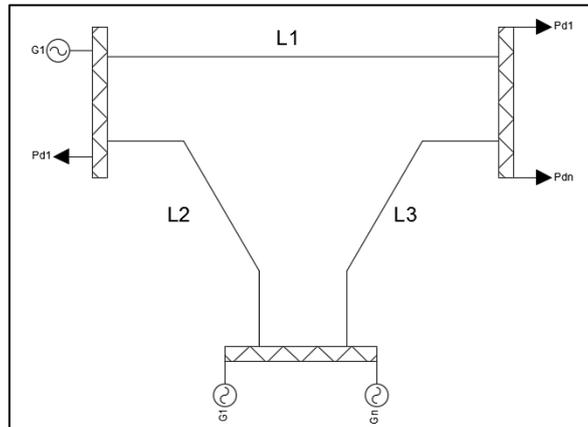


Figura 3.4. Representación de un sistema con pérdidas en líneas de transmisión [5].

Como se observa en la figura 3.4 cada barra a la que se conectan generadores y cargas están interconectadas entre sí por una línea diferente las cuales poseen cualidades y características diferentes, dependiendo de la longitud, tipo de cable y lugar en el que se encuentren. Por lo tanto, son muchos los factores que se suman al análisis de un despacho económico con pérdidas en líneas de transmisión, sin embargo, es el análisis que se requiere para obtener un resultado lo mayormente aproximado al verdadero. Por lo que en este trabajo investigativo se toman en cuenta las líneas de transmisión para encontrar el flujo de potencia en ellas, pero no se consideran las pérdidas generadas en ellas.

3.3 Restricciones de las líneas de transmisión

3.3.1 Flujo en las líneas de transmisión por el método DC

Una vez que se han mostrado los conceptos importantes de una línea de transmisión y la diferencia que se tiene de un sistema con pérdidas a uno con el cual no se toman en cuenta. Se puede continuar con el estudio, en el cual, partiendo de la figura 3.2, se redibuja para convertirse en una línea de transmisión más similar al del apartado 3.2.2 y se muestra en la figura 3.5.

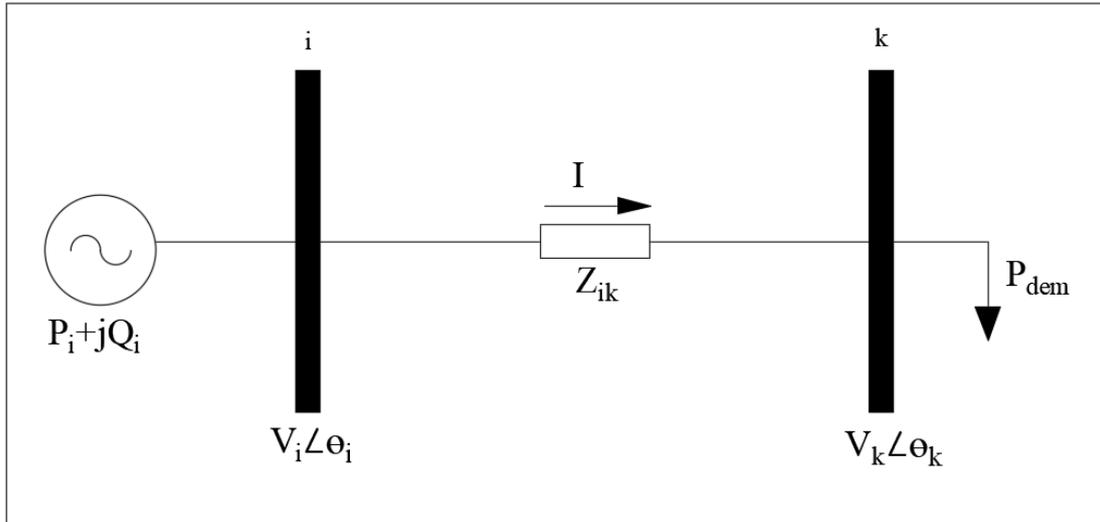


Figura 3.5. Sistema de transmisión con dos barras [5].

Para el sistema eléctrico de la figura 3.5, se tiene como primera ecuación general la siguiente [5]:

$$P_i + jQ_i = \vec{V} * I^* \quad \text{Ec. 3.1}$$

Pero si se reescribe la corriente I^* , se tiene:

$$P_i + jQ_i = V_i \angle \theta_i * [(V_i \angle \theta_i - V_k \angle \theta_k) * y_{ik}]^* \quad \text{Ec. 3.2}$$

En donde,

$$y_{ik} = \frac{1}{z_{ik}} = \frac{1}{r_{ik} + jx_{ik}} = G_{ik} - jB_{ik} \quad \text{Ec. 3.3}$$

De los cuales, G_{ik} es la conductancia y jB_{ik} representa la susceptancia de la línea. Si se sustituye la Ec. 3.3 en la Ec. 3.2, se tiene:

$$P_i + jQ_i = V_i \angle \theta_i * [(V_i \angle \theta_i - V_k \angle \theta_k) * (G_{ik} + jB_{ik})] \quad \text{Ec. 3.4}$$

Desarrollando el lado derecho de la Ec 3.4, se tiene:

$$P_i + jQ_i = (V_i^2 - V_i V_k \angle (\theta_i - \theta_k)) * (G_{ik} + jB_{ik}) \quad \text{Ec. 3.5}$$

Si se escribe $(\theta_i - \theta_k) = \theta_{ik}$, y se sustituye en la Ec. 3.5, se tiene:

$$P_i + jQ_i = (V_i^2 - V_i V_k \angle \theta_{ik}) * (G_{ik} + jB_{ik}) \quad \text{Ec. 3.6}$$

Hasta este punto se harán ciertas suposiciones reales para un sistema en condiciones estables, como las siguientes:

- i. Se supone que $r_{ik} \ll x_{ik}$, por lo que:

$$G_{ik} = 0$$

- ii. Se supone que el voltaje en las dos barras es aproximadamente el mismo, es decir:

$$V_i = V_k = 1 \text{ p.u}$$

Con la asunción i, se procede a modificar la Ec. 3.6 que queda así:

$$P_i + jQ_i = (V_i^2 - V_i V_k \angle \theta_{ik}) * jB_{ik} \quad \text{Ec. 3.7}$$

Si se desarrolla el ángulo, se tiene:

$$P_i + jQ_i = (V_i^2 - V_i V_k (\cos \theta_{ik} + j \sin \theta_{ik})) * jB_{ik} \quad \text{Ec. 3.8}$$

Desarrollando la Ec. 3.8, se llega a lo siguiente:

$$P_i + jQ_i = jB_{ik} V_i^2 - jB_{ik} V_i V_k \cos \theta_{ik} + B_{ik} V_i V_k \sin \theta_{ik} \quad \text{Ec. 3.9}$$

Reagrupando la Ec. 3.9, se tiene:

$$P_i + jQ_i = B_{ik} V_i V_k \sin \theta_{ik} + j(B_{ik} V_i^2 - B_{ik} V_i V_k \cos \theta_{ik}) \quad \text{Ec. 3.10}$$

De la Ec.3.10, si se toma solamente la potencia real, de la igualdad se puede observar lo siguiente:

$$P_i = B_{ik} V_i V_k \sin \theta_{ik} \quad \text{Ec. 3.11}$$

Si se asumen las condiciones de la asunción ii, se tiene lo siguiente:

$$P_i = \frac{\sin(\theta_i - \theta_k)}{x_{ik}} \quad Ec. 3.12$$

Finalmente, se tiene la última asunción de un sistema en condiciones estables la cual es:

iii. La diferencia angular de las barras es mínima, por lo que:

$$\theta_i - \theta_k \rightarrow 0$$

Entonces,

$$\sin(\theta_i - \theta_k) \cong \theta_i - \theta_k$$

Sustituyendo finalmente la asunción iii en la Ec. 3.12, se tiene:

$$P_{ik} = \frac{\theta_i - \theta_k}{x_{ik}} \quad Ec. 3.13$$

Dicha Ec. 3.13, es la que se ha estado buscando desarrollar y obtener a lo largo de este capítulo 3, puesto que servirá para realizar el despacho económico hidrotérmico en el anexo A, considerando el flujo en las líneas a partir de la reactancia misma de cada línea y de la diferencia angular de las barras en donde dicha línea se encuentre.

3.3.2 Flujo máximo y mínimo en líneas de transmisión.

Para culminar este capítulo, se tienen las restricciones, así como en los generadores termoeléctricos e hidroeléctricos de potencia máxima y potencia mínima que pueden manejar. Para una línea de transmisión representa la potencia máxima que dicha línea puede transportar energía del punto A al punto B, puesto que, como es sabido una línea a partir de su calibre y tamaño físico, puede conducir cierta cantidad de corriente a cierto nivel de tensión.

La ecuación 3.14 dice que el flujo de potencia que fluye desde el nodo o barra i a la barra k debe estar limitado entre la potencia mínima que la línea debe transportar y la potencia máxima que soporta. Vale aclarar que dicha ecuación no se ha incluido en el ejemplo del anexo A.

$$P_{Lmin} \leq \frac{\theta_i - \theta_k}{x_{ik}} \leq P_{Lmax} \quad Ec. 3.14$$

Finalmente, dicha diferencia de ángulos también debe estar restringida para no exceder los límites de estabilidad en un sistema eléctrico de potencia y que la restricción de la ecuación 3.14 no sea violentada.

$$-\frac{\pi}{2} \leq \theta_k \leq \frac{\pi}{2} \quad \text{Ec. 3.15}$$

3.4 Flujo óptimo de potencia

3.4.1. Despacho de Unidades (Unit Commitment)

En El Salvador, así como en la gran mayoría de países en el mundo se tiene un comportamiento ya establecido dentro de los límites de la normalidad del comportamiento de la demanda a nivel nacional, por ejemplo, se sabe que las mayores demandas de energía se tienen en las horas normales del día, es decir, cuando la mayoría de personas está laborando, hasta las horas antes de anochecer, momento en que la mayoría de empresas ha dejado de producir o ha dejado de utilizar la mayor cantidad de demanda energética. Por otro lado, se tiene que las demandas menores son todas aquellas horas entrada ya la noche hasta que amanece, lapso en el cual, la demanda llega a su mínimo y vuelve a ser incrementada cíclicamente, un día tras otro.

Por supuesto que los días de lunes a viernes no es el mismo comportamiento que los dos días de fin de semana, por ejemplo; pero, a manera de comprender el concepto se asume que la demanda es una demanda de comportamiento constante. Una referencia se puede tener en la figura 3.6, en la cual, en rojo se muestra un ejemplo de una curva del comportamiento normal de la demanda horaria en un día cualquiera.

Teniendo lo anterior en mente, es importante dejar en claro, qué significa la palabra “despachar”. Pues, la palabra despachar o despacho significa arrancar la unidad térmica, ponerla en sincronía con el sistema y conectarla de manera que dicha unidad pueda proveer energía eléctrica a la red.

Ahora bien, pensando de una manera sencilla puede surgir la siguiente pregunta: ¿Por qué entonces si la demanda siempre existe, no se despachan todos los generadores térmicos y cuando la demanda lo requiera sencillamente tomen la energía que necesitan?

[7, pp. 131-134].

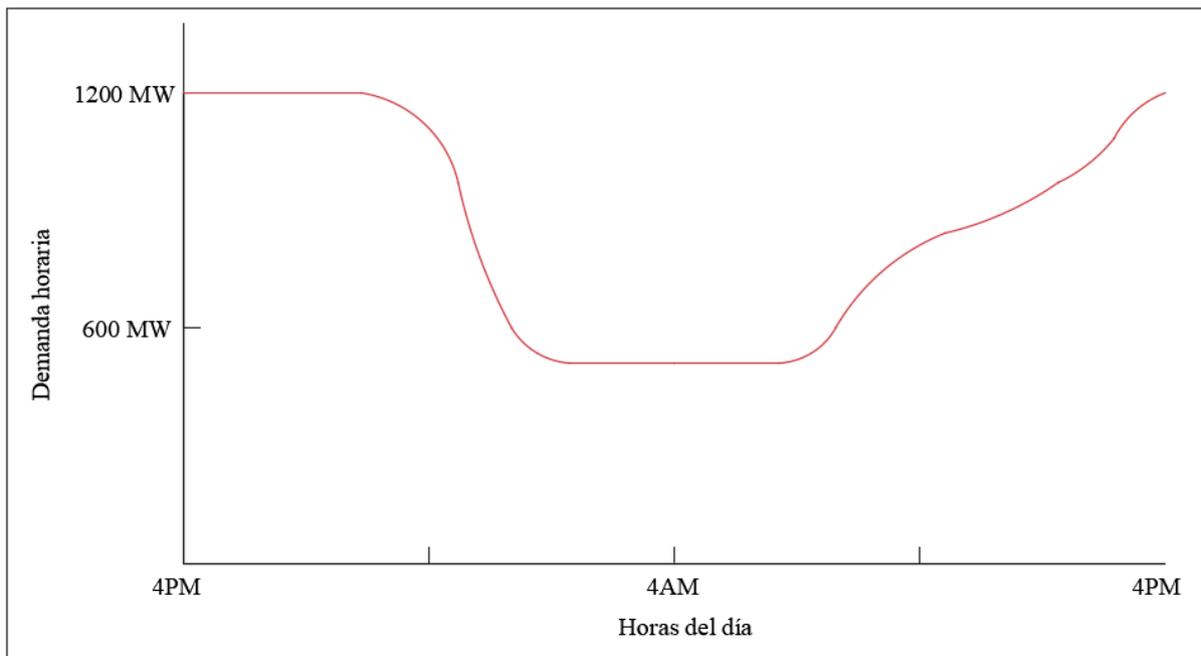


Figura 3.6. Ejemplo de curva de demanda de potencia en un lapso de 24 horas [7].

La respuesta puede ser simple desde el punto de vista económico, puesto que sencillamente es demasiado costoso tener todas las unidades acopladas cuando ni siquiera es necesario que lo estén. Es mucho más factible y económico conectar y desconectar, es decir, despachar o no despachar ciertas unidades cuando se requieran o no de ellas.

Por lo que, si se parte de lo anterior y se toma de referencia la figura 3.6, se puede proceder al siguiente ejemplo tomado de [7]:

Se supone que se tienen tres generadores térmicos, de los cuales el generador 1 tiene un costo por generar 1 MW, menor que el del generador 2 y generador 3. Asimismo, el generador 2 es más eficiente que el 3, por lo que, generar 1 MW le es más económico que al generador 3. Es decir, del más barato al más caro se tienen, el generador 1, generador 2 y generador 3, en ese orden respectivamente; y se asume que no existen pérdidas por líneas de transmisión. Por supuesto que, en un caso real, las líneas de transmisión son indispensables, pero a manera de comprender el concepto se puede asumir de esta manera.

El despacho de unidades (Unit Commitment) establece que, no es necesario tener a todos los generadores acoplados a la red si no es necesario de su generación, por lo que, si se asume por simple obviedad que deben ser despachados los generadores más económicos y eficientes por sobre los más costosos y menos eficientes, por lo que la figura 3.7 muestra el orden de los generadores que han sido despachados para este ejemplo.

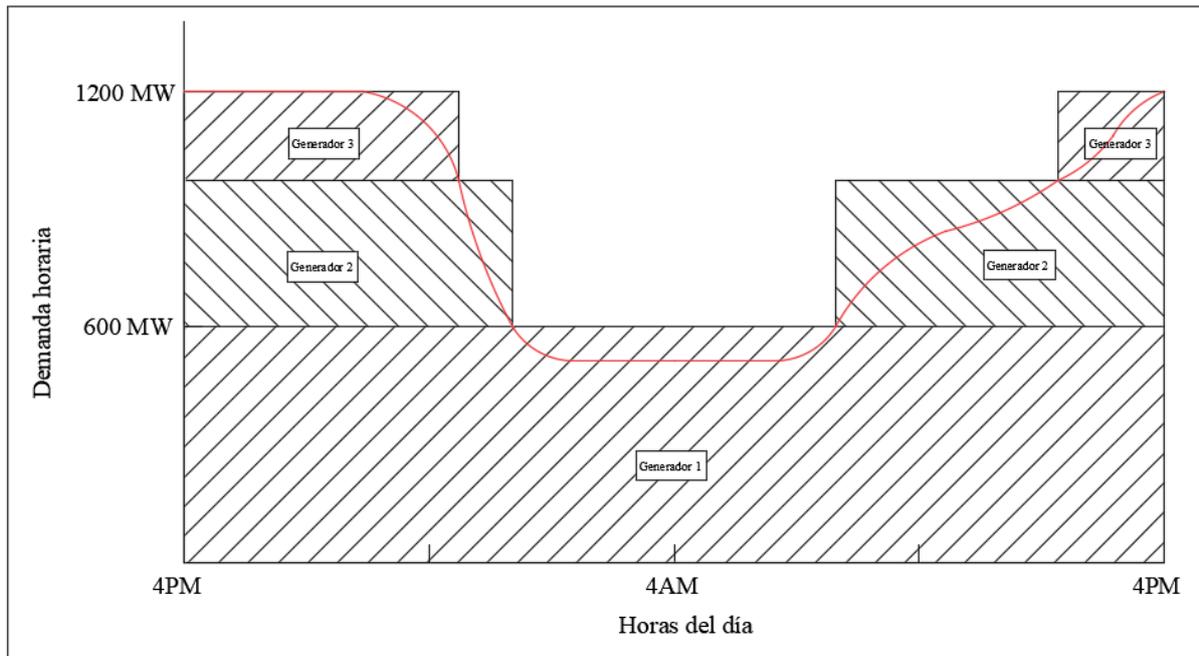


Figura 3.7. Ejemplo gráfico del despacho de unidad para un periodo de 24 horas [7].

De la figura 3.7 se puede observar y concluir que:

- No es necesario que todos los generadores estén acoplados durante todas las horas del día, puesto que con solamente ciertas combinaciones de generadores acoplados se puede satisfacer la demanda en una hora específica.
- Si se tuvieran todos los generadores acoplados, los costos de producción de energía en las horas de menor demanda serían desperdiciados.
- Teóricamente los generadores más caros deberían ser los últimos en ser despachados, sin embargo, no necesariamente es de esa manera puesto que existen todas las restricciones del capítulo 2 y otras restricciones que se comentan más adelante en el presente capítulo, las cuales determinan el despacho.

Finalmente, el objetivo es encontrar la combinación perfecta de qué generadores acoplar o desacoplar y en qué momento para que los costos de suplir la demanda sean los mínimos posibles.

3.4.2. Formulación del problema de flujo óptimo de potencia

Se tienen una cantidad de generadores acoplados o desacoplados a la red los cuales están listos para suplir una demanda, por lo que, como todos tienen la capacidad de producir y satisfacer finalmente esa demanda, es necesario elegir qué generadores serán utilizados y qué generadores se quedarán fuera del despacho. Pero, ¿Cómo elegir? Una pregunta que puede tener varias respuestas, pero que una de esas respuestas es: Flujo Óptimo de Potencia. El OPF [7] tiene como objetivo principal la minimización de una función objetivo en la que los costos para suplir esa demanda sean los mínimos de una serie de combinaciones posibles.

Pero, ¿Qué combinaciones? Bueno, las combinaciones pueden ser por ejemplo realizar el despacho con generadores térmicos, o con generadores hidroeléctricos, o una combinación de ambos, respetando las restricciones ya mencionadas en el capítulo 2 y en los apartados anteriores del presente capítulo.

Existen diferentes tipos de minimización para realizar un OPF, pero, en este trabajo de graduación se tendrá en cuenta aquel en el que se minimizan los costos de generación de energía eléctrica. Entonces, si el objetivo es el de minimizar los costos de generación, se trata de elegir correctamente qué generadores pueden suplir la demanda más económicamente.

La formulación del problema en su forma más general es la que sigue:

$$\begin{aligned} \min \quad & f(x) \\ \text{sujeto a:} \quad & g(x) = 0 \\ & h(x) \leq 0 \end{aligned}$$

De la cual se tiene que:

- $f(x)$, representa la función objetivo a minimizar.
- $g(x)$, representa un conjunto de ecuaciones de igualdad.
- $h(x)$, representa un conjunto de ecuaciones de desigualdad.

Las restricciones de igualdad son aquellas que tienen que ver con el balance de potencia que se tienen entre las barras del sistema de potencia y las ecuaciones de desigualdad son aquellas que tienen que ver con las restricciones técnicas máximas y mínimas propias de los generadores en general.

✓ **Función objetivo**

La función objetivo [8] es aquella función la cual se debe minimizar con la ayuda del planteamiento del Flujo Óptimo de Potencia y tal y como se ha mencionado anteriormente, es una función en la cual se trata de minimizar los costos de generación a partir de la potencia que cada generador inyecte a la red. La función objetivo es la que se presenta en la Ecuación 2.1, la cual para una representación más sencilla recibirá el nombre de z , y se reescribe en la Ecuación 3.16 así:

$$z = \sum_{t=1}^T \sum_{g=1}^N (C_T(P_g^t) + C_g^A * Y_g^t + C_g^P * W_g^t) \quad \text{Ec. 3.16}$$

Donde:

- ✓ C_g^A , es el costo fijo de arranque de la g -ésima unidad térmica
- ✓ C_g^P , es el costo fijo de parada de la g -ésima unidad térmica
- ✓ P_g^t , Potencia generada por la g -ésima unidad térmica en el tiempo t .
- ✓ Y_g^t , es la variable binaria asociada al acople de la g -ésima unidad térmica.

- 1 = arranca
- 0 = no arranca
- ✓ W_g^t , es la variable binaria asociada a la parada de la g-ésima unidad térmica.
 - 1 = está parada
 - 0 = no está parada

Como se puede observar de la ecuación 3.16, los costos de arranque y parada de las unidades térmicas se dan cuando tanto la variable binaria de arranque o la variable binaria de parada estén activas, de otra manera esos costos no serán sumados a los costos totales para un tiempo t en específico.

✓ Balance de potencia

Para culminar este capítulo se tiene la ecuación que resume la importancia en sí del Flujo Óptimo de Potencia [8] y es que al considerar las pérdidas debido a las líneas de transmisión en el Sistema Eléctrico de Potencia se obtiene el balance de potencias el cual consiste en que la potencia inyectada a la red por los generadores tanto hidroeléctricos como termoeléctricos debe ser igual no solamente a la demanda sino, a la demanda más la pérdida; puesto que si no se satisfacen las pérdidas en las líneas habrá al final un faltante de potencia que no se generará para satisfacer la demanda y que conllevará a que un sector específico de la demanda no pueda obtener energía en sus puntos de entrega.

La ecuación en cuestión es la Ecuación 3.17, así:

$$\sum_{g \in k} P_g^t + \sum_{h \in k} P_h^t + \sum_{i \in k} \frac{\theta_i^t - \theta_k^t}{x_{ik}} = D_k^t \quad \text{Ec. 3.17}$$

Donde:

- ✓ $\sum_{g \in k} P_g^t$, es la potencia generada por el g-esimo generador térmico que se encuentra en el nodo k en el periodo t .
- ✓ $\sum_{h \in k} P_h^t$, es la potencia generada por el h-esimo generador hidroeléctrico que se encuentra en el nodo k en el periodo t .
- ✓ x_{ik} , es la reactancia del tramo de línea de transmisión $i - k$.
- ✓ P_d^t , es la potencia demandada en el nodo k en el periodo t .

En el capítulo siguiente se trata plenamente el algoritmo a utilizar para resolver de una manera más práctica el problema de la Coordinación Hidrotérmica utilizando dos algoritmos de optimización que al usarlos juntos pueden ser de mucha utilidad.

CAPÍTULO 4. MODELO DE LA OPERACIÓN DE UN SISTEMA HIDROTÉRMICO

INTRODUCCIÓN

En el modelado de la operación de un sistema hidrotérmico entran en juego diversos factores de vital importancia para la determinación de un despacho óptimo de generadores, así, como de la cantidad de energía que aporta cada uno a la red. Para cada generador se determinan características técnicas y geográficas que influyen en el proceso de simulación, cada una de estas características nos ayuda a optimizar al máximo la energía servida tomando en cuenta también su ubicación geográfica y ciertas características técnicas que no se pueden dejar fuera del proceso de modelado.

Los problemas de coordinación Hidrotermica traen consigo una serie de procesos matemáticos que presentan una combinación de variables de diferentes tipos, entre ellos, variables de tipo continuas y otras variables binarias. Para obtener una respuesta a este tipo de problemas existen algunos métodos que llevan a valores aproximados y otros que entregan respuestas un poco más exactas. En este trabajo se opta por presentar un método matemático denominado *Método de Descomposición de Benders*. El cual es una versión más elegante y precisa al método de ramificación y acotamiento.

En el proceso de resolución del método de Descomposición de Benders se obtiene una aproximación al valor óptimo a medida se resuelven los dos problemas implícitos en el método, los cuales son: el problema maestro y el sub problema de Benders. Dichos problemas se resuelven y cada uno se aproxima al valor óptimo por sentidos diferentes, el problema maestro se aproxima por la parte inferior al valor óptimo y el sub problema por la parte superior, acercándose lo mayormente posible hasta llegar a un valor el cual se denomina como óptimo y siendo este valor, la respuesta óptima al problema original. Cabe mencionar que el proceso de modelado de operación de un sistema hidrotérmico no termina con la determinación del despacho económico, sino además es necesario que estos valores obtenidos en el despacho, se introduzcan en el proceso de flujo óptimo para determinar valores de tensión en los nodos y valores de potencia reactiva. Siendo esto lo que se realiza en el proceso real de modelado, pero en este caso y en forma de simplificar el proceso se establecen los valores de tensión a un valor fijo de 1 p.u. permitiendo de esta forma que al realizar el proceso de despacho económico obtener la mejor respuesta al culminar el proceso de iteración. Claramente se obtiene una respuesta aproximada y con una exactitud aceptable debido a que los valores de tensión son casi exactos en los nodos de generación y levemente menores en los nodos de carga en el proceso real. A continuación, se presenta el proceso a realizar para la obtención de la respuesta óptima del problema original y se detallan los valores que se obtienen en cada proceso, así como los pasos a seguir de forma ordenada en cada proceso de resolución.

4.1 Descomposición de benders

La descomposición de Benders es un método matemático de resolución diseñado y adecuado para problemas de optimización en los cuales, la formulación de estos implica la aparición de variables de complicación las cuales permiten trabajar problemas muy complejos y resolverlos considerablemente de forma fácil por medio de un operador computacional. Este método basa

su funcionamiento en el hecho de mantener fijas de forma aleatoria y sin un patrón a seguir de forma inicial las variables de complicación, de forma que se establezca un punto de partida para la resolución del problema. De esta forma el problema original se simplifica grandemente siendo este un problema de programación no lineal entero mixto, o dicho de otra forma, un problema no línea con variables binarias y continuas. El problema anterior se simplifica si se fijan las variables binarias las cuales complican enormemente su solución, ya que se obtiene un problema de programación no líneas con variables continuas. En ciertas ocasiones, este problema ya simplificado se puede descomponer en varios subproblemas de menor complejidad. Por ello, esta técnica de descomposición de Benders convierte problemas con una complejidad elevada en problemas tratables computacionalmente, valiéndose de la fijación de ciertas variables.

Existen muchas versiones del algoritmo de Descomposición de Benders dependiendo de la estructura del problema original, lo cual convierte a este método en una muy buena opción para tratar problemas de optimización. A continuación, se presenta la versión más conveniente a utilizar para problemas de optimización que implican variables binarias y continuas.

4.1.2 Sub problema de benders

La estructura matemática que presenta el problema de optimización no lineal entero mixto mediante la Descomposición de Benders es la siguiente:

$$\begin{aligned} \text{Función Objetivo} \quad & z = f_1(x) + f_2(y) && \text{Ec. 4.1} \\ \text{Restricciones: Sujeto a} \quad & g(x, y) \leq 0 \\ & h(y) \leq 0 \\ & p(x) \leq 0 \end{aligned}$$

En donde “z” representa la función objetivo del problema a tratar y pertenece a las variables continuas, “x” pertenece a las variables de complicación y es de tipo binario, “y” es una variable de no complicación y es de tipo continua, “ $f_1(x)$ ” que es un función de tipo binaria, “ $f_2(y)$ ” que es una función de tipo continua, “ $g(x, y)$ ” que es un conjunto de funciones combinadas de tipo continuo y binario. “ $h(y)$ ” que representa un conjunto de funciones continuas y finalmente “ $p(x)$ ” que representa un conjunto de variables binarias.

Se parte de un problema MINLP, y como ya se conoce no se puede resolver directamente, por lo tanto, se plantea un método alternativo de solución de manera intuitiva. Se podría pensar en obtener la solución óptima del problema original resolviendo este problema tantas veces como combinaciones factibles permitan las variables binarias. Entre las soluciones obtenidas se establece como solución óptima aquella que menor coste presente, incluso esta técnica de enumeración sencilla, presenta una gran dificultad computacionalmente, incluso para problemas con un número moderado de variables binarias. El método de Descomposición de Benders resuelve el problema original en un corto tiempo en comparación al método anterior, debido a que este explora un conjunto limitado de combinaciones de variables binarias.

En el método de la Descomposición de Benders se resuelven de forma iterativa dos problemas de optimización que son complementarios entre sí, dependiendo uno de la respuesta del otro y dichos problemas son: *El problema Maestro* y *el Sub Problema de Benders*. El problema maestro es el primero en resolver y proporciona los valores de las variables de complicación para poder establecer de una mejor manera un punto de partida, en base a una serie de restricciones específicas que caracterizan esta descomposición. Por otro lado, el Sub Problema de Benders proporciona una cota superior de la solución óptima del problema original, tomando los valores de las variables de complicación fijados por el problema maestro. Debido a que el sub problema de Benders es una versión del problema original, pero en el cual no es necesario que los valores en los que se encuentran definidos las variables de complicación sean óptimos.

En el problema maestro las restricciones propias de la descomposición se añaden iterativamente, de forma que se aproxima por abajo al coste del problema original, por tanto, el problema maestro es una versión relajada del problema original y proporciona una cota inferior del problema, concluyendo el proceso iterativo hasta que la cota superior del Sub Problema y la cota inferior del problema maestro convergen en un punto o se encuentran lo suficientemente próximas entre sí.

Los problemas de la Descomposición de Benders se derivan directamente del problema original Ec. 4.1, en el que se puede reescribir de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} & \text{Minimizar}_x f_1(x) + \left\{ \begin{array}{l} \text{Minimizar}_y f_2(y) \\ \text{Sujeto a: } g(x, y) \leq 0 \\ h(y) \leq 0 \end{array} \right\} \\ & \text{Sujeto a: } p(x) \leq 0 \end{aligned}$$

En donde el problema entre llaves es el Sub Problema de Benders y se puede parametrizar su solución en las variables x mediante una función $\alpha(x)$. Esta nueva función es la proyección del problema original, pero en el espacio de las variables de complicación, de forma que tenemos:

$$\alpha(x) = \left\{ \begin{array}{l} \text{Minimizar}_y f_2(y) \\ \text{Sujeto a: } g(x, y) \leq 0 \\ h(y) \leq 0 \end{array} \right\} \quad \text{Ec. 4.2}$$

La función $\alpha(x)$ representa el valor óptimo del sub problema de benders para los valores definidos de las variables de complicación x . De forma que el problema original se reescribe de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} & \text{Minimizar}_x f_1(x) + \alpha(x) \quad \text{Ec. 4.3} \\ & \text{Sujeto a: } p(x) \leq 0 \end{aligned}$$

De esta forma, la resolución del Sub Problema de Benders con los valores fijos de las variables de complicación x , se traduce a una evaluación en la función $\alpha(x)$. Cada una de las posibles combinaciones de las variables de complicación se denota por $X^{(i)}$, Las restricciones de

congelación para dichas variables en su respectiva combinación se formulan en el Sub Problema de Benders como $x = X^{(i)}$, y las variables duales asociadas a estas restricciones se denotan como $\lambda^{(i)}$.

Ahora bien, supongamos que la solución del problema óptimo se obtiene por enumeración, por lo que el valor óptimo del problema original, $f_1(x^*) + \alpha(x^*)$, es el valor mínimo de los costos asociados a los siguientes Sub Problemas de Benders:

$$\begin{aligned}
 X^{(1)} \rightarrow \alpha(X^{(1)}) &= \left\{ \begin{array}{l} \text{Minimizar}_y \quad f_2(y) \\ \text{Sujeto a:} \quad g(x, y) \leq 0 \\ \quad \quad \quad h(y) \leq 0 \\ \quad \quad \quad x = X^{(1)} \quad : \quad \lambda^{(1)} \end{array} \right\} \\
 \\
 X^{(2)} \rightarrow \alpha(X^{(2)}) &= \left\{ \begin{array}{l} \text{Minimizar}_y \quad f_2(y) \\ \text{Sujeto a:} \quad g(x, y) \leq 0 \\ \quad \quad \quad h(y) \leq 0 \\ \quad \quad \quad x = X^{(2)} \quad : \quad \lambda^{(2)} \end{array} \right\} \\
 \\
 \cdot \\
 \cdot \\
 \cdot \\
 \cdot \\
 \\
 X^{(i)} \rightarrow \alpha(X^{(i)}) &= \left\{ \begin{array}{l} \text{Minimizar}_y \quad f_2(y) \\ \text{Sujeto a:} \quad g(x, y) \leq 0 \\ \quad \quad \quad h(y) \leq 0 \\ \quad \quad \quad x = X^{(i)} \quad : \quad \lambda^{(i)} \end{array} \right\}
 \end{aligned}$$

De esta manera, para cada combinación $X^{(i)}$ de las variables de complicación se obtiene un valor de la función $\alpha(X^{(i)})$. Ahora bien, el proceso de enumeración se puede simplificar si se cuenta con información del valor cercano al óptimo que resulta de cada combinación de las variables de complicación que se fijan para la resolución del sub problema de Benders. Dicha información viene dada por la función $\alpha(x)$ que representa el coste óptimo del sub problema de benders fijadas las variables de complicación o dicho de otra forma fijadas las variables binarias. Sin embargo, no se cuenta con una expresión explícita de esta función para el conjunto de todas las combinaciones posibles de las variables de complicación, considerando que las combinaciones incrementan conforme se adicionan más generadores al problema. No obstante, existe una posibilidad de obtener una expresión aproximada de esta función si la envolvente es convexa y diferenciable. Se muestra la expresión que aproxima la función $\alpha(x)$ mediante hiperplanos tangentes:

$$\alpha(x) \geq \alpha(X^{(i)}) + \frac{\Delta\alpha(X^{(i)})}{\Delta x} (x - X^{(i)}) \quad \text{Ec. 4.4}$$

En donde $\frac{\Delta\alpha(X^{(i)})}{\Delta x}$, indica el incremento del coste de la función $\alpha(x)$ respecto a un incremento de las variables de complicación, a este cociente se le conoce como la sensibilidad o variable dual asociada a las variables de congelación de las variables de complicación que se han denotado anteriormente como $\lambda^{(i)}$ en el sub problema de Benders, reescribiendo la expresión anterior tenemos:

$$\alpha(x) \geq f_2(Y^{(i)}) + \lambda^{(i)T}(x - X^{(i)})$$

Donde:

- $f_2(Y^{(i)})$: es el valor de la función objetivo del sub problema de Benders
- $Y^{(i)}$: son los valores que toman las variables y tras resolver el subproblema de Benders en la iteración (i).

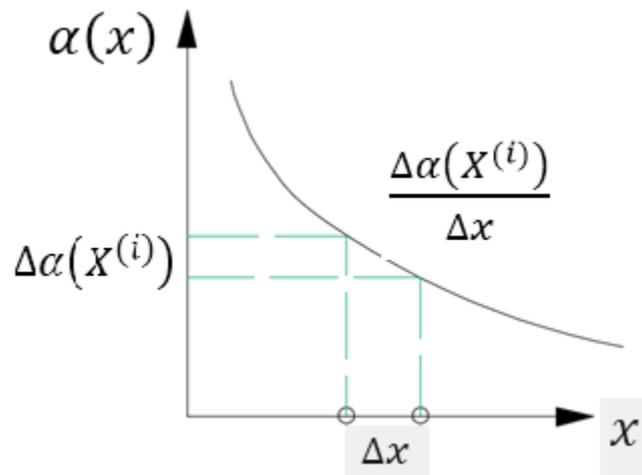


Figura 4.1. Representación del coste marginal. [28]

Al fijar los valores de complicación se empiezan a generar rectas tangentes las cuales corresponden a los hiperplanos que nos acercan cada vez más al valor óptimo del problema original, a modo de ejemplificar esto se muestra en la siguiente figura la fijación de tres puntos en los cuales se obtienen tres rectas tangentes o dicho de otra forma tres hiperplanos sobre la curva de la función $\alpha(x)$.

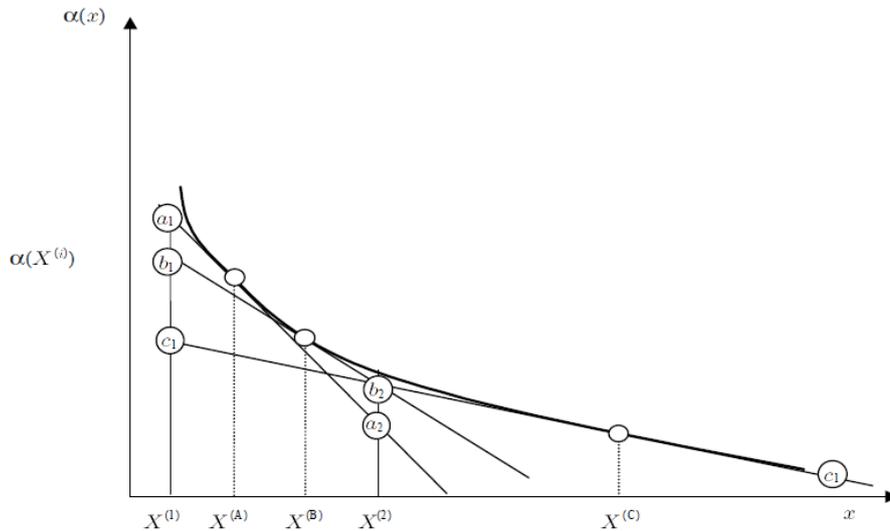


Figura 4.2. Representación de la generación de Hiperplanos. [28]

Como se observa en la figura, se tiene tres hiperplanos de los cuales tenemos tres ordenadas diferentes, las cuales son a_1 , b_1 y c_1 , para el primer hiperplanos la ordenada que más se acerca a la función $\alpha(x)$ es el correspondiente a la ordenada a_1 , la cual tiene un mayor coste y se acerca más a la curva de la función para el siguiente punto $X^{(2)}$ se logra observar que se tiene dos valores de los cuales el valor más cercano a la función es el de b_2 , siendo este la mejor opción y así sucesivamente se van tomando los puntos que se aproximen lo mayormente posible a la función.

De forma que se observar que el proceso de Descomposición de Benders es un proceso ordenado de enumeración de posibles valores correspondientes a las variables de fijación $X^{(i)}$, de forma tal que el valor de la variable fija evaluado en la función, se aproxime lo mayormente posible al valor óptimo de la función $\alpha(x)$. Este proceso requiere de la solución iterativa del problema maestro de Benders que se presenta a continuación.

4.1.3 Problema maestro

El problema maestro es una aproximación al problema original que se representa con la siguiente estructura:

$$\begin{aligned}
 & \text{Minimizar}_{x,\theta} \quad f_1(x) + \theta && \text{Ec. 4.5} \\
 & \text{Sujeto a:} \quad p(x) \leq 0 \\
 & \theta \geq f_2(Y^{(v-1)}) + \sum_{k=1}^n \lambda_k^{(v-1)} (x_k - X_k^{(v-1)}) \\
 & \theta \geq 0
 \end{aligned}$$

En donde “ θ ” es una variable continua y positiva que expresa el valor de la función $\alpha(x)$ del sub problema en el problema maestro a minimizar, “ v ” es el índice de iteración del algoritmo,

“ $X_k^{(v-1)}$ ” es el valor constante que toma la variable x en la iteración $v - 1$, “ $Y^{(v-1)}$ ” es el valor constante que toma la variable y tras resolver el subproblema de Benders en la iteración $v - 1$ y “ $\lambda_k^{(v-1)}$ ” son las sensibilidades de coste asociadas a las restricciones que fijan el valor de las variables de complicación en el subproblema de Benders correspondiente a la iteración $v - 1$.

Luego de resolver el problema maestro, este nos entrega el valor de las variables de complicación, $X^{(v)}$ y el valor del coste aproximado del subproblema $\theta^{(v)}$. En la resolución del problema maestro, a las ultima restricciones que se adicionan en el proceso se le denominan *Cortes de Benders*, dichas restricciones son las que reconstruyen iterativamente la función $\alpha(x)$. Si la reconstrucción de la función $\alpha(x)$ se realiza con exactitud, la respuesta obtenida al culminar el proceso de solución del problema maestro equivale a obtener directamente la respuesta del problema original.

4.2 Intercambio de información

La resolución del problema maestro y del subproblema de Benders requiere de un intercambio de información durante todo el proceso de resolución, dicho intercambio de información se realiza entre ambos problemas para lograr obtener la solución del problema original. Por un lado, con la resolución del problema maestro de Benders se obtienen los valores de las variables de complicación que corresponde a los valores de las cantidades binarias $X^{(v)}$. Seguidamente esta información se pasa al subproblema de Benders, el cual se resuelve fijando los valores de las variables de complicación según manda el problema maestro. Luego de culminar el proceso de resolución del subproblema de Benders se obtiene entre otros resultados, el coste, $f_2(Y^{(v)})$, y la sensibilidad $\lambda^{(v)}$, que dependen directamente de los valores de las variables de complicación, seguidamente, la información obtenida por el subproblema se envía al problema maestro de Benders para obtener una mejor aproximación de la función $\alpha(x)$, lo cual no proporciona nuevos valores de las variables de complicación y este es el proceso iterativo que se sigue hasta la culminación en la obtención de la respuesta optima del problema, de manera gráfica se muestra en la imagen 4.3 el proceso antes relatado.

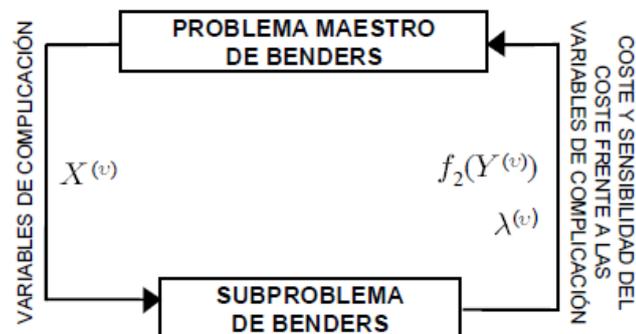


Figura 4.3. Proceso de intercambio de información de la Descomposición de Benders

4.2.1 Criterio de parada

Como se conoce hasta ahora, el problema de Descomposición de Benders es un proceso iterativo el cual debe de culminar en determinado punto o se convertiría en un bucle infinito, pues el proceso iterativo culmina cuando las cotas inferior y superior que proporciona el método de Benders convergen en un punto o están lo suficientemente próximas. Las cotas del problema original se actualizan empleando la solución del problema maestro y Sub Problema de Benders en cada iteración.

El coste del problema maestro proporciona una cota inferior del problema original, debido a que la función $\alpha(x)$ no se incluye explícitamente en el problema maestro, sino más bien se reconstruye por abajo iteración tras iteración, utilizando los cortes de Benders. Por otro lado, el coste del subproblema de Benders establece la cota superior del problema original, debido a que los valores de las variables de complicación establecidas en el subproblema no tienen por qué ser óptimos para el problema original, mas sí deben ser una solución factible de dicho problema. Por lo tanto, dado que la solución del subproblema de Benders es una solución factible del problema original, el coste del subproblema de Benders es una cota superior del problema original.

4.2.2 Algoritmo de Benders

Para obtener una visión más amplia del proceso que se lleva a cabo para la resolución de problemas no lineales enteros mixtos, por medio del método de Benders. Se plantea los principales pasos a seguir con un esquema para una mejor comprensión. Teniendo en cuenta que siempre como entrada o inicialización se tendrá un problema de programación no lineal entera mixta o variables de complicación y se espera siempre la solución óptima al problema original.

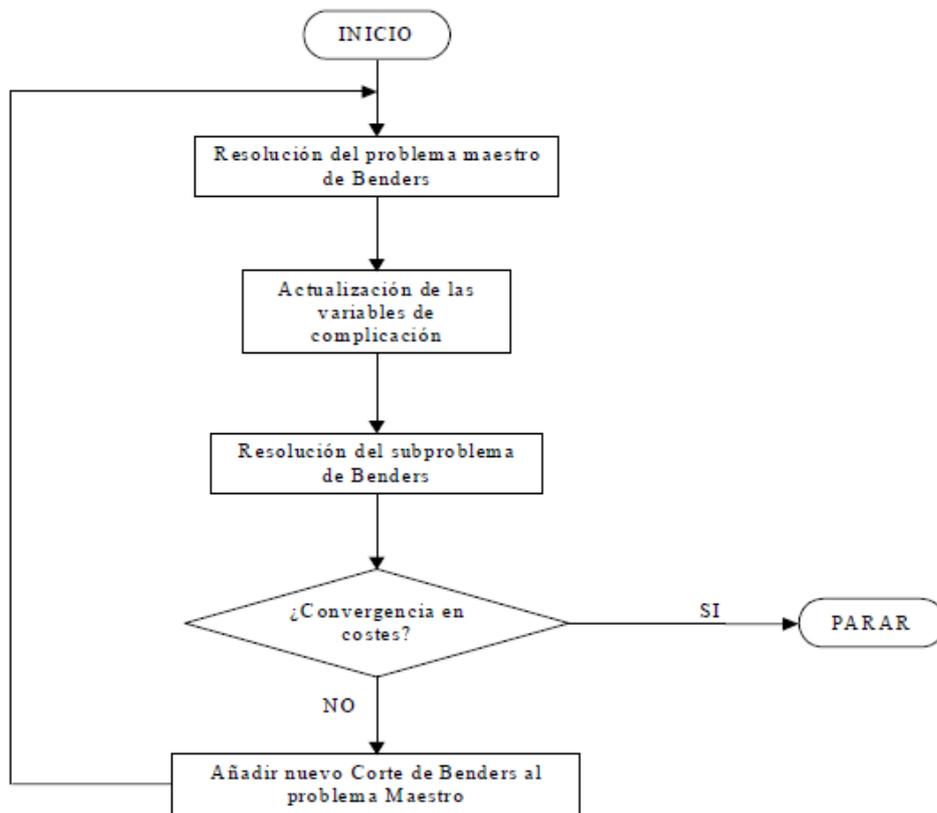


Figura 4.4. Flujo grama del algoritmo de Descomposición de Benders [28]

4.3 Descomposición Lagrangiana

Las técnicas de descomposición Lagrangiana son utilizadas comúnmente en problemas de optimización en cuya resolución se complica demasiado debido a la adición de algunas restricciones. Relajadas las restricciones, el problema original se descompone en varios subproblemas que se pueden resolver de una forma más sencilla e individualmente. La técnica de descomposición Lagrangiana es una técnica de descomposición dual, ósea plantea la solución en la división del problema principal en dos problemas menores, los cuales se diversifican en problemas aún más pequeños. Esta técnica resulta muy ventajosa cuando la resolución del problema dual es evidentemente mucho más fácil computacionalmente que resolver el problema primal.

Entre las técnicas de relajación Lagrangiana se tienen la Relajación Lagrangiana y la Relajación basada en Lagrangiano aumentado. Cabe destacar que ambas técnicas incluyen las restricciones de complicación a la función objetivo del problema primal mediante el uso de multiplicadores de Lagrange, siendo esta la forma de obtener una función normalmente separable denominada función Lagrangiana. Bajo la teoría de convexidad local, el problema dual de las técnicas de descomposición es un problema en el que se maximiza la función dual. Las variables del problema de optimización son los multiplicadores de Lagrange (Variables Duales). Es posible realizar la evaluación del problema dual fijando los valores de los multiplicadores de Lagrange

y resolver un problema alternativo en el que se minimiza la función Lagrangiana sujeta a las restricciones no relajadas. A dicho problema de minimización se le conoce como problema primal relajado y suele descomponerse en subproblemas de menor complejidad.

La teoría de la dualidad nos dice que, bajo ciertas condiciones de convexidad el valor máximo de la función objetivo del problema dual coincide con el valor mínimo de la función objetivo del problema primal, lo cual se conoce como *teorema de dualidad*. De esta forma la Descomposición Lagrangiana busca de forma iterativa aquellos valores de los multiplicadores de Lagrange que hacen máximo el valor de la función objetivo del problema dual. En cada iteración se evalúa la función dual para valores concretos de los multiplicadores, los pasos a seguir para realizar la maximización de la función dual son los siguientes:

- 1- Inicialización de los multiplicadores de Lagrange. (Salta al paso 3)
- 2- Actualización de los multiplicadores de Lagrange
- 3- Resolución del problema primal relajado dados los valores de los multiplicadores.
- 4- Comprobación de que se ha alcanzado el valor máximo de la función dual; si no, se vuelve al paso 2.

Estos son los pasos principales en los cuales se puede dividir el procedimiento de resolución para realizar la maximización de la función dual, a continuación, se presenta de forma más detallada el procedimiento de resolución de cada paso, donde se explica de forma general y con fórmulas la resolución del problema primal, las ventajas y desventajas de resolución por medio del método de Lagrange y de Lagrangiano aumentado, así como del procedimiento de resolución del problema dual.

4.3.1 Problema primal

Para poder realizar la resolución del problema primal, Este debe cumplir primeramente con una estructura en la que permita realizar su resolución por medio de la Descomposición Lagrangiana, la cual se muestra a continuación:

$$\begin{aligned} & \text{Minimizar}_x && f(x) \\ & \text{Sujeto a:} && g(x) \leq 0 \\ & && h(x) \leq 0 (\text{restricciones de complicación}): \gamma \end{aligned}$$

Donde:

“ x ” son las variables de optimización, “ $f(x)$ ” es una función continua con n variables de optimización, “ $g(x)$ ” es un conjunto de funciones continuas con p restricciones de no complicación, “ $h(x)$ ” es un conjunto de variables continuas con q restricciones de complicación y “ γ ” es el vector de variables duales asociadas a las restricciones de complicación.

El problema vital de esto son las restricciones de complicación, ya que son las que nos hacen más difícil la resolución del problema, sin embargo, si estas restricciones se relajan se obtiene un problema más fácil de resolver. En adelante, por simplicidad se considera que las restricciones de complicación son únicamente de igualdad.

4.3.2 Función Lagrangiana y función Lagrangiana aumentada.

Al proceso de incorporar a la función objetivo las restricciones de complicación en el problema primal por medio de los multiplicadores de Lagrange se le conoce como *Función Lagrangiana*. La formulación de la función Lagrangiana depende de la técnica empleada para la relajación de estas restricciones.

La función obtenida mediante la Relajación Lagrangiana ordinaria tiene la siguiente forma:

$$\mathcal{L}(x, \gamma) = f(x) + \gamma^T h(x)$$

En donde γ es el vector de multiplicadores de Lagrange.

Otra alternativa para realizar la relajación del problema primal es por medio de la técnica del Lagrangiano Aumentado. En la que para cualquier constante positiva “C”, la correspondiente función Lagrangiana se formula como:

$$\mathcal{L}_C(x, \gamma) = f(x) + \gamma^T h(x) + \frac{C}{2} \|h(x)\|^2$$

Donde γ corresponde al vector de multiplicadores de Lagrange y la constante de penalización C debe ser lo suficientemente grande para que la función objetivo sea localmente convexa. Además, es de observar que la función anterior difiere con la del Lagrangiano ordinario en la adición del término de penalización cuadrático $\frac{C}{2} \|h(x)\|^2$, motivo por el cual se le denomina *función Lagrangiana aumentada*, pues se ve aumentada la función ordinaria por el término de penalización.

Por lo general, la función Lagrangiana aumentada presenta una dificultad y es que no es separable en bloques debido al término cuadrático que se le adiciona, sin embargo, como se verá posteriormente, es conveniente dicha separación.

4.3.3 Separación de la función Lagrangiana aumentada

La separación de la función Lagrangiana aumentada es posible si se descompone el término cuadrático de esta función. Existen dos técnicas que destacan principalmente en la descomposición del término cuadrático, ambas técnicas se basan en la linealización en torno a un punto del término cuadrático no separable de la función objetivo, de modo que se añaden a la función objetivo términos cuadráticos que si se puedan descomponer.

La primera técnica es la más sencilla y fácil de utilizar, consiste en estimar los valores de las variables que impiden la descomposición por bloques del término cuadrático, de modo que

conociendo estos valores al inicio la descomposición se realice fácilmente. Por ejemplo, supóngase que las funciones $f(x)$ y $h(x)$ son separables en bloques:

$$\begin{aligned} f(x) &= f_1(x_1) + f_2(x_2) \\ h(x) &= h_1(x_1) + h_2(x_2) \end{aligned}$$

Estas dos funciones corresponden al Lagrangiano ordinario, ahora bien, la función Lagrangiana aumentada y descompuesta por bloques queda de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \mathcal{L}_{(C, X_2)}^{(1)}(x_1, \gamma) &= f_1(x_1) + \gamma_1^T h_1(x_1) + \frac{C}{2} [\|h_1(x_1)\|^2 + h_1^T(x_1)h_2(X_2)] \\ \mathcal{L}_{(C, X_1)}^{(2)}(x_2, \gamma) &= f_2(x_2) + \gamma_2^T h_2(x_2) + \frac{C}{2} [\|h_2(x_2)\|^2 + h_1^T(X_1)h_2(x_2)] \end{aligned}$$

Las dos expresiones anteriores son independientes, pues se estima el valor de aquellas variables que acoplan ambas funciones. De igual forma con la función Lagrangiana correspondiente al primer bloque, las variables x_2 toman el valor constante de X_2 y de la misma forma ocurre en el problema del segundo bloque respecto a la variable x_1 . Los valores de las variables X_1 y X_2 son los que se determinan en el proceso iterativo de la resolución del problema dual.

Ahora la segunda técnica de linealización es el denominado principio del problema auxiliar (PPA), el cual se basa en la linealización del término cuadrático en torno a un punto y la imposición de no alejamiento de dicho punto. Si se considera el punto de linealización X y se tiene como antes que las funciones $f(x)$ y $h(x)$ son separables en dos bloques, entonces la función Lagrangiana aumentada se transforma mediante PPA en las siguientes funciones independientes:

$$\begin{aligned} \mathcal{L}_{(C, X, \varphi)}^{(1)}(x_1, \gamma) &= f_1(x_1) + \gamma^T h_1(x_1) + Ch^T(X)h_1(x_1) + \frac{\varphi}{2} \|x_1 - X_1\|^2 \\ \mathcal{L}_{(C, X, \varphi)}^{(2)}(x_2, \gamma) &= f_2(x_2) + \gamma^T h_2(x_2) + Ch^T(X)h_2(x_2) + \frac{\varphi}{2} \|x_2 - X_2\|^2 \end{aligned}$$

Donde:

- X : representa la estimación de las variables correspondientes a cada bloque X_1 y X_2
- $Ch^T(X)h_k(x_k)$: es el producto escalar del gradiente de la función dual en el punto de linealización y el vector de restricciones de complicación correspondiente al bloque k .
- $\frac{\varphi}{2} \|x_2 - X_2\|^2$: es un término que limita el rango de variación de las variables primales x , donde debe de cumplirse que este término debe ser más convexo que el termino linealizado $\frac{C}{2} [\|h_1(x_1)\|^2]$.

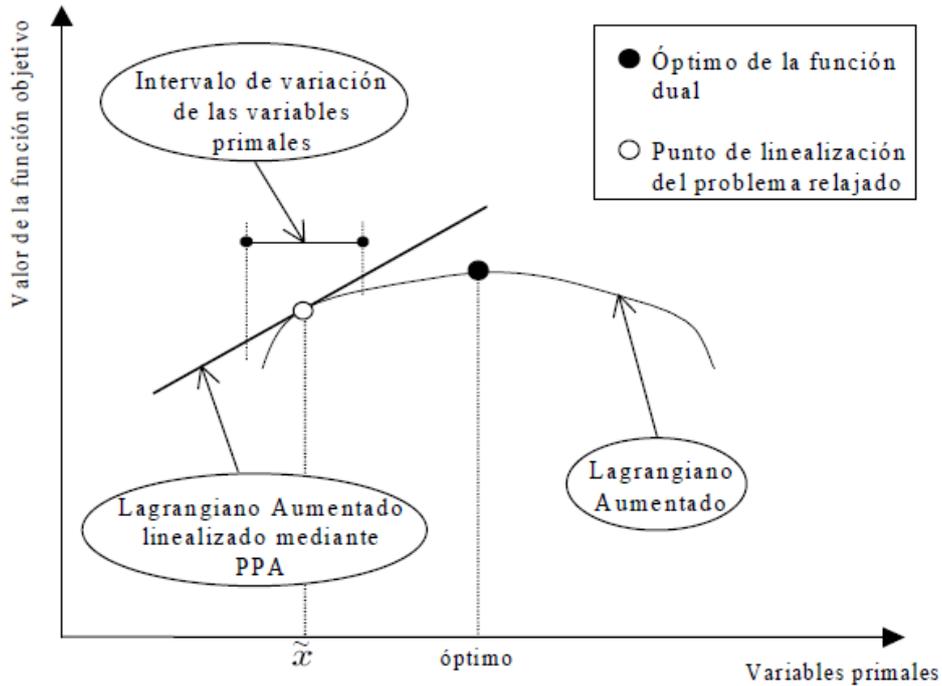


Figura 4.5 Linearización de la función Lagrangiana aumentada mediante PPA. [28]

4.3.4 Función dual

La definición que se le dé a la función dual, depende del método empleado para relajar el problema primal. Entonces, bajo la hipótesis de convexidad local, se define la función dual como el valor mínimo de las variables primales de la función Lagrangiana para todos los posibles valores de los multiplicadores de Lagrange:

$$\vartheta(\gamma) = \left\{ \begin{array}{l} \text{Minimo}_x \quad \mathcal{L}(x, \gamma) \\ \text{sujeto a: } g(x) \leq 0 \end{array} \right\}$$

O como el valor mínimo en las variables primales de la función Lagrangiana aumentada:

$$\vartheta_{(C)}(\gamma) = \left\{ \begin{array}{l} \text{Minimo}_x \quad \mathcal{L}_{(C)}(x, \gamma) \\ \text{Sujeto a: } g(x) \leq 0 \end{array} \right\}$$

O como el valor mínimo en las variables primales de la función Lagrangiana aumentada y descompuesta:

$$\vartheta_{(C, \varphi, X)}(\gamma) = \left\{ \begin{array}{l} \text{Minimo}_x \quad \sum_{k=1}^n \mathcal{L}_{(C, \varphi, X)}^{(k)}(x, \gamma) \\ \text{Sujeto a: } g(x) \leq 0 \end{array} \right\}$$

La función dual $\vartheta(\gamma)$ ó $\vartheta_{(C)}(\gamma)$ se evalúan resolviendo el problema primal relajado (problema entre llaves) para valores fijos de los multiplicadores de Lagrange. En el caso de la función dual correspondiente a la función Lagrangiana aumentada y descompuesta, $\vartheta_{(C, \varphi, X)}(\gamma)$ el problema que se resuelve se denomina *problema primal descompuesto* y cada uno de los problemas independientes en los que se separa es un *k-subproblema primal descompuesto*.

El término cuadrático que introduce el Lagrangiano Aumentado hace que la función objetivo del correspondiente problema primal relajado sea localmente convexo y diferenciable en el óptimo. El carácter diferenciable permite el cálculo de gradientes de la función dual en cada iteración del algoritmo. Por otra parte, la función dual asociada a la técnica de relajación Lagrangiana ordinaria es una función no diferenciable por lo que el proceso de acercamiento al valor óptimo se ha de basar en el cálculo de sub gradientes [17]. Por ello se determina que es mucho más favorable la utilización del método de Descomposición Lagrangiano Aumentado por sus propiedades favorables en las proximidades de la solución óptima y por ello de aquí en adelante la explicación se realiza únicamente tomado en cuenta el método de Descomposición Lagrangiano Aumentado.

4.3.5 Problema dual

El problema dual de la descomposición Lagrangiana se define como un problema de optimización en el que se maximiza la función dual, cuya estructura matemática de este problema tiene la siguiente forma:

$$\text{Maximizar}_{\gamma} \quad \vartheta_{(C,\varphi,X)}(\gamma)$$

Donde $\vartheta_{(C,\varphi,X)}(\gamma)$ es la función dual.

Las variables que se determinan tras resolver el problema dual son los multiplicadores de Lagrange, γ , o variables duales que están asociadas a las restricciones de complicación en el problema primal. Estas variables no están restringidas en signo, pues se corresponden con restricciones relajadas de igualdad. De modo que si la restricción relajada es de menor o igual, los multiplicadores asociados deben ser positivos [18].

La resolución del problema dual es un proceso iterativo en el cual se establecen primeramente los valores de ciertos parámetros y luego se evalúa la función dual por medio de la resolución del problema primal relajado, con los parámetros fijados, este proceso incrementa en cada iteración el valor de la función dual hasta llegar al máximo, dicho proceso es el siguiente:

- 1- Inicializar el valor de los multiplicadores de Lagrange, el paso de avance (Necesario en la actualización de los multiplicadores), los parámetros de penalización y parámetros de ajuste de la linealización. Se va al paso 3.
- 2- Se actualiza el valor de los multiplicadores de Lagrange y se modifica, de ser necesario el paso de avance, los valores de los parámetros de penalización y de ajuste de linealización.
- 3- Se evalúa la función dual por medio de la resolución del problema primal relajado dados los valores del paso anterior.
- 4- Se evalúa si se ha alcanzado el valor máximo de la función dual, en cuyo caso se detiene el procedimiento. Caso contrario se regresa al paso 1.

La convergencia del algoritmo de relajación basado en el Lagrangiano aumentado depende principalmente de los siguientes dos factores: el método de actualización de los multiplicadores de Lagrange y la elección del parámetro de penalización.

Existen otros métodos orientados a la actualización de los multiplicadores de Lagrange, dichos métodos son los Cuasi-Newton que solo requieren el cálculo de gradientes, o aquellos que solo calculan la matriz hessiana y la factorizan, con el método de Newton. La velocidad de convergencia de estos métodos puede ser superior a la de los métodos basados en el gradiente, sin embargo, su complejidad computacional es mucho mayor.

Existen otras técnicas orientadas a la obtención del valor máximo de la función dual, entre ellos se encuentra el método de hiperplanos secantes y una serie de variaciones de este mismo método. Dichos métodos reconstruyen la función dual mediante una aproximación exterior basada en hiperplanos. Fundamentalmente, reconstruye la función dual añadiendo restricciones de forma iterativa. Estos métodos son de particular interés cuando la función dual no es diferenciable.

Ahora bien, la principal ventaja de los métodos basados en el Lagrangiano Aumentado es que evitan los problemas numéricos propios de penalización al limitar el incremento del parámetro de penalización, y además, evitan que el problema dual presente un comportamiento oscilatorio al acercarse al valor óptimo, el cual es muy común que esté presente en los problemas de Relajación Lagrangiana. Debido a que convexifican la función objetivo del problema primal relajado. Por otro lado, el teorema de la dualidad nos dice que la solución del problema dual coincide con la solución óptima del problema primal, sí y solo si, el problema primal es convexo.

Algoritmo de Descomposición Lagrangiana

Como en todo algoritmo tenemos una entrada y una salida determinadas, en cuyo caso siempre vamos a tener en la entrada, un problema de programación matemática con restricciones de complicación. Y para ello siempre se espera obtener en la salida la solución óptima del problema de entrada.

La inicialización se realiza de la siguiente manera:

- Se inicializa el contador de iteraciones
- Se establece el valor inicial de los multiplicadores de Lagrange
- Se inicializa el parámetro de penalización
- Se elige el paso de avance de la actualización de los multiplicadores de Lagrange dentro del intervalo.
- Se hace una estimación inicial de las variables primales.

Luego de haber realizado la inicialización del problema, se presentan los pasos a seguir para llegar a la resolución del problema y obtener la respuesta optima deseada.

Paso 1: Evaluación de la función dual. Se resuelve cada K-subproblema primal descompuesto, luego de resolver cada subproblema, al final obtendremos el valor de las variables primales cuyo valor es el de interés.

Paso 2: Criterio de parada. Se comprueba si:

- Se ha estabilizado el valor de la función dual

- El cumplimiento de las restricciones relajadas es nulo
- Los multiplicadores de Lagrange se han estabilizado

Si se cumple alguno de los criterios anteriores se procede a igualar los valores obtenidos a las variables de la función objetivo y se para.

Paso 3: Actualización de parámetros. Se actualiza el valor de los multiplicadores de Lagrange teniendo en cuenta su valor en la iteración actual, el paso de avance y el incumplimiento de las restricciones de complicación. De igual forma, se actualiza la estimación de las variables primales atendiendo al valor obtenido en el paso 1, en donde se incrementa el contador de iteraciones y se retorna al paso 1.

En la figura 4.6 se muestran los pasos del algoritmo antes narrado.

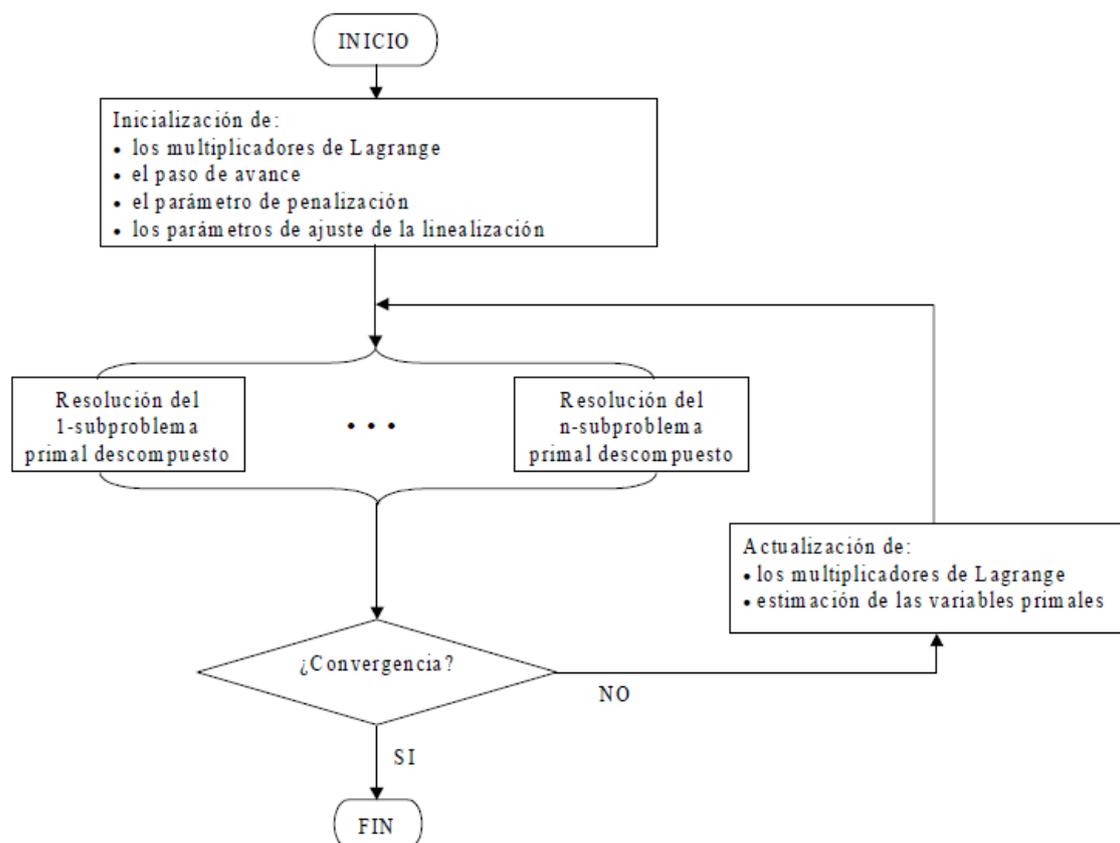


Figura 4.6. Flujograma del algoritmo del Lagrangiano Aumentado. [28]

Tal y como se ha expuesto anteriormente, el método de Descomposición de Benders es una herramienta matemática muy compleja y muy estructurada que permite abordar problemas matemáticos que involucran variables del dominio binario, continuo y variables cuadráticas. Por lo que es muy útil a la hora de abordar problemas no lineales enteros mixtos o mejor conocidos como MINLP.

Ahora bien, cabe aclarar que en el capítulo 5, No se utiliza el algoritmo de resolución del método de descomposición de Benders por motivo del solver que se utiliza para realizar la resolución computacional del planteamiento del problema, debido a que dicho solucionador solo tiene la capacidad de resolver programación lineal y programación lineal entera mixta. Es

por ello que los términos cuadráticos no pueden ser involucrados en el planteamiento del problema y se deja como una recomendación para que personas a futuro, puedan continuar con el estudio del presente trabajo investigativo y puedan retomarlo ya incluyendo la programación no línea entera mixta.

La resolución que se realiza en el capítulo 5, se realiza por medio de un solver denominado GLPK, el cual tiene la capacidad de resolver problemas lineales únicamente. Lo que significa que el código solo puede considerar ecuaciones lineales con variables enteras mixtas, y no variables cuadráticas. De forma que las ecuaciones que se introducen en el código no hacen uso de variables cuadráticas siendo esto una limitante a la hora de realizar el cálculo del flujo óptimo de potencia, ya que para realizar dicho cálculo es necesario incluir variables de tipo cuadrática. Es por ello que se aclara que los ejemplos en el capítulo 5, así como el problema presentado en el anexo únicamente resuelven el *Flujo de Cargas Continuas* cuyo flujo considera únicamente la inyección de potencia activa en los nodos y no considera la parte reactiva, así como deja fuera el cálculo de las tensiones en cada nodo. Este cálculo es posible gracias a la ecuación que se presentó en el capítulo 3, la ecuación 3.13.

Es vital aclarar que el considerar únicamente el flujo de potencia real no es en sí, Flujo óptimo de potencia; pero se le denomina así, aclarando que los valores de tensión en los nodos se establecen a un inicio y permanecen constantes a lo largo de la realización del despacho económico, al igual que los valores de potencia reactiva que no se consideran en la realización de los cálculos del despacho de cada generador. Para obtener realmente el cálculo de flujo óptimo de potencia, es necesario que al obtener las respuestas de potencia de cargas continuas que entrega el código por medio del solver GLPK, estas se introduzcan en un optimizador de flujos para que este realice el cálculo de las tensiones y potencias reactivas y nos determine si es necesario realizar otro despacho para optimizar el flujo y reducir las pérdidas, o si no es necesario y el problema puede culminar con los datos obtenidos. Para realizar el procedimiento de cálculo del flujo óptimo de potencia es necesario tener conocimiento del procedimiento a seguir para resolver este problema, en el cual ya se incluyen las variables cuadráticas, por lo que es necesario hacer uso de otro solver que tenga la capacidad de incluirlas en el código.

Otra aclaración muy importante es, que el código que se realiza en el capítulo 5, solo realiza el despacho óptimo de las unidades involucradas, entendiendo por despacho de las unidades, a la potencia que cada uno aporta a la red, las unidades que se acoplan en un determinado momento del periodo en evaluación y el desfase angular en radianes entre otros parámetros de continuidad hidráulica. Pero no realiza el cálculo de flujo óptimo en el cual se obtienen los valores reales de tensión en cada barra ya sea de generación o carga y los valores de potencia reactiva. Para dichos valores se definen al inicio fijos y en P.U. para poder obtener con el despacho económico la mejor respuesta al obtener el óptimo en la resolución del problema y de esta forma culminar el proceso de búsqueda de la solución. Por lo que también se incluye como recomendación que las personas que retomen este trabajo investigativo, adicionen este cálculo al proceso de resolución y obtengan los valores reales de tensión en cada barra. Por lo tanto, se aclara nuevamente que el algoritmo que rige al solver que se utiliza en la resolución del problema no se relaciona con el método de Descomposición de Benders.

CAPÍTULO 5. RESOLUCIÓN DEL MODELO A PARTIR DE HERRAMIENTAS DE OPTIMIZACIÓN

INTRODUCCIÓN

La optimización recae en lo comentado en el capítulo 3, en el que se tiene que el flujo óptimo de potencia es la solución óptima de un sinnúmero de combinaciones las cuales, a partir de las decisiones tomadas por medio de un algoritmo matemático iterativo, puede llegar a la respuesta deseada pasando a través de todas las restricciones del sistema involucradas.

Dicha respuesta deseada, es aquella en la que la función objetivo ha sido minimizada, y se dice minimizada puesto que también podría ser maximizada, pero para este caso en particular la optimización se debe realizar con el fin de minimizar los costos de producción del sistema termoeléctrico.

Para realizar la optimización ya existen ciertas herramientas las cuales han sido creadas para que por medio de una formulación bien detallada se pueden encontrar esas respuestas. Por supuesto que, esos algoritmos que se han desarrollado y que tienen una eficiencia bastante alta son softwares de paga o más bien, con licencia de paga.

Parte de ese trabajo investigativo es poder realizar el algoritmo planteado en el capítulo anterior por medio de una herramienta convencional de optimización, es decir, con un software de licencia libre.

En este capítulo se detallan dichas herramientas de optimización y cómo pueden ser obtenidas, así como también se da una pequeña introducción del lenguaje de programación, instalación, programación y ejecución de la herramienta libre utilizada o elegida. El nombre de esa herramienta es: Pyomo.

Finalmente, se detalla un ejemplo de despacho de coordinación hidrotérmica, el cual es el objetivo final de la elaboración de esta tesis. La puesta en marcha de la herramienta de optimización con licencia libre resolviendo un problema ya formulado.

5.1 Herramientas de optimización

En los softwares de optimización se tienen 2 categorías importantes en las que se pueden dividir de acuerdo a su manera de obtención: Software de licencia libre y Software de licencia de paga. A continuación, se presentan algunos datos y ejemplos de ambos tipos de softwares.

5.1.1 Software con licencia de paga

En cuanto a los programas no gratuitos se pueden tener dos opciones, las cuales son las más utilizadas en el mundo de la programación matemática, estas son AMPL y GAMS. Estos dos programas son capaces de resolver todo tipo de problemas de programación, ya sea lineal o no lineal.

Sin embargo, ellos por si solos no pueden hacerlo, los programas son nada más la interfaz gráfica para el usuario y que éste, sea capaz de realizar el modelo a resolver correspondiente. Realmente, para poder resolver los problemas es necesario un algoritmo que reconoce las entradas que ha determinado el usuario y de esa manera darle la solución al problema planteado.

Es decir, en pocas palabras, se necesita de una interfaz gráfica y de un algoritmo que haga el trabajo.

A continuación, se detallan algunas características importantes de los programas mencionados anteriormente:

5.1.1.1 AMPL

Es Un Lenguaje de Programación Matemática por sus siglas en inglés (A Mathematical Programming Language) [13] que es capaz de modelar sistemas con un lenguaje muy sencillo de comprender. Dicho lenguaje se llama AML, el cual soporta una gran variedad de solucionadores. Se puede encontrar en diversas plataformas tales como: Linux, Windows, OS X, entre otros.

Una de las grandes ventajas de este programa es que el planteamiento que el usuario realice puede ser escrito en forma de notación algebraica y eso puede facilitar de gran manera para cualquier persona conocedora de la sintaxis, la programación en dicho software.

AMPL soporta una gran cantidad de tipos de problemas de programación entre los cuales destacan:

- ✓ Programación lineal
- ✓ Programación no lineal
- ✓ Programación lineal entera mixta
- ✓ Programación no lineal entera mixta
- ✓ Entre otros.

Existe, asimismo, una versión libre que es una versión de estudiante la cual está limitada la cantidad de restricciones y ecuaciones a resolver en el modelo algebraico planteado. Por otra parte, se tiene que los solucionadores optimizadores a ser utilizados pueden ser versiones de paga o libres es decir gratuitos. Los solucionadores que presentan mayor facilidad para desarrollar la optimización son aquellos de paga muchos de los cuales se presentan en la siguiente tabla, donde también se muestran los precios de la página que han sido publicados en la página oficial de AMPL [13].

VERSIÓN ACADÉMICA		VERSIÓN ESTANDAR	
Un solo usuario	Precio	Un solo usuario	Precio
AMPL	\$400	AMPL	\$4,000
Solucionadores lineales-cuadráticos			
CPLEX	Gratis 1 año	CPLEX	\$9,500
Gurobi	Gratis 1 año	Gurobi	\$10,000
Xpress	Gratis 1 año	Xpress	\$8,000
Solucionadores no lineales			
Artelys Knitro	\$400	Artelys Knitro	\$4,000
CONOPT	\$400	CONOPT	\$4,000

LOQO	\$300	LOQO	\$3,000
MINOS	\$300	MINOS	\$3,000
SNOPT	\$320	SNOPT	\$3,200
Solucionadores alternativos			
BARON	\$400	BARON	\$4,000
LGO	\$200	LGO	\$2,000

Tabla 5.1. AMPL y sus solucionadores con sus respectivos precios [13].

Tal y como se observa en la tabla 5.1 tener uno o varios optimizadores puede ser bastante costoso por lo que es por ello que en ese trabajo de graduación se ha optado por desarrollar y ejecutar la resolución de los problemas por medio de software libre. La lista completa se encuentra en el sitio web del producto (ver referencia).

5.1.1.2 GAMS

Por otro lado, se tiene al sistema general de modelado algebraico de las siglas en inglés de GAMS (General Algebraic Modelling System) [14]. Este segundo software es muy parecido al AMPL, puesto que GAMS es también solamente la interfaz del usuario para modelar el sistema a optimizar. En paralelo a él, se tiene una gran cantidad de optimizadores que realizan el trabajo de lectura y resolución por medio de sus algoritmos. En la interfaz se modela el sistema de una manera muy parecida al planteamiento matemático. Al igual que AMPL, puede resolver todo tipo de problemas de programación ya sea lineal o no lineal, con variables binarias o no. En la tabla 5.2 se muestran algunos precios de este programa y sus solucionadores [14]:

VERSIÓN ACADÉMICA		VERSIÓN COMERCIAL	
Un solo usuario	Precio	Un solo usuario	Precio
GAMS	\$640	GAMS	\$3,200
Solucionadores			
ALPHAECP	\$320	ALPHAECP	\$1,600
ANTIGONE	\$640	ANTIGONE	\$3,200
BARON	\$640	BARON	\$3,200
CONOPT	\$640	CONOPT	\$3,200
CPLEX	\$1,280	CPLEX	\$9,600
DECIS	\$1,920	DECIS	\$9,600
DICOPT	\$320	DICOPT	\$1,600
GLOMIQO	\$320	GLOMIQO	\$1,600
IPOPTH	\$640	IPOPTH	\$3,200
KNITRO	\$640	KNITRO	\$4,800
LGO	\$320	LGO	\$1,600
LINDO	\$1,920	LINDO	\$12,800
LINDOGLOBAL	\$320	LINDOGLOBAL	\$1,600
LOCALSOLVER	\$1,920	LOCALSOLVER	\$12,800
MINOS	\$640	MINOS	\$3,200

MOSEK	\$640	MOSEK	\$3,200
MPSGE	\$640	MPSGE	\$3,200
MSNLP	\$230	MSNLP	\$1,600
OQNLP	\$640	OQNLP	\$3,200
PATH	\$640	PATH	\$3,200
SBB	\$320	SBB	\$1,600
SNOPT	\$640	SNOPT	\$3,200
XA	\$640	XA	\$3,200
XPRESS	\$1,280	XPRESS	\$9,600

Tabla 5.2. GAMS y sus solucionadores con sus respectivos precios [13].

Como se puede apreciar GAMS es mucho más caro en su versión académica, sin embargo, no es la misma situación para la versión comercial, la en la cual los precios son más parecidos a los de AMPL. Asimismo, la lista completa se puede encontrar en el sitio web oficial del software.

5.1.2 Software con licencia libre

Por otra parte, se tiene la sección de software con licencia libre en la cual destacan al menos tres opciones para desarrollar el algoritmo de optimización, las cuales se mencionan a continuación:

5.1.2.1. CVXOPT

Es un programa gratuito para optimización convexa basado en el lenguaje de programación Python. Puede ser utilizado como un intérprete interactivo de Python en la línea de comandos ejecutando códigos de Python o puede ser integrado en otros programas vía módulos de extensión de Python, es decir, mandando a llamar el programa desde otra línea de comandos en otro programa. El propósito inicial y principal de este programa fue hacer el desarrollo de aplicaciones de optimización convexa. Fue originalmente desarrollado para uso propio, sin embargo, se puso a la disposición para el uso común [15].

5.1.2.2. PuLP

La segunda opción que se tiene también trabaja con lenguaje Python y provee muy buenos resultados para: programación lineal y para programación lineal entera mixta, sin embargo, no resuelve ningún tipo de programación no lineal.

El proceso de optimización que sigue este software es el siguiente [16]:

1. Primeramente, hay que formular el problema matemático esto se hace teniendo y poniendo la descripción del problema, así como, definiendo y formulando la función objetivo, las restricciones y cabe recalcar que el problema debe ser formulado de manera que converja hacia una respuesta lógica.
2. Luego de eso el programa se encargará de resolver el problema matemático.
3. Posteriormente, se realizan algunos análisis luego de la optimización y se presenta finalmente la solución.

Por otra parte, es importante saber que este programa no está muy bien documentado por lo que es complicado encontrar información amplia sobre esta opción.

5.1.2.3. Pyomo

Pyomo es la tercera opción [17] y es con la que se continuará trabajando a lo largo de este trabajo investigativo, se ha tomado esta opción debido a las siguientes ventajas o características que lo hacen una opción de las más completas en la actualidad:

- ✓ Es capaz de comunicarse directamente con los principales solucionadores de AMPL. AMPL, a pesar de que sus solucionadores son mayormente de paga tiene varias opciones que son gratuitas y justamente Pyomo es capaz de comunicarse con estas variantes.
- ✓ Por otro lado, se tiene que la programación en Pyomo se hace en un estilo bastante similar a la programación hecha en GAMS, es decir, que la sintaxis es parecida al planteamiento escrito matemáticamente.
- ✓ Otra ventaja y de las más importantes es que está muy bien documentado lo cual presenta una gran ventaja al momento de incursionar en el desarrollo de un código a optimizar bajo este programa.
- ✓ Finalmente se tiene como una última característica de las más importantes que es fácilmente adaptable a la mayoría de los problemas.

En el siguiente apartado se hablará más extensamente sobre este excelente software.

5.2 Pyomo como elección de optimización

La optimización que Pyomo realiza es por medio de un solucionador a elegir por conveniencia dependiendo del problema al que se enfrenta, el cual se encarga por medio de un algoritmo específico darle solución.

Por supuesto que, hay que seguir el procedimiento correcto para llegar al cometido final; primeramente, instalando Pyomo y su/s solucionador/es para luego poder realizar la programación, ejecución y esperar la resolución mostrada.

5.2.1 Instalación

Para realizar la instalación de este programa es necesario instalar previamente ciertas herramientas para su correcto funcionamiento y asimismo, luego de la instalación de Pyomo, es necesaria la instalación de los solucionadores los cuales se instalan aparte. Como dato importante, es necesario mencionar que el proceso a continuación fue realizado en la versión de Ubuntu 18.04, sin embargo, si se siguen los pasos con normalidad funciona para versiones anteriores a ésta.

✓ Instalación de Pyomo

Cabe destacar que el procedimiento que se presenta a continuación, es el proceso para instalar Pyomo en Ubuntu solamente, puesto que es el entorno en el que se ha tomado a bien poner en práctica la simulación de la optimización de este trabajo investigativo. Si se decide utilizar otro sistema operativo, el procedimiento variará dependiendo de la agilidad del lector. Para realizar la correcta instalación del programa es necesario seguir los siguientes pasos:

1. Primeramente, hay que verificar si se tiene la versión de Python 3.5 o superior, para ello, se digita en la Terminal el siguiente comando:

```
$ python3
```

Una vez se ha corroborado que se tiene la versión 3.5 o superior de Python se procede a salir, para ello escribir en la línea de comando:

```
>>> exit()
```

Si se tiene una versión inferior, entonces los comandos anteriores no funcionan y hay que proceder a actualizarla. Otro dato importante es verificar que el sistema no tenga actualizaciones pendientes disponibles, de ser así, actualizar Ubuntu y sus componentes.

2. Se procede a instalar Anaconda, para ello se puede descargar el instalador en la página oficial, en la sección de Descargas:

<https://www.anaconda.com/download/#linux>

3. Una vez descargado el instalador, hay que cerciorarse de que es un archivo .sh para poder pasarlo a un archivo ejecutable desde la Terminal; pero primeramente hay que llegar con la terminal hasta la ubicación de dicho archivo con el comando “cd”, así:

```
$ cd /ubicación/
```

donde “ubicación” será el directorio donde se encuentra guardado el archivo descargado. Para comprobar que se ha llegado al directorio correcto, solo hay que digitar el comando “ls” y debería aparecer el archivo con terminación .sh.

4. Una vez dentro del directorio se convierte el archivo .sh a un archivo ejecutable, de la siguiente manera:

```
$ chmod +x instalador.sh
```

y se presiona Enter. Donde, “instalador.sh” debe ser cambiado al nombre del archivo .sh descargado.

5. Luego se procede a ejecutar el archivo ejecutable recién creado, así:

```
$ sudo ./instalador.sh
```

o sino:

```
$ sudo bash instalador.sh
```

en este paso, pedirá contraseña de administrador para conceder permisos de instalación. Recordar que siempre “instalador.sh” debe ser cambiado al nombre del archivo .sh descargado.

6. Una vez inicia el instalador, solo es necesario seguir los pasos para completar satisfactoriamente la instalación de Anaconda, es importante aceptar todas las extensiones ofrecidas al momento de la instalación y una vez la instalación se ha completado es de suma importancia cerrar la terminal y abrir una nueva.
7. Posteriormente, se procede a activar Anaconda. Para ello, hay que hacerlo con la nueva terminal abierta y digitar los siguientes comandos en la terminal:

```
$ export PATH=${HOME}/.local/bin:${PATH}
```

```
$ export PYTHONPATH=${HOME}/.local/lib/python2.7/site-packages:${PYTHONPATH}
```

Lo anterior, se efectuó en Python 2.7; por lo que si se hace en otra versión habrá que hacer la respectiva investigación.

8. Por ahora, ya se tiene instalada y activada la utilidad para proceder a instalar Pyomo, que es lo que realmente se está buscando. Para ello, solo basta con digitar la siguiente línea en la terminal y aceptar la instalación por medio del asistente:

```
$ conda install -c conda-forge pyomo
```

9. Luego, hay que instalar los extras de Pyomo, por medio del siguiente comando, siempre aceptando la instalación de todos los archivos que descargue:

```
$ conda install -c conda-forge pyomo.extras
```

10. Verificar que Pyomo se ha instalado correctamente, para ello, se digita “pyomo” en la terminal y debería aparecer cierta información del programa.

```
$ pyomo
```

11. Finalmente, se digita “exit” en la terminal para salir de ella

```
$ exit
```

Con esto se tiene instalado el programa principal, el cual hace el enlace del código digitado por el usuario con el solucionador que se elija.

✓ **Instalación GLPK**

GLPK [18], es un solucionador que realiza programación lineal y programación lineal entera mixta, la cual se utiliza para la realización del despacho hidrotérmico. GLPK utiliza una aproximación del método simplex revisado para la resolución de los problemas propuestos. Para instalar GLPK se deben seguir los siguientes pasos:

1. Abrir la Terminal en el sistema operativo Ubuntu y buscar en el repositorio los archivos instaladores del solucionador, así:

```
$ sudo apt-cache search "glpk"
```

Si por alguna razón no aparece ninguna lista, no hay problema, solamente se procede al paso número tres, omitiendo este primer paso y el segundo.

2. Aparece una lista con los archivos que son elegibles a instalación con su respectiva descripción a la par, por ejemplo:

```
glpk-doc - linear programming kit - documentation files  
glpk-utils - linear programming kit - utility files
```

Los archivos anteriores son ejemplos solamente, realmente aparece una lista más extensa¹.

3. Luego de eso, se procede a realizar la instalación de todos los paquetes que aparecen en el listado del paso 2, con el siguiente comando²:

```
$ sudo apt-get install libglpk-dev glpk-doc glpk-utils libglpk-java  
libglpk40 mcs python-cvxopt python-cvxopt-doc python-pulp python-  
swiglpk python3-cvxopt python3-pulp python3-swiglpk r-cran-rglpk
```

Y se siguen los pasos que requiera de aceptación de permisos la Terminal.

4. Finalmente, se digita “exit” en la terminal para salir de ella.

```
$ exit
```

¹ Aparecen al menos 10 elementos, pero en este trabajo no se han colocado todos para evitar que sea demasiado extenso el ejemplo.

² Agregar en el comando la lista completa de archivos instalables del paso 2, separados por un espacio, para poder obtener todas las opciones del GLPK.

5.2.2 Programación y ejecución

✓ Programación

Tal y como cualquier lenguaje de programación, Pyomo sigue una sintaxis con una estructura definida, la cual es la manera de comunicación entre el usuario y la máquina; por lo que, por defecto, el lenguaje que se utiliza es el lenguaje de programación Python, el cual permite escribir el código de una manera bastante parecida a como se hace el planteamiento matemático [17].

Pero antes de ir más lejos, hay que señalar una vez más que el entorno utilizado para este trabajo de graduación es el entorno de Ubuntu, por lo que, si se realiza en alguna otra plataforma, es necesario considerar los cambios pertinentes en el proceso. Ya sean cambios en la programación del código o en la ejecución del mismo.

Para realizar la programación, basta con abrir un Editor de Textos en el cual se tenga seleccionada la opción de escritura Python, puesto que Pyomo no necesita de una gran cantidad de interfaces para realizar la optimización del modelo, solo basta con el Editor de Textos y la terminal para realizar la ejecución. El Editor de Textos es tal y como se muestra en la figura 5.1.

Para reflejar las palabras reservadas de Pyomo en Python, se colocan en color verde para ser más fácilmente identificables.

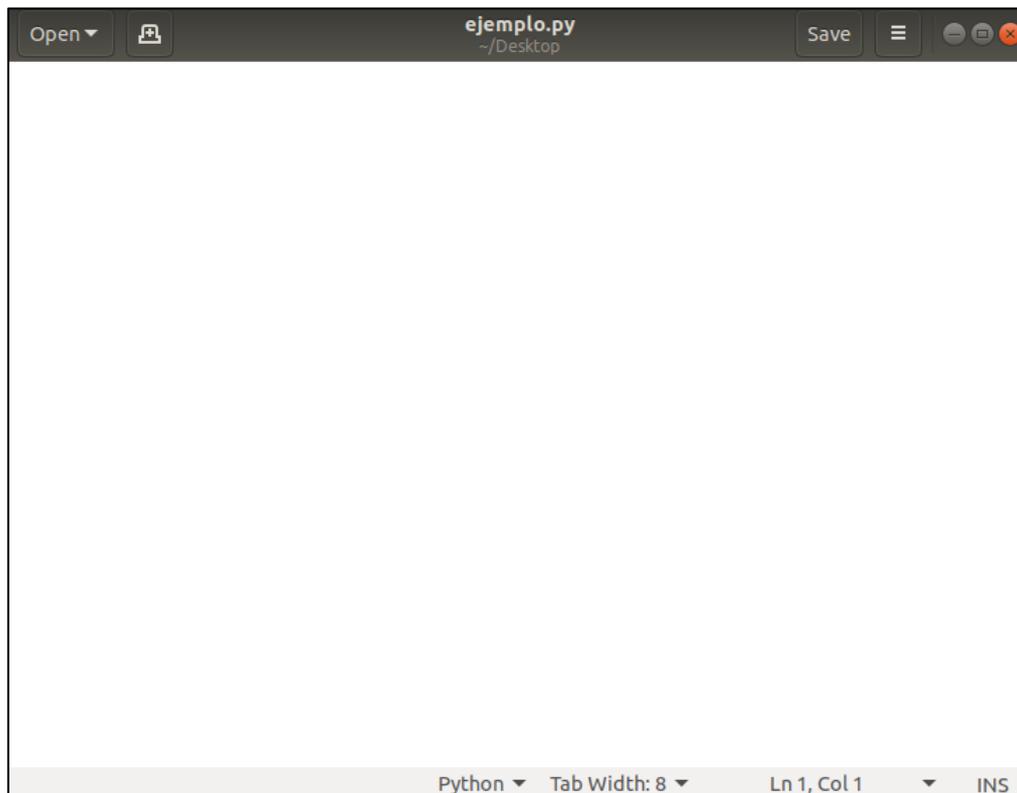


Figura 5.1. Editor de textos con lenguaje Python seleccionado para iniciar código de optimización.

Una vez abierto el Editor de Textos se procede a guardar el archivo del programa con el código a optimizar con extensión .py.

La estructura que sigue el programa es regularmente la siguiente [19]:

1. Primeramente, se le dice a Python que cargue el Modelador Pyomo, de la siguiente manera:

```
from pyomo.model import *
```

2. En la siguiente línea, se define el modelo a utilizar, así:

```
model = x()
```

donde `x`, pueden ser dos opciones:

- `ConcreteModel`
En este tipo de modelado, los valores de constantes, conjuntos, tablas, y cualquier tipo de dato se define al inicio del programa, es decir, en un mismo código.
- `AbstractModel`
En este tipo de modelado, todos los valores mencionados en el modelo anterior, son definidos en un archivo aparte con extensión .dat que posteriormente será llamado para ser ejecutado en conjunto con el código completo .py.

De acá en adelante solo se coloca la estructura para el tipo de modelo “`ConcreteModel`”. Si se desea utilizar el otro tipo de modelado (`AbstractModel`), es necesario modificar la manera en que se crea el código y se ejecuta por lo que queda a elección del lector.

La palabra “`model`”, es una variable local la cual contendrá el modelo que se creará, dicha palabra es impuesta por defecto por Pyomo, por lo que si se desea cambiar habría que cambiar la manera en que se llama al archivo .py al ejecutarlo.

3. Una vez bien definido lo anterior, se procede a realizar todo el código por medio de Python, por supuesto con ciertas palabras reservadas ya establecidas por Pyomo.

```
model.a = Var(within= NonNegativeReals)
```

Donde:

- La palabra “`a`”, puede ser cualquier palabra (cualquier nombre) para definir un modelo ya seas un parámetro, constante, restricción o lo que sea.

- La palabra “**Var**”, puede ser cambiada por:
 - **Var**: Al momento de definir que el model.a es una variable.
 - **Par**: Al momento de definir que el model.a es un parámetro constante.
 - **Set**: Al momento de definir que el model.a es un conjunto de valores, ya sean parámetros constantes o variables.
 - **Constraint**: Al momento de definir que el model.a es una restricción.
 - **Objective**: Al momento de definir que el model.a es la función objetivo.
 - Los argumentos que se le colocan entre paréntesis, pueden ser varios, de entre los cuales destacan, por ejemplo:
 - **within**: declara el dominio de la función que se está creando; junto a esa palabra debe ir seguido de un dominio ya establecido o se puede crear, si es más conveniente.
Algunos dominios ya establecidos pueden ser: **NonNegativeReals**, **PositiveReals**, **Binary**, entre otros.
 - **domain**: hace exactamente lo mismo que **within**
 - **bounds**: establece valor mínimo y máximo de una variable
 - **initialize**: con este argumento se inicializa una variable o si se ocupa en un conjunto de datos, se puede usar para definir cada elemento del conjunto de datos.
 - **doc**: permite nombrar la función creada, siempre y cuando esté encerrado el nombre en comillas simples.
 - Entre otros.
4. Finalmente, se establecen las restricciones y función objetivo junto con todas las declaraciones pertinentes de variables, constantes y demás, siguiendo el lenguaje de programación Python.

✓ **Ejecución**

Una vez se ha elaborado por completo el código que contiene todo el planteamiento a optimizar, se procede a ejecutarlo, y para ello, se debe abrir una Terminal y entrar por medio del comando “cd” hasta la ubicación donde se ha guardado el archivo .py.

Luego en la línea de comandos se escribe lo siguiente [19]:

```
$ pyomo solve ejemplo.py --solver=glpk
```

Donde, “ejemplo.py” será el nombre del archivo creado, el cual es un archivo ejecutable para Pyomo.

Alternamente a ello, se creará un archivo con extensión .json el cual posee los resultados del análisis de optimización hecho por Pyomo a través del GLPK.

5.3 Ejemplo despacho coordinación hidrotérmica

5.3.1 Planteamiento y desarrollo

A manera de ejemplo, se presenta un sistema hidrotérmico compuesto de una barra, tres generadores térmicos y un generador hidro, y un periodo de análisis de ocho horas, en el cual se presentan, los siguientes datos:

Generador térmico	Potencia máxima [MW]	Potencia mínima [MW]	A [\$]	B [\$/MW]
G1	150	10	150	5
G2	80	10	1200	6
G3	200	10	800	4

Tabla 5.3. Datos de los generadores térmicos para el ejemplo de despacho hidrotérmico.

Generador hidroeléctrico	Eficiencia [MWs/m ³]	Volumen máximo [Hm ³]	Volumen mínimo [Hm ³]	Potencia máxima [MW]	Potencia mínima [MW]	Influjos naturales [m ³ /s]
H1	3.846	4.5	0.5	100	10	25

Tabla 5.4. Datos de los generadores hidroeléctricos para el ejemplo de despacho económico.

Periodo [h]	Demanda [MW]
1	247.49
2	230.61
3	230.9
4	314.72
5	467.58
6	260.62
7	330.25
8	280.72

Tabla 5.5. Datos de demanda por periodo para el ejemplo de despacho económico.

El dibujo que representa a dicho sistema se encuentra en la figura 5.2.

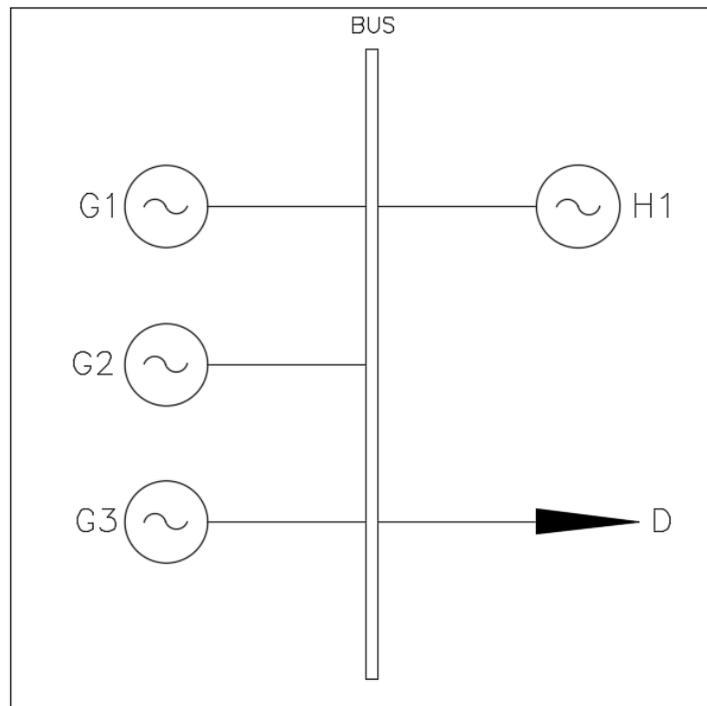


Figura 5.2. Diagrama de tres generadores térmicos y uno hidroeléctrico satisfaciendo la demanda en un bus.

Una vez se han mostrado las condiciones y datos del problema, se tiene el desarrollo del mismo, a continuación, en un editor de texto de Ubuntu, resolviéndolo por medio de Pyomo:

```

1 #!/usr/bin/env python
2 # -*- coding: utf-8 -*-
3 from __future__ import division
4 from pyomo.environ import *
5 model = ConcreteModel()
6
7 # CONJUNTOS
8 model.G = Set(initialize = ['G1', 'G2', 'G3'], doc = 'Generadores térmoelectricos')
9 model.H = Set(initialize = ['H1'], doc = 'Generadores hidroeléctricos')
10 model.T = RangeSet(0,8)
11
12 # PARÁMETROS
13 model.D = Param(model.T, initialize = {1:247.49, 2:230.61, 3:230.9, 4:314.72, \
14                                     5:467.58, 6:260.62, 7:330.25, 8:280.71}, doc = \
15                                     'Demanda por periodo')
16 model.A = Param(model.G, initialize = {'G1':150, 'G2':1200, 'G3':800}, doc = 'Parametro A')
17 model.B = Param(model.G, initialize = {'G1':5, 'G2':6, 'G3':4}, doc = 'Parámetro B')
18 model.PGmax = Param(model.G, initialize = {'G1':150, 'G2':80, 'G3':200}, \
19                                     doc = 'Limite máximo de potencia térmica generada')
20 model.PGmin = Param(model.G, initialize = {'G1':10, 'G2':10, 'G3':10}, \
21                                     doc = 'Limite mínimo de potencia térmica generada')
22 model.const = Param(model.H, initialize = {'H1':3.846}, doc = 'constante de eficiencia en \
23                                     MW/m^3')
24 model.r = Param(model.H, initialize = {'H1':25}, doc = 'influjos naturales en m^3/s')
25 model.Vo = Param(model.H, initialize = {'H1':2.5}, doc = 'volumen inicial del embalse en \
26                                     km^3')
27 model.PHmax = Param(model.H, initialize = {'H1':100}, doc = 'Limite máximo de potencia hidro \
28                                     generada')
29 model.PHmin = Param(model.H, initialize = {'H1':10}, doc = 'Limite mínimo de potencia hidro \
30                                     generada')
31 model.Vmax = Param(model.H, initialize = {'H1':4.5}, doc = 'Volumen máximo del embalse')
32 model.Vmin = Param(model.H, initialize = {'H1':0.5}, doc = 'Volumen mínimo del embalse')

```

```

33
34 # VARIABLES
35 model.P = Var(model.G, model.T, within=NonNegativeReals, doc = 'Potencia termoeléctrica \
36                             generada')
37 model.PH = Var(model.H, model.T, within=NonNegativeReals, doc = 'Potencia hidroeléctrica \
38                             generada')
39 model.U = Var(model.G, model.T, within=Binary, doc = 'Variable binaria de acoplamiento')
40
41 model.Q = Var(model.H, model.T, within=NonNegativeReals, doc = 'Caudal turbinado')
42 for h in model.H:
43     model.Q[h,0].fix(0)
44
45 model.Vol = Var(model.H, model.T, within=NonNegativeReals, \
46                 doc = 'Volumen del embalse al final de la hora T')
47 for h in model.H:
48     model.Vol[h,0].fix(1000000*model.Vo[h])
49
50 # RESTRICCIONES
51 def sumpot(model, t):
52     if t == 0:
53         return Constraint.Skip
54     return sum(model.P[g,t] for g in model.G) + sum(model.PH[h,t] for h in model.H) == model.D[t]
55 model.rest1 = Constraint(model.T, rule=sumpot, doc = 'Potencia generada igual a la demanda')
56
57 def pottermomax(model, g, t):
58     return model.P[g,t] <= model.PGmax[g]*model.U[g,t]
59 model.rest2 = Constraint(model.G, model.T, rule=pottermomax, doc = 'Máxima potencia \
60                             térmica generada')
61
62 def pottermomin(model, g, t):
63     return model.P[g,t] >= model.PGmin[g]*model.U[g,t]
64 model.rest3 = Constraint(model.G, model.T, rule=pottermomin, doc = 'Minima potencia térmica \
65                             generada')
66
67 def pothidromin(model, h, t):
68     return model.PH[h,t] >= model.PHmin[h]
69 model.rest4 = Constraint(model.H, model.T, rule=pothidromin, doc = 'Minima potencia hidro \
70                             generada')
71
72 def pothidromax(model, h, t):
73     return model.PH[h,t] <= model.PHmax[h]
74 model.rest5 = Constraint(model.H, model.T, rule=pothidromax, doc = 'Máxima potencia hidro generada')
75
76 def volmaxemb(model, h, t):
77     if t == 0:
78         return Constraint.Skip
79     else:
80         return model.Vol[h,t] <= 1000000*model.Vmax[h]
81 model.rest6 = Constraint(model.H, model.T, rule=volmaxemb, doc = 'Volumen máximo del embalse')
82
83 def volminemb(model, h, t):
84     if t == 0:
85         return Constraint.Skip
86     else:
87         return model.Vol[h,t] >= 1000000*model.Vmin[h]
88 model.rest7 = Constraint(model.H, model.T, rule=volminemb, doc = 'Volumen mínimo del embalse')
89
90 def caudaltotal(model, h, t):
91     if t == 0:
92         return Constraint.Skip
93     else:
94         return model.Q[h,t] == model.PH[h,t]/model.const[h]

```

```

95 model.caudal = Constraint(model.H, model.T, rule=caudaltotal, doc = 'Ecuación de caudal turbinado')
96
97 def voltotalemb(model, h, t):
98     if t == 0:
99         return Constraint.Skip
100    else:
101        return model.Vol[h,t] == model.Vol[h,t-1] + (3600*model.r[h]) - (3600*model.Q[h,t])
102 model.volumen = Constraint(model.H, model.T, rule=voltotalemb, \
103                             doc = 'Volumen total del embalse en el periodo T')
104
105 # FUNCIÓN OBJETIVO
106 def objetivo(model):
107     return sum((model.A[g]*model.U[g,t])+(model.B[g]*model.P[g,t]) for g in model.G for t in model.T)
108 model.obj = Objective(rule = objetivo, sense = minimize, doc = 'Funcion objetivo')
109
110 def pyomo_postprocess(options=None, instance=None, results=None):
111     model.obj.display()
112     model.P.display()
113     model.PH.display()
114     model.Q.display()
115     model.Vol.display()

```

Para el cual, se tiene el siguiente cuadro resumen (Tabla 5.6) a manera de explicación del código.

Líneas de código	Descripción	Ecuación planteada	Palabras reservadas de Pyomo
1-5	Parámetros de inicialización para decirle a Pyomo que se hará uso del modo Concrete.		__future__ model ConcreteModel pyomo.environ
8-10	Se declaran los conjuntos de G generadores térmicos, H generadores hidroeléctricos y T periodos.		model Set initialize doc Rangeset
13-15	Se declara el conjunto de parámetros D los cuales representan la demanda en MW para los ocho periodos.		model Param initialize doc
16-21	Se declaran todos los parámetros pertinentes a los generadores termoeléctricos (A, B, Pmax, Pmin).		model Param initialize doc
22-32	Se declaran todos los parámetros pertinentes al generador hidroeléctricos (Eficiencia, Influjo natural,		model Param initialize doc

	Volumen inicial, Vmax, Vmin, PHmax, PHmin).		
35-48	Declaración de variables de trabajo, las cuales son la potencia termo generada, potencia hidro generada, caudal, volumen de embalse y la variable binaria de acoplamiento. De las cuales la variable de caudal y volumen se inicializan para el tiempo cero.		model Var within NonNegativeReals doc Binary fix
51-55	Declaración de la primera restricción la cual dice que la potencia hidro y termo generada debe ser igual a la demanda en ese mismo tiempo. Esto para el periodo T=1 en adelante.	$P_g^t + P_h^t = D_t$	model ConstraintSkip sum Constraint rule doc
57-60	Restricción que dice que la potencia termo generada debe ser menor o igual a la potencia máxima en el periodo T si se está acoplado.	$P_g^t < P_{gmax} * U_g^t$	model Constraint rule doc
62-65	Restricción que dice que la potencia termo generada debe ser mayor o igual a la potencia mínima en el periodo T si se está acoplado.	$P_{gmin} * U_g^t < P_g^t$	model Constraint rule doc
67-70	Restricción que dice que la potencia hidro generada debe ser menor o igual a la potencia máxima en el periodo T.	$P_{hmin} \leq P_h^t$	model Constraint rule doc
72-74	Restricción que dice que la potencia hidro generada debe ser mayor o igual a la potencia mínima en el periodo T.	$P_h^t \leq P_{hmax}$	model Constraint rule doc

76-81	Expresión que restringe que el volumen del embalse en el periodo T sea menor que el volumen máximo permitido. Para periodos del 1 en adelante	$V_h^t \leq V_{hmax}$	model ConstraintSkip Constraint rule doc
83-88	Expresión que restringe que el volumen del embalse en el periodo T sea mayor que el volumen mínimo permitido. Para periodos del 1 en adelante	$V_{hmin} \leq V_h^t$	model ConstraintSkip Constraint rule doc
90-95	Ecuación de caudal que menciona que dicho caudal es igual a la potencia generada en ese tiempo dividido por la eficiencia de la generadora hidro. Para periodo del 1 en adelante.	$q_h^t = \frac{P_h^t}{\rho_h}$	model ConstraintSkip Constraint rule doc
97-103	Ecuación del volumen del embalse al final del periodo T. Los multiplicadores 3600 hacen referencia a la conversión de unidades de caudal a unidades de volumen asumiendo un espacio temporal de 1 hora por periodo. Se omite el caudal derramado	$V_h^t = V_h^{t-1} + 3600 * r_h^t - 3600 * S_h^t - 3600 * q_h^t$	model ConstraintSkip Constraint rule doc
106-108	Declaración de la función objetivo en la que dice que los costos fijos de los generadores térmicos (si es que se encuentra acoplado) en el periodo T más los costos variables a partir de la potencia que inyecten al sistema deben ser minimizados para lograrse el objetivo de la optimización. Se elimina el término cuadrático puesto	$C_T(P_g^t) = a_g + b_g P_g^t + c_g P_g^{t^2}$	model sum Objective rule sense minimize doc

	que GLPK no resuelve ecuaciones no lineales.		
110-115	Finalmente, se le pide a Pyomo por medio de estas seis líneas de código que muestre el resultado de la función objetivo, la potencia termo e hidro generada, el caudal turbinado por la generadora hidro y el volumen del embalse al final de cada periodo.		<pre> pyomo_postprocess options instance result model display </pre>

Tabla 5.6. Descripción de líneas de código en ejemplo despacho hidrotérmico uninodal.

5.3.2 Análisis de resultados

Los resultados se muestran siempre en la terminal de Ubuntu gracias a las líneas declaradas en las líneas 110-115 y se muestran en la figura 5.3 y 5.4.

En las cuales se muestran los procesos que Pyomo realiza para resolver el planteamiento en el que el paso 0.04 (de la figura 5.3) menciona que el número de soluciones encontradas o ideales es una que es la mostrada.

```

[ 0.00] Setting up Pyomo environment
[ 0.00] Applying Pyomo preprocessing actions
[ 0.01] Creating model
[ 0.01] Applying solver
[ 0.04] Processing results
Number of solutions: 1
Solution Information
  Gap: 0.0
  Status: optimal
  Function Value: 12990.65
  Solver results file: results.json
[ 0.05] Applying Pyomo postprocessing actions
obj : Size=1, Index=None, Active=True
Key  : Active : Value
None : True  : 12990.65
P : Potencia termoeléctrica                                generada
Size=27, Index=P_index
Key      : Lower : Value : Upper : Fixed : Stale : Domain
('G1', 0) : 0 : 0.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('G1', 1) : 0 : 147.49 : None : False : False : NonNegativeReals
('G1', 2) : 0 : 130.61 : None : False : False : NonNegativeReals
('G1', 3) : 0 : 130.9 : None : False : False : NonNegativeReals
('G1', 4) : 0 : 14.72 : None : False : False : NonNegativeReals
('G1', 5) : 0 : 150.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('G1', 6) : 0 : 0.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('G1', 7) : 0 : 30.25 : None : False : False : NonNegativeReals
('G1', 8) : 0 : 0.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('G2', 0) : 0 : 0.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('G2', 1) : 0 : 0.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('G2', 2) : 0 : 0.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('G2', 3) : 0 : 0.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('G2', 4) : 0 : 0.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('G2', 5) : 0 : 17.58 : None : False : False : NonNegativeReals
('G2', 6) : 0 : 0.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('G2', 7) : 0 : 0.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('G2', 8) : 0 : 0.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('G3', 0) : 0 : 0.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('G3', 1) : 0 : 0.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('G3', 2) : 0 : 0.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('G3', 3) : 0 : 0.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('G3', 4) : 0 : 200.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('G3', 5) : 0 : 200.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('G3', 6) : 0 : 160.62 : None : False : False : NonNegativeReals
('G3', 7) : 0 : 200.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('G3', 8) : 0 : 180.71 : None : False : False : NonNegativeReals

```

Figura 5.3. Resultados en terminal de Ubuntu de función objetivo y Potencia termoeléctrica generada.

```

PH : Potencia hidroeléctrica generada
Size=9, Index=PH_index
Key : Lower : Value : Upper : Fixed : Stale : Domain
('H1', 0) : 0 : 10.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('H1', 1) : 0 : 100.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('H1', 2) : 0 : 100.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('H1', 3) : 0 : 100.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('H1', 4) : 0 : 100.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('H1', 5) : 0 : 100.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('H1', 6) : 0 : 100.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('H1', 7) : 0 : 100.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('H1', 8) : 0 : 100.0 : None : False : False : NonNegativeReals
Q : Caudal turbinado
Size=9, Index=Q_index
Key : Lower : Value : Upper : Fixed : Stale : Domain
('H1', 0) : 0 : 0 : None : True : True : NonNegativeReals
('H1', 1) : 0 : 26.0010400416 : None : False : False : NonNegativeReals
('H1', 2) : 0 : 26.0010400416 : None : False : False : NonNegativeReals
('H1', 3) : 0 : 26.0010400416 : None : False : False : NonNegativeReals
('H1', 4) : 0 : 26.0010400416 : None : False : False : NonNegativeReals
('H1', 5) : 0 : 26.0010400416 : None : False : False : NonNegativeReals
('H1', 6) : 0 : 26.0010400416 : None : False : False : NonNegativeReals
('H1', 7) : 0 : 26.0010400416 : None : False : False : NonNegativeReals
('H1', 8) : 0 : 26.0010400416 : None : False : False : NonNegativeReals
Vol : Volumen del embalse al final de la hora T
Size=9, Index=Vol_index
Key : Lower : Value : Upper : Fixed : Stale : Domain
('H1', 0) : 0 : 2500000.0 : None : True : True : NonNegativeReals
('H1', 1) : 0 : 2496396.25585 : None : False : False : NonNegativeReals
('H1', 2) : 0 : 2492792.5117 : None : False : False : NonNegativeReals
('H1', 3) : 0 : 2489188.76755 : None : False : False : NonNegativeReals
('H1', 4) : 0 : 2485585.0234 : None : False : False : NonNegativeReals
('H1', 5) : 0 : 2481981.27925 : None : False : False : NonNegativeReals
('H1', 6) : 0 : 2478377.5351 : None : False : False : NonNegativeReals
('H1', 7) : 0 : 2474773.79095 : None : False : False : NonNegativeReals
('H1', 8) : 0 : 2471170.0468 : None : False : False : NonNegativeReals
[ 0.06] Pyomo Finished

```

Figura 5.4. Resultados en terminal de Ubuntu de Potencia hidroeléctrica generada, caudal turbinado por el generador y volumen del embalse al final del periodo T

Para ver los resultados de una manera más sencilla se muestran las figuras 5.5 a 5.9.

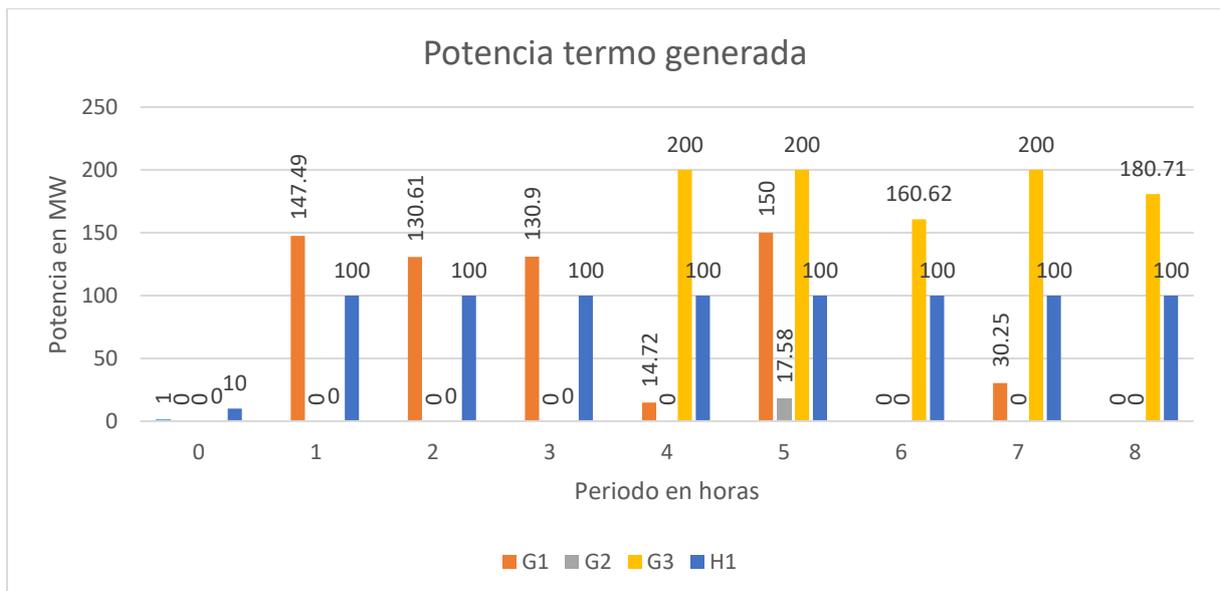


Figura 5.5. Resultados de potencia termoeléctrica generada para los 8 periodos.

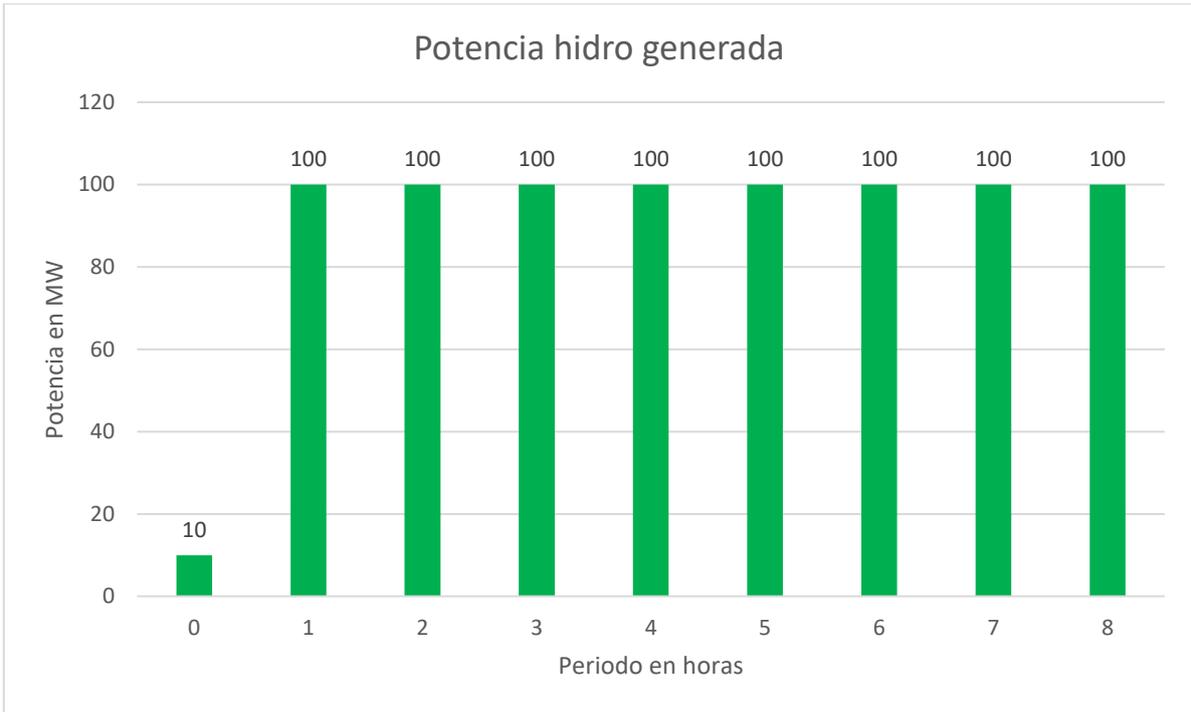


Figura 5.6. Resultados de potencia hidroeléctrica generada para los 8 periodos.

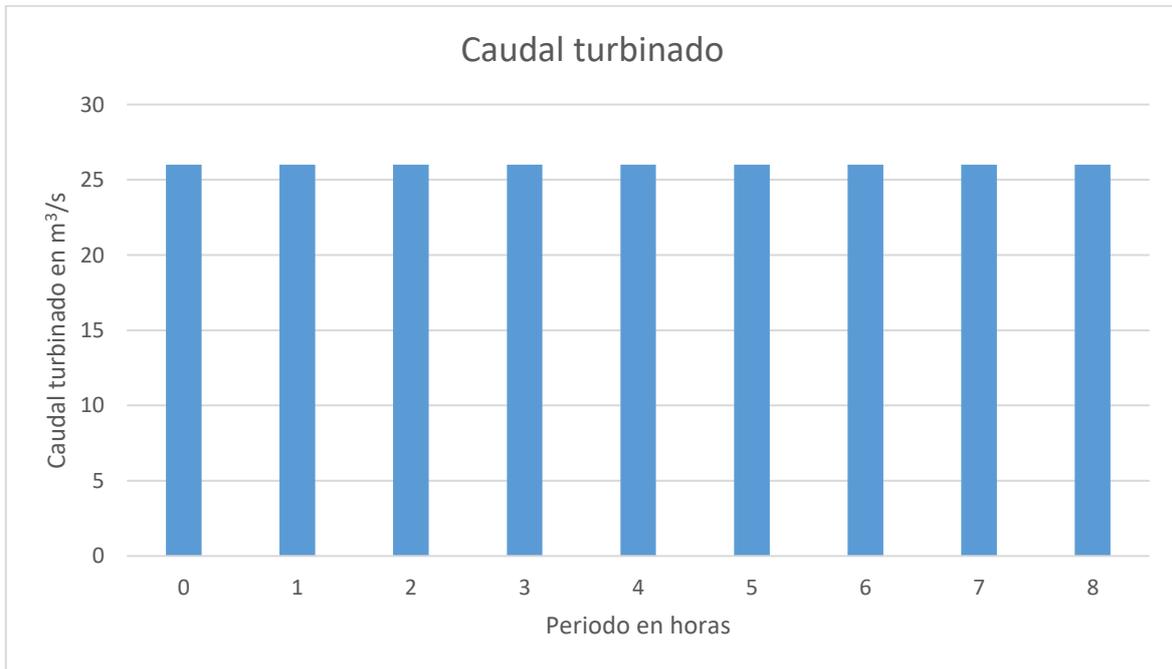


Figura 5.7. Resultados del caudal turbinado por el generador hidroeléctrico a lo largo de los 8 periodos en análisis.

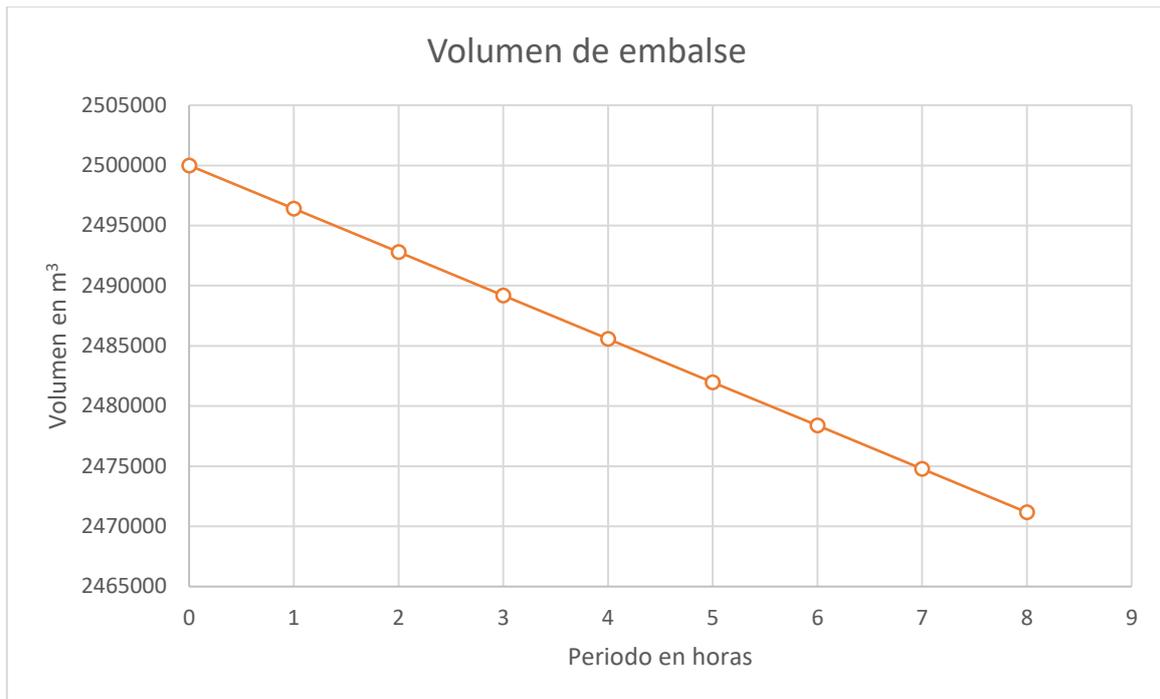


Figura 5.8. Comportamiento del volumen del embalse al final de cada periodo en análisis.

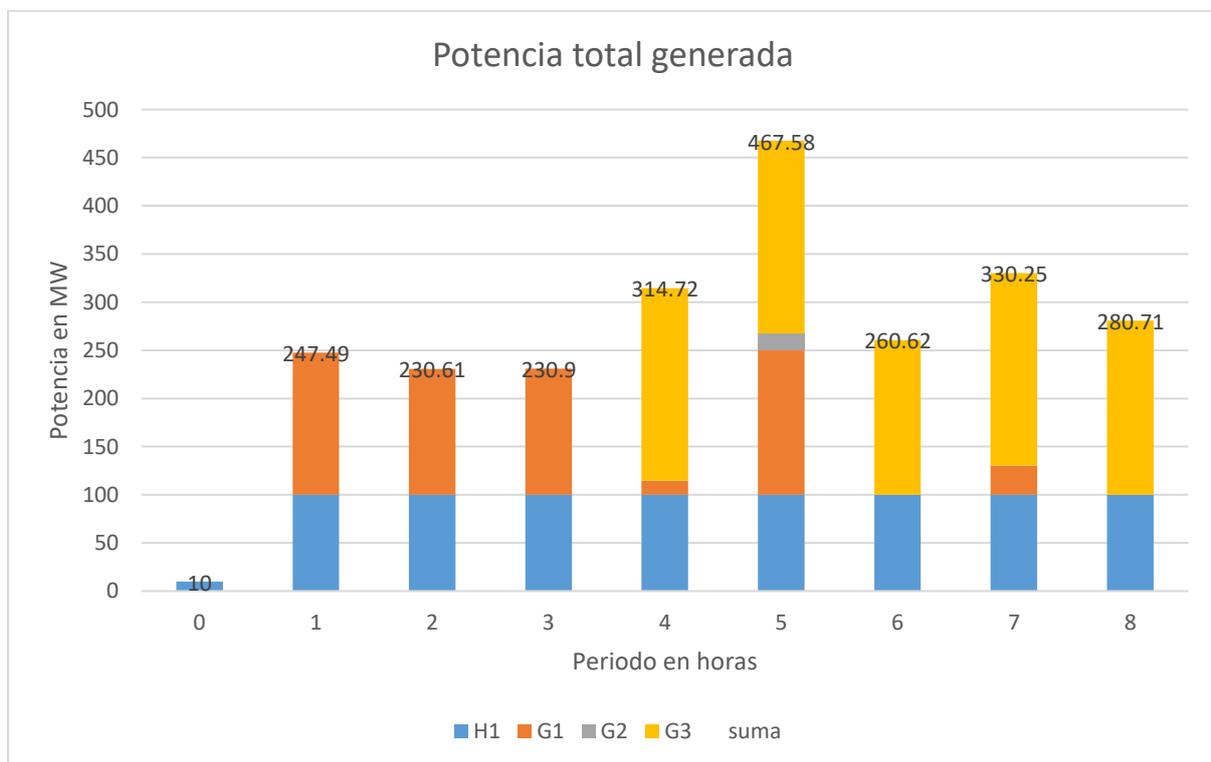


Figura 5.9. Generación apilada para suplir la demanda de los periodos en análisis.

A parte de ello, se tiene que el valor de la función objetivo, es decir, el costo por suplir la demanda a lo largo de las 8 horas en análisis tiene un valor de:

\$12,990.65

De las figuras 5.5-5.8 se pueden destacar los siguientes puntos importantes:

1. El generador térmico G2, solamente es despachado una tan sola vez debido a que la demanda no la podían suplir ni los restantes generadores térmicos y el hidro juntos.
2. A pesar de que los costos fijos (valor de A) del generador térmico G3 son mayores por ejemplo que los del generador térmico G1; a partir del periodo 4 empieza a generar porque es más conveniente que lo haga G3 a que lo haga G1, debido a que, los costos variables (valor de B) de G3 son menores que los de G1.
3. El generador hidroeléctrico H1 siempre despacha todo lo que puede (en este caso siempre serán 100 MW puesto que es la potencia máxima que puede entregar) ya que en la función objetivo sus costos no están involucrados.
4. Puesto que la potencia del generador hidro H1 está ligada al caudal turbinado; si la potencia generada es constante, entonces el caudal turbinado será constante. En este caso se tiene un caudal constante de 26 m³/s.
5. Si el caudal del embalse es constante, se dice entonces que la potencia generada es constante, por lo que, si se mantienen esos valores y se necesita de dicha potencia para abastecer la demanda; el volumen del embalse irá disminuyendo constante y paulatinamente, puesto que, al generar, el agua se despacha del embalse en dirección aguas abajo.

5.3.2 Comprobación

A manera de comprobación, se realizó la simulación del mismo ejemplo del apartado 5.3.1 pero en el software optimizador de paga “GAMS”, del cual se pudo hacer uso gracias a la licencia pagada que posee un ex profesor de la presente facultad, quien permitió acceso a simular el ejemplo de despacho del sistema hidrotérmico. El desarrollo del código se puede apreciar a continuación.

```

$title SISTEMA HIDROTERMICO UNINODAL
option limrow = 24;

SETS
T indice de periodos de tiempo /0, 1*8/
G indice de generadores termicos /G1*G3/
H indice de generadores hidraulicos /H1/
;

TABLE GDATA(G,*) datos de entrada de los generadores termicos
      PGmin   PGmax   A       B
*      (MW)    (MW)    ($)    ($/MWh)
G1     10     150    150    5
G2     10     80     1200   6
G3     10     200    800    4;

TABLE HDATA(H,*) datos de entrada de los generadores hidraulicos
      const   r       Vo     PHmin  PHmax  Vmin  Vmax
*      (MWS/m3) (m3/s) (Hm3) (MW)   (MW)   (km3) (km3)
H1     3.846   25     2.5   10     100    0.5   4.5;

```

TABLE PDATA(T,*)

	D
1	247.49
2	230.61
3	230.9
4	314.72
5	467.58
6	260.62
7	330.25
8	280.71;

VARIABLES

z valor de la funcion objetivo
p(G,T) potencia generada por el generador termico j en el periodo k
ph(H,T) potencia generada por el generador hidraulico h en el periodo k
q(H,T) caudal turbinado por el generador h en la hora k (m3 por segundo)
vol(H,T) volumen al final de la hora K en 1e3*m3
U(G,T) VARIABLE CORRESPONDIENTE A LA UNIDAD BINARIA;

POSITIVE VARIABLE p(G,T), ph(H,T), q(H,T), vol(H,T);

BINARY VARIABLE U(G,T);

q.fx(H, '0') = 0;

vol.fx(H, '0') = 1e6*HDATA(H, 'Vo');

EQUATIONS

COST funcion objetivo
PMAXLIM(G,T) maxima potencia generada por unidad termica en el tiempo k
PMINLIM(G,T) minima potencia generada por unidad termica en el tiempo k
LOAD(T) balance de potencias termicas e hidraulicas
PHIDROMAX(H,T) potencia maxima posible a aportar para la unidad hidraulica
PHIDROMIN(H,T) potencia minima posible a aportar para la unidad hidraulica
CAUDAL(H,T) caudal de la central hidraulica h en el periodo k
FLOW(H,T) ecuacion de continuidad hidraulica para unidad H
VMAXH(H,T) Ecuación para delimitar el volumen máximo del embalse
VMINH(H,T) Ecuación para delimitar el volumen mínimo del embalse;

COST .. z =e= SUM((G,T), (GDATA(G, 'A')*U(G,T))+(GDATA(G, 'B')*p(G,T)));
LOAD(T)\$(ord(T) GT 1) .. SUM(G,p(G,T)) + SUM(H,ph(H,T)) =e= PDATA(T, 'D');
PMAXLIM(G,T) .. p(G,T)=l=GDATA(G, 'PGmax')*U(G,T);
PMINLIM(G,T) .. p(G,T)=g=GDATA(G, 'PGmin')*U(G,T);
PHIDROMAX(H,T) .. ph(H,T) =l= HDATA(H, 'PHmax');
PHIDROMIN(H,T) .. ph(H,T) =g= HDATA(H, 'PHmin');
CAUDAL(H,T)\$(ord(T) GT 1) .. q(H,T) =e= ph(H,T)/HDATA(H, 'const');
FLOW(H,T)\$(ord(T) GT 1) .. vol(H,T-1)+3600*HDATA(H, 'r')-3600*q(H,T)-vol(H,T)=e=0;
VMAXH(H,T)\$(ord(T) GT 1) .. vol(H,T) =l= 1e6*HDATA(H, 'Vmax');
VMINH(H,T)\$(ord(T) GT 1) .. vol(H,T) =g= 1e6*HDATA(H, 'Vmin');

MODEL DESPACHO /ALL/;

SOLVE DESPACHO USING mip MINIMIZING z;

Como se puede apreciar, el desarrollo del ejemplo tiene exactamente los mismos datos que el planteamiento del ejemplo del apartado 5.3.1 y el mismo nombre de las variables para ser más fácilmente comparables ambos planteamientos. los resultados arrojados por GAMS se muestran en la figura 5.10.

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
---- VAR z	-INF	12990.650	+INF	.
z valor de la funcion objetivo				
---- VAR p	potencia generada por el generador termico j en el periodo k			

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
G1.0	.	.	+INF	5.000
G1.1	.	147.490	+INF	.
G1.2	.	130.610	+INF	.
G1.3	.	130.900	+INF	.
G1.4	.	14.720	+INF	.
G1.5	.	150.000	+INF	.
G1.6	.	.	+INF	1.000
G1.7	.	30.250	+INF	.
G1.8	.	.	+INF	1.000
G2.0	.	.	+INF	6.000
G2.1	.	.	+INF	1.000
G2.2	.	.	+INF	1.000
G2.3	.	.	+INF	1.000
G2.4	.	.	+INF	1.000
G2.5	.	17.580	+INF	.
G2.6	.	.	+INF	2.000
G2.7	.	.	+INF	1.000
G2.8	.	.	+INF	2.000
G3.0	.	.	+INF	4.000
G3.1	.	.	+INF	.
G3.2	.	.	+INF	.
G3.3	.	.	+INF	.
G3.4	.	200.000	+INF	.
G3.5	.	200.000	+INF	.
G3.6	.	160.620	+INF	.
G3.7	.	200.000	+INF	.
G3.8	.	180.710	+INF	.

---- VAR ph potencia generada por el generador hidraulico h en el periodo k

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
H1.0	.	30.000	+INF	.
H1.1	.	100.000	+INF	.
H1.2	.	100.000	+INF	.
H1.3	.	100.000	+INF	.
H1.4	.	100.000	+INF	.
H1.5	.	100.000	+INF	.
H1.6	.	100.000	+INF	.
H1.7	.	100.000	+INF	.
H1.8	.	100.000	+INF	.

---- VAR q caudal turbinado por el generador h en la hora k (m3 por segundo)

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
H1.1	.	26.001	+INF	.
H1.2	.	26.001	+INF	.
H1.3	.	26.001	+INF	.
H1.4	.	26.001	+INF	.
H1.5	.	26.001	+INF	.
H1.6	.	26.001	+INF	.
H1.7	.	26.001	+INF	.
H1.8	.	26.001	+INF	.

---- VAR vol volumen al final de la hora K en 1e3*m3

	LOWER	LEVEL	UPPER	MARGINAL
H1.0	2.5000E+6	2.5000E+6	2.5000E+6	EPS
H1.1	.	2.4964E+6	+INF	.
H1.2	.	2.4928E+6	+INF	.
H1.3	.	2.4892E+6	+INF	.
H1.4	.	2.4856E+6	+INF	.
H1.5	.	2.4820E+6	+INF	.
H1.6	.	2.4784E+6	+INF	.
H1.7	.	2.4748E+6	+INF	.
H1.8	.	2.4712E+6	+INF	.

Figura 5.10. Resultados de ejemplo de despacho hidrotérmico uninodal.

En la figura 5.10 se puede apreciar que los resultados arrojados por parte del optimizador de licencia de paga, GAMS, son exactamente iguales a los resultados del ejemplo desarrollado en Pyomo, el cual es un optimizador de licencia libre.

Al inicio aparece el valor de la función objetivo, seguido de la potencia termo generada; a continuación, la potencia hidro generada y finalmente la variable de caudal turbinado y el volumen del embalse al final del periodo T en cuestión.

Con el fin de este ejemplo se concluye el apartado de la implementación de una herramienta convencional de optimización orientada al despacho económico de un sistema hidrotérmico uninodal.

CONCLUSIONES

1. El proceso de migración de un sistema basado en “Oferta de precios” a un sistema basado en “Costos de producción”, es un avance hacia el desarrollo, que permite establecer las bases para propiciar un mercado con condiciones de sana competencia, el cual beneficia a toda la población, permitiendo esto, evitar el alza de los precios de la energía eléctrica de forma irregular. Tal y como se explica en el capítulo 1, sección 1.2 de este trabajo investigativo
2. Los conceptos de micro-economía son de vital importancia en la comprensión del tema de Coordinación Hidrotérmica, y ayudan a obtener un panorama más amplio y una conceptualización del tema mucho más profunda. Por lo que toda persona que se interese por el tema, debe tener conocimientos previos para ser capaz de profundizar en el tema.
3. Para el problema de la coordinación hidrotérmica se tienen un aproximado de 24 ecuaciones las cuales modelan de manera numérica el problema, sin embargo, hay que tener presente que a pesar que se tomen todas las ecuaciones en cuenta, en un despacho real, existen muchos otros factores que pueden afectar el despacho previsto. Factores como, por ejemplo: que una unidad termoeléctrica tenga una falla al momento de generar e inyectar a la red; que alguna línea de transmisión por condiciones inesperadas ya no sea capaz de transportar la misma potencia, que por condiciones climatológicas inesperadas el influjo natural en una hora en específico ya no sea igual, entre otros factores.
4. Si se toman las líneas de transmisión en cuenta, entonces la ecuación de balance de potencia no solamente menciona que se debe suplir la demanda, sino también, las pérdidas en las líneas mismas. Y es la que se tiene en la ecuación 3.17.
5. La utilización del método de Descomposición de Benders, es una de muchas opciones para poder realizar la resolución de problemas del tipo MINLP, sin embargo, es de mayor utilización en ámbito pedagógico, para la explicación de los procesos que conlleva la resolución de este tipo de problemas, aunque finalmente se utilice otro tipo de algoritmo en la mayoría de los optimizadores computacionales que presentan una menor complejidad y mayor eficacia en la resolución.
6. En la descomposición Lagrangiana del proceso de resolución del método de Descomposición de Benders, permite observar el proceso por medio del cual dicho método permite acercarse al valor del óptimo, tomando en cuenta que dicho proceso se obtiene adicionando restricciones en cada iteración, lo cual hace de este método una poderosa arma pedagógica para iniciar en este amplio y complejo mundo de la resolución de problemas lineales enteros mixtos.

7. Pyomo se convierte en una herramienta que puede resolver una cantidad (hasta el momento de la defensa y presentación de este trabajo de graduación) desconocida de ecuaciones. Se sabe que ha resuelto varios cientos de miles de ecuaciones, sin embargo, se desconoce su límite. Por lo que se concluye que para realizar un despacho económico de manera académica es una útil herramienta.
8. Los resultados arrojados por la simulación realizada en el apartado 5.3 de este trabajo de graduación, reflejan valores lógicos de lo que sería un despacho real, en cuanto a la potencia proporcionada por cada unidad generadora y las condiciones de caudal y volumen de embalse.
9. Si por condiciones lógicas y de preservación del volumen del embalse es necesario no reducirlo en demasía; sencillamente es necesario aplicar una condición de volumen final, para que el algoritmo corrija el caudal turbinado y por ende disminuya la potencia hidro generada y el embalse no baje demasiado su volumen.

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda mejorar el código de forma tal que este sea capaz de leer datos directamente de una tabla de Excel sin ser necesario digitarlos manualmente. Y de igual forma que entregue la respuesta del despacho en una tabla de Excel bajo un formato ya establecido para comodidad del usuario.
2. Se recomienda para estudios posteriores, tomar en cuenta para el despacho, más tipos de generación de energía eléctrica, de forma tal que se empiece a desarrollar un software de tal magnitud que permita obtener respuestas mucho más cercanas a las reales obtenidas por el sistema de la UT, utilizando siempre un software de licencia gratuita.
3. Agregar más restricciones al modelado del sistema hidrotérmico modelado en este trabajo de graduación, sería de gran beneficio para tener un resultado mucho más cercano a la realidad.
4. Para el caso del presente trabajo investigativo se utilizó el optimizador GLPK, con el cual se tiene la limitante que resuelve únicamente ecuaciones lineales. Por lo que se recomienda continuar este trabajo investigativo utilizando otro optimizador que permita resolver ecuaciones cuadráticas para obtener resultados mucho más satisfactorios siempre en la plataforma de Pyomo.
5. Se recomienda incursionar en el lenguaje de programación Python, previo a realizar cualquier modificación o elaboración de algún código en Pyomo, puesto que Python es el lenguaje utilizado para realizar la optimización.
6. Realizar el estudio del presente trabajo investigativo, incluyendo en el proceso de resolución no solo el despacho óptimo de unidades sino también, el flujo óptimo de potencia. De forma que se obtengan valores mucho más cercanos a los reales, sin asumir ningún valor del sistema en general. De modo que se puedan realizar simulaciones de sistemas hidrotérmicos con datos reales y se obtengan respuestas mucho más cercanas a las reales, utilizando una herramienta de optimización con software libre.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] UT, "Anexos de Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción," D.O. Numero 138 Tomo No.392, 2011.
- [2] IEEE 100, The Authoritative Dictionary of IEEE Standards Terms, Seventh ed., I. Press, Ed., United States: Standards Information Network, 1996.
- [3] E. Gil Sagás, "Programación de la generación de corto plazo en sistemas hidrotérmicos usando algoritmos genéticos," Departamento de Electricidad, Valparaíso, 2001.
- [4] J. A. Carta Gonzalez, R. Calero Pérez, A. Colmenar Santos and M. A. Castro Gil, "Centrales de energías renovables: Generación eléctrica con energías renovables," Prentice Hall, Madrid, 2009.
- [5] M. Pereira, N. Campodónico and R. Kelman, "Long-term Hydro Scheduling based on Stochastic Models," Power Systems Research Inc., Rio de Janeiro, 1998.
- [6] Y. A. Çengel and M. A. Boles, Termodinámica, Quinta ed., México: McGraw-Hill, 2006.
- [7] A. J. Wood and B. F. Wollenberg, Power generation, operation and control, Second ed., Minnesota: John Willey & Sons, Inc., 1996.
- [8] A. M. Díaz Rosa and O. A. Anaya Cruz, "Modelo de programación de la operación de un sistema hidrotérmico," Universidad centroamericana "José Simeón Cañas", Antigua Cuscatlán, 2011.
- [9] H. Saadat, Power System Analysis, USA: McGraw Hill Higuier Education, 2002.
- [10] SIGET, "Norma técnica de interconexión eléctrica y acceso de usuarios finales a la red de transmisión," ACUERDO No. 30-E-2011, San Salvador, 2011.
- [11] O. R. Jimenez Meza, V. Cantu Gutierrez and A. Conde Enriquez, "Líneas de transmisión y distribución de energía eléctrica," Universidad de Nuevo León, Nuevo León, 2006.
- [12] J. M. Hernández, "Unidad 3 clases diseño de líneas de transmisión y distribución," San Salvador, 2015.
- [13] AMPL, "AMPL Streamlined Modeling for Real Optimization," 2018. [Online]. Available: <https://ampl.com/try-ampl/buy-ampl/#pricing>.
- [14] GAMS, "GAMS Modeling for the Real World," 2018. [Online]. Available: <https://www.gams.com/products/buy-gams/>.
- [15] CVXOPT, "CVXOPT Python Software for Convex Optimization," 2018. [Online]. Available: <https://cvxopt.org/>.
- [16] PuLP, 2018. [Online]. Available: https://www.coin-or.org/PuLP/main/the_optimisation_process.html.

- [17] Pyomo, "Flexible Modeling of Optimization Problems in Python," 2018. [Online]. Available: <https://www.pyomo.org/about>.
- [18] GNU/GLPK, "Index of GNU/GLPK," 2018. [Online]. Available: <http://ftp.gnu.org/gnu/glpk/>.
- [19] W. E. Hart and D. L. Woodruff, "Pyomo Online Documentation 5.1.1," 2017.
- [20] S. Kirschen and STRBAC, G., Fundamentals of Power System Economics, England: John Wiley & Sons, Ltd, 2004.
- [21] D. Gan, Feng, D. and Xie, J., Electricity Markets and Power System Economics, New York: Taylor & Francis Group, 2014.
- [22] A. Legislativa, "Reforma de LGE mediante D.L. No. 1216," 2003.
- [23]
- [24] UT, "Anexos Reglamento de Operación del sistema de Transmision y del Mercado Mayorista," 1999.
- [25] UT, "Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista," 1999.
- [26] UT, "Reglamento de Operacion del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción," D.O. Número 138 Tomo No. 392, 2011.
- [27] R. Contreras, "Unidad 5 despacho económico," Clases Fundamentos de Mercados Eléctricos, San Salvador, 2017.
- [28] D. Luenberger, Linear and nonlinear PProgramming, Massachussetts, 1984.
- [29] J. B. H.-U. a. C. Lemaréchal, Convex Analysis and Minimization Algorithms, Berlin, 1996.

GLOSARIO

Demanda: Cantidad de un bien que es solicitado por un mercado de una economía, para el caso cantidad de energía que es solicitada por los consumidores del mercado eléctrico.

Costo fijo: es el costo que cada generador incurre para generar una determinada cantidad de energía. Dicho costo no varía con la cantidad de energía generada.

Costo variable: es el costo en el que cada generador incurre para generar una determinada cantidad de energía. Dicho costo varia con la cantidad de energía generada.

Costo medio: es la suma de los costos fijos sumados a los costos variables y estos divididos entre la cantidad producida del bien, para el caso brinda el costo medio de producir un MW.

Costo marginal: es el costo variable del ultimo generador despachado, el cual aporta el ultimo MW para satisfacer la demanda de energía eléctrica.

Generador marginal: es el generador que aporta el ultimo MW para satisfacer la demanda y es el cual determina el precio de la energía.

Generador Inframarginal: son todos los generadores que han sido despachados antes del generador marginal.

Influjos: Vertientes naturales de agua que llenan los embalses de los generadores hidroeléctricos

Relajación: Consiste en convertir un problema matemático complejo, en un problema mucho más fácil de resolver bajo el uso de operaciones matemáticas básicas por medio de la adición de variables.

ANEXO

DESARROLLO DE DESPACHO ECONÓMICO DE UN SISTEMA HIDROTÉRMICO CON FLUJO DE POTENCIA.

En este anexo, se presenta el desarrollo de un ejemplo en el cual intervienen más variables, complejidades y un código más completo del presentado en el apartado 5.3.

En este ejemplo se tiene un sistema de 25 buses (nodos) que representan subestaciones las cuales poseen generadores termoeléctricos, generadores hidroeléctricos y demandas. En adición a ello, se tiene que los 25 nodos están interconectados entre ellos, de manera que existen 38 líneas de transmisión que interconectan estos 25 buses.

Se tienen 8 generadores termoeléctricos y 4 generadores hidroeléctricos; además de demandas en diferentes puntos para ocho periodos diferentes de una hora cada uno.

Para detallar un poco más el sistema se muestra la figura A.1, la cual es la base para el desarrollo de este ejemplo final.

La figura A.1, representa el sistema eléctrico de transmisión de El Salvador para la fecha: lunes 3 de octubre de 2011, en dicho sistema aún no aparece a como es actualmente (2018), puesto que no aparecen las subestaciones: San Matías y El Havillal. Éstas dos últimas aparecieron posteriormente.

De la figura A.1 y sus elementos, se tienen los siguientes datos para modelarlo:

PARÁMETROS DE UNIDADES TÉRMICAS DE EL SALVADOR										
	Pmin [MW]	Pmax [MW]	RS [MW]	RB [MW]	RA [MW]	RP [MW]	CA [\$]	CP [\$]	a [\$]	b [\$/MW]
Acaj-m1	8	16	15.52	15.52	15.52	15.52	7.8	0	0	9.138
Acaj-m2	8	16	15.52	15.52	15.52	15.52	7.8	0	0	9.138
Acaj-m3	8	16	15.52	15.52	15.52	15.52	7.8	0	0	9.138
Acaj-m4	8	16	15.52	15.52	15.52	15.52	7.8	0	0	9.138
Acaj-m5	8	16	15.52	15.52	15.52	15.52	7.8	0	0	9.138
Acaj-m6	8	16	15.52	15.52	15.52	15.52	7.8	0	0	9.138
Acaj-m7	8	16.5	12.25	12.25	12.25	12.25	7.8	0	0	8.662
Acaj-m8	8	16.5	12.25	12.25	12.25	12.25	7.8	0	0	8.794
Acaj-m9	8	16.5	12.25	12.25	12.25	12.25	7.8	0	0	8.828
	72	145.5	129.87	129.87	129.87	129.87	70.2	0	0	81.112
Soya-m1	1.3	5	4.85437	4.85437	4.85437	4.85437	2	0	0	15.547
Soya-m2	1.3	5	4.85437	4.85437	4.85437	4.85437	2	0	0	15.547
Soya-m3	1.3	5	4.85437	4.85437	4.85437	4.85437	2	0	0	15.547
	3.9	15	14.56311	14.56311	14.56311	14.56311	6	0	0	46.641
Taln-m1	3.3	16.5	16.01942	16.01942	16.01942	16.01942	11.94	0	0	17.81
Taln-m2	3.3	16.5	16.01942	16.01942	16.01942	16.01942	11.94	0	0	17.81
Taln-m3	3.3	16.5	16.01942	16.01942	16.01942	16.01942	11.94	0	0	17.81
Taln-m4	1.69	8.45	8.20388	8.20388	8.20388	8.20388	7.16	0	0	17.81
Taln-m5	1.69	8.45	8.20388	8.20388	8.20388	8.20388	7.16	0	0	17.81
Taln-m6	1.69	8.45	8.20388	8.20388	8.20388	8.20388	7.16	0	0	17.81
Taln-m7	1.69	8.45	8.20388	8.20388	8.20388	8.20388	7.16	0	0	17.81
Taln-m8	1.69	8.45	8.20388	8.20388	8.20388	8.20388	7.16	0	0	17.81
Taln-m9	1.69	8.45	8.20388	8.20388	8.20388	8.20388	7.16	0	0	17.81
	20.04	100.2	97.28154	97.28154	97.28154	97.28154	78.78	0	0	160.29
Nepo-m1	1	5.21	5.05825	5.05825	5.05825	5.05825	2.47	0	0	10.46
Nepo-m2	1	5.21	5.05825	5.05825	5.05825	5.05825	2.47	0	0	10.46
Nepo-m3	1	5.21	5.05825	5.05825	5.05825	5.05825	2.47	0	0	10.46
Nepo-m4	1	5.21	5.05825	5.05825	5.05825	5.05825	2.47	0	0	10.46
Nepo-m5	1	5.21	5.05825	5.05825	5.05825	5.05825	2.47	0	0	10.46
Nepo-m6	1	5.21	5.05825	5.05825	5.05825	5.05825	2.47	0	0	10.46
Nepo-m7	1	5.21	5.05825	5.05825	5.05825	5.05825	2.47	0	0	10.46
Nepo-m8	1	5.21	5.05825	5.05825	5.05825	5.05825	2.47	0	0	10.46
Nepo-m9	1	5.21	5.05825	5.05825	5.05825	5.05825	2.47	0	0	10.46
Nepo-m10	1	5.21	5.05825	5.05825	5.05825	5.05825	2.47	0	0	10.46
Nepo-m11	1	5.21	5.05825	5.05825	5.05825	5.05825	2.47	0	0	10.46
Nepo-m12	1	5.21	5.05825	5.05825	5.05825	5.05825	2.47	0	0	10.46
Nepo-m13	1	5.21	5.05825	5.05825	5.05825	5.05825	2.47	0	0	10.46
Nepo-m14	1	5.21	5.05825	5.05825	5.05825	5.05825	2.47	0	0	10.46

Nepo-m15	1	5.21	5.05825	5.05825	5.05825	5.05825	2.47	0	0	10.46
Nepo-m16	1	5.21	5.05825	5.05825	5.05825	5.05825	2.47	0	0	10.46
Nepo-m17	1	5.21	5.05825	5.05825	5.05825	5.05825	2.47	0	0	10.46
Nepo-m18	1	5.21	5.05825	5.05825	5.05825	5.05825	2.47	0	0	10.46
Nepo-m19	1	5.21	5.05825	5.05825	5.05825	5.05825	2.47	0	0	10.46
Nepo-m20	1	5.21	4.18334	4.18334	4.18334	4.18334	2.47	0	0	10.46
Nepo-m21	1	5.21	5.05825	5.05825	5.05825	5.05825	2.47	0	0	10.46
Nepo-m22	1	5.21	5.05825	5.05825	5.05825	5.05825	2.47	0	0	10.46
Nepo-m23	1	5.21	5.05825	5.05825	5.05825	5.05825	2.47	0	0	10.46
Nepo-m24	1	5.21	5.05825	5.05825	5.05825	5.05825	2.47	0	0	10.46
Nepo-m25	1	5.21	5.05825	5.05825	5.05825	5.05825	2.47	0	0	10.46
Nepo-m26	1	5.21	5.0537	5.0537	5.0537	5.0537	2.47	0	0	10.46
Nepo-m27	1	5.21	5.05825	5.05825	5.05825	5.05825	2.47	0	0	10.46
	27	140.67	135.69329	135.69329	135.69329	135.69329	66.69	0	0	282.42
Text-m1	1.1	3.4	3.298	3.298	3.298	3.298	19.9	0	0	14.66
Text-m2	1.1	3.4	3.298	3.298	3.298	3.298	19.9	0	0	14.66
Text-m3	2	6.8	6.60194	6.60194	6.60194	6.60194	19.9	0	0	14.66
Text-m4	2	6.8	6.60194	6.60194	6.60194	6.60194	19.9	0	0	14.66
Text-m5	2.1	7.1	6.887	6.887	6.887	6.887	19.9	0	0	14.66
Text-m6	2.3	7.25	7.03884	7.03884	7.03884	7.03884	19.9	0	0	14.66
Text-m7	2.3	7.25	7.03884	7.03884	7.03884	7.03884	19.9	0	0	14.66
	12.9	42	40.76456	40.76456	40.76456	40.76456	139.3	0	0	102.62
Gcsa-m1	0.9	3.88	3.7636	3.7636	3.7636	3.7636	0.91	0	0	16.08
Gcsa-m2	0.9	3.88	3.7636	3.7636	3.7636	3.7636	0.91	0	0	16.08
Gcsa-m3	0.9	3.88	3.7636	3.7636	3.7636	3.7636	0.91	0	0	16.08
	2.7	11.64	11.2908	11.2908	11.2908	11.2908	2.73	0	0	48.24
Bore-m1	1	1.58	1.5326	1.5326	1.5326	1.5326	1.25	0	0	17.81
Bore-m2	1	1.58	1.5326	1.5326	1.5326	1.5326	1.25	0	0	17.81
Bore-m3	1	1.58	1.5326	1.5326	1.5326	1.5326	1.25	0	0	17.81
Bore-m4	1	1.58	1.5326	1.5326	1.5326	1.5326	1.25	0	0	17.81
Bore-m5	1	1.58	1.5326	1.5326	1.5326	1.5326	1.25	0	0	17.81
Bore-m6	1	1.58	1.5326	1.5326	1.5326	1.5326	1.25	0	0	17.81
Bore-m7	1	1.58	1.5326	1.5326	1.5326	1.5326	1.25	0	0	17.81
Bore-m8	1	1.58	1.5326	1.5326	1.5326	1.5326	1.25	0	0	17.81
	8	12.64	12.2608	12.2608	12.2608	12.2608	10	0	0	142.48
Hilc-m1	1	1.59	1.5423	1.5423	1.5423	1.5423	1.33	0	0	14.76
Hilc-m2	1	1.59	1.5423	1.5423	1.5423	1.5423	1.33	0	0	14.76
Hilc-m3	1	1.59	1.5423	1.5423	1.5423	1.5423	1.33	0	0	14.76
Hilc-m4	1	1.59	1.5423	1.5423	1.5423	1.5423	1.33	0	0	14.76
	4	6.36	6.1692	6.1692	6.1692	6.1692	5.32	0	0	59.04

Tabla A.1. Datos de potencias máximas y mínimas; arranque y parada; subida y bajada y; costos de generadores térmicos.

PARÁMETROS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS								
	Pmin [MW]	Pmax [MW]	RS [MW]	Vo [Hm ³]	Vmin [Hm ³]	Vmax [Hm ³]	Eficiencia [MWs/m ³]	Influjos [m ³ /s]
Guajoyo	14	19.8	19.6	871.4	440.83	889.7	0.451476	61.406
5Nov	8	93.54	122.97	94.432	65.05	107.691	0.5038	76.967
Cgrande	40	162.55	156.75	2035.8	715.83	2042.2	0.50275	100.00
15Sep	40	185.73	197.83	280.73	219.24	306.95	0.27301	194.33

Tabla A.2. Datos de potencias, eficiencia, volúmenes e influjos de los generadores hidro.

NODO SALIDA	NODO LLEGADA	S [p.u]
5NOV115	CGRA115	0.236
5NOV115	SRAF115	0.150
GUAJ115	SANA115	0.123
ACAJ115	SONS115	0.141
ACAJ115	SONS115	0.142
ACAJ115	ATEO115	0.078
AHUA115	SANA115	0.092
AHUA115	SONS115	0.132
CGRA115	SRAF115	0.107
CGRA115	NEJA115	0.126
CGRA115	NEJA115	0.126
15SE115	BERL115	0.221
15SE115	SRAF115	0.082
15SE115	SMIG115	0.065
15SE115	SMAR115	0.056
15SE115	SMAR115	0.056
BERL115	SMIG115	0.086
SOYA115	NEJA115	0.452
SOYA115	SMAR115	0.383
SRAF115	TECO115	0.108
SRAF115	SMAR115	0.206
SMIG115	OZAT115	0.076
SMIG115	LUNI115	0.110
SANA115	OPIC115	0.148

SANT115	NEJA115	0.662
SANT115	TALN115	0.149
NEJA115	OPIC115	0.213
NEJA115	SMAR115	0.278
OPIC115	SONS115	0.083
TECO115	OZAT115	0.088
SONS115	ATEO115	0.115
NCUS115	ATEO115	0.190
NCUS115	STOM115	0.241
SMAR115	SBAR115	0.658
SMAR115	SBAR115	0.658
SMAR115	STOM115	0.306
ATEO115	TALN115	1.295
STOM115	PEDR115	0.124

Tabla A.3. Valores de susceptancia inductiva para las líneas de transmisión del sistema.

NOTA: Los datos en p.u. han sido el resultado de una potencia base de 100MW.

Relación Generador Térmico / Nodo
Acaj-m1.ACAJ115
Bore-m1.OPIC115
Gcsa-m1.ATEO115
Hilc-m1.NEJA115
Nepo-m1.NEJA115
Soya-m1.SOYA115
Taln-m1.TALN115
Text-m1.SOYA115

Tabla A.4. Ubicación de los generadores térmicos en los nodos del sistema de transmisión.

Relación Generador Hidráulico/ Nodo
15Sep.15SE115
5Novi.5NOV115
Cgrande.CGRA115
Guajoyo.GUAJ115

Tabla A.5. Ubicación de los generadores hidro en los nodos del sistema de transmisión.

DEMANDA POR NODO																								
Hora/ nodo	SAN A115	OPI C11 5	GUA J115	AHU A115	15SE 115	ACA J115	ATE O11 5	NEJ A11 5	SAN T115	TAL N11 5	NCU S115	CGR A115	SOY A115	SMA R115	SBA R115	5NO V115	SRA F115	TEC O11 5	STO M11 5	PED R115	BER L115	OZA T115	SMI G11 5	LUN I115
1	27.3 6	42.0 9	4.21	6.31	5.26	11.9 3	33.3 3	50.5 1	35.7 8	0.00	37.5 3	7.37	45.2 5	0.00	37.5 3	0.00	11.9 3	9.47	33.32	10.5 2	0.00	10.8 7	34.3 8	10.6 9
2	28.5 7	41.6 2	4.23	6.00	5.29	10.5 9	31.7 5	57.8 5	33.1 6	0.00	35.2 7	7.41	44.0 9	0.00	35.9 8	0.00	11.2 9	8.82	32.10	10.2 3	0.00	9.88	33.1 6	10.4 0
3	28.0 7	31.9 8	4.26	5.68	6.04	10.6 6	32.3 3	62.5 3	31.9 8	0.00	34.4 6	7.46	41.9 3	0.00	35.5 3	0.00	11.7 2	8.88	33.40	10.3 0	0.00	9.95	32.3 3	10.1 3
4	27.7 9	27.4 3	4.28	6.41	5.70	10.6 9	32.7 8	63.4 2	32.0 7	0.00	34.2 0	7.48	41.6 8	0.00	35.9 9	0.00	11.7 6	8.91	33.85	10.3 3	0.00	9.98	32.0 7	9.81
5	28.1 6	34.6 6	3.97	6.86	6.50	10.8 3	34.3 0	63.5 5	31.4 1	0.00	33.5 8	7.58	41.8 9	0.00	36.4 7	0.00	13.0 0	9.03	34.30	10.4 7	0.00	10.8 3	32.8 6	10.2 9
6	31.0 3	41.8 5	4.33	8.30	8.30	11.1 8	36.8 1	66.3 9	34.2 8	0.00	36.8 0	8.66	45.1 0	0.00	39.3 3	0.00	14.0 7	10.4 6	37.53	12.9 9	0.00	11.9 1	36.8 0	11.3 5
7	34.7 1	29.6 5	4.34	9.76	8.32	11.2 1	40.5 0	70.8 7	43.7 5	0.00	47.0 1	9.76	51.7 0	0.00	42.3 0	0.00	15.5 5	11.5 7	45.20	13.3 8	0.00	13.0 2	39.0 5	11.7 3
8	36.9 0	41.2 4	5.43	9.77	8.68	11.9 3	53.1 7	73.4 4	54.2 6	0.00	48.8 4	9.77	63.3 0	0.00	49.9 2	0.00	17.0 0	11.5 8	47.03	14.4 7	0.00	13.3 8	40.5 2	11.7 3

Tabla A.6. Valores de demanda en MW para los periodos en análisis en los buses del sistema.

A continuación, se presenta el desarrollo del código que resuelve el sistema planteado:

```

1#!/usr/bin/env python
2# -*- coding: utf-8 -*-
3from __future__ import division
4from pyomo.environ import *
5model = ConcreteModel()
6
7# CONJUNTOS
8model.G = Set(initialize = ['Acaj-M1', 'Soya-M1', 'Taln-M1', 'Nepo-M1', 'Text-M1', 'Gcsa-M1', 'Bore-M1', 'Hilc-M1'], doc = 'Generadores termoelectricos')
9model.H = Set(initialize = ['Guajoyo', '15sep', '5novi', 'Cgrande'], doc = 'Generadores hidroeléctricos')
10model.T = RangeSet(0,8)
11model.N = Set(initialize = ['SANA', 'OPIC', 'GUAJ', 'AHUA', '15SE', 'SONS', 'ACAJ', 'ATEO', 'NEJA', 'ABAD', 'TALN', 'NCUS', \
12                           'CGRA', 'SOYA', 'SMAR', 'SBAR', '5NOV', 'SRAF', 'TECO', 'STOM', 'PEDR', 'BERL', 'OZAT', 'SMIG', \
13                           'LUNI'], doc = 'Nodos')
14model.NP = SetOf(model.N)
15model.MAPG = Set(within = model.G*model.N, ordered = True, initialize=[('Acaj-M1', 'ACAJ'), ('Soya-M1', 'SOYA'), ('Taln-M1', 'TALN'), ('Nepo-M1', 'NEJA'), \
16                           ('Text-M1', 'SOYA'), ('Gcsa-M1', 'ATEO'), ('Bore-M1', 'OPIC'), ('Hilc-M1', 'NEJA')])
17model.MAPH = Set(within = model.H*model.N, ordered = True, initialize=[('Guajoyo', 'GUAJ'), ('15sep', '15SE'), ('5novi', '5NOV'), ('Cgrande', 'CGRA')])
18
19# PARÁMETROS
20model.A = Param(model.G, initialize = {'Acaj-M1':0.0, 'Soya-M1':0.0, 'Taln-M1':0.0, 'Nepo-M1':0.0, 'Text-M1':0.0, 'Gcsa-M1':0.0, 'Bore-M1':0.0, \
21                                     'Hilc-M1':0.0}, doc = 'Parametro A')
22model.B = Param(model.G, initialize = {'Acaj-M1':81.112, 'Soya-M1':46.641, 'Taln-M1':160.29, 'Nepo-M1':282.42, 'Text-M1':102.62, 'Gcsa-M1':48.24, \
23                                     'Bore-M1':142.48, 'Hilc-M1':59.04}, doc = 'Parámetro B')
24model.CA = Param(model.G, initialize = {'Acaj-M1':70.2, 'Soya-M1':6, 'Taln-M1':78.78, 'Nepo-M1':66.69, 'Text-M1':139.3, 'Gcsa-M1':2.73, 'Bore-M1':10, \
25                                     'Hilc-M1':5.32}, doc = 'Costo fijo de arranque de generadores termo')
26model.CP = Param(model.G, initialize = {'Acaj-M1':0, 'Soya-M1':0, 'Taln-M1':0, 'Nepo-M1':0, 'Text-M1':0, 'Gcsa-M1':0, 'Bore-M1':0, 'Hilc-M1':0}, \
27                                     doc = 'Costo fijo de parada de generadores termo')
28model.PGmax = Param(model.G, initialize = {'Acaj-M1':145.5, 'Soya-M1':15, 'Taln-M1':100.2, 'Nepo-M1':140.67, 'Text-M1':42, 'Gcsa-M1':11.64, \
29                                     'Bore-M1':12.65, 'Hilc-M1':6.36}, doc = 'Limite máximo de potencia térmica generada')
30model.PGmin = Param(model.G, initialize = {'Acaj-M1':72, 'Soya-M1':3.9, 'Taln-M1':20.04, 'Nepo-M1':27, 'Text-M1':12.9, 'Gcsa-M1':2.7, 'Bore-M1':8, \
31                                     'Hilc-M1':4}, doc = 'Limite mínimo de potencia térmica generada')
32model.PGsubida = Param(model.G, initialize = {'Acaj-M1':129.87, 'Soya-M1':14.56311, 'Taln-M1':97.28154, 'Nepo-M1':135.69329, 'Text-M1':40.76456, \
33                                     'Gcsa-M1':11.2908, 'Bore-M1':12.2608, 'Hilc-M1':6.1692}, doc = 'Rampa de subida para generadores termos')
34model.PGbajada = Param(model.G, initialize = {'Acaj-M1':129.87, 'Soya-M1':14.56311, 'Taln-M1':97.28154, 'Nepo-M1':135.69329, 'Text-M1':40.76456, \
35                                     'Gcsa-M1':11.2908, 'Bore-M1':12.2608, 'Hilc-M1':6.1692}, doc = 'Rampa de bajada para generadores termos')
36model.PGarranque = Param(model.G, initialize = {'Acaj-M1':129.87, 'Soya-M1':14.56311, 'Taln-M1':97.28154, 'Nepo-M1':135.69329, 'Text-M1':40.76456, \
37                                     'Gcsa-M1':11.2908, 'Bore-M1':12.2608, 'Hilc-M1':6.1692}, doc = 'Limite mínimo de potencia térmica generada')
38model.PGparada = Param(model.G, initialize = {'Acaj-M1':129.87, 'Soya-M1':14.56311, 'Taln-M1':97.28154, 'Nepo-M1':135.69329, 'Text-M1':40.76456, \
39                                     'Gcsa-M1':11.2908, 'Bore-M1':12.2608, 'Hilc-M1':6.1692}, doc = 'Limite mínimo de potencia térmica generada')
40model.const = Param(model.H, initialize = {'Guajoyo':0.451476, '15sep':0.27301, '5novi':0.5038, 'Cgrande':0.50275}, doc = 'constante de eficiencia en MWs/m^3')
41model.r = Param(model.H, initialize = {'Guajoyo':61.406, '15sep':194.33, '5novi':76.967, 'Cgrande':100}, doc = 'influjos naturales en m^3/s')
42model.Vo = Param(model.H, initialize = {'Guajoyo':871.4, '15sep':280.73, '5novi':94.432, 'Cgrande':2035.8}, doc = 'volumen inicial del embalse en Hm^3')
43model.PHmax = Param(model.H, initialize = {'Guajoyo':19.8, '15sep':185.73, '5novi':93.54, 'Cgrande':162.55}, doc = 'Limite máximo de potencia hidro generada')
44model.PHmin = Param(model.H, initialize = {'Guajoyo':14, '15sep':40, '5novi':8, 'Cgrande':40}, doc = 'Limite mínimo de potencia hidro generada')
45model.PHsubida = Param(model.H, initialize = {'Guajoyo':19.6, '15sep':197.83, '5novi':122.97, 'Cgrande':156.75}, doc = 'Rampa de subida para generadores hidros')
46model.Vmax = Param(model.H, initialize = {'Guajoyo':889.7, '15sep':306.95, '5novi':107.691, 'Cgrande':2042.2}, doc = 'Volumen máximo del embalse')
47model.Vmin = Param(model.H, initialize = {'Guajoyo':440.83, '15sep':219.24, '5novi':65.05, 'Cgrande':715.83}, doc = 'Volumen mínimo del embalse')
48tablademanda = {
49     (1, 'SANA'):27.36, (2, 'SANA'):28.57, (3, 'SANA'):28.07, (4, 'SANA'):27.79, (5, 'SANA'):28.16, (6, 'SANA'):31.03, (7, 'SANA'):34.71, (8, 'SANA'):36.90,
50     (1, 'OPIC'):42.09, (2, 'OPIC'):41.62, (3, 'OPIC'):31.98, (4, 'OPIC'):27.43, (5, 'OPIC'):34.66, (6, 'OPIC'):41.85, (7, 'OPIC'):29.65, (8, 'OPIC'):41.24,

```

```

51 (1,'GUAJ'):4.21, (2,'GUAJ'):4.23, (3,'GUAJ'):4.26, (4,'GUAJ'):4.28, (5,'GUAJ'):3.97, (6,'GUAJ'):4.33, (7,'GUAJ'):4.34, (8,'GUAJ'):5.43,
52 (1,'AHUA'):6.31, (2,'AHUA'):6.00, (3,'AHUA'):5.68, (4,'AHUA'):6.41, (5,'AHUA'):6.86, (6,'AHUA'):8.30, (7,'AHUA'):9.76, (8,'AHUA'):9.77,
53 (1,'15SE'):5.26, (2,'15SE'):5.29, (3,'15SE'):6.04, (4,'15SE'):5.70, (5,'15SE'):6.50, (6,'15SE'):8.30, (7,'15SE'):8.32, (8,'15SE'):8.68,
54 (1,'SONS'):3.16, (2,'SONS'):3.17, (3,'SONS'):3.20, (4,'SONS'):3.21, (5,'SONS'):3.25, (6,'SONS'):4.33, (7,'SONS'):5.42, (8,'SONS'):5.43,
55 (1,'ACAJ'):11.93, (2,'ACAJ'):10.59, (3,'ACAJ'):10.66, (4,'ACAJ'):10.69, (5,'ACAJ'):10.83, (6,'ACAJ'):11.18, (7,'ACAJ'):11.21, (8,'ACAJ'):11.93,
56 (1,'ATEO'):33.33, (2,'ATEO'):31.75, (3,'ATEO'):32.33, (4,'ATEO'):32.78, (5,'ATEO'):34.30, (6,'ATEO'):36.81, (7,'ATEO'):40.50, (8,'ATEO'):53.17,
57 (1,'NEJA'):50.51, (2,'NEJA'):57.85, (3,'NEJA'):62.53, (4,'NEJA'):63.42, (5,'NEJA'):63.55, (6,'NEJA'):66.39, (7,'NEJA'):70.87, (8,'NEJA'):73.44,
58 (1,'ABAD'):35.78, (2,'ABAD'):33.13, (3,'ABAD'):31.98, (4,'ABAD'):32.07, (5,'ABAD'):31.41, (6,'ABAD'):34.28, (7,'ABAD'):43.75, (8,'ABAD'):54.26,
59 (1,'TALN'):0.0, (2,'TALN'):0.0, (3,'TALN'):0.0, (4,'TALN'):0.0, (5,'TALN'):0.0, (6,'TALN'):0.0, (7,'TALN'):0.0, (8,'TALN'):0.0,
60 (1,'NCUS'):37.53, (2,'NCUS'):35.27, (3,'NCUS'):34.46, (4,'NCUS'):34.20, (5,'NCUS'):33.58, (6,'NCUS'):36.80, (7,'NCUS'):47.01, (8,'NCUS'):48.84,
61 (1,'CGRA'):7.37, (2,'CGRA'):7.41, (3,'CGRA'):7.46, (4,'CGRA'):7.48, (5,'CGRA'):7.58, (6,'CGRA'):8.66, (7,'CGRA'):9.76, (8,'CGRA'):9.77,
62 (1,'SOYA'):45.25, (2,'SOYA'):44.09, (3,'SOYA'):41.93, (4,'SOYA'):41.68, (5,'SOYA'):41.89, (6,'SOYA'):45.10, (7,'SOYA'):51.70, (8,'SOYA'):63.30,
63 (1,'SMAR'):0.0, (2,'SMAR'):0.0, (3,'SMAR'):0.0, (4,'SMAR'):0.0, (5,'SMAR'):0.0, (6,'SMAR'):0.0, (7,'SMAR'):0.0, (8,'SMAR'):0.0,
64 (1,'SBAR'):37.53, (2,'SBAR'):35.98, (3,'SBAR'):35.53, (4,'SBAR'):35.99, (5,'SBAR'):36.47, (6,'SBAR'):39.33, (7,'SBAR'):42.30, (8,'SBAR'):49.92,
65 (1,'5NOV'):0.0, (2,'5NOV'):0.0, (3,'5NOV'):0.0, (4,'5NOV'):0.0, (5,'5NOV'):0.0, (6,'5NOV'):0.0, (7,'5NOV'):0.0, (8,'5NOV'):0.0,
66 (1,'SRAF'):11.93, (2,'SRAF'):11.29, (3,'SRAF'):11.72, (4,'SRAF'):11.76, (5,'SRAF'):13.00, (6,'SRAF'):14.07, (7,'SRAF'):15.55, (8,'SRAF'):17.00,
67 (1,'TECO'):9.47, (2,'TECO'):8.82, (3,'TECO'):8.88, (4,'TECO'):8.91, (5,'TECO'):9.03, (6,'TECO'):10.46, (7,'TECO'):11.57, (8,'TECO'):11.58,
68 (1,'STOM'):33.32, (2,'STOM'):32.10, (3,'STOM'):33.40, (4,'STOM'):33.85, (5,'STOM'):34.30, (6,'STOM'):37.53, (7,'STOM'):45.20, (8,'STOM'):47.03,
69 (1,'PEDR'):10.52, (2,'PEDR'):10.23, (3,'PEDR'):10.30, (4,'PEDR'):10.33, (5,'PEDR'):10.47, (6,'PEDR'):12.99, (7,'PEDR'):13.38, (8,'PEDR'):14.47,
70 (1,'BERL'):0.0, (2,'BERL'):0.0, (3,'BERL'):0.0, (4,'BERL'):0.0, (5,'BERL'):0.0, (6,'BERL'):0.0, (7,'BERL'):0.0, (8,'BERL'):0.0,
71 (1,'OZAT'):10.87, (2,'OZAT'):9.88, (3,'OZAT'):9.95, (4,'OZAT'):9.98, (5,'OZAT'):10.83, (6,'OZAT'):11.91, (7,'OZAT'):13.02, (8,'OZAT'):13.38,
72 (1,'SMIG'):34.38, (2,'SMIG'):33.16, (3,'SMIG'):32.33, (4,'SMIG'):32.07, (5,'SMIG'):32.86, (6,'SMIG'):36.80, (7,'SMIG'):39.05, (8,'SMIG'):40.52,
73 (1,'LUNI'):10.69, (2,'LUNI'):10.40, (3,'LUNI'):10.13, (4,'LUNI'):9.81, (5,'LUNI'):10.29, (6,'LUNI'):11.35, (7,'LUNI'):11.73, (8,'LUNI'):11.73
74 }
75 model.Dem = Param(model.T, model.N, initialize = tablademanda, doc = 'Demanda por periodo')
76 tablasuceptancia = {
77 ('SANA','SANA'):0.0, ('SANA','OPIC'):0.14753, ('SANA','GUAJ'):0.12345, ('SANA','AHUA'):0.09194, ('SANA','15SE'):0.0, ('SANA','SONS'):0.0,
78 ('SANA','ACAJ'):0.0, ('SANA','ATEO'):0.0, ('SANA','NEJA'):0.0, ('SANA','ABAD'):0.0, ('SANA','TALN'):0.0, ('SANA','NCUS'):0.0,
79 ('SANA','CGRA'):0.0, ('SANA','SOYA'):0.0, ('SANA','SMAR'):0.0, ('SANA','SBAR'):0.0, ('SANA','5NOV'):0.0, ('SANA','SRAF'):0.0,
80 ('SANA','TECO'):0.0, ('SANA','STOM'):0.0, ('SANA','PEDR'):0.0, ('SANA','BERL'):0.0, ('SANA','OZAT'):0.0, ('SANA','SMIG'):0.0,
81 ('SANA','LUNI'):0.0,
82 ('OPIC','SANA'):0.14753, ('OPIC','OPIC'):0.0, ('OPIC','GUAJ'):0.0, ('OPIC','AHUA'):0.0, ('OPIC','15SE'):0.0, ('OPIC','SONS'):0.08265,
83 ('OPIC','ACAJ'):0.0, ('OPIC','ATEO'):0.0, ('OPIC','NEJA'):0.21326, ('OPIC','ABAD'):0.0, ('OPIC','TALN'):0.0, ('OPIC','NCUS'):0.0,
84 ('OPIC','CGRA'):0.0, ('OPIC','SOYA'):0.0, ('OPIC','SMAR'):0.0, ('OPIC','SBAR'):0.0, ('OPIC','5NOV'):0.0, ('OPIC','SRAF'):0.0,
85 ('OPIC','TECO'):0.0, ('OPIC','STOM'):0.0, ('OPIC','PEDR'):0.0, ('OPIC','BERL'):0.0, ('OPIC','OZAT'):0.0, ('OPIC','SMIG'):0.0,
86 ('OPIC','LUNI'):0.0,
87 ('GUAJ','SANA'):0.12345, ('GUAJ','OPIC'):0.0, ('GUAJ','GUAJ'):0.0, ('GUAJ','AHUA'):0.0, ('GUAJ','15SE'):0.0, ('GUAJ','SONS'):0.0,
88 ('GUAJ','ACAJ'):0.0, ('GUAJ','ATEO'):0.0, ('GUAJ','NEJA'):0.0, ('GUAJ','ABAD'):0.0, ('GUAJ','TALN'):0.0, ('GUAJ','NCUS'):0.0,
89 ('GUAJ','CGRA'):0.0, ('GUAJ','SOYA'):0.0, ('GUAJ','SMAR'):0.0, ('GUAJ','SBAR'):0.0, ('GUAJ','5NOV'):0.0, ('GUAJ','SRAF'):0.0,
90 ('GUAJ','TECO'):0.0, ('GUAJ','STOM'):0.0, ('GUAJ','PEDR'):0.0, ('GUAJ','BERL'):0.0, ('GUAJ','OZAT'):0.0, ('GUAJ','SMIG'):0.0,
91 ('GUAJ','LUNI'):0.0,
92 ('AHUA','SANA'):0.09194, ('AHUA','OPIC'):0.0, ('AHUA','GUAJ'):0.0, ('AHUA','AHUA'):0.0, ('AHUA','15SE'):0.0, ('AHUA','SONS'):0.13199,
93 ('AHUA','ACAJ'):0.0, ('AHUA','ATEO'):0.0, ('AHUA','NEJA'):0.0, ('AHUA','ABAD'):0.0, ('AHUA','TALN'):0.0, ('AHUA','NCUS'):0.0,
94 ('AHUA','CGRA'):0.0, ('AHUA','SOYA'):0.0, ('AHUA','SMAR'):0.0, ('AHUA','SBAR'):0.0, ('AHUA','5NOV'):0.0, ('AHUA','SRAF'):0.0,
95 ('AHUA','TECO'):0.0, ('AHUA','STOM'):0.0, ('AHUA','PEDR'):0.0, ('AHUA','BERL'):0.0, ('AHUA','OZAT'):0.0, ('AHUA','SMIG'):0.0,
96 ('AHUA','LUNI'):0.0,
97 ('15SE','SANA'):0.0, ('15SE','OPIC'):0.0, ('15SE','GUAJ'):0.0, ('15SE','AHUA'):0.0, ('15SE','15SE'):0.0, ('15SE','SONS'):0.0,
98 ('15SE','ACAJ'):0.0, ('15SE','ATEO'):0.0, ('15SE','NEJA'):0.0, ('15SE','ABAD'):0.0, ('15SE','TALN'):0.0, ('15SE','NCUS'):0.0,
99 ('15SE','CGRA'):0.0, ('15SE','SOYA'):0.0, ('15SE','SMAR'):0.11128, ('15SE','SBAR'):0.0, ('15SE','5NOV'):0.0, ('15SE','SRAF'):0.08186,
100 ('15SE','TECO'):0.0, ('15SE','STOM'):0.0, ('15SE','PEDR'):0.0, ('15SE','BERL'):0.22109, ('15SE','OZAT'):0.0, ('15SE','SMIG'):0.065,

```

101 ('15SE','LUNI'):0.0,
102 ('SONS','SANA'):0.0, ('SONS','OPIC'):0.08265, ('SONS','GUAJ'):0.0, ('SONS','AHUA'):0.13199, ('SONS','15SE'):0.0, ('SONS','SONS'):0.0,
103 ('SONS','ACAJ'):0.282, ('SONS','ATEO'):0.11485, ('SONS','NEJA'):0.0, ('SONS','ABAD'):0.0, ('SONS','TALN'):0.0, ('SONS','NCUS'):0.0,
104 ('SONS','CGRA'):0.0, ('SONS','SOYA'):0.0, ('SONS','SMAR'):0.0, ('SONS','SBAR'):0.0, ('SONS','5NOV'):0.0, ('SONS','SRAF'):0.0,
105 ('SONS','TECO'):0.0, ('SONS','STOM'):0.0, ('SONS','PEDR'):0.0, ('SONS','BERL'):0.0, ('SONS','OZAT'):0.0, ('SONS','SMIG'):0.0,
106 ('SONS','LUNI'):0.0,
107 ('ACAJ','SANA'):0.0, ('ACAJ','OPIC'):0.0, ('ACAJ','GUAJ'):0.0, ('ACAJ','AHUA'):0.0, ('ACAJ','15SE'):0.0, ('ACAJ','SONS'):0.282,
108 ('ACAJ','ACAJ'):0.0, ('ACAJ','ATEO'):0.07838, ('ACAJ','NEJA'):0.0, ('ACAJ','ABAD'):0.0, ('ACAJ','TALN'):0.0, ('ACAJ','NCUS'):0.0,
109 ('ACAJ','CGRA'):0.0, ('ACAJ','SOYA'):0.0, ('ACAJ','SMAR'):0.0, ('ACAJ','SBAR'):0.0, ('ACAJ','5NOV'):0.0, ('ACAJ','SRAF'):0.0,
110 ('ACAJ','TECO'):0.0, ('ACAJ','STOM'):0.0, ('ACAJ','PEDR'):0.0, ('ACAJ','BERL'):0.0, ('ACAJ','OZAT'):0.0, ('ACAJ','SMIG'):0.0,
111 ('ACAJ','LUNI'):0.0,
112 ('ATEO','SANA'):0.0, ('ATEO','OPIC'):0.0, ('ATEO','GUAJ'):0.0, ('ATEO','AHUA'):0.0, ('ATEO','15SE'):0.0, ('ATEO','SONS'):0.11485,
113 ('ATEO','ACAJ'):0.07838, ('ATEO','ATEO'):0.0, ('ATEO','NEJA'):0.0, ('ATEO','ABAD'):0.0, ('ATEO','TALN'):1.29533, ('ATEO','NCUS'):0.18957,
114 ('ATEO','CGRA'):0.0, ('ATEO','SOYA'):0.0, ('ATEO','SMAR'):0.0, ('ATEO','SBAR'):0.0, ('ATEO','5NOV'):0.0, ('ATEO','SRAF'):0.0,
115 ('ATEO','TECO'):0.0, ('ATEO','STOM'):0.0, ('ATEO','PEDR'):0.0, ('ATEO','BERL'):0.0, ('ATEO','OZAT'):0.0, ('ATEO','SMIG'):0.0,
116 ('ATEO','LUNI'):0.0,
117 ('NEJA','SANA'):0.0, ('NEJA','OPIC'):0.21326, ('NEJA','GUAJ'):0.0, ('NEJA','AHUA'):0.0, ('NEJA','15SE'):0.0, ('NEJA','SONS'):0.0,
118 ('NEJA','ACAJ'):0.0, ('NEJA','ATEO'):0.0, ('NEJA','NEJA'):0.0, ('NEJA','ABAD'):0.66181, ('NEJA','TALN'):0.0, ('NEJA','NCUS'):0.0,
119 ('NEJA','CGRA'):0.25284, ('NEJA','SOYA'):0.45228, ('NEJA','SMAR'):0.27777, ('NEJA','SBAR'):0.0, ('NEJA','5NOV'):0.0, ('NEJA','SRAF'):0.0,
120 ('NEJA','TECO'):0.0, ('NEJA','STOM'):0.0, ('NEJA','PEDR'):0.0, ('NEJA','BERL'):0.0, ('NEJA','OZAT'):0.0, ('NEJA','SMIG'):0.0,
121 ('NEJA','LUNI'):0.0,
122 ('ABAD','SANA'):0.0, ('ABAD','OPIC'):0.0, ('ABAD','GUAJ'):0.0, ('ABAD','AHUA'):0.0, ('ABAD','15SE'):0.0, ('ABAD','SONS'):0.0,
123 ('ABAD','ACAJ'):0.0, ('ABAD','ATEO'):0.0, ('ABAD','NEJA'):0.66181, ('ABAD','ABAD'):0.0, ('ABAD','TALN'):0.14898, ('ABAD','NCUS'):0.0,
124 ('ABAD','CGRA'):0.0, ('ABAD','SOYA'):0.0, ('ABAD','SMAR'):0.0, ('ABAD','SBAR'):0.0, ('ABAD','5NOV'):0.0, ('ABAD','SRAF'):0.0,
125 ('ABAD','TECO'):0.0, ('ABAD','STOM'):0.0, ('ABAD','PEDR'):0.0, ('ABAD','BERL'):0.0, ('ABAD','OZAT'):0.0, ('ABAD','SMIG'):0.0,
126 ('ABAD','LUNI'):0.0,
127 ('TALN','SANA'):0.0, ('TALN','OPIC'):0.0, ('TALN','GUAJ'):0.0, ('TALN','AHUA'):0.0, ('TALN','15SE'):0.0, ('TALN','SONS'):0.0,
128 ('TALN','ACAJ'):0.0, ('TALN','ATEO'):1.29533, ('TALN','NEJA'):0.0, ('TALN','ABAD'):0.14898, ('TALN','TALN'):0.0, ('TALN','NCUS'):0.0,
129 ('TALN','CGRA'):0.0, ('TALN','SOYA'):0.0, ('TALN','SMAR'):0.0, ('TALN','SBAR'):0.0, ('TALN','5NOV'):0.0, ('TALN','SRAF'):0.0,
130 ('TALN','TECO'):0.0, ('TALN','STOM'):0.0, ('TALN','PEDR'):0.0, ('TALN','BERL'):0.0, ('TALN','OZAT'):0.0, ('TALN','SMIG'):0.0,
131 ('TALN','LUNI'):0.0,
132 ('NCUS','SANA'):0.0, ('NCUS','OPIC'):0.0, ('NCUS','GUAJ'):0.0, ('NCUS','AHUA'):0.0, ('NCUS','15SE'):0.0, ('NCUS','SONS'):0.0,
133 ('NCUS','ACAJ'):0.0, ('NCUS','ATEO'):0.18957, ('NCUS','NEJA'):0.0, ('NCUS','ABAD'):0.0, ('NCUS','TALN'):0.0, ('NCUS','NCUS'):0.0,
134 ('NCUS','CGRA'):0.0, ('NCUS','SOYA'):0.0, ('NCUS','SMAR'):0.0, ('NCUS','SBAR'):0.0, ('NCUS','5NOV'):0.0, ('NCUS','SRAF'):0.0,
135 ('NCUS','TECO'):0.0, ('NCUS','STOM'):0.24078, ('NCUS','PEDR'):0.0, ('NCUS','BERL'):0.0, ('NCUS','OZAT'):0.0, ('NCUS','SMIG'):0.0,
136 ('NCUS','LUNI'):0.0,
137 ('CGRA','SANA'):0.0, ('CGRA','OPIC'):0.0, ('CGRA','GUAJ'):0.0, ('CGRA','AHUA'):0.0, ('CGRA','15SE'):0.0, ('CGRA','SONS'):0.0,
138 ('CGRA','ACAJ'):0.0, ('CGRA','ATEO'):0.0, ('CGRA','NEJA'):0.25284, ('CGRA','ABAD'):0.0, ('CGRA','TALN'):0.0, ('CGRA','NCUS'):0.0,
139 ('CGRA','CGRA'):0.0, ('CGRA','SOYA'):0.0, ('CGRA','SMAR'):0.0, ('CGRA','SBAR'):0.0, ('CGRA','5NOV'):0.236, ('CGRA','SRAF'):0.10747,
140 ('CGRA','TECO'):0.0, ('CGRA','STOM'):0.0, ('CGRA','PEDR'):0.0, ('CGRA','BERL'):0.0, ('CGRA','OZAT'):0.0, ('CGRA','SMIG'):0.0,
141 ('CGRA','LUNI'):0.0,
142 ('SOYA','SANA'):0.0, ('SOYA','OPIC'):0.0, ('SOYA','GUAJ'):0.0, ('SOYA','AHUA'):0.0, ('SOYA','15SE'):0.0, ('SOYA','SONS'):0.0,
143 ('SOYA','ACAJ'):0.0, ('SOYA','ATEO'):0.0, ('SOYA','NEJA'):0.45228, ('SOYA','ABAD'):0.0, ('SOYA','TALN'):0.0, ('SOYA','NCUS'):0.0,
144 ('SOYA','CGRA'):0.0, ('SOYA','SOYA'):0.0, ('SOYA','SMAR'):0.38314, ('SOYA','SBAR'):0.0, ('SOYA','5NOV'):0.0, ('SOYA','SRAF'):0.0,
145 ('SOYA','TECO'):0.0, ('SOYA','STOM'):0.0, ('SOYA','PEDR'):0.0, ('SOYA','BERL'):0.0, ('SOYA','OZAT'):0.0, ('SOYA','SMIG'):0.0,
146 ('SOYA','LUNI'):0.0,
147 ('SMAR','SANA'):0.0, ('SMAR','OPIC'):0.0, ('SMAR','GUAJ'):0.0, ('SMAR','AHUA'):0.0, ('SMAR','15SE'):0.11128, ('SMAR','SONS'):0.0,
148 ('SMAR','ACAJ'):0.0, ('SMAR','ATEO'):0.0, ('SMAR','NEJA'):0.27777, ('SMAR','ABAD'):0.0, ('SMAR','TALN'):0.0, ('SMAR','NCUS'):0.0,
149 ('SMAR','CGRA'):0.0, ('SMAR','SOYA'):0.38314, ('SMAR','SMAR'):0.0, ('SMAR','SBAR'):1.31578, ('SMAR','5NOV'):0.0, ('SMAR','SRAF'):0.20584,
150 ('SMAR','TECO'):0.0, ('SMAR','STOM'):0.30571, ('SMAR','PEDR'):0.0, ('SMAR','BERL'):0.0, ('SMAR','OZAT'):0.0, ('SMAR','SMIG'):0.0,

151 ('SMAR', 'LUNI'):0.0,
152 ('SBAR', 'SANA'):0.0, ('SBAR', 'OPIC'):0.0, ('SBAR', 'GUAJ'):0.0, ('SBAR', 'AHUA'):0.0, ('SBAR', '15SE'):0.0, ('SBAR', 'SONS'):0.0,
153 ('SBAR', 'ACAJ'):0.0, ('SBAR', 'ATEO'):0.0, ('SBAR', 'NEJA'):0.0, ('SBAR', 'ABAD'):0.0, ('SBAR', 'TALN'):0.0, ('SBAR', 'NCUS'):0.0,
154 ('SBAR', 'CGRA'):0.0, ('SBAR', 'SOYA'):0.0, ('SBAR', 'SMAR'):1.31578, ('SBAR', 'SBAR'):0.0, ('SBAR', '5NOV'):0.0, ('SBAR', 'SRAF'):0.0,
155 ('SBAR', 'TECO'):0.0, ('SBAR', 'STOM'):0.0, ('SBAR', 'PEDR'):0.0, ('SBAR', 'BERL'):0.0, ('SBAR', 'OZAT'):0.0, ('SBAR', 'SMIG'):0.0,
156 ('SBAR', 'LUNI'):0.0,
157 ('5NOV', 'SANA'):0.0, ('5NOV', 'OPIC'):0.0, ('5NOV', 'GUAJ'):0.0, ('5NOV', 'AHUA'):0.0, ('5NOV', '15SE'):0.0, ('5NOV', 'SONS'):0.0,
158 ('5NOV', 'ACAJ'):0.0, ('5NOV', 'ATEO'):0.0, ('5NOV', 'NEJA'):0.0, ('5NOV', 'ABAD'):0.0, ('5NOV', 'TALN'):0.0, ('5NOV', 'NCUS'):0.0,
159 ('5NOV', 'CGRA'):0.236, ('5NOV', 'SOYA'):0.0, ('5NOV', 'SMAR'):0.0, ('5NOV', 'SBAR'):0.0, ('5NOV', '5NOV'):0.0, ('5NOV', 'SRAF'):0.1497,
160 ('5NOV', 'TECO'):0.0, ('5NOV', 'STOM'):0.0, ('5NOV', 'PEDR'):0.0, ('5NOV', 'BERL'):0.0, ('5NOV', 'OZAT'):0.0, ('5NOV', 'SMIG'):0.0,
161 ('5NOV', 'LUNI'):0.0,
162 ('SRAF', 'SANA'):0.0, ('SRAF', 'OPIC'):0.0, ('SRAF', 'GUAJ'):0.0, ('SRAF', 'AHUA'):0.0, ('SRAF', '15SE'):0.08186, ('SRAF', 'SONS'):0.0,
163 ('SRAF', 'ACAJ'):0.0, ('SRAF', 'ATEO'):0.0, ('SRAF', 'NEJA'):0.0, ('SRAF', 'ABAD'):0.0, ('SRAF', 'TALN'):0.0, ('SRAF', 'NCUS'):0.0,
164 ('SRAF', 'CGRA'):0.10747, ('SRAF', 'SOYA'):0.0, ('SRAF', 'SMAR'):0.20584, ('SRAF', 'SBAR'):0.0, ('SRAF', '5NOV'):0.1497, ('SRAF', 'SRAF'):0.0,
165 ('SRAF', 'TECO'):0.1082, ('SRAF', 'STOM'):0.0, ('SRAF', 'PEDR'):0.0, ('SRAF', 'BERL'):0.0, ('SRAF', 'OZAT'):0.0, ('SRAF', 'SMIG'):0.0,
166 ('SRAF', 'LUNI'):0.0,
167 ('TECO', 'SANA'):0.0, ('TECO', 'OPIC'):0.0, ('TECO', 'GUAJ'):0.0, ('TECO', 'AHUA'):0.0, ('TECO', '15SE'):0.0, ('TECO', 'SONS'):0.0,
168 ('TECO', 'ACAJ'):0.0, ('TECO', 'ATEO'):0.0, ('TECO', 'NEJA'):0.0, ('TECO', 'ABAD'):0.0, ('TECO', 'TALN'):0.0, ('TECO', 'NCUS'):0.0,
169 ('TECO', 'CGRA'):0.0, ('TECO', 'SOYA'):0.0, ('TECO', 'SMAR'):0.0, ('TECO', 'SBAR'):0.0, ('TECO', '5NOV'):0.0, ('TECO', 'SRAF'):0.1082,
170 ('TECO', 'TECO'):0.0, ('TECO', 'STOM'):0.0, ('TECO', 'PEDR'):0.0, ('TECO', 'BERL'):0.0, ('TECO', 'OZAT'):0.08801, ('TECO', 'SMIG'):0.0,
171 ('TECO', 'LUNI'):0.0,
172 ('STOM', 'SANA'):0.0, ('STOM', 'OPIC'):0.0, ('STOM', 'GUAJ'):0.0, ('STOM', 'AHUA'):0.0, ('STOM', '15SE'):0.0, ('STOM', 'SONS'):0.0,
173 ('STOM', 'ACAJ'):0.0, ('STOM', 'ATEO'):0.0, ('STOM', 'NEJA'):0.0, ('STOM', 'ABAD'):0.0, ('STOM', 'TALN'):0.0, ('STOM', 'NCUS'):0.24078,
174 ('STOM', 'CGRA'):0.0, ('STOM', 'SOYA'):0.0, ('STOM', 'SMAR'):0.30571, ('STOM', 'SBAR'):0.0, ('STOM', '5NOV'):0.0, ('STOM', 'SRAF'):0.0,
175 ('STOM', 'TECO'):0.0, ('STOM', 'STOM'):0.0, ('STOM', 'PEDR'):0.12373, ('STOM', 'BERL'):0.0, ('STOM', 'OZAT'):0.0, ('STOM', 'SMIG'):0.0,
176 ('STOM', 'LUNI'):0.0,
177 ('PEDR', 'SANA'):0.0, ('PEDR', 'OPIC'):0.0, ('PEDR', 'GUAJ'):0.0, ('PEDR', 'AHUA'):0.0, ('PEDR', '15SE'):0.0, ('PEDR', 'SONS'):0.0,
178 ('PEDR', 'ACAJ'):0.0, ('PEDR', 'ATEO'):0.0, ('PEDR', 'NEJA'):0.0, ('PEDR', 'ABAD'):0.0, ('PEDR', 'TALN'):0.0, ('PEDR', 'NCUS'):0.0,
179 ('PEDR', 'CGRA'):0.0, ('PEDR', 'SOYA'):0.0, ('PEDR', 'SMAR'):0.0, ('PEDR', 'SBAR'):0.0, ('PEDR', '5NOV'):0.0, ('PEDR', 'SRAF'):0.0,
180 ('PEDR', 'TECO'):0.0, ('PEDR', 'STOM'):0.12373, ('PEDR', 'PEDR'):0.0, ('PEDR', 'BERL'):0.0, ('PEDR', 'OZAT'):0.0, ('PEDR', 'SMIG'):0.0,
181 ('PEDR', 'LUNI'):0.0,
182 ('BERL', 'SANA'):0.0, ('BERL', 'OPIC'):0.0, ('BERL', 'GUAJ'):0.0, ('BERL', 'AHUA'):0.0, ('BERL', '15SE'):0.22109, ('BERL', 'SONS'):0.0,
183 ('BERL', 'ACAJ'):0.0, ('BERL', 'ATEO'):0.0, ('BERL', 'NEJA'):0.0, ('BERL', 'ABAD'):0.0, ('BERL', 'TALN'):0.0, ('BERL', 'NCUS'):0.0,
184 ('BERL', 'CGRA'):0.0, ('BERL', 'SOYA'):0.0, ('BERL', 'SMAR'):0.0, ('BERL', 'SBAR'):0.0, ('BERL', '5NOV'):0.0, ('BERL', 'SRAF'):0.0,
185 ('BERL', 'TECO'):0.0, ('BERL', 'STOM'):0.0, ('BERL', 'PEDR'):0.0, ('BERL', 'BERL'):0.0, ('BERL', 'OZAT'):0.0, ('BERL', 'SMIG'):0.08555,
186 ('BERL', 'LUNI'):0.0,
187 ('OZAT', 'SANA'):0.0, ('OZAT', 'OPIC'):0.0, ('OZAT', 'GUAJ'):0.0, ('OZAT', 'AHUA'):0.0, ('OZAT', '15SE'):0.0, ('OZAT', 'SONS'):0.0,
188 ('OZAT', 'ACAJ'):0.0, ('OZAT', 'ATEO'):0.0, ('OZAT', 'NEJA'):0.0, ('OZAT', 'ABAD'):0.0, ('OZAT', 'TALN'):0.0, ('OZAT', 'NCUS'):0.0,
189 ('OZAT', 'CGRA'):0.0, ('OZAT', 'SOYA'):0.0, ('OZAT', 'SMAR'):0.0, ('OZAT', 'SBAR'):0.0, ('OZAT', '5NOV'):0.0, ('OZAT', 'SRAF'):0.0,
190 ('OZAT', 'TECO'):0.08801, ('OZAT', 'STOM'):0.0, ('OZAT', 'PEDR'):0.0, ('OZAT', 'BERL'):0.0, ('OZAT', 'OZAT'):0.0, ('OZAT', 'SMIG'):0.0757,
191 ('OZAT', 'LUNI'):0.0,
192 ('SMIG', 'SANA'):0.0, ('SMIG', 'OPIC'):0.0, ('SMIG', 'GUAJ'):0.0, ('SMIG', 'AHUA'):0.0, ('SMIG', '15SE'):0.065, ('SMIG', 'SONS'):0.0,
193 ('SMIG', 'ACAJ'):0.0, ('SMIG', 'ATEO'):0.0, ('SMIG', 'NEJA'):0.0, ('SMIG', 'ABAD'):0.0, ('SMIG', 'TALN'):0.0, ('SMIG', 'NCUS'):0.0,
194 ('SMIG', 'CGRA'):0.0, ('SMIG', 'SOYA'):0.0, ('SMIG', 'SMAR'):0.0, ('SMIG', 'SBAR'):0.0, ('SMIG', '5NOV'):0.0, ('SMIG', 'SRAF'):0.0,
195 ('SMIG', 'TECO'):0.0, ('SMIG', 'STOM'):0.0, ('SMIG', 'PEDR'):0.0, ('SMIG', 'BERL'):0.08555, ('SMIG', 'OZAT'):0.0757, ('SMIG', 'SMIG'):0.0,
196 ('SMIG', 'LUNI'):0.10972,
197 ('LUNI', 'SANA'):0.0, ('LUNI', 'OPIC'):0.0, ('LUNI', 'GUAJ'):0.0, ('LUNI', 'AHUA'):0.0, ('LUNI', '15SE'):0.0, ('LUNI', 'SONS'):0.0,
198 ('LUNI', 'ACAJ'):0.0, ('LUNI', 'ATEO'):0.0, ('LUNI', 'NEJA'):0.0, ('LUNI', 'ABAD'):0.0, ('LUNI', 'TALN'):0.0, ('LUNI', 'NCUS'):0.0,
199 ('LUNI', 'CGRA'):0.0, ('LUNI', 'SOYA'):0.0, ('LUNI', 'SMAR'):0.0, ('LUNI', 'SBAR'):0.0, ('LUNI', '5NOV'):0.0, ('LUNI', 'SRAF'):0.0,
200 ('LUNI', 'TECO'):0.0, ('LUNI', 'STOM'):0.0, ('LUNI', 'PEDR'):0.0, ('LUNI', 'BERL'):0.0, ('LUNI', 'OZAT'):0.0, ('LUNI', 'SMIG'):0.10972,

```

201     ('LUNI','LUNI'):0.0
202     }
203 model.S = Param(model.N, model.N, initialize = tablasuceptancia, doc = 'Valores de suceptancia de las líneas de transmisión')
204 BA= model.Base = Param(initialize = 100, doc = 'Potencia base')
205
206 # VARIABLES
207 model.P = Var(model.G, model.T, within=NonNegativeReals, doc = 'Potencia termoeléctrica generada')
208 model.PH = Var(model.H, model.T, within=NonNegativeReals, doc = 'Potencia hidroeléctrica generada')
209 model.U = Var(model.G, model.T, within=Binary, doc = 'Variable binaria de acoplamiento')
210 model.Y = Var(model.G, model.T, within=Binary, doc = 'Variable binaria de arranque')
211 model.W = Var(model.G, model.T, within=Binary, doc = 'Variable binaria de parada')
212 model.Q = Var(model.H, model.T, within=NonNegativeReals, doc = 'Caudal turbinado')
213 for h in model.H:
214     model.Q[h,0].fix(0)
215 model.Vol = Var(model.H, model.T, within=NonNegativeReals, doc = 'Volumen del embalse al final de la hora T')
216 for h in model.H:
217     model.Vol[h,0].fix(1000000*model.Vo[h])
218 model.D = Var(model.N, model.T, bounds=(-3.1416,3.1416), doc = 'Angulo de voltaje en las barras')
219 for t in model.T:
220     model.D['AHUA',t].fix(0)
221
222 # RESTRICCIONES
223 def sumpot(model, n, t):
224     if t == 0:
225         return Constraint.Skip
226     else:
227         return (sum(model.P[g,t] for g in model.G if (g,n) in model.MAPG)/BA) + (sum(model.PH[h,t] for h in model.H if
228             (h,n) in model.MAPH)/BA) - (model.Dem[t,n]/BA) == sum(((model.D[n,t]-model.D[np,t])*model.S[n,np]) for np in model.NP)
229 model.Carga = Constraint(model.N, model.T, rule=sumpot, doc = 'Potencia generada igual a la demanda')
230
231 def pottermomax(model, g, t):
232     return model.P[g,t] <= model.PGmax[g]*model.U[g,t]
233 model.PGmaxima = Constraint(model.G, model.T, rule=pottermomax, doc = 'Máxima potencia térmica generada')
234
235 def pottermomin(model, g, t):
236     return model.P[g,t] >= model.PGmin[g]*model.U[g,t]
237 model.PGminima = Constraint(model.G, model.T, rule=pottermomin, doc = 'Minima potencia térmica generada')
238
239 def potterarranquesubida(model, g, t):
240     if t == 0:
241         return Constraint.Skip
242     else:
243         return model.P[g,t]-model.P[g,t-1] <= model.PGsubida[g]*model.U[g,t-1]+model.PGarranque[g]*model.Y[g,t]
244 model.PGArranSub = Constraint(model.G, model.T, rule=potterarranquesubida, doc = 'Rampa de arranque y subida')
245
246 def potterparadabajada(model, g, t):
247     if t == 0:
248         return Constraint.Skip
249     else:
250         return model.P[g,t-1]-model.P[g,t] <= model.PGbajada[g]*model.U[g,t]+model.PGparada[g]*model.W[g,t]

```

```

251 model.PGParadBaj = Constraint(model.G, model.T, rule=potterparadabajada, doc = 'Rampa de parada y bajada')
252
253 def logicabinaria1(model, g, t):
254     if t == 0:
255         return Constraint.Skip
256     else:
257         return model.U[g,t]-model.U[g,t-1] == model.Y[g,t]-model.W[g,t]
258 model.logicbin1 = Constraint(model.G, model.T, rule=logicabinaria1, doc = 'Primera restricci3n binaria')
259
260 def logicabinaria2(model, g, t):
261     if t == 0:
262         return Constraint.Skip
263     else:
264         return model.Y[g,t]+model.W[g,t] <= 1.0
265 model.logicbin2 = Constraint(model.G, model.T, rule=logicabinaria2, doc = 'Segunda restricci3n binaria')
266
267 def pothidromin(model, h, t):
268     return model.PH[h,t] >= model.PHmin[h]
269 model.PHminima = Constraint(model.H, model.T, rule=pothidromin, doc = 'M3nima potencia hidro generada')
270
271 def pothidromax(model, h, t):
272     return model.PH[h,t] <= model.PHmax[h]
273 model.PHmaxima = Constraint(model.H, model.T, rule=pothidromax, doc = 'M3xima potencia hidro generada')
274
275 def pothidrosubida(model, h, t):
276     if t == 0:
277         return Constraint.Skip
278     else:
279         return model.PH[h,t]-model.PH[h,t-1] <= model.PHsubida[h]
280 model.PHSub = Constraint(model.H, model.T, rule=pothidrosubida, doc = 'Rampa de arranque y subida')
281
282 def volmaxemb(model, h, t):
283     if t == 0:
284         return Constraint.Skip
285     else:
286         return model.Vol[h,t] <= 1000000*model.Vmax[h]
287 model.Vmaximo = Constraint(model.H, model.T, rule=volmaxemb, doc = 'Volumen m3ximo del embalse')
288
289 def volminemb(model, h, t):
290     if t == 0:
291         return Constraint.Skip
292     else:
293         return model.Vol[h,t] >= 1000000*model.Vmin[h]
294 model.Vminimo = Constraint(model.H, model.T, rule=volminemb, doc = 'Volumen m3nimo del embalse')
295
296 def caudaltotal(model, h, t):
297     if t == 0:
298         return Constraint.Skip
299     else:
300         return model.Q[h,t] == model.PH[h,t]/model.const[h]

```

```

301 model.Caudal = Constraint(model.H, model.T, rule=caudaltotal, doc = 'Ecuación de caudal turbinado')
302
303 def voltotalemb(model, h, t):
304     if t == 0:
305         return Constraint.Skip
306     else:
307         return model.Vol[h,t] == model.Vol[h,t-1] + (3600*model.r[h]) - (3600*model.Q[h,t])
308 model.Volumen = Constraint(model.H, model.T, rule=voltotalemb, doc = 'Volumen total del embalse en el periodo T')
309
310 # FUNCIÓN OBJETIVO
311 def objetivo(model):
312     return sum((model.A[g]*model.U[g,t])+(model.B[g]*model.P[g,t])+(model.CA[g]*model.Y[g,t]) + (model.CP[g]*model.W[g,t]) for g in model.G for t in model.T)
313 model.Obj = Objective(rule = objetivo, sense = minimize, doc = 'Funcion objetivo')
314
315 def pyomo_postprocess(options=None, instance=None, results=None):
316     model.Obj.display()
317     model.P.display()
318     model.PH.display()
319     model.Q.display()
320     model.Vol.display()
321     model.D.display()
322     model.U.display()
323     model.Y.display()
324     model.W.display()

```

Del código anterior se realiza la Tabla A.7, la cual muestra en secuencia las 324 líneas de código y su respectiva descripción y razón.

Líneas de código	Descripción	Ecuación planteada	Palabras reservadas de Pyomo
1-5	Parámetros de inicialización para decirle a Pyomo que se hará uso del modo Concrete.		<code>__future__</code> <code>model</code> <code>ConcreteModel</code> <code>pyomo.environ</code>
8-13	Se declaran los conjuntos de G generadores térmicos, H generadores hidroeléctricos, T periodos y N nodos o buses		<code>model</code> <code>Set</code> <code>initialize</code> <code>doc</code> <code>Rangeset</code>
14	Se declara un conjunto llamado NP, el cual es nada más una copia virtual del conjunto N, el cual se ocupa en la declaración de la restricción de balance nodal.		<code>model</code> <code>SetOf</code>
15-18	En esta sección se tienen los conjuntos en los cuales se le informa a Pyomo la ubicación de qué generador se encuentra en qué nodo, a referencia de la figura A.1		<code>model</code> <code>Set</code> <code>within</code> <code>ordered</code> <code>initialize</code>
20-39	Se declaran todos los parámetros pertinentes a los generadores termoeléctricos (A, B, Pmax, Pmin, Rampa de subida, de bajada, Costos de arranque, de parada, Rampa de arranque y parada).		<code>model</code> <code>Param</code> <code>initialize</code> <code>doc</code>

40-47	Se declaran todos los parámetros pertinentes al generador hidroeléctricos (Eficiencia, Influj natural, Volumen inicial, Vmax, Vmin, PHmax, PHmin, Rampa de subida).		model Param initialize doc
48-75	Se crea la tabla en la que se le da valor y ubicación a la demanda, por nodo y por tiempo. En este caso es necesario realizar todas las combinaciones de tiempo y nodo a pesar que para este ejemplo, en 4 nodos no exista demanda alguna.		model Param initialize doc
76-203	Se declara otra tabla en la que se especifica el valor de susceptancia inductiva de las líneas de transmisión. Acá también es necesario declarar la susceptancia de un nodo a ese mismo nodo, por ejemplo; basta con dejar dicho valor a cero.		model Param initialize doc
204	Declaración de la potencia base para ser ocupada en la ecuación de balance nodal.		model Param initialize doc
207-220	Declaración de variables de trabajo, las cuales son la potencia termo generada, potencia hidro generada, caudal, volumen de embalse y las variables binarias de:		model Var initialize within NonNegativeReals doc fix

	<p>acoplamiento, arranque y parada; así como, la variable de los ángulos de voltaje en los buses. De las cuales la variable de caudal y volumen se inicializan para el tiempo cero. A la variable angular D, se le asigna el valor de 0 al nodo N1 para que sea el nodo de referencia.</p>		
223-229	<p>Declaración de la primera restricción la cual dice que la potencia hidro (si existe en ese bus) y la potencia termo (si existe en ese nodo) generada debe ser igual a la demanda (si existe en ese nodo) en ese mismo tiempo más el flujo que existe del nodo en cuestión a cualquiera que se encuentre conectado a él.</p>	$\sum_{g \in k} P_g^t + \sum_{h \in k} P_h^t + \sum_{i \in k} \frac{\theta_i^t - \theta_k^t}{x_{ik}} = D_k^t$	<p>model ConstraintSkip sum Constraint rule doc</p>
231-233	<p>Restricción que dice que la potencia termo generada debe ser menor o igual a la potencia máxima en el periodo T si se está acoplado.</p>	$P_g^t < P_{gmax} * U_g^t$	<p>model Constraint rule doc</p>
235-237	<p>Restricción que dice que la potencia termo generada debe ser mayor o igual a la potencia mínima en el periodo T si se está acoplado.</p>	$P_{gmin} * U_g^t < P_g^t$	<p>model Constraint rule doc</p>
239-244	<p>Declaración de rampa de arranque y subida</p>	$P_g^t - P_g^{t-1} \leq R_g^S * U_g^{t-1} + R_g^A * Y_g^t$	<p>model Constraint.Skip Constraint</p>

	para los generadores térmicos.		rule doc
246-251	Declaración de rampa de paro y bajada para los generadores térmicos.	$P_g^{t-1} - P_g^t \leq R_g^B * U_g^t + R_g^P * W_g^t$	model Constraint.Skip Constraint rule doc
253-265	Restricciones relacionadas a las variables binarias para que se respete la lógica de ceros y unos a lo largo del programa para todo periodo T.	$U_g^t - U_g^{t-1} = Y_g^t - W_g^t$ $Y_g^t + W_g^t \leq 1$	model Constraint.Skip Constraint rule doc
267-269	Restricción que dice que la potencia hidro generada debe ser mayor o igual a la potencia mínima en el periodo T.	$P_{hmin} \leq P_h^t$	model Constraint rule doc
271-273	Restricción que dice que la potencia hidro generada debe ser menor o igual a la potencia máxima en el periodo T.	$P_h^t \leq P_{hmax}$	model Constraint rule doc
275-280	Declaración de rampa de subida para los generadores hidro.	$P_h^t - P_h^{t-1} \leq R_h^S$	model Constraint.Skip Constraint rule doc
282-287	Expresión que restringe que el volumen del embalse en el periodo T sea menor que el volumen máximo permitido. Para periodos del 1 en adelante	$V_h^t \leq V_{hmax}$	model Constraint.Skip Constraint rule doc
289-294	Expresión que restringe que el volumen del embalse en el periodo T sea mayor que el	$V_{hmin} \leq V_h^t$	model Constraint.Skip Constraint rule

	volumen mínimo permitido. Para periodos del 1 en adelante		doc
296-301	Ecuación de caudal que menciona que dicho caudal es igual a la potencia generada en ese tiempo dividido por la eficiencia de la generadora hidro. Para periodo del 1 en adelante.	$q_h^t = \frac{P_h^t}{\rho_h}$	model Constraint.Skip Constraint rule doc
303-308	Ecuación del volumen del embalse al final del periodo T. Los multiplicadores 3600 hacen referencia a la conversión de unidades de caudal a unidades de volumen asumiendo un espacio temporal de 1 hora por periodo.	$V_h^t = V_h^{t-1} + 3600 * r_h^t - 3600 * S_h^t - 3600 * q_h^t$	model Constraint.Skip Constraint rule doc
311-313	Declaración de la función objetivo en la que dice que los costos fijos de los generadores térmicos (si es que se encuentra acoplado) en el periodo T más los costos variables a partir de la potencia que inyecten al sistema más los costos por arrancar o parar la unidad termo deben ser minimizados para lograrse el objetivo de la optimización.	$z = \sum_{t=1}^T \sum_{g=1}^N (C_T(P_g^t) + C_g^A * Y_g^t + C_g^P * W_g^t)$	model sum Objective rule sense minimize doc
315-324	Finalmente, se le pide a Pyomo por medio de estas diez líneas de código que muestre el resultado de la función		pyomo_postprocess options instance result display

	objetivo, la potencia termo e hidro generada, el caudal turbinado por la generadora hidro, el volumen del embalse al final de cada periodo, los ángulos de voltaje en las barras, y las tres variables binarias.		
--	--	--	--

Tabla A.7. Descripción de líneas de código en ejemplo despacho hidrotérmico con flujo de potencia.

Una vez comprendidas las líneas de código, se procede a ejecutarlo y mostrar el resultado, a continuación:

```
P : Potencia termoeléctrica generada
Size=72, Index=P_index
Key      : Lower : Value      : Upper : Fixed : Stale : Domain
('Acaj-M1', 0) : 0 : 0.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('Acaj-M1', 1) : 0 : 92.7292506813 : None : False : False : NonNegativeReals
('Acaj-M1', 2) : 0 : 90.1822351305 : None : False : False : NonNegativeReals
('Acaj-M1', 3) : 0 : 97.807209611 : None : False : False : NonNegativeReals
('Acaj-M1', 4) : 0 : 98.032203357 : None : False : False : NonNegativeReals
('Acaj-M1', 5) : 0 : 91.6237692659 : None : False : False : NonNegativeReals
('Acaj-M1', 6) : 0 : 75.5183191159 : None : False : False : NonNegativeReals
('Acaj-M1', 7) : 0 : 72.6084012726 : None : False : False : NonNegativeReals
('Acaj-M1', 8) : 0 : 72.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('Bore-M1', 0) : 0 : 0.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('Bore-M1', 1) : 0 : 12.2608 : None : False : False : NonNegativeReals
('Bore-M1', 2) : 0 : 12.65 : None : False : False : NonNegativeReals
('Bore-M1', 3) : 0 : 12.65 : None : False : False : NonNegativeReals
('Bore-M1', 4) : 0 : 12.65 : None : False : False : NonNegativeReals
('Bore-M1', 5) : 0 : 12.65 : None : False : False : NonNegativeReals
('Bore-M1', 6) : 0 : 12.65 : None : False : False : NonNegativeReals
('Bore-M1', 7) : 0 : 11.6619275607 : None : False : False : NonNegativeReals
('Bore-M1', 8) : 0 : 12.65 : None : False : False : NonNegativeReals
('Gcsa-M1', 0) : 0 : 0.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('Gcsa-M1', 1) : 0 : 11.2908 : None : False : False : NonNegativeReals
('Gcsa-M1', 2) : 0 : 11.64 : None : False : False : NonNegativeReals
('Gcsa-M1', 3) : 0 : 11.64 : None : False : False : NonNegativeReals
('Gcsa-M1', 4) : 0 : 11.64 : None : False : False : NonNegativeReals
('Gcsa-M1', 5) : 0 : 11.64 : None : False : False : NonNegativeReals
('Gcsa-M1', 6) : 0 : 11.64 : None : False : False : NonNegativeReals
('Gcsa-M1', 7) : 0 : 11.64 : None : False : False : NonNegativeReals
('Gcsa-M1', 8) : 0 : 11.64 : None : False : False : NonNegativeReals
('Hilc-M1', 0) : 0 : 0.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('Hilc-M1', 1) : 0 : 6.1692 : None : False : False : NonNegativeReals
('Hilc-M1', 2) : 0 : 6.36 : None : False : False : NonNegativeReals
('Hilc-M1', 3) : 0 : 6.36 : None : False : False : NonNegativeReals
('Hilc-M1', 4) : 0 : 6.36 : None : False : False : NonNegativeReals
('Hilc-M1', 5) : 0 : 6.36 : None : False : False : NonNegativeReals
('Hilc-M1', 6) : 0 : 6.36 : None : False : False : NonNegativeReals
('Hilc-M1', 7) : 0 : 6.36 : None : False : False : NonNegativeReals
('Hilc-M1', 8) : 0 : 6.36 : None : False : False : NonNegativeReals
('Nepo-M1', 0) : 0 : 0.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('Nepo-M1', 1) : 0 : 0.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('Nepo-M1', 2) : 0 : 0.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('Nepo-M1', 3) : 0 : 0.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('Nepo-M1', 4) : 0 : 0.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('Nepo-M1', 5) : 0 : 0.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('Nepo-M1', 6) : 0 : 0.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('Nepo-M1', 7) : 0 : 27.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('Nepo-M1', 8) : 0 : 113.791785215 : None : False : False : NonNegativeReals
('Soya-M1', 0) : 0 : 0.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('Soya-M1', 1) : 0 : 14.56311 : None : False : False : NonNegativeReals
('Soya-M1', 2) : 0 : 15.0 : None : False : False : NonNegativeReals
```

```

('Soya-M1', 3) : 0 : 15.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('Soya-M1', 4) : 0 : 15.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('Soya-M1', 5) : 0 : 15.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('Soya-M1', 6) : 0 : 15.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('Soya-M1', 7) : 0 : 15.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('Soya-M1', 8) : 0 : 15.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('Taln-M1', 0) : 0 : 0.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('Taln-M1', 1) : 0 : 20.7472862343 : None : False : False : NonNegativeReals
('Taln-M1', 2) : 0 : 20.04 : None : False : False : NonNegativeReals
('Taln-M1', 3) : 0 : 0.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('Taln-M1', 4) : 0 : 0.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('Taln-M1', 5) : 0 : 20.04 : None : False : False : NonNegativeReals
('Taln-M1', 6) : 0 : 73.5470911551 : None : False : False : NonNegativeReals
('Taln-M1', 7) : 0 : 92.8133020774 : None : False : False : NonNegativeReals
('Taln-M1', 8) : 0 : 99.9357074758 : None : False : False : NonNegativeReals
('Text-M1', 0) : 0 : 0.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('Text-M1', 1) : 0 : 40.76456 : None : False : False : NonNegativeReals
('Text-M1', 2) : 0 : 37.9892848602 : None : False : False : NonNegativeReals
('Text-M1', 3) : 0 : 32.2297097805 : None : False : False : NonNegativeReals
('Text-M1', 4) : 0 : 26.3903473207 : None : False : False : NonNegativeReals
('Text-M1', 5) : 0 : 29.1086967378 : None : False : False : NonNegativeReals
('Text-M1', 6) : 0 : 42.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('Text-M1', 7) : 0 : 42.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('Text-M1', 8) : 0 : 42.0 : None : False : False : NonNegativeReals
PH : Potencia hidroeléctrica generada
Size=36, Index=PH_index
Key : Lower : Value : Upper : Fixed : Stale : Domain
('15sep', 0) : 0 : 40.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('15sep', 1) : 0 : 108.501294943 : None : False : False : NonNegativeReals
('15sep', 2) : 0 : 105.718809444 : None : False : False : NonNegativeReals
('15sep', 3) : 0 : 108.743770562 : None : False : False : NonNegativeReals
('15sep', 4) : 0 : 109.14497316 : None : False : False : NonNegativeReals
('15sep', 5) : 0 : 109.962339094 : None : False : False : NonNegativeReals
('15sep', 6) : 0 : 113.973056347 : None : False : False : NonNegativeReals
('15sep', 7) : 0 : 119.102588598 : None : False : False : NonNegativeReals
('15sep', 8) : 0 : 116.7070314 : None : False : False : NonNegativeReals
('5novi', 0) : 0 : 8.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('5novi', 1) : 0 : 27.9771365378 : None : False : False : NonNegativeReals
('5novi', 2) : 0 : 27.2528342267 : None : False : False : NonNegativeReals
('5novi', 3) : 0 : 28.441855467 : None : False : False : NonNegativeReals
('5novi', 4) : 0 : 28.8666868064 : None : False : False : NonNegativeReals
('5novi', 5) : 0 : 28.7307128894 : None : False : False : NonNegativeReals
('5novi', 6) : 0 : 28.4749814335 : None : False : False : NonNegativeReals
('5novi', 7) : 0 : 29.9318883072 : None : False : False : NonNegativeReals
('5novi', 8) : 0 : 28.8126848858 : None : False : False : NonNegativeReals
('Cgrande', 0) : 0 : 40.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('Cgrande', 1) : 0 : 113.996561603 : None : False : False : NonNegativeReals
('Cgrande', 2) : 0 : 114.196836339 : None : False : False : NonNegativeReals
('Cgrande', 3) : 0 : 120.14745458 : None : False : False : NonNegativeReals
('Cgrande', 4) : 0 : 121.955789356 : None : False : False : NonNegativeReals
('Cgrande', 5) : 0 : 118.874482013 : None : False : False : NonNegativeReals
('Cgrande', 6) : 0 : 112.836551949 : None : False : False : NonNegativeReals
('Cgrande', 7) : 0 : 110.881892184 : None : False : False : NonNegativeReals
('Cgrande', 8) : 0 : 89.0927910234 : None : False : False : NonNegativeReals
('Guajoyo', 0) : 0 : 14.0 : None : False : False : NonNegativeReals
('Guajoyo', 1) : 0 : 19.8 : None : False : False : NonNegativeReals
('Guajoyo', 2) : 0 : 19.8 : None : False : False : NonNegativeReals
('Guajoyo', 3) : 0 : 19.8 : None : False : False : NonNegativeReals
('Guajoyo', 4) : 0 : 19.8 : None : False : False : NonNegativeReals
('Guajoyo', 4) : 0 : 19.8 : None : False : False : NonNegativeReals
('Guajoyo', 5) : 0 : 19.8 : None : False : False : NonNegativeReals
('Guajoyo', 6) : 0 : 19.8 : None : False : False : NonNegativeReals
('Guajoyo', 7) : 0 : 19.8 : None : False : False : NonNegativeReals
('Guajoyo', 8) : 0 : 19.8 : None : False : False : NonNegativeReals
Q : Caudal turbinado
Size=36, Index=Q_index
Key : Lower : Value : Upper : Fixed : Stale : Domain
('15sep', 0) : 0 : 0 : None : True : True : NonNegativeReals
('15sep', 1) : 0 : 397.426083085 : None : False : False : NonNegativeReals
('15sep', 2) : 0 : 387.234201837 : None : False : False : NonNegativeReals
('15sep', 3) : 0 : 398.314239632 : None : False : False : NonNegativeReals
('15sep', 4) : 0 : 399.783792387 : None : False : False : NonNegativeReals
('15sep', 5) : 0 : 402.777697131 : None : False : False : NonNegativeReals
('15sep', 6) : 0 : 417.468430998 : None : False : False : NonNegativeReals
('15sep', 7) : 0 : 436.25723819 : None : False : False : NonNegativeReals

```

```

('15sep', 8) : 0 : 427.482624813 : None : False : False : NonNegativeReals
('5novi', 0) : 0 : 0 : None : True : True : NonNegativeReals
('5novi', 1) : 0 : 55.5322281417 : None : False : False : NonNegativeReals
('5novi', 2) : 0 : 54.0945498743 : None : False : False : NonNegativeReals
('5novi', 3) : 0 : 56.4546555518 : None : False : False : NonNegativeReals
('5novi', 4) : 0 : 57.2979095007 : None : False : False : NonNegativeReals
('5novi', 5) : 0 : 57.0280128809 : None : False : False : NonNegativeReals
('5novi', 6) : 0 : 56.5204077679 : None : False : False : NonNegativeReals
('5novi', 7) : 0 : 59.4122435633 : None : False : False : NonNegativeReals
('5novi', 8) : 0 : 57.1907202974 : None : False : False : NonNegativeReals
('Cgrande', 0) : 0 : 0 : None : True : True : NonNegativeReals
('Cgrande', 1) : 0 : 226.746020096 : None : False : False : NonNegativeReals
('Cgrande', 2) : 0 : 227.144378596 : None : False : False : NonNegativeReals
('Cgrande', 3) : 0 : 238.98051632 : None : False : False : NonNegativeReals
('Cgrande', 4) : 0 : 242.577402996 : None : False : False : NonNegativeReals
('Cgrande', 5) : 0 : 236.448497291 : None : False : False : NonNegativeReals
('Cgrande', 6) : 0 : 224.438691097 : None : False : False : NonNegativeReals
('Cgrande', 7) : 0 : 220.550755214 : None : False : False : NonNegativeReals
('Cgrande', 8) : 0 : 177.210921976 : None : False : False : NonNegativeReals
('Gaujoyo', 0) : 0 : 0 : None : True : True : NonNegativeReals
('Gaujoyo', 1) : 0 : 43.856151822 : None : False : False : NonNegativeReals
('Gaujoyo', 2) : 0 : 43.856151822 : None : False : False : NonNegativeReals
('Gaujoyo', 3) : 0 : 43.856151822 : None : False : False : NonNegativeReals
('Gaujoyo', 4) : 0 : 43.856151822 : None : False : False : NonNegativeReals
('Gaujoyo', 5) : 0 : 43.856151822 : None : False : False : NonNegativeReals
('Gaujoyo', 6) : 0 : 43.856151822 : None : False : False : NonNegativeReals
('Gaujoyo', 7) : 0 : 43.856151822 : None : False : False : NonNegativeReals
('Gaujoyo', 8) : 0 : 43.856151822 : None : False : False : NonNegativeReals
Vol : Volumen del embalse al final de la hora T
Size=36, Index=Vol_index
Key : Lower : Value : Upper : Fixed : Stale : Domain
('15sep', 0) : 0 : 280730000.0 : None : True : True : NonNegativeReals
('15sep', 1) : 0 : 279998854.101 : None : False : False : NonNegativeReals
('15sep', 2) : 0 : 279304398.974 : None : False : False : NonNegativeReals
('15sep', 3) : 0 : 278570055.712 : None : False : False : NonNegativeReals
('15sep', 4) : 0 : 277830422.059 : None : False : False : NonNegativeReals
('15sep', 5) : 0 : 277080010.349 : None : False : False : NonNegativeReals
('15sep', 6) : 0 : 276276711.998 : None : False : False : NonNegativeReals
('15sep', 7) : 0 : 275405773.94 : None : False : False : NonNegativeReals
('15sep', 8) : 0 : 274566424.491 : None : False : False : NonNegativeReals
('5novi', 0) : 0 : 94432000.0 : None : True : True : NonNegativeReals
('5novi', 1) : 0 : 94509165.1787 : None : False : False : NonNegativeReals
('5novi', 2) : 0 : 94591505.9991 : None : False : False : NonNegativeReals
('5novi', 3) : 0 : 94665350.4392 : None : False : False : NonNegativeReals
('5novi', 4) : 0 : 94736159.165 : None : False : False : NonNegativeReals
('5novi', 5) : 0 : 94807939.5186 : None : False : False : NonNegativeReals
('5novi', 6) : 0 : 94881547.2506 : None : False : False : NonNegativeReals
('5novi', 7) : 0 : 94944744.3738 : None : False : False : NonNegativeReals
('5novi', 8) : 0 : 95015938.9807 : None : False : False : NonNegativeReals
('Cgrande', 0) : 0 : 2035800000.0 : None : True : True : NonNegativeReals
('Cgrande', 1) : 0 : 2035343714.33 : None : False : False : NonNegativeReals
('Cgrande', 2) : 0 : 2034885994.56 : None : False : False : NonNegativeReals
('Cgrande', 3) : 0 : 2034385664.71 : None : False : False : NonNegativeReals
('Cgrande', 4) : 0 : 2033872386.06 : None : False : False : NonNegativeReals
('Cgrande', 5) : 0 : 2033381171.46 : None : False : False : NonNegativeReals
('Cgrande', 6) : 0 : 2032933192.18 : None : False : False : NonNegativeReals
('Cgrande', 7) : 0 : 2032499209.46 : None : False : False : NonNegativeReals
('Cgrande', 8) : 0 : 2032221250.14 : None : False : False : NonNegativeReals
('Gaujoyo', 0) : 0 : 871400000.0 : None : True : True : NonNegativeReals
('Gaujoyo', 1) : 0 : 871463179.453 : None : False : False : NonNegativeReals
('Gaujoyo', 2) : 0 : 871526358.907 : None : False : False : NonNegativeReals
('Gaujoyo', 3) : 0 : 871589538.36 : None : False : False : NonNegativeReals
('Gaujoyo', 4) : 0 : 871652717.814 : None : False : False : NonNegativeReals
('Gaujoyo', 5) : 0 : 871715897.267 : None : False : False : NonNegativeReals
('Gaujoyo', 6) : 0 : 871779076.721 : None : False : False : NonNegativeReals
('Gaujoyo', 7) : 0 : 871842256.174 : None : False : False : NonNegativeReals
('Gaujoyo', 8) : 0 : 871905435.628 : None : False : False : NonNegativeReals
D : Angulo de voltaje en las barras
Size=225, Index=D_index
Key : Lower : Value : Upper : Fixed : Stale : Domain
('15SE', 0) : -3.1416 : None : 3.1416 : False : True : Reals
('15SE', 1) : -3.1416 : 3.1416 : 3.1416 : False : False : Reals
('15SE', 2) : -3.1416 : 3.1416 : 3.1416 : False : False : Reals
('15SE', 3) : -3.1416 : 3.1416 : 3.1416 : False : False : Reals
('15SE', 4) : -3.1416 : 3.1416 : 3.1416 : False : False : Reals

```

('15SE', 5) :	-3.1416 :		3.1416 :	3.1416 :	False :	False :	Reals
('15SE', 6) :	-3.1416 :		3.1416 :	3.1416 :	False :	False :	Reals
('15SE', 7) :	-3.1416 :		3.1416 :	3.1416 :	False :	False :	Reals
('15SE', 8) :	-3.1416 :		3.1416 :	3.1416 :	False :	False :	Reals
('5NOV', 0) :	-3.1416 :		None :	3.1416 :	False :	True :	Reals
('5NOV', 1) :	-3.1416 :		3.1416 :	3.1416 :	False :	False :	Reals
('5NOV', 2) :	-3.1416 :		3.1416 :	3.1416 :	False :	False :	Reals
('5NOV', 3) :	-3.1416 :		3.1416 :	3.1416 :	False :	False :	Reals
('5NOV', 4) :	-3.1416 :		3.1416 :	3.1416 :	False :	False :	Reals
('5NOV', 5) :	-3.1416 :		3.1416 :	3.1416 :	False :	False :	Reals
('5NOV', 6) :	-3.1416 :		3.1416 :	3.1416 :	False :	False :	Reals
('5NOV', 7) :	-3.1416 :		3.1416 :	3.1416 :	False :	False :	Reals
('5NOV', 8) :	-3.1416 :		3.1416 :	3.1416 :	False :	False :	Reals
('ABAD', 0) :	-3.1416 :		None :	3.1416 :	False :	True :	Reals
('ABAD', 1) :	-3.1416 :	-0.700557927913		3.1416 :	False :	False :	Reals
('ABAD', 2) :	-3.1416 :	-0.674583445518		3.1416 :	False :	False :	Reals
('ABAD', 3) :	-3.1416 :	-0.955372154828		3.1416 :	False :	False :	Reals
('ABAD', 4) :	-3.1416 :	-1.01259230721		3.1416 :	False :	False :	Reals
('ABAD', 5) :	-3.1416 :	-0.787358519888		3.1416 :	False :	False :	Reals
('ABAD', 6) :	-3.1416 :	-0.306969103483		3.1416 :	False :	False :	Reals
('ABAD', 7) :	-3.1416 :	-0.239913202652		3.1416 :	False :	False :	Reals
('ABAD', 8) :	-3.1416 :	0.337756539073		3.1416 :	False :	False :	Reals
('ACAJ', 0) :	-3.1416 :		None :	3.1416 :	False :	True :	Reals
('ACAJ', 1) :	-3.1416 :		3.1416 :	3.1416 :	False :	False :	Reals
('ACAJ', 2) :	-3.1416 :		3.1416 :	3.1416 :	False :	False :	Reals
('ACAJ', 3) :	-3.1416 :		3.1416 :	3.1416 :	False :	False :	Reals
('ACAJ', 4) :	-3.1416 :		3.1416 :	3.1416 :	False :	False :	Reals
('ACAJ', 5) :	-3.1416 :		3.1416 :	3.1416 :	False :	False :	Reals
('ACAJ', 6) :	-3.1416 :		3.1416 :	3.1416 :	False :	False :	Reals
('ACAJ', 7) :	-3.1416 :		3.1416 :	3.1416 :	False :	False :	Reals
('ACAJ', 8) :	-3.1416 :		3.1416 :	3.1416 :	False :	False :	Reals
('AHUA', 0) :	-3.1416 :		0 :	3.1416 :	True :	True :	Reals
('AHUA', 1) :	-3.1416 :		0 :	3.1416 :	True :	True :	Reals
('AHUA', 2) :	-3.1416 :		0 :	3.1416 :	True :	True :	Reals
('AHUA', 3) :	-3.1416 :		0 :	3.1416 :	True :	True :	Reals
('AHUA', 4) :	-3.1416 :		0 :	3.1416 :	True :	True :	Reals
('AHUA', 5) :	-3.1416 :		0 :	3.1416 :	True :	True :	Reals
('AHUA', 6) :	-3.1416 :		0 :	3.1416 :	True :	True :	Reals
('AHUA', 7) :	-3.1416 :		0 :	3.1416 :	True :	True :	Reals
('AHUA', 8) :	-3.1416 :		0 :	3.1416 :	True :	True :	Reals
('ATEO', 0) :	-3.1416 :		None :	3.1416 :	False :	True :	Reals
('ATEO', 1) :	-3.1416 :	-0.260073643419		3.1416 :	False :	False :	Reals
('ATEO', 2) :	-3.1416 :	-0.165053393454		3.1416 :	False :	False :	Reals
('ATEO', 3) :	-3.1416 :	-0.779280790003		3.1416 :	False :	False :	Reals
('ATEO', 4) :	-3.1416 :	-0.82259641089		3.1416 :	False :	False :	Reals
('ATEO', 5) :	-3.1416 :	-0.289944306747		3.1416 :	False :	False :	Reals
('ATEO', 6) :	-3.1416 :	1.0131768393		3.1416 :	False :	False :	Reals
('ATEO', 7) :	-3.1416 :	1.16908979317		3.1416 :	False :	False :	Reals
('ATEO', 8) :	-3.1416 :	1.22659509406		3.1416 :	False :	False :	Reals
('BERL', 0) :	-3.1416 :		None :	3.1416 :	False :	True :	Reals
('BERL', 1) :	-3.1416 :	2.07372452457		3.1416 :	False :	False :	Reals
('BERL', 2) :	-3.1416 :	2.11718301387		3.1416 :	False :	False :	Reals
('BERL', 3) :	-3.1416 :	2.13157504809		3.1416 :	False :	False :	Reals
('BERL', 4) :	-3.1416 :	2.1399596033		3.1416 :	False :	False :	Reals
('BERL', 5) :	-3.1416 :	2.10793023856		3.1416 :	False :	False :	Reals
('BERL', 6) :	-3.1416 :	2.00082947186		3.1416 :	False :	False :	Reals
('BERL', 7) :	-3.1416 :	1.93123910848		3.1416 :	False :	False :	Reals
('BERL', 8) :	-3.1416 :	1.90497466315		3.1416 :	False :	False :	Reals
('CGRA', 0) :	-3.1416 :		None :	3.1416 :	False :	True :	Reals
('CGRA', 1) :	-3.1416 :		3.1416 :	3.1416 :	False :	False :	Reals
('CGRA', 2) :	-3.1416 :		3.1416 :	3.1416 :	False :	False :	Reals
('CGRA', 3) :	-3.1416 :		3.1416 :	3.1416 :	False :	False :	Reals
('CGRA', 4) :	-3.1416 :		3.1416 :	3.1416 :	False :	False :	Reals
('CGRA', 5) :	-3.1416 :		3.1416 :	3.1416 :	False :	False :	Reals
('CGRA', 6) :	-3.1416 :		3.1416 :	3.1416 :	False :	False :	Reals
('CGRA', 7) :	-3.1416 :		3.1416 :	3.1416 :	False :	False :	Reals
('CGRA', 8) :	-3.1416 :		3.1416 :	3.1416 :	False :	False :	Reals
('GUAJ', 0) :	-3.1416 :		None :	3.1416 :	False :	True :	Reals
('GUAJ', 1) :	-3.1416 :	0.195075438993		3.1416 :	False :	False :	Reals
('GUAJ', 2) :	-3.1416 :	0.136205571163		3.1416 :	False :	False :	Reals

('GUAJ', 3)	: -3.1416	: 0.238492101598	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('GUAJ', 4)	: -3.1416	: 0.30891467414	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('GUAJ', 5)	: -3.1416	: 0.262140144634	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('GUAJ', 6)	: -3.1416	: 0.0718547210605	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('GUAJ', 7)	: -3.1416	: 0.142390180931	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('GUAJ', 8)	: -3.1416	: 0.0105021831615	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('LUNI', 0)	: -3.1416	: None	: 3.1416	: False	: True	: Reals
('LUNI', 1)	: -3.1416	: -1.66032341276	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('LUNI', 2)	: -3.1416	: -1.47812264196	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('LUNI', 3)	: -3.1416	: -1.401928653	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('LUNI', 4)	: -3.1416	: -1.34271043683	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('LUNI', 5)	: -3.1416	: -1.50126218407	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('LUNI', 6)	: -3.1416	: -1.98175693847	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('LUNI', 7)	: -3.1416	: -2.26582584093	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('LUNI', 8)	: -3.1416	: -2.35996645481	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('NCUS', 0)	: -3.1416	: None	: 3.1416	: False	: True	: Reals
('NCUS', 1)	: -3.1416	: -2.07284979022	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('NCUS', 2)	: -3.1416	: -1.91054638167	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('NCUS', 3)	: -3.1416	: -2.34831196634	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('NCUS', 4)	: -3.1416	: -2.40534608826	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('NCUS', 5)	: -3.1416	: -2.03198084413	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('NCUS', 6)	: -3.1416	: -1.35379546293	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('NCUS', 7)	: -3.1416	: -1.73006566827	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('NCUS', 8)	: -3.1416	: -1.66802740606	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('NEJA', 0)	: -3.1416	: None	: 3.1416	: False	: True	: Reals
('NEJA', 1)	: -3.1416	: -0.281185403195	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('NEJA', 2)	: -3.1416	: -0.308089894379	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('NEJA', 3)	: -3.1416	: -0.507702967994	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('NEJA', 4)	: -3.1416	: -0.566370398299	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('NEJA', 5)	: -3.1416	: -0.444408235202	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('NEJA', 6)	: -3.1416	: -0.170150213524	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('NEJA', 7)	: -3.1416	: -0.00796951384472	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('NEJA', 8)	: -3.1416	: 0.822422127427	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('OPIC', 0)	: -3.1416	: None	: 3.1416	: False	: True	: Reals
('OPIC', 1)	: -3.1416	: -0.935418144491	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('OPIC', 2)	: -3.1416	: -0.944972841918	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('OPIC', 3)	: -3.1416	: -0.806855173984	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('OPIC', 4)	: -3.1416	: -0.70753939967	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('OPIC', 5)	: -3.1416	: -0.820157301244	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('OPIC', 6)	: -3.1416	: -0.862754204246	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('OPIC', 7)	: -3.1416	: -0.496827898111	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('OPIC', 8)	: -3.1416	: -0.345260417649	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('OZAT', 0)	: -3.1416	: None	: 3.1416	: False	: True	: Reals
('OZAT', 1)	: -3.1416	: -1.13770587028	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('OZAT', 2)	: -3.1416	: -0.920730228233	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('OZAT', 3)	: -3.1416	: -0.928126920968	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('OZAT', 4)	: -3.1416	: -0.924398941381	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('OZAT', 5)	: -3.1416	: -1.06355744438	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('OZAT', 6)	: -3.1416	: -1.42936400376	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('OZAT', 7)	: -3.1416	: -1.74879965358	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('OZAT', 8)	: -3.1416	: -1.80629490577	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('PEDR', 0)	: -3.1416	: None	: 3.1416	: False	: True	: Reals
('PEDR', 1)	: -3.1416	: -2.79163200422	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('PEDR', 2)	: -3.1416	: -2.64677895843	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('PEDR', 3)	: -3.1416	: -2.98491144382	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('PEDR', 4)	: -3.1416	: -3.06596923749	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('PEDR', 5)	: -3.1416	: -2.85507772922	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('PEDR', 6)	: -3.1416	: -2.73885165591	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('PEDR', 7)	: -3.1416	: -3.1416	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('PEDR', 8)	: -3.1416	: -3.0880849192	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SANA', 0)	: -3.1416	: None	: 3.1416	: False	: True	: Reals
('SANA', 1)	: -3.1416	: -1.06778401828	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SANA', 2)	: -3.1416	: -1.125033797	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SANA', 3)	: -3.1416	: -1.02031713291	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SANA', 4)	: -3.1416	: -0.948274471263	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SANA', 5)	: -3.1416	: -1.0201603819	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SANA', 6)	: -3.1416	: -1.18128420158	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SANA', 7)	: -3.1416	: -1.10993869716	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SANA', 8)	: -3.1416	: -1.15353183871	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SBAR', 0)	: -3.1416	: None	: 3.1416	: False	: True	: Reals

('SBAR', 1)	: -3.1416	: -0.689048725123	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SBAR', 2)	: -3.1416	: -0.637451094776	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SBAR', 3)	: -3.1416	: -0.838764537232	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SBAR', 4)	: -3.1416	: -0.922204167108	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SBAR', 5)	: -3.1416	: -0.803400427452	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SBAR', 6)	: -3.1416	: -0.599346994212	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SBAR', 7)	: -3.1416	: -0.725527489627	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SBAR', 8)	: -3.1416	: -0.483642892311	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SMAR', 0)	: -3.1416	: None	: 3.1416	: False	: True	: Reals
('SMAR', 1)	: -3.1416	: -0.403818671467	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SMAR', 2)	: -3.1416	: -0.364001125937	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SMAR', 3)	: -3.1416	: -0.568734593017	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SMAR', 4)	: -3.1416	: -0.648678197721	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SMAR', 5)	: -3.1416	: -0.526226431799	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SMAR', 6)	: -3.1416	: -0.300436842059	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SMAR', 7)	: -3.1416	: -0.404045174955	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SMAR', 8)	: -3.1416	: -0.104248160669	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SMIG', 0)	: -3.1416	: None	: 3.1416	: False	: True	: Reals
('SMIG', 1)	: -3.1416	: -0.686025199129	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SMIG', 2)	: -3.1416	: -0.530255343384	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SMIG', 3)	: -3.1416	: -0.478669447751	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SMIG', 4)	: -3.1416	: -0.448616379226	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SMIG', 5)	: -3.1416	: -0.563420404998	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SMIG', 6)	: -3.1416	: -0.947305607809	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SMIG', 7)	: -3.1416	: -1.19674089744	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SMIG', 8)	: -3.1416	: -1.29088151131	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SONS', 0)	: -3.1416	: None	: 3.1416	: False	: True	: Reals
('SONS', 1)	: -3.1416	: 1.22185061475	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SONS', 2)	: -3.1416	: 1.23824234636	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SONS', 3)	: -3.1416	: 1.14105581635	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SONS', 4)	: -3.1416	: 1.14618042949	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SONS', 5)	: -3.1416	: 1.23034734079	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SONS', 6)	: -3.1416	: 1.45168019921	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SONS', 7)	: -3.1416	: 1.51259764995	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SONS', 8)	: -3.1416	: 1.54372086712	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SOYA', 0)	: -3.1416	: None	: 3.1416	: False	: True	: Reals
('SOYA', 1)	: -3.1416	: -0.216797443134	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SOYA', 2)	: -3.1416	: -0.227207201431	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SOYA', 3)	: -3.1416	: -0.472255599014	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SOYA', 4)	: -3.1416	: -0.60758552011	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SOYA', 5)	: -3.1416	: -0.455373805174	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SOYA', 6)	: -3.1416	: -0.0874588952135	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SOYA', 7)	: -3.1416	: -0.126176438263	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SOYA', 8)	: -3.1416	: 0.322021784867	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SRAF', 0)	: -3.1416	: None	: 3.1416	: False	: True	: Reals
('SRAF', 1)	: -3.1416	: 1.27271980375	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SRAF', 2)	: -3.1416	: 1.32110339167	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SRAF', 3)	: -3.1416	: 1.24167645511	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SRAF', 4)	: -3.1416	: 1.21329760812	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SRAF', 5)	: -3.1416	: 1.22238070211	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SRAF', 6)	: -3.1416	: 1.2394636317	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SRAF', 7)	: -3.1416	: 1.14214186325	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('SRAF', 8)	: -3.1416	: 1.21690495085	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('STOM', 0)	: -3.1416	: None	: 3.1416	: False	: True	: Reals
('STOM', 1)	: -3.1416	: -1.94139358184	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('STOM', 2)	: -3.1416	: -1.81997866748	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('STOM', 3)	: -3.1416	: -2.15245367287	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('STOM', 4)	: -3.1416	: -2.23108683225	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('STOM', 5)	: -3.1416	: -2.00888036399	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('STOM', 6)	: -3.1416	: -1.6889850108	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('STOM', 7)	: -3.1416	: -2.06021310919	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('STOM', 8)	: -3.1416	: -1.91860298273	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('TALN', 0)	: -3.1416	: None	: 3.1416	: False	: True	: Reals
('TALN', 1)	: -3.1416	: -0.161860992645	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('TALN', 2)	: -3.1416	: -0.0788598388546	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('TALN', 3)	: -3.1416	: -0.797444543997	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('TALN', 4)	: -3.1416	: -0.842194411758	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('TALN', 5)	: -3.1416	: -0.202501008198	: 3.1416	: False	: False	: Reals
('TALN', 6)	: -3.1416	: 1.38622387837	: 3.1416	: False	: False	: Reals

```

('TALN', 7) : -3.1416 : 1.66636513881 : 3.1416 : False : False : Reals
('TALN', 8) : -3.1416 : 1.82683874455 : 3.1416 : False : False : Reals
('TECO', 0) : -3.1416 : None : 3.1416 : False : True : Reals
('TECO', 1) : -3.1416 : -0.291122832052 : 3.1416 : False : False : Reals
('TECO', 2) : -3.1416 : -0.133989503124 : 3.1416 : False : False : Reals
('TECO', 3) : -3.1416 : -0.184165220282 : 3.1416 : False : False : Reals
('TECO', 4) : -3.1416 : -0.199671523533 : 3.1416 : False : False : Reals
('TECO', 5) : -3.1416 : -0.263198097505 : 3.1416 : False : False : Reals
('TECO', 6) : -3.1416 : -0.490741353759 : 3.1416 : False : False : Reals
('TECO', 7) : -3.1416 : -0.744264348954 : 3.1416 : False : False : Reals
('TECO', 8) : -3.1416 : -0.72933540072 : 3.1416 : False : False : Reals

```

U : Variable binaria de acoplamiento

Size=72, Index=U_index

Key	Lower	Value	Upper	Fixed	Stale	Domain
('Acaj-M1', 0)	0	0.0	1	False	False	Binary
('Acaj-M1', 1)	0	1.0	1	False	False	Binary
('Acaj-M1', 2)	0	1.0	1	False	False	Binary
('Acaj-M1', 3)	0	1.0	1	False	False	Binary
('Acaj-M1', 4)	0	1.0	1	False	False	Binary
('Acaj-M1', 5)	0	1.0	1	False	False	Binary
('Acaj-M1', 6)	0	1.0	1	False	False	Binary
('Acaj-M1', 7)	0	1.0	1	False	False	Binary
('Acaj-M1', 8)	0	1.0	1	False	False	Binary
('Bore-M1', 0)	0	0.0	1	False	False	Binary
('Bore-M1', 1)	0	1.0	1	False	False	Binary
('Bore-M1', 2)	0	1.0	1	False	False	Binary
('Bore-M1', 3)	0	1.0	1	False	False	Binary
('Bore-M1', 4)	0	1.0	1	False	False	Binary
('Bore-M1', 5)	0	1.0	1	False	False	Binary
('Bore-M1', 6)	0	1.0	1	False	False	Binary
('Bore-M1', 7)	0	1.0	1	False	False	Binary
('Bore-M1', 8)	0	1.0	1	False	False	Binary
('Gcsa-M1', 0)	0	0.0	1	False	False	Binary
('Gcsa-M1', 1)	0	1.0	1	False	False	Binary
('Gcsa-M1', 2)	0	1.0	1	False	False	Binary
('Gcsa-M1', 3)	0	1.0	1	False	False	Binary
('Gcsa-M1', 4)	0	1.0	1	False	False	Binary
('Gcsa-M1', 5)	0	1.0	1	False	False	Binary
('Gcsa-M1', 6)	0	1.0	1	False	False	Binary
('Gcsa-M1', 7)	0	1.0	1	False	False	Binary
('Gcsa-M1', 8)	0	1.0	1	False	False	Binary
('Hilc-M1', 0)	0	0.0	1	False	False	Binary
('Hilc-M1', 1)	0	1.0	1	False	False	Binary
('Hilc-M1', 2)	0	1.0	1	False	False	Binary
('Hilc-M1', 3)	0	1.0	1	False	False	Binary
('Hilc-M1', 4)	0	1.0	1	False	False	Binary
('Hilc-M1', 5)	0	1.0	1	False	False	Binary
('Hilc-M1', 6)	0	1.0	1	False	False	Binary
('Hilc-M1', 7)	0	1.0	1	False	False	Binary
('Hilc-M1', 8)	0	1.0	1	False	False	Binary
('Nepo-M1', 0)	0	0.0	1	False	False	Binary
('Nepo-M1', 1)	0	0.0	1	False	False	Binary
('Nepo-M1', 2)	0	0.0	1	False	False	Binary
('Nepo-M1', 3)	0	0.0	1	False	False	Binary
('Nepo-M1', 4)	0	0.0	1	False	False	Binary
('Nepo-M1', 5)	0	0.0	1	False	False	Binary
('Nepo-M1', 6)	0	0.0	1	False	False	Binary
('Nepo-M1', 7)	0	1.0	1	False	False	Binary
('Nepo-M1', 8)	0	1.0	1	False	False	Binary
('Soya-M1', 0)	0	0.0	1	False	False	Binary
('Soya-M1', 1)	0	1.0	1	False	False	Binary
('Soya-M1', 2)	0	1.0	1	False	False	Binary
('Soya-M1', 3)	0	1.0	1	False	False	Binary
('Soya-M1', 4)	0	1.0	1	False	False	Binary
('Soya-M1', 5)	0	1.0	1	False	False	Binary
('Soya-M1', 6)	0	1.0	1	False	False	Binary
('Soya-M1', 7)	0	1.0	1	False	False	Binary
('Soya-M1', 8)	0	1.0	1	False	False	Binary

```

('Taln-M1', 0) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Taln-M1', 1) : 0 : 1.0 : 1 : False : False : Binary
('Taln-M1', 2) : 0 : 1.0 : 1 : False : False : Binary
('Taln-M1', 3) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Taln-M1', 4) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Taln-M1', 5) : 0 : 1.0 : 1 : False : False : Binary
('Taln-M1', 6) : 0 : 1.0 : 1 : False : False : Binary
('Taln-M1', 7) : 0 : 1.0 : 1 : False : False : Binary
('Taln-M1', 8) : 0 : 1.0 : 1 : False : False : Binary
('Text-M1', 0) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Text-M1', 1) : 0 : 1.0 : 1 : False : False : Binary
('Text-M1', 2) : 0 : 1.0 : 1 : False : False : Binary
('Text-M1', 3) : 0 : 1.0 : 1 : False : False : Binary
('Text-M1', 4) : 0 : 1.0 : 1 : False : False : Binary
('Text-M1', 5) : 0 : 1.0 : 1 : False : False : Binary
('Text-M1', 6) : 0 : 1.0 : 1 : False : False : Binary
('Text-M1', 7) : 0 : 1.0 : 1 : False : False : Binary
('Text-M1', 8) : 0 : 1.0 : 1 : False : False : Binary
Y : Variable binaria de arranque
Size=72, Index=Y_index
Key : Lower : Value : Upper : Fixed : Stale : Domain
('Acaj-M1', 0) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Acaj-M1', 1) : 0 : 1.0 : 1 : False : False : Binary
('Acaj-M1', 2) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Acaj-M1', 3) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Acaj-M1', 4) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Acaj-M1', 5) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Acaj-M1', 6) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Acaj-M1', 7) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Acaj-M1', 8) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Bore-M1', 0) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Bore-M1', 1) : 0 : 1.0 : 1 : False : False : Binary
('Bore-M1', 2) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Bore-M1', 3) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Bore-M1', 4) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Bore-M1', 5) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Bore-M1', 6) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Bore-M1', 7) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Bore-M1', 8) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Gcsa-M1', 0) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Gcsa-M1', 1) : 0 : 1.0 : 1 : False : False : Binary
('Gcsa-M1', 2) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Gcsa-M1', 3) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Gcsa-M1', 4) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Gcsa-M1', 5) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Gcsa-M1', 6) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Gcsa-M1', 7) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Gcsa-M1', 8) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Hilc-M1', 0) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Hilc-M1', 1) : 0 : 1.0 : 1 : False : False : Binary
('Hilc-M1', 2) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Hilc-M1', 3) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Hilc-M1', 4) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Hilc-M1', 5) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Hilc-M1', 6) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Hilc-M1', 7) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Hilc-M1', 8) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Nepo-M1', 0) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Nepo-M1', 1) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Nepo-M1', 2) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Nepo-M1', 3) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Nepo-M1', 4) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Nepo-M1', 5) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Nepo-M1', 6) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Nepo-M1', 7) : 0 : 1.0 : 1 : False : False : Binary

```

```

('Nepo-M1', 8) :      0 :   0.0 :      1 : False : False : Binary
('Soya-M1', 0) :      0 :   0.0 :      1 : False : False : Binary
('Soya-M1', 1) :      0 :   1.0 :      1 : False : False : Binary
('Soya-M1', 2) :      0 :   0.0 :      1 : False : False : Binary
('Soya-M1', 3) :      0 :   0.0 :      1 : False : False : Binary
('Soya-M1', 4) :      0 :   0.0 :      1 : False : False : Binary
('Soya-M1', 5) :      0 :   0.0 :      1 : False : False : Binary
('Soya-M1', 6) :      0 :   0.0 :      1 : False : False : Binary
('Soya-M1', 7) :      0 :   0.0 :      1 : False : False : Binary
('Soya-M1', 8) :      0 :   0.0 :      1 : False : False : Binary
('Taln-M1', 0) :      0 :   0.0 :      1 : False : False : Binary
('Taln-M1', 1) :      0 :   1.0 :      1 : False : False : Binary
('Taln-M1', 2) :      0 :   0.0 :      1 : False : False : Binary
('Taln-M1', 3) :      0 :   0.0 :      1 : False : False : Binary
('Taln-M1', 4) :      0 :   0.0 :      1 : False : False : Binary
('Taln-M1', 5) :      0 :   1.0 :      1 : False : False : Binary
('Taln-M1', 6) :      0 :   0.0 :      1 : False : False : Binary
('Taln-M1', 7) :      0 :   0.0 :      1 : False : False : Binary
('Taln-M1', 8) :      0 :   0.0 :      1 : False : False : Binary
('Text-M1', 0) :      0 :   0.0 :      1 : False : False : Binary
('Text-M1', 1) :      0 :   1.0 :      1 : False : False : Binary
('Text-M1', 2) :      0 :   0.0 :      1 : False : False : Binary
('Text-M1', 3) :      0 :   0.0 :      1 : False : False : Binary
('Text-M1', 4) :      0 :   0.0 :      1 : False : False : Binary
('Text-M1', 5) :      0 :   0.0 :      1 : False : False : Binary
('Text-M1', 6) :      0 :   0.0 :      1 : False : False : Binary
('Text-M1', 7) :      0 :   0.0 :      1 : False : False : Binary
('Text-M1', 8) :      0 :   0.0 :      1 : False : False : Binary
W : Variable binaria de parada
   Size=72, Index=W_index
Key      : Lower : Value : Upper : Fixed : Stale : Domain
('Acaj-M1', 0) :      0 : None :      1 : False : True  : Binary
('Acaj-M1', 1) :      0 :  0.0 :      1 : False : False : Binary
('Acaj-M1', 2) :      0 :  0.0 :      1 : False : False : Binary
('Acaj-M1', 3) :      0 :  0.0 :      1 : False : False : Binary
('Acaj-M1', 4) :      0 :  0.0 :      1 : False : False : Binary
('Acaj-M1', 5) :      0 :  0.0 :      1 : False : False : Binary
('Acaj-M1', 6) :      0 :  0.0 :      1 : False : False : Binary
('Acaj-M1', 7) :      0 :  0.0 :      1 : False : False : Binary
('Acaj-M1', 8) :      0 :  0.0 :      1 : False : False : Binary
('Bore-M1', 0) :      0 : None :      1 : False : True  : Binary
('Bore-M1', 1) :      0 :  0.0 :      1 : False : False : Binary
('Bore-M1', 2) :      0 :  0.0 :      1 : False : False : Binary
('Bore-M1', 3) :      0 :  0.0 :      1 : False : False : Binary
('Bore-M1', 4) :      0 :  0.0 :      1 : False : False : Binary
('Bore-M1', 5) :      0 :  0.0 :      1 : False : False : Binary
('Bore-M1', 6) :      0 :  0.0 :      1 : False : False : Binary
('Bore-M1', 7) :      0 :  0.0 :      1 : False : False : Binary
('Bore-M1', 8) :      0 :  0.0 :      1 : False : False : Binary
('Gcsa-M1', 0) :      0 : None :      1 : False : True  : Binary
('Gcsa-M1', 1) :      0 :  0.0 :      1 : False : False : Binary
('Gcsa-M1', 2) :      0 :  0.0 :      1 : False : False : Binary
('Gcsa-M1', 3) :      0 :  0.0 :      1 : False : False : Binary
('Gcsa-M1', 4) :      0 :  0.0 :      1 : False : False : Binary
('Gcsa-M1', 5) :      0 :  0.0 :      1 : False : False : Binary
('Gcsa-M1', 6) :      0 :  0.0 :      1 : False : False : Binary
('Gcsa-M1', 7) :      0 :  0.0 :      1 : False : False : Binary
('Gcsa-M1', 8) :      0 :  0.0 :      1 : False : False : Binary
('Hilc-M1', 0) :      0 : None :      1 : False : True  : Binary
('Hilc-M1', 1) :      0 :  0.0 :      1 : False : False : Binary
('Hilc-M1', 2) :      0 :  0.0 :      1 : False : False : Binary
('Hilc-M1', 3) :      0 :  0.0 :      1 : False : False : Binary
('Hilc-M1', 4) :      0 :  0.0 :      1 : False : False : Binary
('Hilc-M1', 5) :      0 :  0.0 :      1 : False : False : Binary
('Hilc-M1', 6) :      0 :  0.0 :      1 : False : False : Binary

```

```

('Hilc-M1', 7) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Hilc-M1', 8) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Nepo-M1', 0) : 0 : None : 1 : False : True : Binary
('Nepo-M1', 1) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Nepo-M1', 2) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Nepo-M1', 3) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Nepo-M1', 4) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Nepo-M1', 5) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Nepo-M1', 6) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Nepo-M1', 7) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Nepo-M1', 8) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Soya-M1', 0) : 0 : None : 1 : False : True : Binary
('Soya-M1', 1) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Soya-M1', 2) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Soya-M1', 3) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Soya-M1', 4) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Soya-M1', 5) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Soya-M1', 6) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Soya-M1', 7) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Soya-M1', 8) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Taln-M1', 0) : 0 : None : 1 : False : True : Binary
('Taln-M1', 1) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Taln-M1', 2) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Taln-M1', 3) : 0 : 1.0 : 1 : False : False : Binary
('Taln-M1', 4) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Taln-M1', 5) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Taln-M1', 6) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Taln-M1', 7) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Taln-M1', 8) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Text-M1', 0) : 0 : None : 1 : False : True : Binary
('Text-M1', 1) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Text-M1', 2) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Text-M1', 3) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Text-M1', 4) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Text-M1', 5) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Text-M1', 6) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Text-M1', 7) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
('Text-M1', 8) : 0 : 0.0 : 1 : False : False : Binary
[ 0.36] Pyomo Finished

```

Los resultados obtenidos se analizan a continuación:

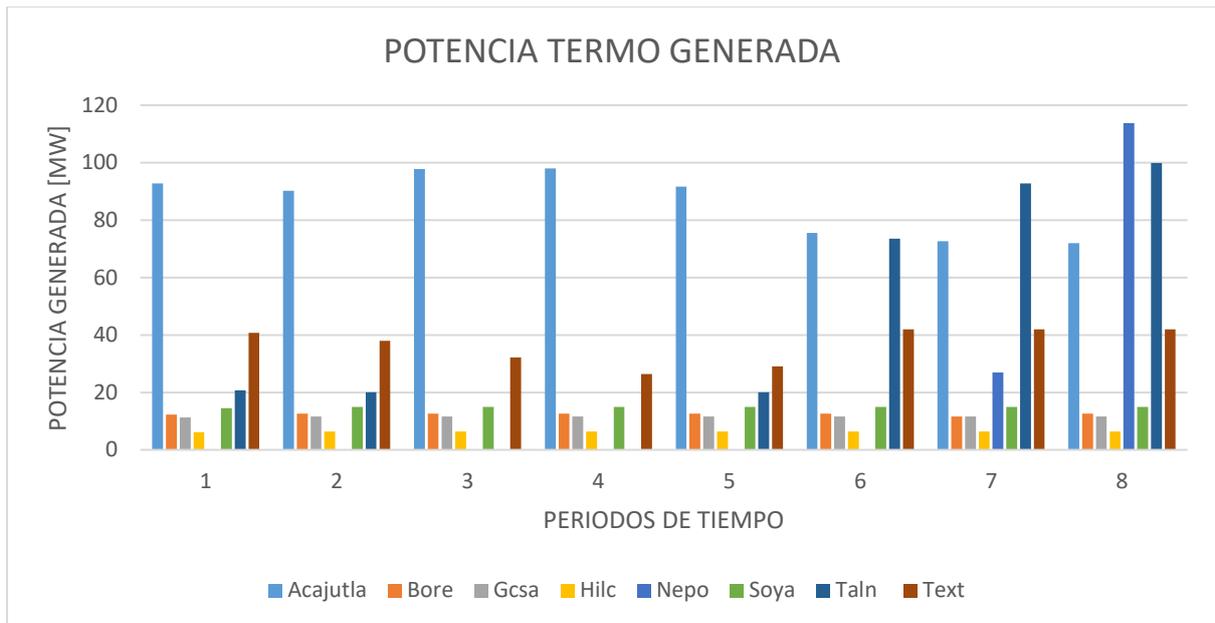


Figura A.2. Gráfico de barras de potencia termo suplida a la demanda para cada periodo.

De la figura A.2, se puede observar que los generadores termo que son despachados en todos los tiempos, corresponden a aquellos que sencillamente tienen la capacidad de suplir la demanda durante todos los tiempos. Es notorio, para el periodo 5 en adelante que la potencia del generador Acajutla, comienza a ser reemplazado por el generador Talnique.

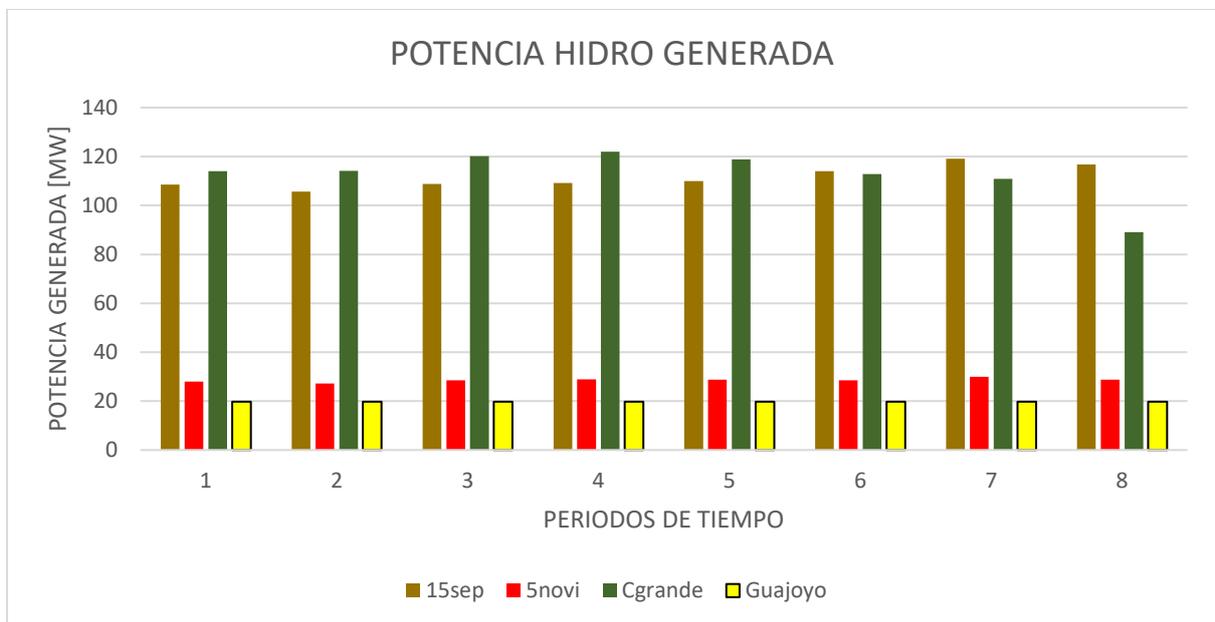


Figura A.3. Gráfico de barras de potencia hidro suplida a la demanda para cada periodo.

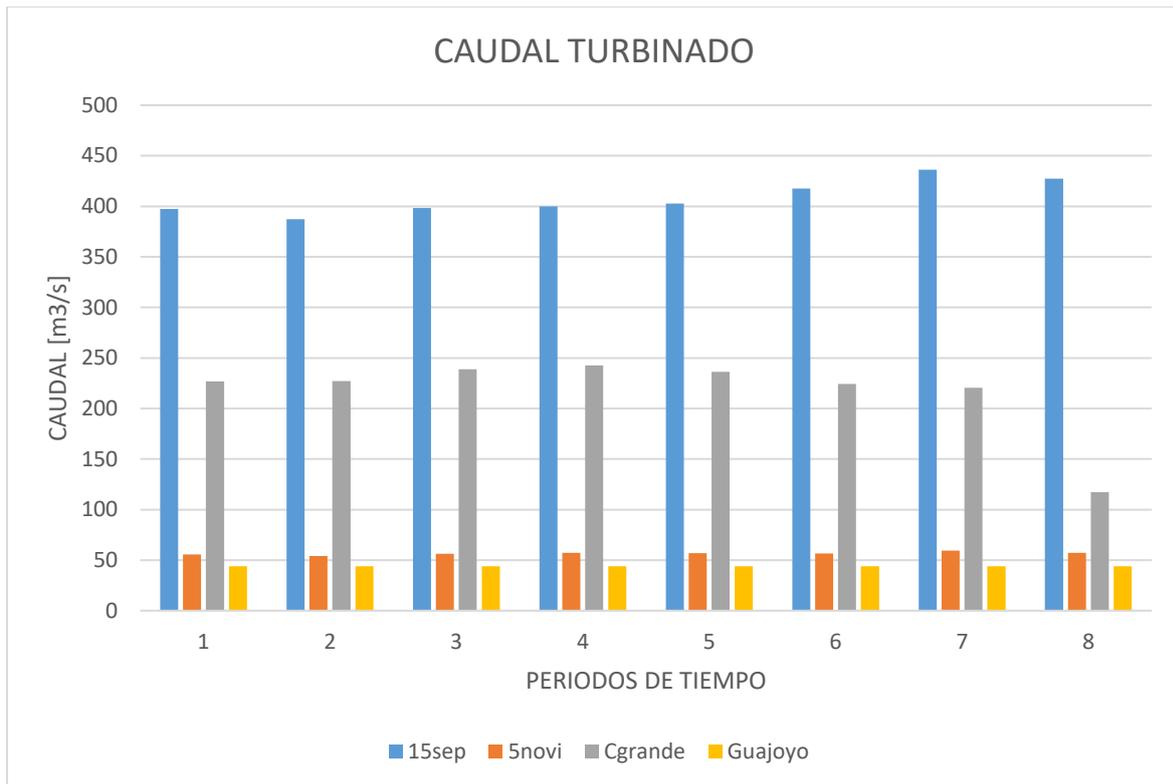


Figura A.4. Caudal turbinado por cada generador hidro en función del periodo en análisis.

En la figura A.4, se tiene que el caudal turbinado por la unidad generadora 15sep, es mayor y mas constante puesto que la potencia que supe es casi en todo momento constante; y, ambas variables están ligadas directamente.

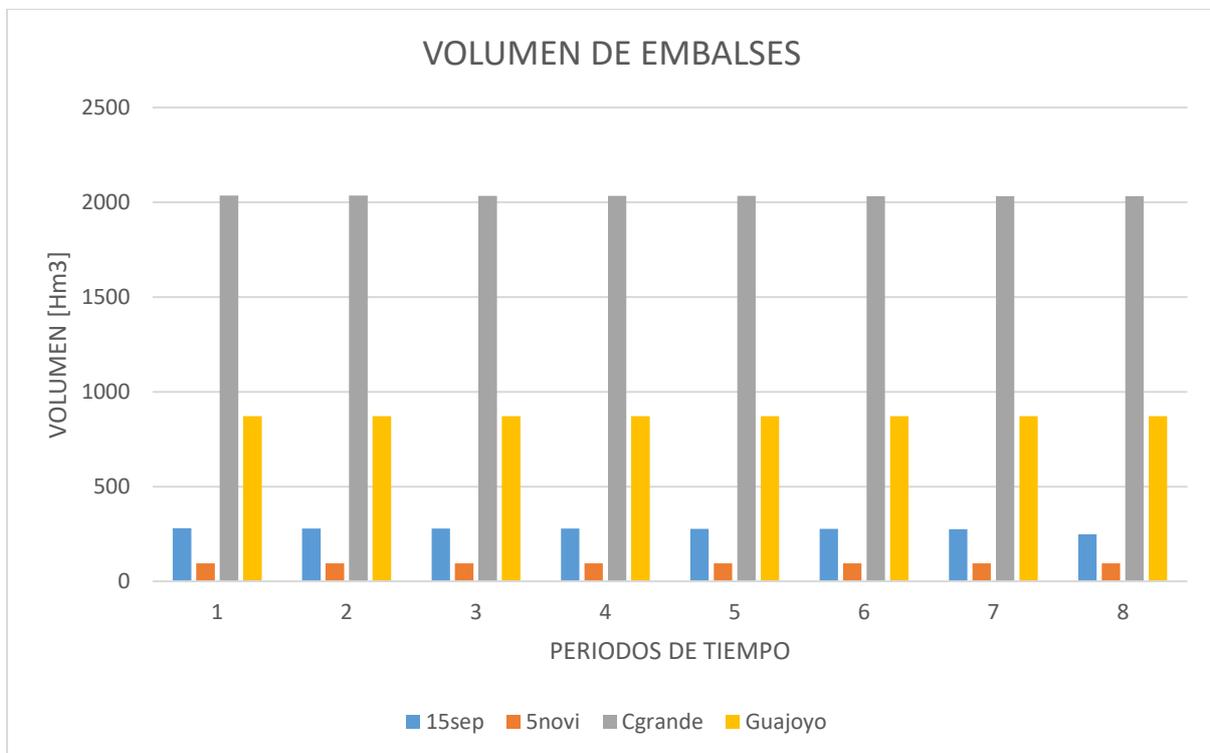


Figura A.5. Volumen de embalses para cada generador a lo largo de los ocho periodos.

PERIODO	AHUA-SANA	AHUA-SONS	SONS-ACAJ	SANA-GUAJ	SONS-OPIC	SONS-ATEO	ACAJ-ATEO	ATEO-TALN	OPIC-NEJA
1	106.7784018	-122.185061	-191.974939	-126.285946	215.7268759	148.1924258	340.1673643	-9.8263717	-65.4232741
2	112.5033797	-123.824235	-190.335765	-126.123937	218.3215188	140.329574	330.6653393	-8.61935546	-63.6882948
3	102.0317133	-114.105582	-200.054418	-125.880923	194.591099	192.0336606	392.088079	1.816375399	-29.7152206
4	94.82744713	-114.618043	-199.541957	-125.718915	185.3719829	196.877684	396.4196411	1.959800087	-14.1169001
5	102.0160382	-123.034734	-191.125266	-128.230053	205.0504642	152.0291648	343.1544307	-8.74432985	-37.5749066
6	118.1284202	-145.16802	-168.99198	-125.313892	231.4434403	43.85033599	212.8423161	-37.3047039	-69.2603991
7	110.9938697	-151.259765	-162.900235	-125.232888	200.9425548	34.35078568	197.2510207	-49.7275346	-48.8858384
8	115.3531839	-154.372087	-159.787913	-116.403402	188.8981285	31.71257731	191.5004906	-60.024365	-116.768255

Tabla A.8. Flujo de potencia en las líneas de transmisión (parte 1).

PERIODO	TALN-ABAD	ATEO-NCUS	NCUS-STOM	NEJA-SOYA	NEJA-SMAR	NEJA-CGRA	SOYA-SMAR	SBAR-SMAR	STOM-SMAR
1	53.87480015	181.2776147	-13.1456208	-6.43879601	12.26332683	-342.27854	18.70212283	-28.52300537	-153.757491
2	59.57236067	174.5492988	-9.05677142	-8.08826929	5.591123156	-344.968989	13.67939245	-27.34499688	-145.5977542
3	15.79276108	156.9031176	-19.5858293	-3.5447369	6.103162502	-364.930297	9.6478994	-27.00299442	-158.371908
4	17.03978955	158.2749677	-17.4259256	4.121512181	8.230779942	-370.79704	4.109267761	-27.35259694	-158.2408635
5	58.48575117	174.2036537	-2.31004801	1.096556997	8.18181966	-358.600824	7.085262663	-27.71739957	-148.2653932
6	169.3192982	236.6972302	33.51895479	-8.26913183	13.02866285	-331.175021	21.29779468	-29.89101522	-138.8548169
7	190.6278341	289.9155461	33.01474409	11.82069244	39.60756611	-314.956951	27.78687367	-32.14823147	-165.6167934
8	148.9082205	289.46225	25.05755767	50.04003426	92.67037341	-231.917787	42.63033916	-37.93612856	-181.4321376

Tabla A.9. Flujo de potencia en las líneas de transmisión (parte 2).

PERIODO	STOM-PEDR	SMAR-SRAF	SRAF-CGRA	SRAF-TECO	SMAR-15SE	SRAF-5NOV	SRAF-15SE	TECO-OZAT	15SE-BERL
1	85.02384224	-167.6538475	-186.8880196	156.3842636	-354.5418671	-186.8880196	-186.8880196	84.65830382	106.7875475
2	82.6800291	-168.5104518	-182.0496608	146.0998423	-350.5601126	-182.0496608	-182.0496608	78.0835197	102.3416986
3	83.2457771	-181.0411048	-189.9923545	142.5841675	-371.0334593	-189.9923545	-189.9923545	74.39617007	101.0024952
4	83.48824052	-186.1975806	-192.8302392	141.2969132	-379.0278198	-192.8302392	-192.8302392	72.47274178	100.1640397
5	84.61973652	-174.8607134	-191.9219298	148.55788	-366.7826432	-191.9219298	-191.9219298	80.03593469	103.3669761
6	104.9866645	-153.9900474	-190.2136368	173.0204985	-344.2036842	-190.2136368	-190.2136368	93.862265	113.3305281
7	108.1386891	-154.6187038	-199.9458137	188.6406212	-354.5645175	-199.9458137	-199.9458137	100.4535305	121.0360892
8	116.9481936	-132.1186558	-192.4695049	194.6240352	-324.5881607	-192.4695049	-192.4695049	107.6959505	123.6625337

Tabla A.10. Flujo de potencia en las líneas de transmisión (parte 3).

PERIODO	15SE-SMIG	BERL-SMIG	SMIG-LUNI
1	382.7625199	275.9749724	97.42982136
2	367.1855343	264.8438357	94.78672986
3	362.0269448	261.0244496	92.32592052
4	359.0216379	258.8575983	89.40940576
5	370.5020405	267.1350644	93.78417791
6	408.8905608	295.5600326	103.4451331
7	433.8308984	312.7948093	106.9116857
8	443.2481511	319.5856174	106.9084944

Tabla A.11. Flujo de potencia en las líneas de transmisión (parte 4).

La figura A.5 dice que el volumen del embalse se va incrementando con el tiempo para 5novi y Guajoyo. Esto es algo realmente peculiar, ya que a pesar que los generadores hidro siempre están siendo despachados, los influjos que reciben de manera natural son lo suficiente como para ser despachados siempre y que su volumen no se vea afectado en ningún momento.

Las tablas A.8 a A.11, muestran el flujo de potencia por cada línea de transmisión, en cada periodo en análisis. Para ello se tiene una respuesta bastante lógica y es, que mientras la susceptancia inductiva sea mayor, la reactancia de la línea es menor; lo que se traduce a menos pérdidas inductivas y capacitivas en las líneas y, por ende, se escogen dichas líneas para transitar de mejor manera la energía de un bus a otro.

Periodo	Acaj	Bore	Gcsa	Hilc	Nepo	Soya	Taln	Text
1	1	1	1	1	0	1	1	1
2	1	1	1	1	0	1	1	1
3	1	1	1	1	0	1	0	1
4	1	1	1	1	0	1	0	1
5	1	1	1	1	0	1	1	1
6	1	1	1	1	0	1	1	1
7	1	1	1	1	1	1	1	1
8	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla A.12. Resultados de variable binaria de acoplamiento de las unidades termoeléctricas.

Periodo	Acaj	Bore	Gcsa	Hilc	Nepo	Soya	Taln	Text
1	1	1	1	1	0	1	1	1
2	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	1	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	1	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla A.13. Resultados de variable binaria de arranque de las unidades termoeléctricas.

Periodo	Acaj	Bore	Gcsa	Hilc	Nepo	Soya	Taln	Text
1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	1	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla A.14. Resultados de variable binaria de parada de las unidades termoeléctricas.

De la tabla A.12 a la tabla A.14, se muestra la lógica que se obtuvo de las unidades termoeléctricas, la cual refleja en la tabla A.9 que los generadores Nepo y Taln son quienes no estuvieron acoplados todos los periodos en cuestión. Las tablas A.10 y A.11 solamente muestran la lógica binaria que no se puede violentar.