



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
UNIDAD PROFESIONAL "ADOLFO LOPEZ MATEOS"



**"DESPACHO DE POTENCIA DE UN MERCADO HÍBRIDO CON
CONTRATOS BILATERALES A CORTO PLAZO"**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTA:

MARTIN FRANCISCO LOPEZ VARGAS

ASESORES:

M. en C. FABIÁN VÁZQUEZ RAMÍREZ
M. en C. OBED ZARATE MEJÍA

MEXICO, D.F. 2012

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELECTRICA
UNIDAD PROFESIONAL “ADOLFO LÓPEZ MATEOS”

TEMA DE TESIS

**QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
POR LA OPCIÓN DE TITULACIÓN
DEBERA(N) DESARROLLAR**

**INGENIERO ELECTRICISTA
TESIS Y EXAMEN ORAL INDIVIDUAL
C. MARTIN FRANCISCO LOPEZ VARGAS**

“DESPACHO DE POTENCIA DE UN MERCADO HÍBRIDO CON CONTRATOS BILATERALES A CORTO PLAZO”

DESPACHO DE UNIDADES ELÉCTRICAS EN UN MERCADO HÍBRIDO CON CONTRATOS BILATERALES A CORTO PLAZO.

- **INTRODUCCIÓN**
- **MERCADOS ELÉCTRICOS.**
- **CONTRATOS BILATERALES EN UN MERCADO HÍBRIDO.**
- **ASIGNACIÓN DE UNIDADES EN UN MERCADO ELÉCTRICO TIPO HÍBRIDO CON CONTRATO BILATERAL**
- **CONCLUSIONES.**

MÉXICO D.F., 26 DE ABRIL 2012.

ASESORES


M. EN C. FABIÁN VÁZQUEZ RAMÍREZ.


M. EN C. OBED ZARATE MEJÍA.


ING. CESAR DAVID RAMÍREZ ORTIZ
JEFE DEL DEPARTAMENTO ACADÉMICO
DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



Agradecimiento

*Agradezco a dios, por darme la oportunidad de escoger esta vida, que es increíble, por la razón que tengo una familia maravillosa. Ya que mi mamá **Reyna Vargas Chavez**, mi papá **Francisco Lopez Sanchez** y mi hermana **Sandra Erika Lopez Vargas** me han dado la oportunidad de tener una educación gracias a su esfuerzo como dedicación que han tenido hacia mí así como los principios, valores y la honestidad que me han inculcado.*

*Agradezco al **M. en C. Fabián Vázquez Ramírez** y al **M. en C. Obed Zarate Mejía**, por haber aceptado en realizar la tesis con ellos ya que me ofrecieron su tiempo y conocimientos.*

*Agradezco al **Ing. Sergio Arturo Avila Solís** y al **M. en C. Baldomero Guevara Cortés**, que con sus comentarios me dieron una amplitud del tema y que estas fueron realizadas para la finalización de la tesis.*

Muchas Gracias.

Resumen

El mercado eléctrico, está compuesto por una serie de aspectos importantes, como son: estructura del sistema eléctrico, sentido de competencia, sentido operacional, modelo del mercado eléctrico, despacho económico, etc.

Se puntualizará cada uno de los aspectos mencionados, así como la forma y participación que tienen en el sector eléctrico, en cómo se van desarrollando dentro del sector.

Por lo tanto, el trabajo se centrará con los aspectos de modelo de mercado eléctrico que será en este caso el modelo híbrido, así como el contrato bilateral en el rubro de contrato a corto plazo.

El modelo híbrido, es la representación de las características más sobresalientes del modelo centralizado y modelo descentralizado, que lo convierte en un modelo de mercado eléctrico satisfactorio para la operación de técnicas óptimas.

El contrato a corto plazo, es un instrumento que tiene beneficios para los negociadores así como para el sector eléctrico, por sus características que ofrece, como puede ser el costo de la energía que es atractivo para el mercado eléctrico.

Se desarrollará una serie de ejemplos, donde se conjunta el modelo híbrido con el contrato bilateral. La aceptación de estos aspectos se refleja en la solución óptima de los ejemplos.

ÍNDICE

CAPITULO 1: Introducción

1.1 Antecedentes	1
1.2 Planteamiento del Problema	2
1.3 Objetivo	3
1.4 Justificación.....	4
1.5 Estructura de la Tesis	5
1.6 Sistema Eléctrico Nacional	6
1.6.1 Inversión Privada en el Sistema Eléctrico Nacional	16

CAPITULO 2: Mercados Eléctricos

2.1 Introducción	18
2.2 Estructura del Sistema Eléctrico	18
2.3 Organismos del Mercado Eléctrico	20
2.4 Mercados Eléctricos.....	20
2.4.1 Mercado Mayorista.....	21
2.4.2 Mercado Minorista	22
2.5 Estructura del Mercado Eléctrico en el Sentido de Competencia.....	23
2.6 Estructura del Mercado Eléctrico en el Sentido de Operación.....	25
2.6.1 Modelo Tipo Pool	25
2.6.2 Bolsa de Energía.....	26
2.6.3 Contratos Bilaterales	26
2.7 Modelos de los Mercados Eléctricos	27
2.7.1 Mercado Centralizado.....	25
2.7.2 Mercado Descentralizado.....	28
2.7.3 Mercado Híbrido	30
2.8 Despacho Económico	31

CAPITULO 3: Contratos Bilaterales en un Mercado Híbrido

3.1 Contratos Bilaterales	33
3.1.1 Contratos Bilaterales Físicos.....	33
3.1.2 Contratos Bilaterales Financieros	34
3.2 Mercado a Plazos	34
3.3 Contratos a Corto Plazo	36
3.3.1 Mercado Mayorista de Corto Plazo	37
3.3.2 Precios de Contratos a Corto Plazo.....	38

CAPITULO 4: Asignación de Unidades en un Mercado Eléctrico Tipo Híbrido con Contrato Bilateral

4.1 Factores a Considerar para la Formulación de la Asignación de Unidades en Un Mercado Electrónico Tipo Híbrido con Contrato Bilateral.....	39
4.1.1 Curva de Entrada/Salida	39
4.1.2 Incremento o Decremento de Generación.....	39
4.1.3 Linealización de la Red Eléctrica.....	40
4.2 Mercado Híbrido	41
4.2.1 Formulación de la Asignación de Unidades en un Mercado Eléctrico Tipo Híbrido	44
4.2.2 Ejemplo de la Asignación de Unidades en un Mercado Eléctrico Tipo Híbrido	45
4.3 Modalidades de Contrato Bilateral en un Mercado Eléctrico	48
4.3.1 Riesgos de los Contratos Bilaterales en un Mercado Eléctrico	48
4.3.2 Contratos Bilaterales en la Red Eléctrica en un Mercado Híbrido	49
4.3.3 Ejemplo de la Asignación de Unidades en un Mercado Eléctrico con Contrato Bilateral.....	50
4.4 Asignación de Unidades en un Mercado Eléctrico Tipo Híbrido con Contrato Bilateral	52
4.4.1 Ejemplo de la Asignación de Unidades en un Mercado Eléctrico Tipo Híbrido con Contrato Bilateral	53
Ejemplo A	53
Ejemplo B	56
Ejemplo C.....	62
4.5 Solución de la Asignación de Unidades en un Mercado Eléctrico Tipo Híbrido con Contrato Bilateral Mediante el Programa Excel Solver	77
Ejemplo A	77
Ejemplo B	84
Ejemplo C.....	93
CONCLUSIÓN	109
BIBLIOGRAFÍA.....	111

ANEXOS

A. Excel Solver	114
B. Metodología de la Programación Lineal en el Método Simplex Tableau	120

TABLAS

CAPITULO 4

Tabla 4.1. Ofertas de los Generadores	46
Tabla 4.2. Oferta de Demanda	46
Tabla 4.3. Solución Óptima a la Asignación de Unidades en el Mercado Eléctrico Tipo Híbrido	47
Tabla 4.4. Retribuciones (precio nodal x potencia generada).....	47
Tabla 4.5. Pago (precio nodal x potencia generada)	47
Tabla 4.6. Ángulo Nodal.....	47
Tabla 4.7. Flujo de Potencia	48
Tabla 4.8. Ofertas de los Generadores	51
Tabla 4.9. Solución Mercado Eléctrico con Contrato Bilateral	51
Tabla 4.10. Precios de los Contratos Bilaterales	51
Tabla 4.11. Datos Característicos de las Unidades Generadoras Ejemplo A	53
Tabla 4.12. Demanda por Hora y Demanda total con El Contrato Bilateral Ejemplo A	54
Tabla 4.13. Contratos Bilaterales por Hora Asignadas a los Generadores Ejemplo A	54
Tabla 4.14. Solución Óptima a la Asignación de Unidades Ejemplo A.	54
Tabla 4.15. Datos Característicos de las Unidades Generadoras Ejemplo B	57
Tabla 4.16. Contratos Bilaterales por Hora Asignadas a los Generadores Ejemplo B	57
Tabla 4.17. Demanda por Hora y Demanda total con El Contrato Bilateral Ejemplo B.....	57
Tabla 4.18. Solución Óptima a la Asignación de Unidades Ejemplo B.....	58
Tabla 4.19. Datos Característicos de las Unidades Generadoras Ejemplo C.....	62
Tabla 4.20. Contratos Bilaterales por Hora Asignadas a los Generadores Ejemplo C	63
Tabla 4.21. Demanda por Hora y Demanda total con El Contrato Bilateral Ejemplo C	64
Tabla 4.22a. Solución Óptima a la Asignación de Unidades Ejemplo C	65
Tabla 4.22b. Solución Óptima a la Asignación de Unidades Ejemplo C	65
Tabla 4.22c. Solución Óptima a la Asignación de Unidades Ejemplo C.....	65
Tabla 4.23. Potencia Máxima (MW) del Ejemplo A	78
Tabla 4.24. Potencia Mínima (MW) del Ejemplo A.....	78
Tabla 4.25. Costo Variable del Ejemplo A	78
Tabla 4.26. Costo de Arranque del Ejemplo A	78
Tabla 4.27. Costo Fijo del Ejemplo A	78
Tabla 4.28. Costo de Paro del Ejemplo A	79
Tabla 4.29. Contratos Bilaterales del Ejemplo A	79

Tabla 4.30. Demandas del Ejemplo A	79
Tabla 4.31. Demandas Totales del Ejemplo A	79
Tabla 4.32. Solución Óptima del Ejemplo A	80
Tabla 4.33. Costo Mínimo de Producción del Ejemplo A	80
Tabla 4.34. Potencia Máxima (MW) del Ejemplo B.....	85
Tabla 4.35. Potencia Mínima (MW) del Ejemplo B	85
Tabla 4.36. Costo Variable del Ejemplo B.....	85
Tabla 4.37. Costo de Arranque del Ejemplo B.....	86
Tabla 4.38. Costo Fijo del Ejemplo B.....	86
Tabla 4.39. Costo de Paro del Ejemplo B.....	86
Tabla 4.40. Contratos Bilaterales del Ejemplo B.....	87
Tabla 4.41. Demandas del Ejemplo B.....	87
Tabla 4.42. Demandas Totales del Ejemplo B.....	87
Tabla 4.43. Solución Óptima del Ejemplo B.....	88
Tabla 4.44. Costo Mínimo de Producción del Ejemplo B.....	89
Tabla 4.45. Potencia Máxima (MW) del Ejemplo C	94
Tabla 4.46. Potencia Mínima (MW) del Ejemplo C.....	95
Tabla 4.47. Costo Variable del Ejemplo C	96
Tabla 4.48. Costo de Arranque del Ejemplo C.....	97
Tabla 4.49. Costo Fijo del Ejemplo C.....	98
Tabla 4.50. Costo de Paro del Ejemplo C.....	99
Tabla 4.51. Contratos Bilaterales del Ejemplo C.....	100
Tabla 4.52. Demandas del Ejemplo C	101
Tabla 4.53. Demandas Totales del Ejemplo C.....	102
Tabla 4.54. Solución Óptima del Ejemplo C.....	103
Tabla 4.55. Costo Mínimo de Producción del Ejemplo C	104

GRAFICAS

CAPITULO 4

Grafica 4.1. Potencia Generada por cada Unidad Generadora Ejemplo A	55
Grafica 4.2. Potencia Generada por cada Unidad Generadora Ejemplo B	58
Grafica 4.3. Potencia Generada por cada Unidad Generadora Ejemplo C.....	66
Grafica 4.4. Contratos Bilaterales del Ejemplo A	81
Grafica 4.5. Solución Óptima del Ejemplo A	82
Grafica 4.6. Solución Óptima y Contrato Bilateral del Ejemplo A	83
Grafica 4.7. Solución Óptima del Costo Mínimo de Producción del Ejemplo A	84
Grafica 4.8. Contratos Bilaterales del Ejemplo B.....	90
Grafica 4.9. Solución Óptima del Ejemplo B.....	91
Grafica 4.10. Solución Óptima y Contrato Bilateral del Ejemplo B	92
Grafica 4.11. Solución Óptima del Costo Mínimo de Producción del Ejemplo B	93
Grafica 4.12. Contratos Bilaterales del Ejemplo C.....	105
Grafica 4.13. Solución Óptima del Ejemplo C	106
Grafica 4.14. Solución Óptima y Contrato Bilateral del Ejemplo C.....	107
Grafica 4.15. Solución Óptima del Costo Mínimo de Producción del Ejemplo C	108

FIGURAS

CAPITULO 2

Figura 2.1. Estructura del Sistema Eléctrico Nacional.....	19
Figura 2.2. Modelo Clásico (Verticalmente Integrado)	23
Figura 2.3. Competencia en Generación.....	24
Figura 2.4. Competencia en Generación y Comercialización a través de un Mercado Central.....	24
Figura 2.5. Competencia Libre.....	25
Figura 2.6. Mercado Centralizado.....	28
Figura 2.7. Mercado Descentralizado	30

CAPITULO 4

Figura 4.1. Circuito de un elemento de transmisión sus flujos de potencia y tensiones nodales.....	40
Figura 4.2. Mercado Híbrido.....	43
Figura 4.3. Sistema para el Ejemplo del Mercado Eléctrico Tipo Híbrido	45
Figura 4.4. Resultados de las dos Tablas Anteriores	46
Figura 4.5. Sistema Eléctrico, para la Asignación de Unidades en un Mercado Eléctrico con Contrato Bilateral.....	50

NOMENGLATURA

MEM	Mercado Eléctrico Mayorista.
EE	Empresas Eléctricas.
CRE	Comisión Reguladora de Energía.
LSPEE	Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.
kW	Kilowatt.
MW	Megawatt.
kV	Kilovolt.
Hz	Hertz
GWh	Gigawatt-hora.
CFE	Comisión Federal de Electricidad.
BE	Bolsa de Energía.
C. A.	Corriente Alterna.
C. D.	Corriente Directa.
ML	Mercado Libre.
CB	Contrato Bilateral.
OS	Operador de la Red o Sistema.
OM	Operador de Mercado.
PX o Pool	Bolsa de Energía.
ISO	Independent System Operator
PX	Power Exchange.
AUT	Autoabastecimiento.
COG	Cogeneración.
PIE	Producción Independiente de Energía.
EXP	Exportación.
Pemex	Petróleos Mexicanos.

CAPITULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

La energía eléctrica está presente prácticamente en todos los ámbitos de la vida, es indispensable para el desarrollo de actividades económicas, científicas, culturales y en el hogar.

Por lo cual, la necesidad de mejorar las condiciones actuales del sector energético para satisfacer de manera eficiente, confiable y sustentable la demanda energética del país. La ampliación de la infraestructura energética y en especial su promoción en el campo las energías renovables así como una mayor cobertura eléctrica, significa confianza para el desarrollo del país, ya que este es un punto estratégico económico de la nación.

La planeación del sistema eléctrico implica una interacción continua entre los diferentes integrantes de la industria, se requiere que las empresas e instituciones del sector lleven a cabo su manejo, planeación y desarrollo con plena autonomía, con el fin de cumplir las necesidades de corto, mediano y largo plazo, para un sistema eléctrico fortalecido.

Asimismo, es importante continuar trabajando en las iniciativas de la reforma energética en el marco constitucional y legal para promover el cambio estructural en el sector, con el fin de lograr mejorar las condiciones en la que interactúen el sector público y privado, para el desarrollo de nueva infraestructura capaz de garantizar el abasto y hacer frente a los retos futuros en materia de energía eléctrica de nuestro país.

1.2 Planteamiento del Problema

Presente está la necesidad de proponer una opción de un modelo de asignación de unidades en los generadores, el cual nos proporcionará la cantidad de energía que exportaran dichos generadores, para que se cumpla la demanda de energía requerida del sistema eléctrico en condiciones técnicamente óptimas para cada etapa de horizonte de planeación (hora).

La asignación de unidades, nos lleva a tener dentro del mercado eléctrico una serie de responsabilidades y obligaciones de los organismos participantes, para garantizar el cumplimiento de servicio a los clientes y por supuesto entre estos mismos.

Tener una asignación de unidades a efecto de cubrir la demanda en el modelo de mercado eléctrico tipo híbrido, se logra a través de la técnica "Investigación de Operaciones", en la cual una de sus temas centrales es la de programación lineal.

En la programación lineal, se centrara la solución de nuestro problema y se tomaran las mejores decisiones, en donde se integrara la información de las generadoras para tener una solución óptima de nuestro problema, el cual nos llevara a una conclusión a la asignación de unidades en el despacho de potencia.

1.3 Objetivo

- ❖ Despacho de Unidades Eléctricas en un Mercado Híbrido con Contratos Bilaterales a Corto Plazo.
- ❖ Utilización de un Modelo de Programación Lineal, en el cual se Asignara Unidades del Modelo Híbrido con Contratos Bilaterales a Corto Plazo Mediante la Herramienta Excel Solver.

1.4 Justificación

El mercado eléctrico mexicano tiene un tipo de modelación intermedio entre el integrado y desintegrado que resulta poco eficiente para el sector energético, la cual debe ser sustentable y competitiva respecto a otros mercados.

Al tener un sector energético poco coordinado e integrado de sus organismos, provoca la poca confiabilidad en la generación y la comercialización; es decir la generación-transmisión-distribución respectivamente a las empresas responsables de estas adjudicaciones.

En la generación se tiene empresas institucionales y empresas privadas, en la cual existen una desigualdad en infraestructura y desregulación entre los organismos participantes, la cual lleva a tener una volatilidad en los precios y costos en la generación de la energía eléctrica.

En cuanto a la comercialización de la energía eléctrica solo hay un organismo que provee este servicio al público y por lo tanto no se tiene una competitividad en este rubro, para que se tenga un servicio eficiente y confiable al público.

Por tal motivo, la asignación de un **“Modelo Híbrido con Contrato a Corto Plazo”**, nos llevara a un mercado eléctrico que opere en condiciones óptimas.

1.5 Estructura de la Tesis

La realización de este trabajo está conformada por 4 capítulos, en donde se desglosarán los temas del sector energético.

En el primer capítulo, se establecerán las bases de la tesis, es decir las razones por las que se realizará este trabajo el problema del sector eléctrico.

El segundo capítulo, será la introducción de mercados eléctricos, así como el contenido que compone este tema, en los cuales se encuentran las distintas formas de llevar a cabo un mercado eléctrico, se expondrán los modelos centralizados, descentralizados e híbridos, también se encuentra el contrato bilateral donde se tiene el contrato a corto plazo, pero este se concentrara en el siguiente capítulo.

En el tercer capítulo, se encuentra uno de los temas principales el de Contrato Bilateral a Corto Plazo, se desglosaran sus características, funcionamiento y sus puntos fuertes que lo hacen sustentable en el mercado eléctrico.

El cuarto capítulo, se tiene el tema del Modelo Híbrido, donde se expondrá sus características y fortalezas. En conjunto con el capítulo anterior se integra una solución a la asignación de unidades. Seguido de ejemplos de la asignación de unidades propuesto para el despacho de potencia del mercado eléctrico.

Por último la conclusión se expondrá.

Añadiendo anexos, como la herramienta Excel Solver y el Método Simplex Tableau para mayor entendimiento, en cómo se obtuvo la solución óptima de la asignación de unidades que se propuso.

1.6 Sistema Eléctrico Nacional

Se enmarcarán una serie de acontecimientos, en la que se muestra la dirección que ha tenido el sector energético. Se tiene las vertientes de ser un sistema eléctrico que está en manos del estado o en manos de empresas extranjeras o privado hasta la fecha solo le pertenece a la nación hacerse de los derechos del sector energético, pero en el cual pueden participar organismos privados y/o extranjeros.

A través del tiempo han suscitado acontecimientos que son[10]:

- 1879** En León, Guanajuato. Se instaló la primera planta termoeléctrica del país, en una fábrica textil.
- 1881** Comienza a instalarse alumbrado público eléctrico en la Cd. de México.
- 1889** Se instaló la primera hidroeléctrica de 22,38 kW en Batopilas, Chihuahua.
- 1899** La capacidad instalada era de 31,039 kW en industrias textiles y mineras, todas de inversión privada.
- 1897 a 1911** Se tenían más de 177 empresas eléctricas (EE) con tecnologías diversas, diferentes frecuencias de generación, diferentes voltajes así como corriente alterna y corriente directa.
- 1902** Nace la Mexican Light and Power Co. LTD y subsidiarias.

Se instala en Necaxa una hidroeléctrica de 31,500 kW, más tarde sería la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz, posteriormente Luz y Fuerza.

Se tiene registro que Mexican Light and Power bajo el 50% sus tarifas para disminuir la competencia.
- 1925** El crecimiento de la electricidad fue de 12% anual, de 31 a 390 MW.
- 1926** Se emitió el Código Nacional Eléctrico que fue el primer intento por regular la industria eléctrica.
- 1928** Existían tres sistemas interconectados en el país: SI Puebla -Veracruz (Puebla, Tlaxcala y Veracruz), SI Guanajuato (Michoacán, Querétaro, San Luis Potosí, Jalisco y Guanajuato), SI Torreón -Chihuahua (Coahuila, Durango y Chihuahua).

1933 El 2 de diciembre de 1933 el Presidente Gral. Abelardo L. Rodríguez envió al congreso la iniciativa para la creación de la Comisión Federal de Electricidad.

En ese momento menos de la mitad de los habitantes del país contaba con energía eléctrica.

Se tenían casi 30 tensiones de distribución diferentes y dos diferentes frecuencias.

1934 El 14 de agosto de 1934, siendo ya presidente el Gral. Lázaro Cárdenas promulgó la ley de creación de Comisión Federal de Electricidad.

1937 México tenía 18.3 millones de habitantes; de los cuales, únicamente siete millones (38%) contaban con servicio de energía eléctrica, proporcionado con serias dificultades por tres empresas privadas.

El Gobierno federal decidió crear, el 14 de agosto de 1937, la Comisión Federal de Electricidad, para el desarrollo económico del país.

1938 Comisión Federal de Electricidad tenía apenas una capacidad de 64 kW, misma que en ocho años aumentó hasta alcanzar 45,594 kW.

Las compañías privadas dejaron de invertir y nuestra empresa se vio obligada a generar energía para que éstas la revendieran.

1939 El 11 de Febrero de 1939, se publicó en el Diario Oficial de la Federación la primera Ley de la Industria Eléctrica, con el objetivo de regular la generación de energía eléctrica, transformación, transmisión, distribución, importación, exportación, compraventa, utilización y consumo. Existían cerca de 90 empresas eléctricas.

Las empresas más importantes eran Impulsora de Empresas Eléctricas, filial de Bond and Share Norteamericana y Mexicana de Luz y Fuerza, empresa Canadiense.

1943 El incremento en capacidad continuó con bajas tasas, se registraron 680 MW.

1945 La capacidad incremento a 720 MW.

1950 Existían 1531 empresas en el país.

-
- 1951** La capacidad era de 1,400 MW, de los cuales la integraban Mexican Light and Power (378 MW), Impulsora (197 MW), Comisión Federal de Electricidad (370 MW) y Eléctrica Chapala y otras empresas (455 MW).
- 1960** Se encontraban en construcción 20 plantas, con capacidad de 1900000 kW.

La capacidad era 2,308 MW de capacidad instalada en el país, Comisión Federal de Electricidad aportaba 54%; la Mexican Light and Power, 25%; la American and Foreign, 12%, y el resto de las compañías, 9%; sin embargo, a pesar de los esfuerzos de generación y electrificación, para esas fechas apenas 44% de la población contaba con electricidad.

En un acto de soberanía, el gobierno mexicano adquirió en abril de 1960 la totalidad de las acciones de Impulsora de Empresas Eléctricas, filial de American and Foreign Power Company y subsidiaria, a su vez de Bond and Share y también adquirió el 90% de Mexicana de Luz y Fuerza Motriz.

El Presidente Adolfo López Mateos a nacionalizar la industria eléctrica, el 27 de septiembre de 1960.

La culminación y la justificación de estos actos se dieron con la inscripción en el párrafo sexto del artículo de 27 de la Constitución:

Corresponde exclusivamente a al Nación generar, transformar, distribución y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio publico. En esta materia no se otorgaran concesiones a los particulares y la Nación aprovechara los bienes y recursos naturales que se requieren para dichos fines.

La Comisión Federal de Electricidad es un Organismo Público Descentralizado con personalidad jurídica y patrimonio propio que tiene a su cargo la prestación del servicio público de energía eléctrica en los términos del artículo 27 Constitucional y de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

El servicio que ofrece la Comisión Federal de Electricidad, comprende la planeación del Sistema Eléctrico Nacional, así como la generación, conducción, transformación, distribución y comercialización de energía eléctrica para el servicio público, en conformidad con lo dispuesto en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, la Ley Federal de las Entidades Paraestatales, Secretaría de Hacienda y Crédito Público y demás ordenamientos aplicables , así como la colaboración con diversas instituciones educativas y de investigación, para mejorar los lineamientos y la metodología de protección ambiental, como parte de la Responsabilidad social.

1961 La capacidad total instalada en el país ascendía a 3,250 MW. CFE vendía 25% de la energía que producía y su participación en la propiedad de centrales generadoras de electricidad pasó de cero a 54%.

1962 Se crea la Oficina Nacional de Operación de Sistemas para el control de la energía, en 1973 se convierte en el Despacho Nacional de Carga y en 1977 se convierte en el Centro Nacional de Control de Energía.

Se tienen 2,449.583 consumidores, se cuenta con líneas de 115 kV y de 161 kV.

1967 Se terminan los estudios para la unificación de frecuencias (50 Hz el centro del país y 60 Hz el resto), en 1973 se inicia y se termina en 1976.

1975 Se cuenta con el primer enlace de 400 kV, para la planta de infiernillo.

La capacidad era de 9,830 MW.

1976 Se decreta a Cíade Luz y Fuerza del Centro en Liquidación y hasta cerca del año 2000 se decreta la constitución de Luz y Fuerza.

1979 Durante los años 60 y 70, México a nulo el fomentó de la inversión privada.

El aumento en los precios del petróleo durante los años 70 generó ingresos extraordinarios en un México, lo que permitió al país mantener importantes subsidios para la generación de electricidad.

1980 Al finalizar los 70, se superó el reto de sostener el mismo ritmo de crecimiento, al instalarse entre 1970 y 1980 centrales generadoras por el equivalente a 1.6 veces más, para llegar a una capacidad instalada de 17,360 MW.

1990 En la década de los 80, el crecimiento fue menor, principalmente por la disminución en la asignación de recursos.

1991 La capacidad instalada ascendía a 26,797 MW.

A finales de los 80 y principios de los 90, el gobierno mexicano llevó a cabo reformas en diferentes mercados incluyendo el sector energético.

El sector eléctrico mexicano tiene dos empresas propiedad de la Nación: CFE y LyFC.

LyFC opera en el área Metropolitana de la Ciudad de México, CFE opera en el resto del país. Las dos verticalmente en generación, transmisión y distribución.

A partir de la década de los 90, se tiende a modificar la estructura y dirección que llevara el sector eléctrico.

La industria eléctrica en México está regulada con sustento de la Carta Magna, la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y el Reglamento de la propia Ley. La normatividad en materia eléctrica está definida en los artículos 25, 26, 27,28, 73, 74, 90, 93, 108, 110, 123 y 134 de la Constitución Mexicana.

La Ley de Servicio Público fue reformada y con ello se abrió la posibilidad de que el capital privado pudiera participar en algunos rubros del sector eléctrico mexicano. La propuesta de reforma fue presentada ante la Cámara de Senadores el 19 de noviembre de 1992; en ella, el presidente de la República, Carlos Salinas de Gortari, consideraba que era pertinente promover cambios legales "con el objeto de incluir en la Ley las figuras de producción independiente de energía eléctrica y pequeña producción; así como redefinir las figuras de autoabastecimiento y cogeneración.

En particular la reforma al artículo 3 de la Ley en cuestión abría la posibilidad a la inversión privada; ahí se precisaba lo que no se considera servicio público, a saber:

- La generación de energía eléctrica para autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción.
- La generación de energía eléctrica que realicen los productores independientes para su venta a la Comisión Federal de Electricidad.
- La generación de energía eléctrica para su exportación, derivada de cogeneración, producción independiente y pequeña producción, previo permiso que otorgue la secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal.
- La importación de energía eléctrica por parte de personas físicas o morales, destinada exclusivamente al abastecimiento para usos propios.
- La generación de energía eléctrica destinada a uso en emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica.

También se propuso la reforma al artículo 36 para precisar las características de las figuras de autoabastecimiento en la fracción I, cogeneración en la

fracción II, producción independiente en la fracción III, pequeña producción en la fracción IV, y la importación o exportación en la fracción V.

El proyecto de reformas a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica se publicó en el Diario Oficial de la Federación el 22 de diciembre de 1992.

El Presidente de la República, Ernesto Zedillo, presentó el 3 de febrero de 1999, ante la Comisión Permanente del Congreso de la Unión la Iniciativa con Proyecto de Decreto por el que se reforman los artículos 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

Lo que se proponía en la iniciativa era sentar las bases de un marco legal e institucional para una nueva industria eléctrica nacional que permitiera la participación del sector privado en la generación, transmisión, distribución y comercialización de la electricidad; establecer, en suma, un proceso que diera lugar a un mercado eléctrico competitivo. El propósito último del Ejecutivo era satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica, bajo el argumento de que no se contaban con los recursos suficientes para hacer frente a esa demanda. La solución que planteaba era la participación de la inversión privada en el sector. En su exposición de motivos, Ernesto Zedillo lo planteaba en estos términos: "Pretender enfrentar los retos del sector eléctrico exclusivamente con recursos fiscales, implicaría estar dispuestos a afectar programas de desarrollo e infraestructura social y evitar así que muchos mexicanos obtengan los mínimos de capacidades y bienestar necesarios. Realidad actual (políticas y entidades estatales (por ejemplo papel del CFE, como está formada su matriz energética, leyes eléctricas y renovables, problemas energéticos) para acceder a un trabajo adecuadamente remunerado que les permita elevar su nivel de vida. Sin embargo, los recursos públicos son limitados y las necesidades de inversión crecientes. Por esto, para asegurar la disponibilidad de inversiones públicas para el bienestar social, al tiempo que atendemos las necesidades de la industria eléctrica nacional, debemos ampliar los espacios necesarios para la concurrencia de los sectores público, social y privado en su desarrollo".

La iniciativa proponía reformar el párrafo sexto del artículo 27 y el cuarto del artículo 28, para quedar en los siguientes términos:

- Artículo 27: Corresponde exclusivamente a la Nación; el control operativo de la red nacional de transmisión de electricidad, el cual no podrá ser concesionado a los particulares.
- Artículo 28: No constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en las siguientes áreas estratégicas: correos, telégrafos y radiotelegrafía; petróleo y los demás hidrocarburos; petroquímica básica; minerales radioactivos;

generación de energía nuclear; el control operativo de la red nacional de transmisión de electricidad, y las actividades que expresamente señalen las leyes que expida el Congreso de la Unión. La comunicación vía satélite, los ferrocarriles y la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica son áreas prioritarias para el desarrollo nacional en los términos del artículo 25 de esta Constitución; el Estado al ejercer en ellas su rectoría, protegerá la seguridad y la soberanía de la Nación, y al otorgar concesiones o permisos mantendrá o establecerá el dominio de las respectivas vías de comunicación, así como de las redes generales de transmisión y de distribución de energía eléctrica, de acuerdo con las leyes de la materia.

En el caso de México, el proceso de reformas arranca a fines de 1996 con la promulgación de una Ley específica que determinó el establecimiento de un mercado competitivo y desregulado, descentralizando su estructura estatal, a través de esquemas de desintegración horizontal y vertical, escindiendo las actividades de generación, transporte y distribución, procurando promover una amplia participación del sector privado[19].

Sin embargo, no fue hasta abril de 1999, cuando el nuevo esquema inició sus operaciones, determinando así cambios profundos en las prácticas operativas y comerciales de la industria eléctrica. El estado actual del proceso es definido todavía como de transición, hasta que se completen los siguientes aspectos estratégicos¹⁹:

- *Reglamentos de manejo operativo y comercial, que definan y complementen a detalle lo promulgado en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico.*
- *La venta y traspaso accionario de aquellas empresas de generación, transmisión y distribución que se conformaron.*
- *La implantación de sistemas tecnológicos relacionados con aspectos operativos, transaccionales y de intercambio de información.*

El funcionamiento del modelo se sustenta en dos aspectos: la prestación y la recepción del servicio.

En la prestación se reconocen tres actividades: producción, transporte y distribución, en cambio la recepción del servicio está representado por los clientes que, de acuerdo a su potencia contratada pueden comprar en forma directa en un Mercado Mayorista o a las compañías distribuidoras.

El nuevo modelo conforma un mercado de energía eléctrica (el denominado Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), un sistema de costos de energía que define precios, un administrador de dicho mercado (CENACE) y un ente regulador (CONELEC)[19].

Instituciones Participantes en el Sistema Eléctrico Nacional

CENACE

Administrar el abastecimiento de energía al mercado al mínimo costo posible, preservando la eficiencia global del sector y creando condiciones de mercado. Coordinar la operación del Sistema Nacional Interconectado, observando condiciones de seguridad y calidad. Administrar las transacciones comerciales del Mercado Eléctrico Mayorista y facilitar al sector el acceso a la información sobre el funcionamiento del MEM[19].

CRE

Las funciones de regulación se asignaron a la CRE a través de la expedición, en 1995, de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía. Esta Ley transformó a la CRE, de ser un órgano consultivo en materia de electricidad, como lo estableció su decreto de creación en 1993, a uno desconcentrado de la Secretaría de Energía, con autonomía técnica y operativa, encargado de la regulación de gas natural y energía eléctrica en México.

Los principales instrumentos de regulación que la Ley brinda a la CRE son: otorgar permisos, autorizar precios y tarifas, aprobar términos y condiciones para la prestación de los servicios, expedir disposiciones administrativas de carácter general (directivas), dirimir controversias, requerir información y aplicar sanciones, entre otros[19].

Modalidades de Generación de Energía Eléctrica del Sector Privado

De acuerdo a lo establecido en la LSPEE y su Reglamento, las modalidades bajo las cuales los particulares pueden invertir en la generación e importación de energía eléctrica, están sujetas al previo otorgamiento de un permiso por la CRE y son las siguientes:

- *Autoabastecimiento: Es la utilización de energía eléctrica para fines de autoconsumo siempre y cuando dicha energía provenga de plantas destinadas a la satisfacción de las necesidades de personas físicas o morales.*
- *Cogeneración:*
 - *Es la producción de energía eléctrica conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambas.*
 - *Es la producción directa e indirecta de energía eléctrica a partir de energía térmica no aprovechada en los procesos de que se trate,*
 - *Es la producción directa o indirecta de energía eléctrica utilizando combustibles producidos en los procesos de que se trate.*

Para esta modalidad es necesario que la electricidad generada se destine a la satisfacción de las necesidades de establecimientos asociados a la cogeneración, entendidos por tales, los de las personas físicas o morales que:

-
- *Utilizan o producen el vapor, la energía térmica o los combustibles que dan lugar a los procesos base de la cogeneración.*
 - *Sean copropietarios de las instalaciones o miembros de la sociedad constituida para llevar a cabo el proyecto.*
 - *Producción independiente: Es la generación de energía eléctrica proveniente de una planta con capacidad mayor de 30 MW, destinada exclusivamente a su venta a la CFE o a la exportación.*
 - *Pequeña producción: Es la generación de energía eléctrica destinada a:*
 - *La venta a la CFE de la totalidad de la electricidad generada, en cuyo caso los proyectos no podrán tener una capacidad total mayor de 30 MW en un área determinada.*
 - *El autoabastecimiento de pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas que carezcan del servicio de energía eléctrica, en cuyo caso los proyectos no podrán exceder de 1 MW.*
 - *La exportación, dentro del límite máximo de 30 MW.*
 - *Exportación: Es la generación de energía eléctrica para destinarse a la exportación, a través de proyectos de cogeneración, producción independiente y pequeña producción, que cumplan las disposiciones legales y reglamentarias aplicables según los casos. Los permisionarios en esta modalidad no pueden enajenar dentro del territorio nacional la energía eléctrica generada, salvo que obtengan permiso de la CRE para realizar dicha actividad en la modalidad de que se trate.*
 - *Importación: Es la adquisición de energía eléctrica proveniente de plantas generadoras establecidas en el extranjero mediante actos jurídicos celebrados directamente entre el abastecedor de la energía eléctrica y el consumidor de la misma.*

El 22 de mayo de 2001 el presidente de la República, Vicente Fox, expidió el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones del Reglamento Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. El decreto modifica los artículos 126 y 135 del citado Reglamento, para permitir que los particulares que ahora tienen capacidad de generación, en caso de tener excedentes, los pongan a disposición de la Comisión Federal de Electricidad, siempre y cuando tengan una capacidad instalada total hasta de 40 megavatios.

Legisladores integrantes de la Comisión Permanente en la sesión pública del 27 de junio de 2001 acordaron, de último momento, incluir en el orden del día un punto de acuerdo para que el Congreso de la Unión interpusiera una controversia constitucional por el decreto en cuestión. El punto fue aprobado de manera unánime, constituyéndose en un hecho inédito en la biografía política del país. Los legisladores argumentaban que "el Ejecutivo invadió facultades del Legislativo al expedir un decreto que modifica el

Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, pero que en realidad introduce cambios que van más allá de ese precepto y constituyen el inicio de la privatización de ese energético.

La controversia constitucional fue presentada el 4 de julio de ese mismo año ante la Suprema Corte de Justicia de la Nación. El 15 de mayo de 2002, esta instancia dictaminó a favor del Poder Ejecutivo.

2009 LyFC fue un organismo público descentralizado, con personalidad jurídica y patrimonio propio, que transmitió, distribuyó y comercializó energía eléctrica en la zona central de México: a todo el Distrito Federal, a 80 municipios del Estado de México, dos de Morelos, dos de Puebla y cinco de Hidalgo. El 11 de octubre de 2009, por decreto presidencial, se dispuso su extinción; con lo que se inició su proceso de liquidación administrativa, en tanto la operación eléctrica comenzó a operar la Comisión Federal de Electricidad (CFE) [19].

2010 Agosto de 2010 la capacidad total instalada para la generación de energía eléctrica en México es de 60.795 MW, esta capacidad es otorgada por medio de:

Termoeléctricas 43,231 MW, Hidroeléctrica 11,170 MW, Carboeléctrica 2,665 MW, Renovables 2,365 MW y Nucleoeléctrica 1,365 MW.

Para finales del 2010, la capacidad instalada para generar energía eléctrica a través de fuentes renovables eran por medio de:

Hidráulica 11,179 MW, Geotérmica 958 MW, Biomasa 554 MW y Eólica 519 MW.

2011 La infraestructura para generar la energía eléctrica está compuesta por 210 centrales generadoras, con una capacidad instalada de 52,512 MW, incluyendo productores independientes con 22 centrales y 32 centrales de la extinta Luz y Fuerza. En la CFE se produce la energía eléctrica utilizando diferentes tecnologías y diferentes fuentes de energético primario. Tiene centrales termoeléctricas, hidroeléctricas, carboeléctricas, geotermoeléctricas, eoloeléctricas y una nucleoeléctrica.

El 22.67% de la capacidad instalada corresponde a 22 centrales construidas con capital privado por los Productores Independientes de Energía (PIE).

Para conducir la electricidad desde las centrales de generación hasta el domicilio de cada uno de sus clientes, la CFE tiene más de 758 mil kilómetros de líneas de transmisión y de distribución.

En cuanto al volumen de ventas totales, 99% lo constituyen las ventas directas al público y el 1% restante se exporta.

1.6.1 Inversión Privada en el Sistema Eléctrico Nacional

La inversión privada ha estado presente a lo largo del desarrollo del sistema eléctrico nacional, se pueden dividir cuatro etapas:

- A finales del siglo XIX a principios del siglo XX, se tiene un capital mexicano complementado con inversión extranjera.
- En 1910 a 1960, se tiene una inversión privada y/o extranjera que predomina en el desarrollo energético, con poca participación de capital mexicano. Se crean instituciones para regular el servicio de la energía eléctrica.
- De 1960 a 1992, el sistema energético es solo ejercido por la nación y se establecen las instituciones de regulación para un servicio óptimo. La inversión extranjera queda nulificada.
- A partir de 1992 hasta la fecha cambio el sistema energético, en ella existe la posibilidad de que la inversión extranjera o privada puedan participar en dicho servicio.

A continuación se mencionaran algunos datos, en donde la inversión extranjera y/o privada ha tenido una participación importante en el desarrollo del sistema.

La inversión extranjera tiene los siguientes datos[12]:

- 28 de Agosto de 2011, el 49.76% de la capacidad de generación eléctrica total a nivel nacional ya era privada, es decir la capacidad instalada privada es de 27,722.6 MW.
- 679 permisos privados: El mayor número de permisos corresponde a la modalidad de Autoabastecimiento (AUT), luego sigue la Cogeneración (COG) y la Producción Independiente de Energía (PIE).
 - 501 permisos AUT, su contribución a la capacidad instalada es de 6,604.8 MW.
 - 62 permisos COG, su contribución a la capacidad instalada es de 3,362.2 MW.
 - 28 permisos PIE, su contribución a la capacidad instalada es de 14,293.7 MW.
 - 6 permisos EXP, su contribución a la capacidad instalada es de 2,780.4 MW.
 - 32 permisos Importación, su contribución a la capacidad instalada es de 168.8 MW.
 - 5 permisos Pequeña Producción, su contribución a la capacidad instalada es de 47.4 MW.

-
- 45 permisos Usos Propios Continuos, su contribución a la capacidad instalada es de 465.3 MW.
 - Los 679 permisos otorgados por la CRE, se incluyen 47 permisos otorgados a Pemex, 31 de AUT y 15 COG y 1 de Pemex-COG, en el cual Pemex es pertenecientes al sector público esto tiene como resultado 633 permisos otorgados al sector privado.
 - Hasta diciembre de 2010, la capacidad eléctrica instalada de la CFE fue de 51,611 MW. Pero, de este total, las corporaciones transnacionales poseen en propiedad privada 11,907 MW. La capacidad instalada propia de la CFE es de 39,704 MW.
 - Hasta el 2010, la privatización interna de la CFE es del, 23.01% de privatización en la capacidad instalada y 32.85% en capacidad de generación.
 - La capacidad propia de generación eléctrica de la CFE es de 160,370 GWh y la de Pemex es de 8,442.87 GW, entonces, la capacidad de generación del sector público en México asciende a 168,812.67 GWh y la capacidad de generación privada es de 167,230.33 GWh por lo tanto la capacidad de generación total a nivel nacional es de 336,043 GWh.

La inversión extranjera ha estado presente desde el inicio del sector energético, en el cual ha ido cambiando su forma de establecerse en dicho mercado eléctrico hasta el punto de tener una importante participación el ella.

CAPITULO 2

MERCADOS ELÉCTRICOS

2.1 Introducción

Los mercados de electricidad a nivel mundial se integran verticalmente, donde un solo organismo se encarga de prestar los servicios de generación, transmisión y distribución, así como el precio del servicio. Debido a que este mercado de monopolio no es eficiente, se han hecho cambios en el mercado eléctrico al integrar empresas privadas para que exista la competencia en el sector de generación y comercialización.

Los organismos encargados de la generación, transmisión y distribución de energía generalmente permanecen regulados para permitir un ambiente competitivo en el que se desarrolle el sector generación.

Para mantener una competencia efectiva se ha tenido la necesidad de integrar diversos modelos de mercados eléctricos para que los agentes, generadores y comercializadores tengan herramientas que les sirvan de punto de referencia para tomar mejores decisiones.

2.2 Estructura del Sistema Eléctrico

El Sistema Eléctrico Nacional está conformado por dos sectores, el público y el privado. El sector público se integra por CFE y los Productores Independientes de Energía, estos últimos entregan su energía a CFE para el servicio público de energía eléctrica [21].

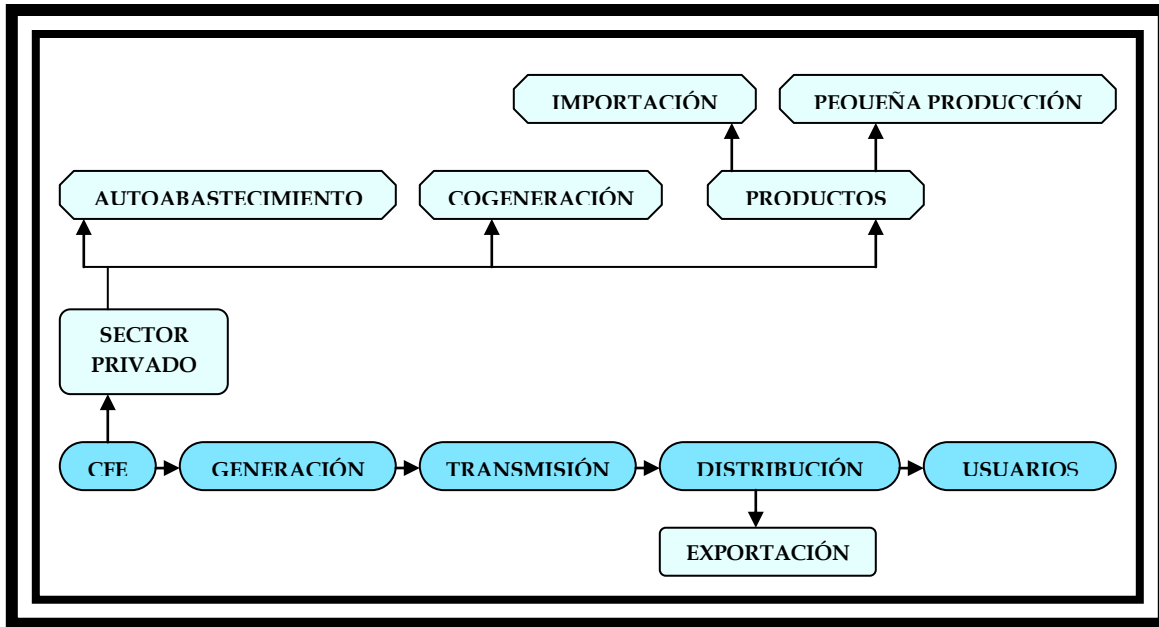


Figura 2.1. Estructura del Sistema Eléctrico Nacional.

El sector privado agrupa las modalidades de cogeneración, autoabastecimiento, usos propios y exportación. De estas modalidades, el autoabastecimiento tiene una fuerte presencia en diversos sectores, tal es el caso del industrial y comercial.

En términos generales, la estructura del sistema eléctrico nacional se conforma de las siguientes fases:

- La generación de electricidad, se genera a partir de energéticos primarios como los combustibles fósiles, el agua, el combustible nuclear o el calor geotérmico.
- El despacho eléctrico, consiste en determinar el tiempo en que las centrales generadoras deberán operar, con el fin de hacer un uso eficiente de la capacidad instalada y minimizar el costo del suministro eléctrico. En un sistema eléctrico, existe una red de cables por la que viaja la electricidad; esta red se caracteriza porque los flujos que viajan por ella no pueden ser almacenados ni se puede distinguir un electrón de otro. El sistema eléctrico debe estar perfectamente balanceado en todo momento para evitar interrupciones en el servicio. Esta tarea se cumple a través del despacho eléctrico y constituye una parte central en la industria eléctrica, pues posibilita que el servicio se preste de manera confiable, segura y a bajo costo. Estas características hacen indispensable, para asegurar la estabilidad del sistema, esta función se lleve a cabo de manera centralizada.
- La transmisión de electricidad, consiste en transportar la electricidad en redes de alta tensión, desde las plantas de generación hacia los centros de consumo a grandes distancias. La red de transmisión está constituida físicamente por; un conjunto de líneas, subestaciones y equipos eléctricos.

-
- La distribución, consiste en conducir la energía eléctrica dentro de una región específica, a través de redes de media y baja tensión, para su entrega a los hogares, comercios e industrias. Esta actividad comprende tanto el conjunto de instalaciones eléctricas que transportan la electricidad hasta los usuarios finales, así como el proceso de su venta final.

2.3 Organismos del Mercado Eléctrico

En la estructura del mercado eléctrico, se encuentran organismos que tiene un determinado significado, la cual se mencionan a continuación[18]:

- **Generador:** Representa a los generadores de la red y corresponde a las empresas propietarias de las centrales térmicas e hidroeléctricas convencionales u otros medios de generación.
- **Productor Especial:** Corresponde a productores no convencionales.
- **Distribuidor:** Corresponde a las empresas distribuidoras con concesión en determinada zona geográfica.
- **Transportista:** Se refiere a las empresas de transmisión que operan en niveles de tensión especificados. Transportan energía eléctrica desde los centros de generación hasta los de consumo.
- **Consumidor Regulado:** Corresponde al consumidor final con tarifa fija.
- **Consumidor Grande:** Corresponde a consumidores sobre un determinado volumen. Puede haber más de un tipo de consumidor grande. Estos consumidores tienen la opción de acceder a precios libremente pactados.
- **Comercializador:** Agente económico con capacidad para comprar y vender energía.
- **Agente Externo:** Se refiere a los actores externos al país que desean participar en el mercado ya sea como compradores o vendedores de energía.

Por otro lado, se encuentran los organismos que coordinan, operan y dan el funcionamiento al mercado eléctrico, que es[18]:

- **Operador de la Red o Sistema (OS):** Garantiza, vela por la operación técnica, la continuidad y la seguridad de la red eléctrica.
- **Operador de Mercado (OM):** Quien administra el mercado financiero de compra y venta de energía. Finalmente, todos los actores deben operar en un marco regulatorio que fija las reglas, dicta normas y resuelve divergencias. Está supervisado por una comisión de representantes de los productores, distribuidores, comercializadores y consumidores cualificados.

2.4 Mercados Eléctricos

Están los Mercados Mayoristas y los Mercados Minoristas, estos dos tipos de mercados pueden operar dentro del sector eléctrico.

2.4.1 Mercado Mayorista

Un mercado mayorista de energía eléctrica, tiende a separar entre sí a los segmentos de generación, transmisión, distribución y comercialización, permaneciendo los segmentos de transporte como monopolios, mientras que se trata de fomentar la competencia en los segmentos de generación y comercialización[18].

Los comercializadores en este mercado son agentes, que generalmente no poseen instalaciones o son dueñas de la generación.

Los servicios que buscan proveer son:

- Manejo del precio.
- Predespacho de unidades.
- Suministro de servicios auxiliares.
- Minimización de las pérdidas.
- Manejo de la congestión.

El mercado mayorista de electricidad se desarrolla principalmente en una bolsa de energía (PX o Pool). En esta instancia es donde se tiene la demanda y la oferta de energía.

En el mercado mayorista se establece un mercado diario para el precio nodal de las siguientes técnicas[18]:

- Energía.
- Reserva.
- Pérdidas de transmisión.

Los precios resultantes son producto de la acción competitiva entre ofertantes y demandantes de productos. Los precios varían de acuerdo a las pérdidas de transmisión y restricciones de capacidad en la red.

Tipos de contrataos que existen en el mercado mayorista[7]:

- Contratos a plazo: En este tipo de contratos se pueden tener contratos de tipo plazo o contado. El primero de ellos, también llamado forward en él se acuerda el suministro a una fecha establecida a futuro, en tanto al de contado se lleva acabo el mismo día que se suministra la energía.
- Contratos de opciones: En este tipo de contrato se compra y vende un derecho a un precio acordado. El cual este tipo de contrato también puede ser contrato físico o contrato financiero.
- Contratos por diferencia: Contratos de suministro de energía a un precio acordado. Con las siguientes características: una cantidad de energía, un

precio por unidad de energía, una compraventa de energía de la cantidad anterior en el mercado para el día siguiente a un precio.

Algunas diferencias del mercado mayorista:

- La organización de la transmisión: La diferencia se observa en los términos de la estructura comercial y operacional.
- Las variantes del pool: La diferencia está en el número de compradores y en el nivel de participación privada y de gobierno
- Nivel de integración: La diferencia está en qué tan independientes son los arreglos operacionales, comerciales, la asignación, desbalances, congestión, servicios auxiliares y el mercado spot.

2.4.2 Mercado Minorista

Es el mercado ligado a actividades de distribución cobro de pejes de distribución, lectura de medidores, facturación a clientes finales, etc. Los comercializadores que desarrollan estas actividades compiten directamente con las tradicionales compañías distribuidoras. Es necesario crear un ambiente económico propicio para el desarrollo de esta actividad, regulando el mercado de modo que las compañías distribuidoras den acceso libre a sus redes a empresas, para el desarrollo de comercialización.

En este sector del mercado encontramos los agregadores de carga que negocia un servicio eléctrico a nombre de un grupo de afiliados. Es responsable de planear, coordinar, llevar la contabilidad, facturación y pago para su portafolio de vendedores (generadores o compras) y/o compradores (carga o ventas). Estas compañías deben alistar un grupo grande de usuarios de energía para ganar influencia adquisitiva y conseguir mejores precios.

Un consumidor minorista puede cambiar de suministrador de energía en forma flexible ya sea a través del sistema de medición o haciendo uso de perfiles de consumo. El consumidor, en función de los contratos ofrecidos puede cambiar de suministrador con la frecuencia que desee. El costo de cambiar de suministrador es nulo [20].

En este tipo de mercado el tipo de comercialización que se lleva a cabo es [7]:

- Comercialización Libre: Se negocia por ambas partes.
- Comercialización a Tarifa: El distribuidor proporciona el suministro en condiciones reguladas, el consumidor paga una cantidad regulada.

2.5 Estructura del Mercado Eléctrico en el Sentido de Competencia

Es la organización del sector eléctrico, donde se desarrollan actividades para que exista la competencia de los organismos, en la cual existen diferentes formas de llevar a cabo un mercado de competencia.

Existen cuatro modelos para una estructura en el mercado eléctrico [15]:

- Modelo Clásico (Verticalmente Integrado o Monopolio).
- Competencia en Generación.
- Competencia en Generación y Comercialización a través de un Mercado Central.
- Competencia Libre.

Descripción de los diferentes tipos de modelo de competencia en el mercado eléctrico.

Modelo 1. Modelo Clásico (Verticalmente Integrado o Monopolio): las funciones de generación, distribución y comercialización son organismos que pertenecen a una solo entidad (propiedad del estado) [15].

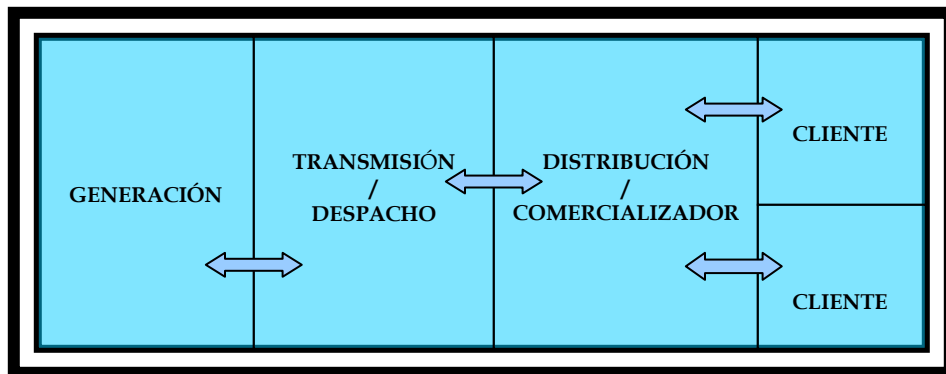


Figura 2.2. Modelo Clásico (Verticalmente Integrado).

Modelo 2. Competencia en Generación: en esta estructura se rige por una competencia limitada en generación y no hay opción de compra [15].

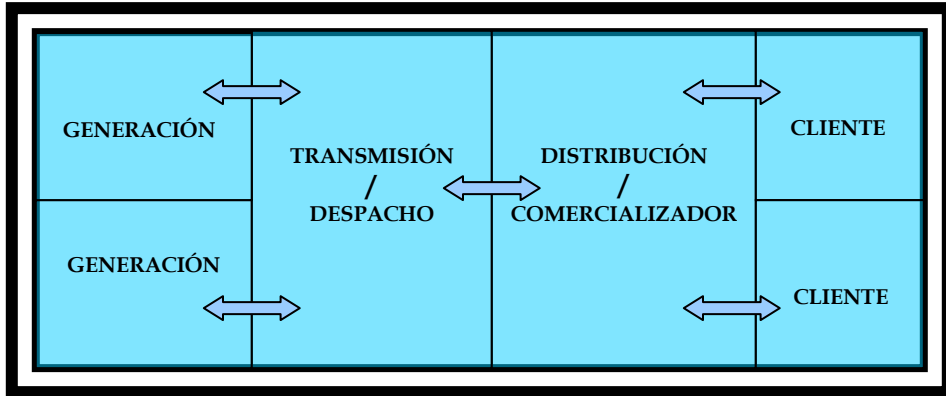


Figura 2.3. Competencia en Generación.

Modelo 3. Competencia en Generación y Comercialización a través de un Mercado Central: donde existe competencia en generación y comercialización [15].

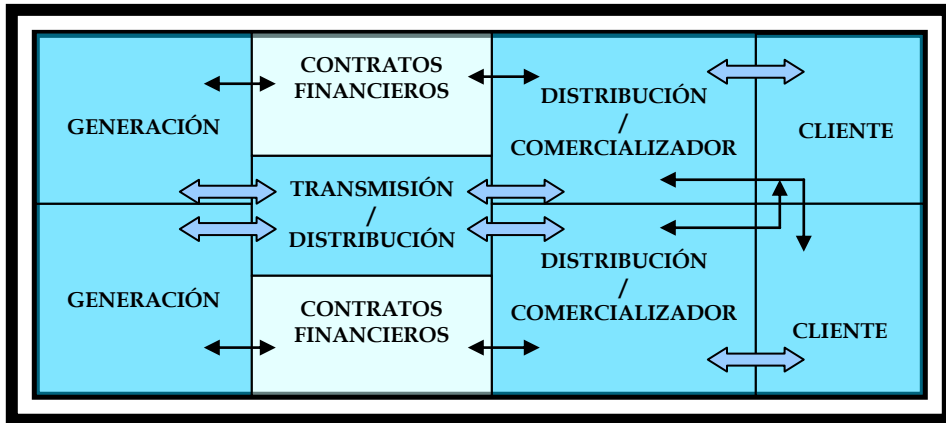


Figura 2.4. Competencia en Generación y Comercialización a través de un Mercado Central.

Modelo 4. Competencia Libre: competencia en todos los segmentos que conforman el sector eléctrico [15].

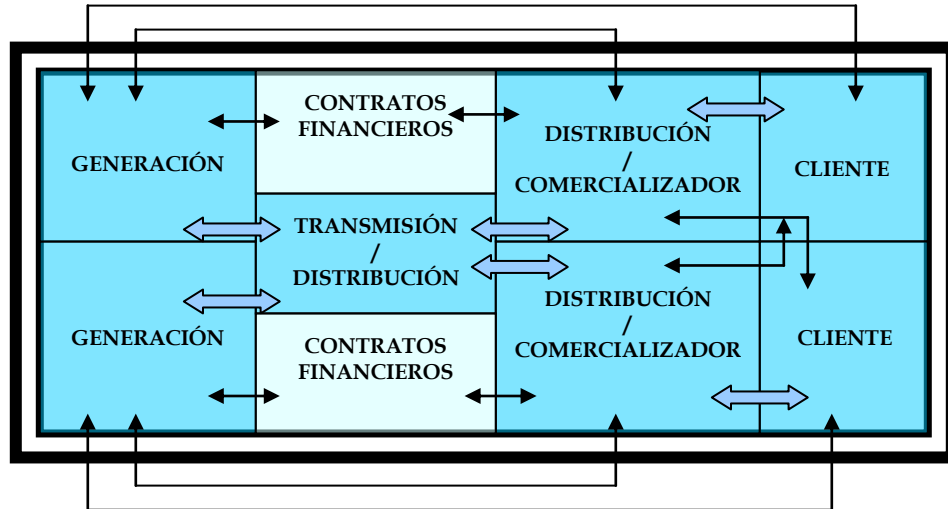


Figura 2.5. Competencia Libre.

2.6 Estructura del Mercado Eléctrico en el Sentido de Operación

En el mercado eléctrico, se han establecido características para que se lleve a cabo una competitividad en el ámbito operacional, son [18]:

- Tipo Pool.
- Bolsa de Energía.
- Contratos Bilaterales.

En la cual se adopta una modalidad de estas o la combinación de ellas, en la cual gire le mercado eléctrico.

2.6.1 Modelo Tipo Pool

En el modelo clásico de Pool, suministradores y consumidores renuncian a establecer relaciones comerciales directas entre ellos. Las compras y ventas de energía son determinadas y valorizadas por el Operador de Mercado (OM) a base de una optimización de los costos totales del sistema. Para ello, dependiendo del esquema elegido, suministradores y consumidores emiten ofertas o curvas de costos al operador de mercado. El plan de operación resultante es transferido al o los operador del sistema, quienes verifican la factibilidad técnica del mismo. De esta forma, el operador del sistema realiza las correcciones necesarias al plan de operación y determina los servicios auxiliares requeridos. Para las distintas etapas del procedimiento anteriormente descrito, se definen fechas y horarios que deben ser respetados por todos los participantes del Pool [18].

2.6.2 Bolsa de Energía

Una bolsa de energía (BE) es una entidad que recibe ofertas por la compra y venta de energía y establece la relación entre ellas. La experiencia internacional muestra que una bolsa de energía puede adquirir estructuras muy variadas. Sin embargo, una bolsa de energía puede ser definida como una parte integrante o caso particular de una estructura tipo Pool, en la cual ejecuta la función de operador de mercado con las siguientes características[18]:

- Los productos en una bolsa de energía son estandarizados de manera que facilite el proceso de entrega de ofertas de compra y venta y el posterior cálculo del precio de mercado.
- El traspaso de información entre agentes es mucho más reservado en el caso de una bolsa de energía.
- Generalmente una bolsa de energía no decide el despacho final de las unidades de generación y sus resultados con respecto a la producción de energía tienen un carácter de plan de despacho preliminar.
- La bolsa de energía no considera en forma detallada aspectos técnicos de la operación del sistema, tales como; Servicios complementarios, congestión, etc. La cual se tiene la participación del operador del sistema.
- El enfoque central de una bolsa de energía es comercial, a diferencia de una estructura clásica de Pool centrado en la operación económica y segura del sistema. La cual se tiene la participación de operador del sistema.

2.6.3 Contratos Bilaterales

Un contrato bilateral es un acuerdo entre dos partes para intercambiar energía eléctrica bajo unas condiciones especificadas como la cantidad de energía, el tiempo de duración del suministro y el precio constante acordado.

En los contratos bilaterales los compradores y vendedores negocian directamente, aunque esto puede ser facilitado típicamente por un *broker* o agente de bolsa. Tales mercados son extremadamente flexibles, ya que se puede realizar cualquier trato que se especifique entre las partes y en los términos que ellos establezcan. Pueden ser mercados directos o por medio de agentes de bolsa y pueden ser más o menos centralizados.

La principal ventaja del contrato bilateral es que ambas partes quedan satisfechos con un precio preestablecido. Sin embargo, existe un riesgo asociado a este tipo de contratos, si el precio del mercado es más elevado que el fijado en el contrato bilateral, entonces el generador pierde beneficios en comparación con lo que podía haber ganado si sólo hubiese vendido en el *pool*. En este caso los compradores son beneficiados al pagar menos por la energía contratada.

Por otro lado, si el precio medio del mercado es menor que el del contrato bilateral, los compradores están obligados a pagar un precio por la cantidad de energía que fijó en el contrato más elevado que si dicha energía la hubiese comprado en el *pool*. En este caso, el generador se beneficia por ganar más que si solamente hubiese vendido energía en el *pool*[4].

2.7 Modelos de Mercados Eléctricos

Las características de los mercados eléctricos, están establecidos por la forma en que se maneja el sector eléctrico. Existen 3 modelos de mercados eléctricos:

- Mercado Centralizado.
- Mercado Descentralizado.
- Mercado Híbrido.

2.7.1 Mercado Centralizado

Centralizado, el cual considera generar-transportar de forma integral y manejada por un agente único dependiente del Estado.

La característica del modelo centralizado, es donde el operador del mercado realiza complicados cálculos para seleccionar el precio y el plan de generación de las centrales.

La propuesta centralizada concentra en una sola entidad la de transmisión, al operador del sistema y al operador del mercado se le encomienda el precio spot de la energía comercializada.

Los generadores y consumidores emiten ofertas o curvas de costos al operador del mercado.

Está un organismo independiente la cual determina la compra y venta de energía.

La forma en la que se va a generar la energía eléctrica se le otorgara al operador del sistema, el tomara la factibilidad con la que se llevará a cabo esta técnica de generación. En la cual realizara las correcciones necesarias al plan de operación y determina los servicios auxiliares requeridos.

En esta parte de generación es donde se tiene una apertura a la inversión ya que esta actividad tiene una competencia por sí sola. Lo cual ha tenido la renovación de centrales y en el mejor de los casos un incremento substancial en la capacidad instalada.

No así en la parte de la red de transmisión la cual no tiene apertura a la inversión, para que tenga un crecimiento sustentable en ella[13].

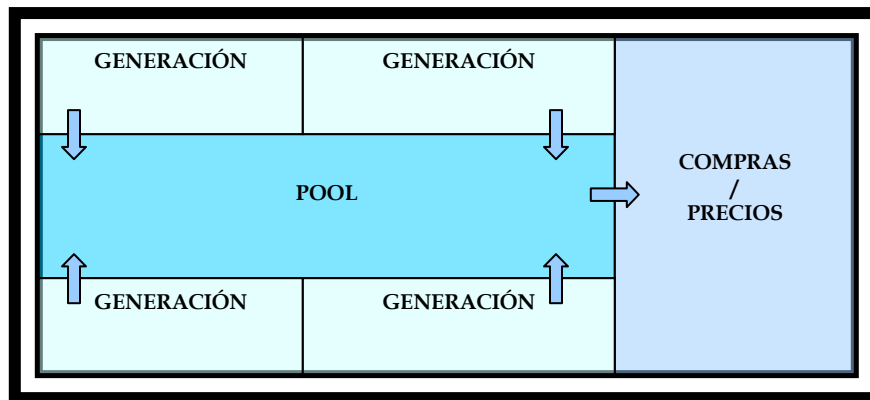


Figura 2.6. Mercado Centralizado.

2.7.2 Mercado Descentralizado

Descentralizado, en el cual se crearon instituciones ya sea pertenecientes al estado o independientes. Las funciones principales de estas instituciones es la de regulación, planificación y coordinación para una normatividad y la expansión de red.

La institución que se encarga de la regulación, define quién, cómo, dónde y cuándo sujetos a una metodología de remuneración (precio techo, con base en el rendimiento, etc.), también buscan implementar incentivos que aumenten la eficiencia para garantizar una mayor satisfacción (técnico-económica) de los usuarios.

Las instituciones que se refiere a la planificación y/o coordinación establece un mecanismo para que sea el mercado el que defina; derechos de transmisión, capacidad disponible de transferencia, etc.

En el cual el proceso de planificación tiene que ser abierto, transparente y para todos los organismos que estén interesados en la participación del sector eléctrico.

En el modelo descentralizado, la inversión y construcción de nueva infraestructura es realizada en función de los beneficios individuales de los participantes.

El mercado descentralizado tiene ciertas bases, que son:

- El operador del sistema asigna los contratos de los participantes y se mantiene fuera de los mercados spot.
- El operador del sistema administra los acuerdos y los desbalances.

-
- Los participantes corren en el mercado spot y manejan la congestión, mientras que los servicios auxiliares se manejan por separado.
 - El operador del sistema no posee generación así como la no participación en las transacciones comerciales, esto es con el propósito de forzar a los participantes de hacer todo el comercio de la energía (spot, desbalances y manejo de la congestión) en un mercado privado. Al forzar a los participantes a entablar sus contratos, es donde el operador del sistema debe asignar el sistema tomando en cuenta estos contratos. Los participantes acuerdan la cantidad de energía a comprar o vender, nodos de inyección y de extracción de la potencia y el precio a los cuales se va a comerciar. Antes de la operación del sistema en tiempo real, el operador del sistema toma el control sobre el manejo de las transacciones tomando en cuenta para el despacho y la asignación los nodos de inyección y extracción de potencia. Cada vendedor debe tener un comprador y la cantidad vendida debe ser igual a la cantidad comprada.

El propósito de este modelo descentralizado es que las transacciones comerciales sean manejadas al mayor grado posible por los participantes.

- El operador del sistema tiene mecanismos para tratar con los desbalances y las congestiones. En caso de desbalances, puesto que el operador del sistema no posee generación, debe comprar energía a los generadores de alguna manera para corregir tales desbalances y así poder cobrar por estos desbalances a los consumidores.

Existen dos formas de tratar los desbalances, que son:

- Precios Regulados.
- Precios Basados en el Mercado.

Los precios regulados son normalmente arbitrarios, de modo que no son adecuados, ya que conducen a prácticas comerciales inapropiadas. Por esto, lo más adecuado es un mercado basado en precios para los desbalances.

Si existe este mercado de desbalances, este arrojará señales económicas correctas al mercado de contratos. Así los participantes del mercado de contratos comparan los precios del contrato con los precios del mercado de desbalances puesto que la energía del mercado de desbalances es un sustituto a la energía de los contratos.

Cuando el precio de la energía de desbalance es bajo, los generadores pueden reducir su salida de potencia a un nivel menor al contratado, puesto que el mercado de desbalances puede suministrar esa energía de manera más barata.

Si el precio de la energía de desbalance es alto, los generadores pueden aumentar su salida de potencia a un nivel mayor a la contratada, debido a que el generador sería un medio más económico de suministrar la energía que el mercado de

desbalances. Por todo lo anterior, el mercado de desbalances debe ser a corto plazo, horario si es posible.

Siempre los precios de “derrame” son más bajos que los precios de “límite superior”. Debido a estas penalizaciones, los participantes tratan de entrar a contratos de corto plazo para ajustar lo más posible sus contratos con lo generado/consumido. La consecuencia es que los costos por las transacciones se incrementan. Muchos generadores se quejan de que siempre están produciendo energía sobre los niveles contratados, con tal de evitar los altos costos punitivos del “límite superior”, por lo que se ha desarrollado propuestas para establecer el mercado de desbalances con un precio único.

En el manejo de la congestión puede llevar acabo de tres formas que son: derechos físicos de transmisión, reglas de asignación - primero que oferte, primero que se despacha - y subastas de capacidad disponible de transmisión[13].

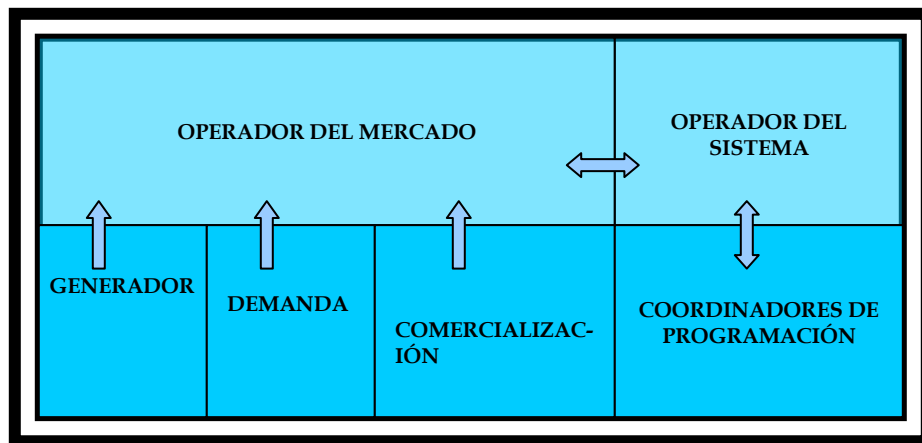


Figura 2.7. Mercado Descentralizado.

2.7.3 Mercado Híbrido

El mercado eléctrico híbrido retoma ciertos puntos del mercado centralizado y descentralizado, es decir toma actividades que son productivas de estos modelos.

Características del modelo híbrido:

- El ISO combina las funciones del OM y OS.
- Cuando el mercado mayorista de electricidad no es ejecuta con subastas simples de precio uniforme ni con subastas de asignación de unidades, sino que está basado en modelos de despacho simplificado.
- Donde las generadoras realizan contratos de diferentes formas a diferentes tiempos así como con el cliente, adonde también el pool esta libre para el que quiera hacer su mercado en esa instancia.

-
- Los compradores y vendedores establecen sus necesidades, esto en el Power Exchange[14].

2.8 Despacho Económico

El despacho económico tiene actividades que tiene que poner importancia en sector eléctrico, como son:

- Problemática de la operación de la energía eléctrica.
- Repartir la demanda total del sistema entre los generadores disponibles, de forma que el costo total de generación sea el mínimo.
- El costo de generación es variable debido a que las centrales convierten el combustible en energía eléctrica con eficiencias que pueden ser muy distintas.
- En la operación de un sistema de energía eléctrica hay que considerar, además del despacho económico, la operación de acoplar o desacoplar grupos de generación según la variación de demanda.
- Los costos fijos de una central pueden ser altos por lo que no es económico operar a un nivel de producción bajo. Es preferible desacoplar ciertas centrales cuando hay poca demanda.
- Satisfacer la demanda de energía al mínimo costo de producción, despachando a todas las unidades que se encuentren dentro de un sistema eléctrico de potencia.

El despacho económico considera dos tipos de restricciones:

- Restricción del Sistema: En las líneas de transmisión; el flujo de potencia sea menor o igual al flujo establecido por estudios de estabilidad angular, caída de tensión, ampicidad y pérdidas.
- Restricciones de las Unidades son: La unidad generadora este operando dentro de sus límites establecidos por el fabricante, considerar su rampa de incremento, es decir que de una hora a la siguiente incremente la potencia de incremento establecido por el producto y por ultimo considere su rampa de decremento en la cual la unidad nos puede reducir de su potencia máxima a la mínima por lo que debe considerar el decremento de potencia establecido por el productor.

Es necesario para una operación económica satisfacer la demanda con una combinación de generadores considerando la disponibilidad de estos, restricciones operativas del sistema y los costos de producción.

El plan de operación propuesto debe tener como objetivos principales la minimización de costos de operación y la factibilidad de su relación en la práctica

cuidando los siguientes aspectos para asegurar una operación confiable y económica del sistema eléctrico:

- Satisfacer la demanda al costo mínimo.
- Mantener reservas de capacidad en grupos de plantas.
- Vigilar los límites de generación en grupos de plantas.
- Considerar las licencias de unidades generadoras.
- Respetar tiempos mínimos de operación y paro.

CAPITULO 3

CONTRATOS BILATERALES EN UN MERCADO HIBRIDO

3.1 Contratos Bilaterales

En el mercado eléctrico sea tenido que fomentar el mercado de contratos, con el objeto de reducir los riesgos que estaban sufriendo los tipos de mercado eléctricos.

En el capítulo anterior, se describió el concepto de contratos bilaterales, los contratos bilaterales tienen dos vertientes que son: contrato físico y financiero.

El contrato bilateral sea un contrato físico o financiero, se negocia normalmente con semanas o meses de antelación al suministro de la energía, e incluye las siguientes especificaciones básicas:

- Tiempo de comienzo y hora.
- Tiempo de finalización.
- Cantidad de energía total a lo largo de la duración del contrato.
- Precio constante durante todo el periodo de tiempo que dura el contrato
- Rango de horas de suministro (el contrato puede referirse a todo el día o sólo a una franja horaria).

En el caso más general, la cantidad de energía y el precio podrían ser variables con el tiempo a lo largo de la duración del contrato (pueden ser precios diurnos o nocturnos)[4].

3.1.1 Contratos Bilaterales Físicos

En este tipo de contrato, los compradores y vendedores establecen libremente relaciones de tipo comercial, ya sea en forma directa o a través de un comercializador. Estas relaciones se basan en un intercambio de ofertas entre los participantes del mercado. Lo que caracteriza este tipo de contratos es su estrecha relación con la programación resultante para las centrales de generación. Mediante el contrato de abastecimiento de energía, el suministrador asegura la inyección de potencia al sistema para un determinado plan de generación, por parte de sus centrales de generación. A su vez, el consumidor que quiera tomar parte en el contrato debe orientar su consumo total a la energía especificada en el contrato pactado, pero a cambio dispone de la flexibilidad añadida de poder repartir su consumo como más le convenga, sin la penalización que le supondría hacer esto mismo en las horas punta del mercado. El operador del sistema determina la factibilidad y los servicios de red requeridos para la realización técnica del contrato bilateral físico solicitado[18].

Los contratos bilaterales físicos, son contratos de suministro de energía eléctrica entre un consumidor y un productor, por el que el vendedor se compromete a proporcionar al comprador una determinada cantidad dada de energía a un precio acordado por ambos[4].

3.1.2 Contratos Bilaterales Financieros

Los contratos bilaterales financieros, son productos de un libre intercambio comercial entre suministradores y consumidores, ya sea en forma directa o a través de un comercializador.

Este tipo de contrato no afecta a la programación de las centrales, ya que ellos tienen por objeto manejar una estrategia de mercado, el riesgo de variación futura del precio de la energía eléctrica.

Con este instrumento financiero los agentes participantes aseguran un precio de compra/venta para un determinado período. Es un contrato con un perfil plano (el precio no cambia). A su vencimiento, el contrato se ejecuta mediante la liquidación de la cantidad contratada por la diferencia entre el precio pactado y el precio medio del mercado, durante el periodo de ejercicio.

3.2 Mercados a Plazos

Los mercados a plazos en el sector eléctrico, se comercializan contratos de compra-venta de dicho producto con plazos de entrega superiores a 24 horas ya sea semanas, meses, trimestres ó años.

Los mercados a plazo juegan un papel importante para un mercado en desarrollado que son lo suficientemente sólido para él ya que permiten adaptarse a los distintos perfiles de riesgo a los que se exponen los agentes compradores y/o vendedores, al tiempo que facilitan la competencia en los mercados mayorista y minorista[14].

Los puntos de vista de diferentes áreas del sector eléctrico en un mercado a plazos, los cuales se mencionaran a continuación:

- Un comercializador que quiera entrar a competir en el mercado minorista de clientes finales deberá adquirir energía para abastecerlos. Si este lo hace en un mercado diferente a plazo, tendrá que adquirir toda esta energía en el mercado diario, el precio es inestable. Sin embargo, si el comercializador puede contratar a plazo energía a un precio determinado, podrá realizar ofertas a sus clientes más ajustadas, al no tener que incorporar en el precio

del contrato toda la incertidumbre sobre la variabilidad de los precios en el mercado diario.

- Los generadores son importantes ya que éste permite fijar un nivel de ingresos estable y aceptable para la cantidad objeto de contratación.
- El consumidor está en relación con las ofertas que le son realizadas a las comercializadoras, las cuales estas disponen de distintos suministradores y de especializarse en la gestión de riesgos puede ofrecer una cobertura de precios más interesante que la que pueda obtener, normalmente, un cliente de manera directa.

Los mercados a plazo facilitan la gestión del riesgo de variación de precios en el mercado diario.

Los agentes que optimicen el conjunto de contratos en su cartera estarán en disposición de competir por los clientes finales con ventaja o de tener más oportunidades de inversión en unidades de generación.

Los clientes industriales que realizan la contratación a plazo, tienden a otorgales precios de la energía más adecuados que sus competidores.

Las contrataciones a plazo no tienen porqué significar precios más bajos que el mercado al contado. Las contrataciones a plazo simplemente son mecanismos para fijar un precio con el que el comprador y el vendedor se encuentran confortables de cara al futuro, de manera que se estabilicen las corrientes de pagos o cobros para la energía pactada.

Puede ser que, llegado el momento de la entrega, el precio del mercado diario sea superior al pactado en el contrato a plazo. En ese caso, el comprador habrá sacado más ventajas de la contratación que el vendedor, aunque podría haber ocurrido lo contrario[14].

Lo que es importante es que:

- En el momento de la contratación a plazo el precio complacía las previsiones de ambas partes.
- La eliminación del riesgo de precios de las dos partes induce ventajas para ambas partes.

La consistencia en tener un conjunto de contratos que permite alcanzar una determinada rentabilidad sin asumir un riesgo excesivo.

3.3 Contratos a Corto Plazo

En el Mercado de Corto Plazo, se realizan transacciones de compra y venta de energía eléctrica que sirven para ajustar la falta o exceso de la energía estipulada en los contratos bilaterales. Se define como mercado de subastas de corto plazo, tiene un sistema de despacho por orden de merito según costo marginal (precio *spot*).

Las transacciones en este mercado se realizan a precio *Spot* (costo marginal de la fuente de energía más cara utilizada para atender la demanda prevista a un determinado nivel de carga) determinado por un organismo a través de modelos matemáticos que consideran la utilización de las fuentes de energía más económicas disponibles y el resguardo del almacenamiento global energético, de modo de aprovechar al máximo los recursos hídricos.

Los niveles de carga mencionados corresponden a niveles de consumos horarios definidos como: Período Pesado (de 18:01 a 21:01 horas), Período Medio (de 7:01 a 18:00 horas y de 21:00 a 24:00 horas) y Período Leve (de 00:01 a 7:00 horas).

El precio *Spot* es calculado antes y después de la operación efectiva, determinándose los precios *ex ante* y *ex post*. El precio *ex ante* es solamente una señal que permite a los agentes del mercado definir mejor sus decisiones.

El precio *ex post* es el precio *Spot* real para ser usado en las transacciones del Mercado de Corto Plazo. Los precios *Spot* comenzaron siendo calculados mensualmente, pero en la actualidad se realizan en cada período horario determinado por el operador del sistema.

Los contratos a corto plazos tienen una serie de características, son[8]:

- El despacho de corto plazo, planea el uso óptimo de recursos de generación en un horizonte de tiempo más cercano (1 a 7 días) por lo que su incertidumbre es menor.
- El despacho de tiempo real, ajusta las desviaciones resultantes del despacho de corto plazo, haciendo uso óptimo de los recursos disponibles.

Los contratos a corto plazo tienen relaciones en diferentes áreas del sector eléctrico, que son[8]:

- Restricciones ambientales.
- Contratos con permisionarios externos.
- Configuración del sistema eléctrico.
- Disponibilidad y Precio de Combustibles y Fletes.
- Política de operación del sistema eléctrico.
- Pronóstico de escurrimiento.

-
- Pronóstico de demanda.
 - Disponibilidad hidráulica.
 - Disponibilidad de unidades.
 - Curvas de régimen térmico.

Los contratos de corto plazo tienden a obtener resultados en los siguientes puntos[8]:

- Costos de producción.
- Asignación de unidades
- Predespacho horario de generación
- Necesidades energéticas a corto plazo
- Costos totales de corto plazo.

3.3.1 Mercado Mayorista de Corto Plazo

Objetivos de este tipo de mercado mayorista en corto plazo[6]:

- Evaluar el comportamiento en cuanto a la compra/venta de energía mediante supervisión ex-post.
- Evaluar el nivel de Competencia efectivo en el mercado, las prácticas anticompetitivas y las disfunciones en las normas de mercado.

Las características del mercado mayorista junto con el contrato a corto plazo, son[6]:

- Generación.
- Negocios de red (transmisión y distribución).
- Servicios complementarios.
- Mercados basados en modelos de competencia perfecta.
- Experiencia insuficiente.
- Demanda prácticamente inelástica.
- Generación y comercialización sujetas a competencia, transmisión y distribución reguladas.
- Manejo diverso de la congestión.
- Ofertas basadas en precios lineales.
- Existencia de poder de mercado (competencia imperfecta), sobre-regulación para evitar el poder de mercado (California), incertidumbre en el largo plazo (precios volátiles de la energía, inversiones en generación, transmisión y distribución).

3.3.2 Precios de Contratos a Plazos

En los mercados a plazo de electricidad, el precio de los contratos está determinado por el cruce entre la oferta del mercado (integrada por las ofertas que realizan los vendedores de contratos) y la demanda del mercado (integrada por las ofertas que realizan los compradores de contratos) que se producirá según las reglas particulares de cada mercado.

- En el mercado organizado los vendedores y los compradores hacen pública sus ofertas de venta y compra respectivamente. Cuando algún agente encuentra una oferta interesante en el mercado puede contratar la energía.
- En los contratos de opción el precio de la energía se determina a través de un procedimiento de subasta.
- En los contratos bilaterales físicos son los dos agentes involucrados quienes de forma privada y únicamente sujetos a la negociación bilateral fijan el precio de la energía en el contrato. El precio de los contratos financieros se fija también de una forma parecida mediante contactos bilaterales entre las partes a través de un intermediario o broker.

El precio a plazo de la energía eléctrica depende fundamentalmente de las expectativas de los agentes en las variables que afectan al precio del mercado diario y del grado de incertidumbre.

A la hora de intercambiar energía a plazo tanto los vendedores como los compradores realizan previsiones sobre la evolución del precio del mercado diario de electricidad que depende de factores de oferta (precios de los combustibles, reservas hidráulicas, previsión de producción eólica, disponibilidad de las instalaciones, costes de oportunidad de la operación de activos) y de demanda.

Los agentes preparan sus ofertas de venta y de compra de energía a plazo en función de las expectativas y sobre la evolución de estas variables fundamentales. Además, incorporan en sus ofertas una prima de riesgo que refleja la incertidumbre acerca de sus previsiones; cuando las ofertas de venta y de compra de los vendedores y de los compradores son razonablemente similares.

CAPITULO 4

ASIGNACIÓN DE UNIDADES EN UN MERCADO ELÉCTRICO TIPO HÍBRIDO CON CONTRATO BILATERAL

4.1 Factores a Considerar para la Formulación de la Asignación de Unidades en Un Mercado Electrónico Tipo Híbrido con Contrato Bilateral.

4.1.1 Curva de Entrada/Salida

Es el valor del costo del combustible, no es más que un multiplicador por el costo unitario del combustible[11].

$$B_j(P_j) = a_j \cdot P_j^2 + b_j \cdot P_j + c_j \quad (4.1)$$

Con:

$$\underline{P}_j \leq P_j \leq \bar{P}_j \quad (4.2)$$

B_j ; Costo de combustible.

P_j ; Potencia que genera la unidad j .

\underline{P}_j ; Potencia mínima capaz de producir la unidad térmica.

\bar{P}_j ; Potencia máxima capaz de producir la unidad térmica.

4.1.2 Incremento o Decremento de Generación

Una unidad termoeléctrica no puede incrementar su producción de energía por encima de un cambio gradual (máxima), se le llama rampa de incremento máxima de generación[11].

$$p_j^{k+1} - p_j^k \leq S_j \quad (4.3)$$

S_j ; Rampa máxima de incremento de carga de la central j .

Así, como ninguna central puede bajar su producción por encima de un máxima, se nombre rampa máxima de bajada de carga.

$$p_j^k - p_j^{k+1} \leq T_j \quad (4.4)$$

T_j ; Rampa máxima de decremento de carga de la central j .

4.1.3 Linealización de la Red Eléctrica

Modelo de C. A. en la red eléctrica; las restricciones de tensiones complejas nodales con los flujos de potencia son no lineales [11].

Modelo de C. D. en la red eléctrica; las restricciones de tensiones complejas nodales con los flujos de potencia son lineales [11].

El flujo de potencia del nodo i al nodo m esta dado por [11]:

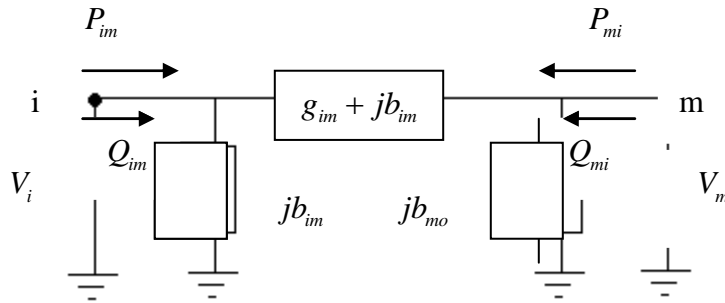


Figura 4.1. Circuito de un elemento de transmisión sus flujos de potencia y tensiones nodales.

$$\begin{aligned}
 P_{im} + jQ_{im} &= \bar{V}_i \left[(\bar{V}_i - \bar{V}_m)(g_{im} + jb_{im}) \right] + \bar{V}_i (j\bar{V}_i b_{i0}) \\
 &= V_i e^{j\delta_i} \left[(V_i e^{j\delta_i} - V_m e^{j\delta_m})(g_{im} + jb_{im}) \right] - jV_i^2 b_{i0} \\
 &= \left[V_i^2 - V_i V_m \cos(\delta_i - \delta_m) - V_i V_m \text{sen}(\delta_i - \delta_m) \right] (g_{im} + jb_{im}) - jV_i^2 b_{i0}
 \end{aligned} \quad (4.5)$$

De donde:

$$P_{im} = V_i^2 g_{im} - V_i V_m \cos(\delta_i - \delta_m) - V_i V_m \text{sen}(\delta_i - \delta_m) \quad (4.6)$$

Suponiendo:

- a) $V_i = V_m = 1.0$
- b) $x_{im} \gg r_{im}$

Por lo tanto:

$$g_{im} = \frac{r_{im}}{r_{im}^2 + x_{im}^2} \approx 0.0 \quad (4.7)$$

$$b_{im} = \frac{x_{im}}{r_{im}^2 + x_{im}^2} \approx -\frac{1}{x_{im}} \quad (4.8)$$

c) $(\delta_i - \delta_m) \rightarrow 0$

Se deduce a:

$$\cos(\delta_i - \delta_m) \approx 1.0 \quad (4.9)$$

$$\text{sen}(\delta_i - \delta_m) \approx (\delta_i - \delta_m) \quad (4.10)$$

Así, que el flujo de potencia activa a través del elemento conectado a los nodos i y m queda.

$$P_{im} = \frac{1}{x_{im}}(\delta_i - \delta_m) \quad (4.11)$$

Esta ecuación escrita puede calcularse los ángulos de fase θ_i del sistema.

La potencia neta inyectada puede expresarse en los flujos de potencia incidentes al nodo i como:

$$P_i = \sum_{m \in i} P_{im} = \sum_{m \in i} \frac{1}{x_{im}}(\delta_i - \delta_m) \quad (4.12)$$

Se simplifica a:

$$P_i = \sum_{m \in i} \left(\frac{1}{x_{im}} \delta_i - \frac{1}{x_{im}} \delta_m \right) \quad (4.13)$$

$m \in i$; indica los nodos incidentes al nodo i .

Puede expresarse, la ecuación de balance de potencia nodal:

$$P_{Gi} = P_{Di} + P_i = P_{Di} + \sum_{m \in i} \left(\frac{\delta_i - \delta_m}{x_{im}} \right) \quad (4.14)$$

Los límites de transmisión se representan:

$$\left(\frac{\delta_i - \delta_m}{x_{im}} \right) \leq P_{im}^{\max} \quad (4.15)$$

4.2 Mercado Híbrido

El surgimiento de un tipo de modelación se debe a la crisis de tipo económico o técnico del sector eléctrico así como también a la evolución tecnológica tanto a nivel de generación como del sistema de transmisión.

Donde las funciones tanto del mercado como del sistema no están separadas en su descripción operacional.

La relación de estos dos organismos (mercado y sistema) tiene como diseño que el operador del sistema alcanza la mayor parte de beneficios de la coordinación de transmisión y reservas, mientras que los mercados en términos de energía mejoran la competencia y promueven la eficacia, permitiendo a los participantes manejar sus propias operaciones.

El operador del sistema, se encarga de controlar el despacho, mantener la seguridad del sistema y balancear la demanda en tiempo, aumentando o disminuyendo la producción.

- Los consumidores pueden elegir quienes le abastecen de electricidad.
- Los generadores ofrecen su energía y potencia a través de la bolsa.

El mercado híbrido establece la participación de contratos bilaterales, los participantes que no tengan contratos bilaterales establecidos acudirán con el operador del mercado, entre los contratos se encuentran desde contratos a un precio fijo a un determinado tiempo o a contratos que varían sus precios según el mercado spot.

El mercado de contratos se realiza entre los comercializadores y los generadores, los contratos quedan definidos cuando se puede establecer claramente la cantidad de electricidad y el precio. Los contratos se firman con duraciones de un día en adelante.

Cuando el mercado mayorista de electricidad no es ejecutado con subastas simples de precio uniforme ni utilizando modelos de optimización más complejos, el mercado se puede catalogar como un modelo híbrido.

El desarrollo que tiene este tipo de mercado eléctrico, es la compraventa de energía, tomando en cuenta las limitaciones físicas de la red de transmisión. Para que se lleve a cabo la compraventa es necesario el despacho de potencia, la cual esta tiene la facultad de seleccionar las ofertas de generación que más le convenga, económicamente para la suministración de la demanda que tenga y así poder determinar los precios indicados.

La Bolsa de Energía es un mercado para las 24 horas del día siguiente, con obligación de participación para todo generador registrado en el mercado, con reglas explícitas de cotización, y en el que la energía por contratos es independiente del precio de corto plazo. El lado de la demanda no participa directamente en la Bolsa, lo hacen por medio de comercializadoras.

El comportamiento de ciertas áreas en el modelo híbrido son las siguientes:

- Los generadores y distribuidores asignaran contratos con la cual tendrán rentabilidad y una inversión.
- Los generadores pueden ofrecer su energía y potencia en el Pool y realizar contratos bilaterales y se realiza esta transacción por un broker.
 - Los agentes que son dueñas de las líneas de transmisión o distribución deben tener una concesión, como permitir el acceso libre y no discriminatorio a generadores u otros organismos dedicados a la transmisión de la energía eléctrica. Estos cobran tarifas a los generadores y transmisores que hacen uso de sus redes.
 - El mercado mayorista, participan compradores y vendedores, en el cual se desarrollan actividades como la generación, la comercialización mayorista y el transporte mayorista según el organismo dedicado a esto.
- Los comercializadores compraran energía al generador más barato o al que realice una mejor oferta y luego ofrecen toda esta energía a un costo menor de que lo que puede ofrecer un determinado generador por su energía, la cual resulta conveniente para los consumidores.

Los comercializadores compran esta energía en el mercado mayorista, ya sea en la bolsa o realizando contratos bilaterales con los generadores, para luego venderla directamente a los usuarios finales o también pueden vender energía a otros comercializadores, generadores y compañías distribuidoras.

También el modelo híbrido es la fusión entre los mecanismos regulatorios e incentivos de mercado para obtener una mayor eficiencia y beneficio social.

- Las instituciones regulatorias tienen que proveer inversiones de largo plazo.
- Los incentivos de mercado tienen que prever un crecimiento el desarrollo de la expansión de la red.

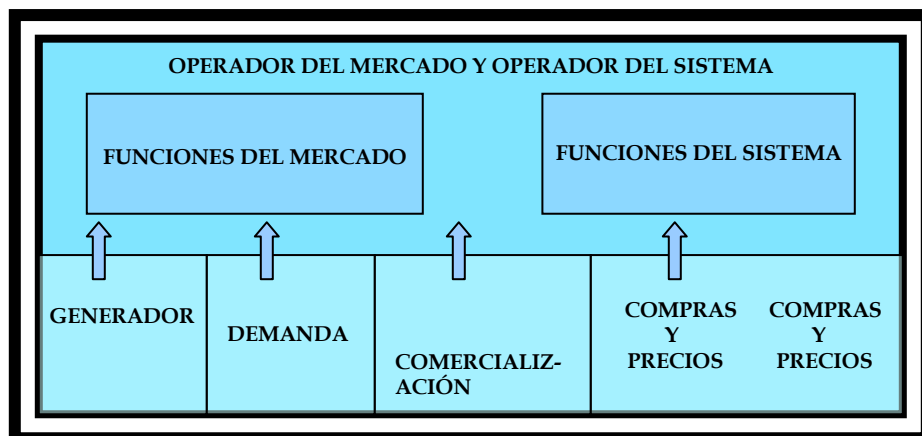


Figura 4.2. Mercado Híbrido.

4.2.1 Formulación de la Asignación de Unidades en un Mercado Eléctrico Tipo Híbrido

La siguiente formulación del modelo híbrido consiste en ejecutar un mercado diario usando modelos lineales de flujos óptimos.

Este modelo de optimización considera que cada generador envía al operador del mercado ofertas simples de generación dentro del mercado diario, cada comprador participante envía la potencia que requiere [11].

$$\text{Minimizar } Z = \sum_{k=1}^K \left[\sum_{j=1}^J B_j p_j^k - \sum_{i=1}^I D_i p_{Di}^k \right] \quad (4.16)$$

$$\text{Sujeta a: } P_{Gi}^k = P_{Di}^k + \sum_{m \in i}^k \left(\frac{\delta_i - \delta_m}{x_{im}} \right) \quad (4.17)$$

$$\left(\frac{\delta_i^k - \delta_m^k}{x_{im}} \right) \leq P_{im}^{\max} \quad (4.18)$$

$$p_j^k - p_j^{k+1} \leq T_j \quad \forall j, k = 0, \dots, K-1 \quad (4.19)$$

$$p_j^{k+1} - p_j^k \leq S_j \quad \forall j, k = 0, \dots, K-1 \quad (4.20)$$

$$\underline{P}_j \leq p_j^k \leq \bar{P}_j \quad (4.21)$$

$$\underline{P}_{Di} \leq p_{Di}^k \leq \bar{P}_{Di} \quad (4.22)$$

$$\sum_{j=1}^J P_j^k = \sum_{i=1}^I P_{Di}^k \quad (4.23)$$

Donde:

K ; Número de periodos de tiempo que tiene el horizonte temporal.

B_j ; Precio variable de la central j .

D_i ; Precio de ofertas de la demanda j .

\underline{P}_j ; Producción mínima de la central j .

\bar{P}_j ; Producción máxima de la central j .

S_j ; Rampa máxima de incremento de carga de la central j .

T_j ; Rampa máxima de decremento de carga de la central j .

\underline{P}_{Di} ; Potencia mínima demandada en el nodo i .

\bar{P}_{Di} ; Potencia máxima demandada en el nodo i .

p_{Di}^k ; Potencia de demanda en el nodo i .

- P_{Gi}^k ; Potencia de generación en el nodo i .
- x_{im} ; Reactancia de la línea conectada a los nodos i y m .
- P_{im}^{\max} ; potencia máxima de transferencia en el elemento conectado a los nodos i y m .
- δ_1^k ; Ángulo de la tensión compleja nodal en el nodo 1 $\delta_1^k = 0.0$
- J ; Número de centrales de producción.
- I ; Número de demandas en el sistema.
- p_j^k ; Producción de la central j durante el periodo k .
- p_{Di}^k ; Potencia demandada en el nodo i en la etapa k .
- δ_i^k ; Ángulo de la tensión compleja nodal para $i \neq 1$.

4.2.2 Ejemplo de la Asignación de Unidades en un Mercado Eléctrico Tipo Híbrido

El siguiente ejemplo ilustrara lo que es un mercado híbrido [11].

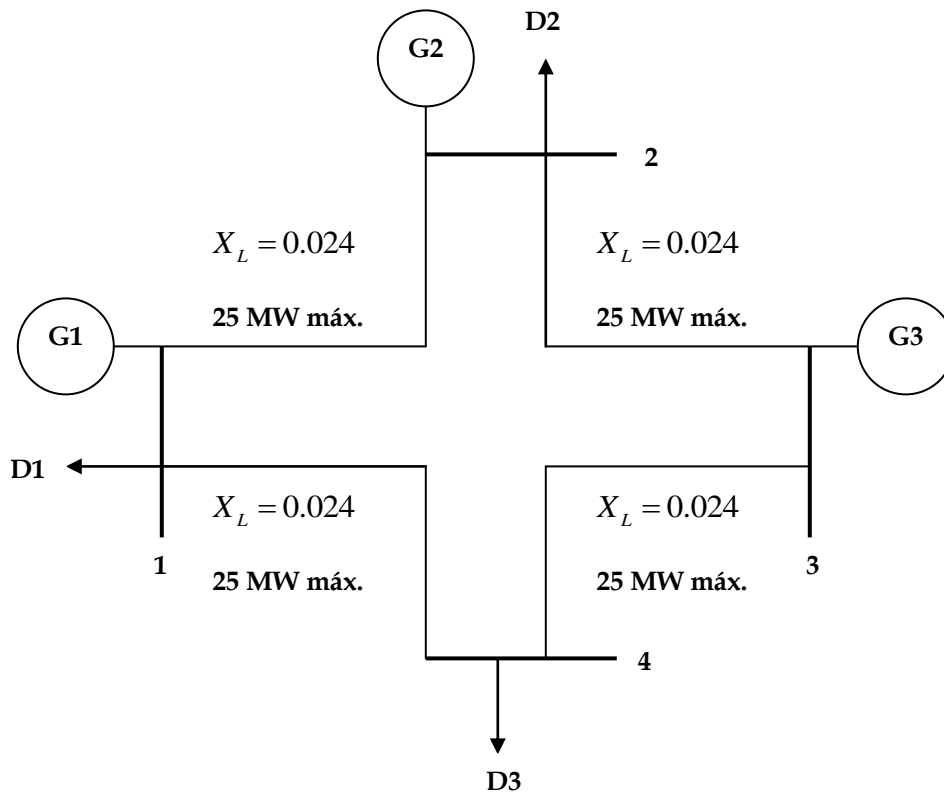


Figura 4.3. Sistema para el Ejemplo del Mercado Eléctrico Tipo Híbrido.

La Tabla 4.1, muestra los datos que los generadores proporcionan, los cuales son: la generación máxima, generación mínima, precio, hora y nodo a los que están conectados.

Tabla 4.1. Ofertas de los Generadores.

Generador	Nodo	Hora	\$/MW	\underline{P}	\bar{P}
G 1	1	1	4.00	0.0	25.00
G 2	2	1	8.00	0.0	20.00
G 3	3	1	6.00	0.0	22.00

La Tabla 4.2, los distribuidores solicitan la potencia y precios que requieren.

Tabla 4.2. Oferta de Demanda

Demanda	Nodo	Hora	\$/MW	\underline{P}_D	\bar{P}_D
D 1	1	1	12.00	20.0	20.00
D 2	2	1	12.00	20.0	20.00
D 3	4	1	12.00	20.0	20.00

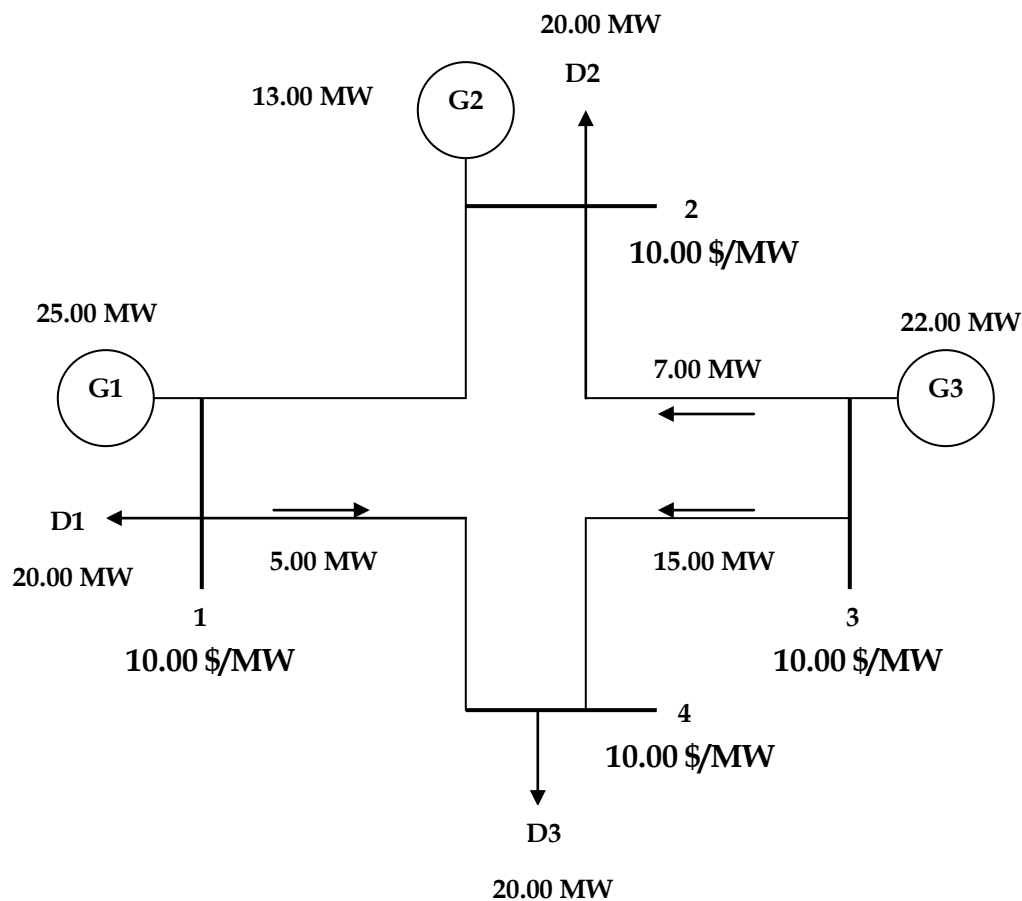


Figura 4.4. Resultados de las dos Tablas Anteriores.

La Tabla 4.3, muestra las potencias.

Tabla 4.3. Solución Óptima a la Asignación de Unidades en el Mercado Eléctrico Tipo Híbrido.

Hora	P_D	P_{G1}	P_{G2}	P_{G3}
1	60.00	25.00	13.00	22.00

La Tabla 4.4, muestra las retribuciones que tendrá cada unidad por cada potencia generada en la etapa, las variables duales determinan el precio de la potencia en este caso es de 10.00 \$/MW.

Tabla 4.4. Retribuciones (precio nodal x potencia generada).

Generador	Nodo	Hora	\$/MW	p^1	Retribuciones (\$)
G 1	1	1	12.00	25.00	300.00
G 2	2	1	12.00	13.00	156.00
G 3	3	1	12.00	22.00	264.00

La Tabla 4.5, muestra los pagos que se tienen que hacer las demandas por el consumo de la potencia eléctrica.

Tabla 4.5. Pago (precio nodal x potencia generada).

Demanda	Nodo	Hora	\$/MW	p_D^1	Pagos (\$)
D 1	1	1	12.00	20.00	240.00
D 2	2	1	12.00	20.00	240.00
D 3	4	1	12.00	20.00	240.00

La Tabla 4.6, muestra los ángulos de los voltajes nodales para la etapa del horizonte de optimización. El ángulo es determinado al momento de minimizar la función objetivo.

Tabla 4.6. Ángulo Nodal.

Angulo Nodal	Hora
	1
N 1	0.0
N 2	0.01
N 3	0.08
N 4	-0.03

La Tabla 4.7, muestra la potencia que tiene las líneas para la etapa del horizonte de optimización.

Tabla 4.7. Flujo de Potencia.

Líneas de Transmisión	Hora	
	Nodo de conexión	1
E 1	$N_1 - N_2$	0.00
E 2	$N_1 - N_4$	5.00
E 3	$N_2 - N_3$	-7.00
E 4	$N_3 - N_4$	15.00

4.3 Modalidades de Contrato Bilateral

Para que se lleve a cabo los contratos bilaterales dentro del mercado eléctrico, existen diferentes modalidades entre los generadores y comercializadores para que estos realicen la compra/venta de la energía eléctrica.

Estos contratos permiten al generador garantizar su gestión y cubrir el riesgo existente en los contratos y el comercializador le garantiza el cubrir la totalidad o parcial de la demanda.

A continuación se nombran algunas formas de realizar el contrato bilateral:

- El comercializador compra determinada cantidad de energía a un determinado precio.
- Agente comprador paga su consumo al precio estipulado en el contrato, cuando este sea inferior o igual a la cantidad de energía contratada.
- Las cantidades contratadas se determinan por el horario con base a la información que reporta la central de generación.
- Se determina como el menor valor entre la demanda del comprador y la disponibilidad programada del vendedor para cada hora.
- Cantidad contratada es la necesaria entre generación /comercializador.

4.3.1 Riesgos de los Contratos Bilaterales

Los riesgos que tienen la contratación de contratos bilaterales en el mercado eléctrico, son[4]:

- Las variaciones que llega a tener el precio de la energía eléctrica en el tiempo (hora, días, meses, año).
- El generador no conoce la cantidad real de energía eléctrica que debe generar para cubrir su demanda su contrato.
- Central termoeléctrica, el precio del combustible, es el insumo principal para la producción de energía y afecta directamente el costo variable.

- Las contingencias que pueden llegar a tener el generador, que no permite generar la producción necesaria para cumplir sus requerimientos de demanda.

4.3.2 Contratos Bilaterales en la Red Eléctricos en un Mercado Híbrido

Al instrumentar un contrato bilateral en la red eléctrica, en la central correspondiente (nodo i) afecta a las demás centrales que están en relación con ese nodo.

Por lo tanto, un contrato bilateral se puede determinar de la siguiente forma:

$$P_{CBi} = CB_i + \sum_{m \in i} \left(\frac{\delta_i - \delta_m}{x_{im}} \right) \quad (4.24)$$

P_{CBi} ; Potencia de producción con contrato bilateral en la central i .

CB_i ; Contrato bilateral pactado en la central i .

$\sum_{m \in i} \left(\frac{\delta_i - \delta_m}{x_{im}} \right)$; Flujo de potencia incidentes en la central i .

En cuanto a la producción de demanda de las demás centrales que están en contacto con la central que está instrumentado su contrato bilateral, se puede determinar de la siguiente forma:

$$P_m = P_{Dm} - CB_i - \sum_{m \in i} \left(\frac{\delta_i - \delta_m}{x_{im}} \right) \quad (4.25)$$

P_m ; Potencia de generación en el nodo m .

P_{Dm} ; Potencia de demanda en el nodo m .

CB_i ; Contrato bilateral pactado en la central i .

$\sum_{m \in i} \left(\frac{\delta_i - \delta_m}{x_{im}} \right)$; Flujo de potencia incidente en la central m .

La relación de lo antes mencionado en la formulación de cómo se puede determinar el contrato bilateral en la red se puede expresar a:

$$PCB_{Gi} = P_{Di} + P_{CBi} = P_{Di} + CB_i + \sum_{m \in i} \left(\frac{\delta_i - \delta_m}{x_{im}} \right) \quad (4.26)$$

Donde una central con su instrumentación del contrato bilateral no puede incrementar su producción por encima de su máximo ni bajar su producción por debajo de su mínimo.

$$P_{\min} + CB_i \leq G_i \leq P_{\max} \quad (4.27)$$

$$P_{\min} \leq G_i \leq P_{\max} \quad (4.28)$$

Así, como las centrales que están siendo afectadas por el contrato bilateral no pueden incrementar su producción por que se saturaría la línea y tampoco bajar porque se necesita cubrir su demanda de producción pactada.

4.3.3 Ejemplo de la Asignación de Unidades en un Mercado Eléctrico con Contrato Bilateral

El ejemplo que se mostrara en seguida solo se observa lo que ocurre en un determinado nodo (nodo 4), el cual también solo se muestran los valores que inciden en dicho nodo por el cual los demás valores no se registran en la figura 4.5[17].

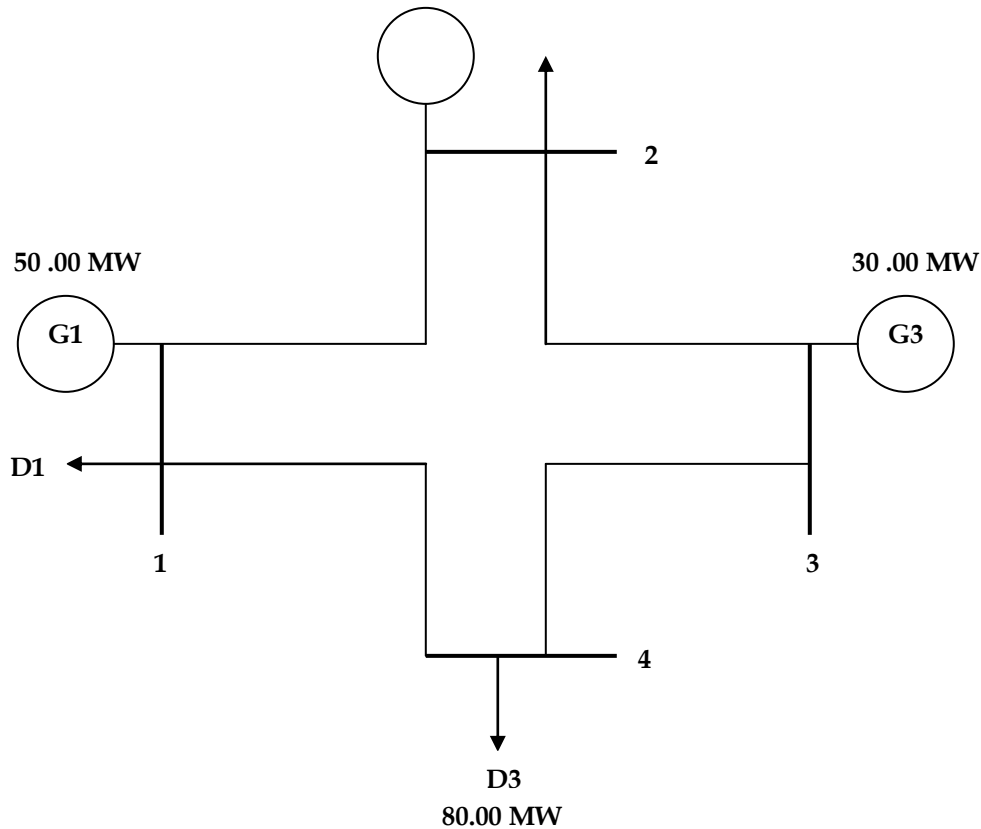


Figura 4.5. Sistema Eléctrico, para la Asignación de Unidades en un Mercado Eléctrico con Contrato Bilateral.

Los generadores tienen una potencia mínima de 10 MW y una velocidad de toma de carga de 30 MW.

Las líneas tienen un límite de transporte de 50 MW.

Las impedancias en las líneas son iguales.

En la Tabla 4.8, se tiene los contratos bilaterales con el generador.

Tabla 4.8. Ofertas de los Generadores.

Generador	Nodo	Contrato Bilateral
G 1	4	50.00
G 3	4	30.00

La demanda a cubrir en nodo 4 es de 80 MW.

La Tabla 4.9, muestra la solución de un mercado eléctrico con contrato bilateral.

Tabla 4.9. Solución Mercado Eléctrico con Contrato Bilateral.

Nodo	P_D	P_{G1}	P_{G3}
4	80.00	50.00	30.00

Si cada generador tiene un precio a vender por el contrato bilateral en este caso el generador 1 y el generador 2 tiene su respectivo precio.

La Tabla 4.10, muestran los precios de los respectivos contratos bilaterales \$/MW.

Tabla 4.10. Precios de los Contratos Bilaterales.

Generador	Nodo	\$/MW	p^1	Contrato Bilateral Ganancia (\$)
G 1	4	25.00	50.00	1250.00
G 3	4	30.00	30.00	900.00

Al implementarse el contrato bilateral se tiene que tomar en cuenta que en este caso las líneas tiene un límite de transmisión de 50 MW, el cual el generador 1 tiene que producir 50 MW, lo que quiere decir que está transmitiendo la capacidad de las líneas, el cual hace posible que esta línea este saturada y otro generador no pueda aumentar su producción por la razón que se saturaría si es que esta en relación con esta línea.

4.4 Asignación de Unidades en un Mercado Eléctrico Tipo Híbrido con Contrato Bilateral

La asignación de unidades en un mercado eléctrico tipo híbrido con contrato bilateral, se realizara mediante la formulación que se hizo en la formulación de asignación de unidades en un mercado eléctrico tipo híbrido, en este se realizara la implementación del contrato bilateral, es decir la repercusión que tiene el cumplir con el contrato bilateral en la red eléctrica en determinado generador.

$$\text{Minimizar } Z = \sum_{k=1}^K \left[\sum_{j=1}^J B_j p_j^k - \sum_{i=1}^I D_i p_{Di}^k \right] \quad (4.29)$$

$$\text{Sujeta a: } PCB_{Gi}^k = P_{Di}^k + CB_i^k + \sum_{m \in i}^k \left(\frac{\delta_i - \delta_m}{x_{im}} \right) \quad (4.30)$$

$$\left(\frac{\delta_i^k - \delta_m^k}{x_{im}} \right) \leq P_{im}^{\max} \quad (4.31)$$

$$p_j^k - p_j^{k+1} \leq T_j \quad \forall_j, k = 0, \dots, K-1 \quad (4.32)$$

$$p_j^{k+1} - p_j^k \leq S_j \quad \forall_j, k = 0, \dots, K-1 \quad (4.33)$$

$$\underline{P}_j \leq p_j^k \leq \bar{P}_j \quad (4.34)$$

$$\underline{P}_{Di} \leq p_{Di}^k \leq \bar{P}_{Di} \quad (4.35)$$

$$\sum_{j=1}^J P_j^k = \sum_{i=1}^I P_{Di}^k \quad (4.36)$$

Donde:

K ; Número de periodos de tiempo que tiene el horizonte temporal.

B_j ; Precio variable de la central j .

D_i ; Precio de ofertas de la demanda j .

\underline{P}_j ; Producción mínima de la central j .

\bar{P}_j ; Producción máxima de la central j .

S_j ; Rampa máxima de incremento de carga de la central j .

T_j ; Rampa máxima de decremento de carga de la central j .

\underline{P}_{Di} ; Potencia mínima demandada en el nodo i .

\bar{P}_{Di} ; Potencia máxima demandada en el nodo i .

p_{Di}^k ; Potencia de demanda en el nodo i .

PCB_{Gi}^k ; Potencia de generación con contrato bilateral en el nodo i .

-
- x_{im} ; Reactancia de la línea conectada a los nodos i y m .
 P_{im}^{\max} ; Potencia máxima de transferencia en el elemento conectado a los nodos i y m .
 δ_1^k ; Ángulo de la tensión compleja nodal en el nodo 1 $\delta_1^k = 0.0$.
 J ; Número de centrales de producción.
 I ; Número de demandas en el sistema.
 p_j^k ; Producción de la central j durante el periodo k .
 p_{Di}^k ; Potencia demandada en el nodo i en la etapa k .
 δ_i^k ; Ángulo de la tensión compleja nodal para $i \neq 1$.

4.4.1 Ejemplo de la Asignación de Unidades en un Mercado Eléctrico Tipo Híbrido con Contrato Bilateral

Ejemplo A.

Se considera un horizonte de planificación de 3 horas. Las demandas en esas horas son 150 MW, 500 MW y 400 MW respectivamente, los cuales se le sumaran los Contratos Bilaterales a las generadoras pactados con anterioridad. Se considera 3 generadoras de producción de energía eléctrica.

En la tabla 4.11, muestra los Datos Característicos de las Unidades Generadoras.

Tabla 4.11. Datos Característicos de las Unidades Generadoras Ejemplo A.

Generador	1	2	3
Producción Máxima	350.0	200.0	140.0
Producción Mínima	50.0	80.0	40.0
Limite de Rampa de Subida	200.0	100.0	100.0
Limite de Rampa de Bajada	300.0	150.0	100.0
Costo Fijo	5.0	7.0	6.0
Costo de Arranque	20.0	18.0	5.0
Costo de Paro	0.5	0.3	1.0
Costo Variable	0.100	0.125	0.150

Se muestran las demandas en su respectiva hora para cubrir las generadoras en la Tabla 4.12.

**Tabla 4.12. Demanda por Hora y Demanda total con El Contrato Bilateral
Ejemplo A.**

Demanda	Hora	P_D (MW)	P (MW)
D1	1	150.0	210.0
D2	2	500.0	645.0
D3	3	400.0	670.0

Contratos Bilaterales que fueron pactados con las generadoras, son presentados en la Tabla 4.13.

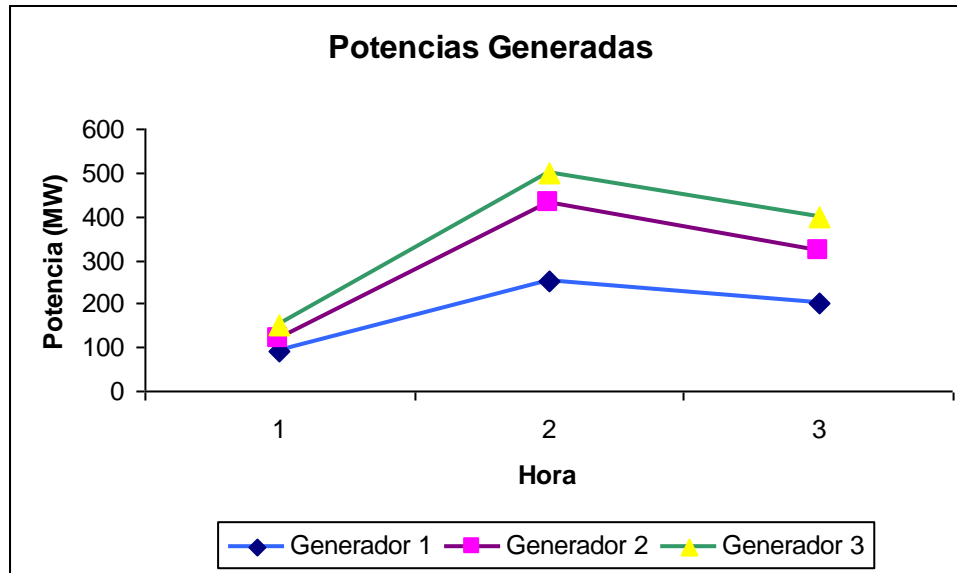
Tabla 4.13. Contratos Bilaterales por Hora Asignadas a los Generadores Ejemplo A.

Generador	Contrato Bilateral		
	1	2	3
G1	0.0	100.0	150.0
G2	50.0	20.0	80.0
G3	10.0	25.0	40.0

La solución óptima se presentara a continuación en la Tabla 4.14 de acuerdo a las características de las unidades generadoras que fueron mencionadas.

Tabla 4.14. Solución Óptima a la Asignación de Unidades Ejemplo A.

Generador	1 Hora		2 Hora		3 Hora	
	Mercado Libre	Contrato Bilateral	Mercado Libre	Contrato Bilateral	Mercado Libre	Contrato Bilateral
PG1	90.0	0.0	250.0	100.0	200.0	150.0
PG2	30.0	50.0	180.0	20.0	120.0	80.0
PG3	30.0	10.0	70.0	25.0	80.0	40.0
Total	210.0		645.0		670.0	



Grafica 4.1. Potencia Generada por cada Unidad Generadora Ejemplo A.

A continuación se describe la forma en que se obtuvo la solución óptima de la asignación de unidades.

1 Hora, Demanda de 210.0 MW.

Se establecen los Contratos Bilaterales de cada generador, $G_2=50.0$ MW, $G_3=10.0$ MW, por lo tanto restan 150.0 MW para cubrir los 210.0 MW.

El G1 tiene el costo más barato y puede entregar los 150.0 MW pero el G2 y G3 no cumplirían con su producción mínima que es de 80.0 MW y 40.0 MW respectivamente, así que el G2 entregaría 30 MW más y el G3 entregaría 30.0 MW más con esto cubrirían su producción mínima y el G1 entregaría lo restante que es de 90.0 MW para cubrir los 210.0 MW de demanda.

2 Hora, Demanda de 645.0 MW.

Se establecen los Contratos Bilaterales de cada generador, $G_1=100.0$ MW, $G_2=20.0$ MW y $G_3=25.0$ MW por lo tanto restan 500.0 MW.

El G1 tiene el costo más barato, su producción máxima es de 350.0 MW, de los cuales ya entrego 100.0 MW y puede entregar los 250.0 MW restantes.

El G2 tiene el segundo costo más barato, su producción máxima es de 200.0 MW, ya entrego 20.0 MW y puede entregar el restante 180.0 MW.

El G3 entregaría lo restante que es 70.0 MW junto con los 25.0 MW, con lo que estaría dentro de su producción máxima y producción mínima.

3 Hora, Demanda de 670.0 MW.

Se establecen los Contratos Bilaterales de cada generador, G1=150.0 MW, G2=80.0 MW y G3=40.0 MW por lo tanto restan 400.0 MW para cubrir la demanda.

El G1 tiene el costo más barato, su producción máxima es de 350.0 MW, ya entrego 150.0 MW y entregaría su restante 200.0 MW.

El G2 tiene el siguiente costo más barato, su producción máxima es de 200.0 MW, ya entrego 80.0 MW así que puede entregar 120.0 MW.

El G3 entregaría lo restante que es de 80.0 MW junto a los 40.0 MW, con esto estaría dentro de su margen de producción máxima y mínimo.

Obtención del costo mínimo de producción que es necesario para cubrir la demanda.

1 Hora

$$[20 + (5 + 90.0 \times 0.1)] + [18 + (7 + 80.0 \times 0.125)] + [5 + (6 + 40.0 \times 0.15)] = 86.00$$

2 Hora

$$(5 + 350.0 \times 0.1) + (7 + 200.0 \times 0.125) + (6 + 95.0 \times 0.15) = 92.25$$

3 Hora

$$(5 + 350.0 \times 0.1) + (7 + 200.0 \times 0.125) + (6 + 120.0 \times 0.15) = 96.00$$

Costo Mínimo de Producción \$ 274.25

Ejemplo B.

Se considera un horizonte de planificación de 8 horas, en el cual existen 5 unidades generadoras termoeléctricas que pueden ser asignadas.

Las demandas en estas 8 horas son: 300.0 MW, 400.0 MW, 500.0 MW, 650.0 MW, 780.0 MW, 600.0 MW, 700.0 MW y 650.0 MW respectivamente también existen Contratos Bilaterales pactados con las unidades generadoras.

La Tabla 4.15 muestra los Datos Característicos de las Unidades Generadoras.

Tabla 4.15. Datos Característicos de las Unidades Generadoras Ejemplo B.

Generador	1	2	3	4	5
Producción Máxima	350.0	200.0	140.0	250.0	110.0
Producción Mínima	50.0	80.0	40.0	70.0	30.0
Limite de Rampa de Subida	200.0	100.0	100.0	120.0	70.0
Limite de Rampa de Bajada	300.0	150.0	100.0	100.0	70.0
Costo Fijo	5.0	7.0	6.0	6.0	5.0
Costo de Arranque	20.0	18.0	5.0	15.0	10.0
Costo de Paro	0.5	0.3	1.0	0.4	0.3
Costo Variable	0.100	0.125	0.150	0.135	0.150

Contratos Bilaterales que fueron pactados con las generadoras en la Tabla 4.16 se presentan.

Tabla 4.16. Contratos Bilaterales por Hora Asignadas a los Generadores Ejemplo B.

Generador	Contrato Bilateral por Hora							
	1	2	3	4	5	6	7	8
G1	50.0	80.0	100.0	100.0	150.0	200.0	200.0	200.0
G2	40.0	30.0	50.0	40.0	20.0	80.0	80.0	100.0
G3	10.0	10.0	20.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
G4	40.0	25.0	40.0	30.0	40.0	70.0	50.0	70.0
G5	0.0	20.0	10.0	20.0	10.0	10.0	10.0	0.0

Se muestran las demandas en su respectiva hora para cubrir las generadoras, así como el total de la demanda con el Contrato Bilateral, Tabla 4.17.

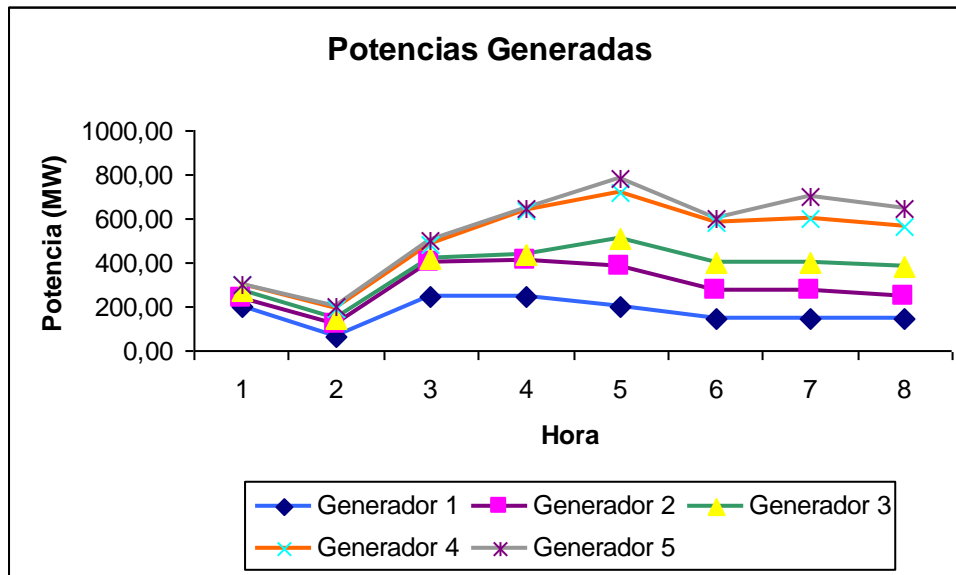
Tabla 4.17. Demanda por Hora y Demanda total con El Contrato Bilateral Ejemplo B.

Demanda	Hora	P_d (MW)	P (MW)
D1	1	300.0	440.0
D2	2	400.0	565.0
D3	3	500.0	720.0
D4	4	650.0	850.0
D5	5	780.0	1010.0
D6	6	600.0	970.0
D7	7	700.0	1050.0
D8	8	650.0	1030.0

La solución óptima se presentara a continuación en la Tabla 4.18 de acuerdo a las características de las unidades generadoras que fueron mencionadas.

Tabla 4.18. Solución Óptima a la Asignación de Unidades Ejemplo B.

Generador	1 Hora		2 Hora		3 Hora		4 Hora		5 Hora		6 Hora		7 Hora		8 Hora	
	ML	CB	ML	CB	ML	CB	ML	CB	ML	CB	ML	CB	ML	CB	ML	CB
PG1	200,0	50,0	265,0	80,0	250,0	100,0	250,0	100,0	200,0	150,0	150,0	200,0	150,0	200,0	150,0	200,0
PG2	40,0	40,0	50,0	30,0	150,0	50,0	160,0	40,0	180,0	20,0	120,0	80,0	120,0	80,0	100,0	100,0
PG3	30,0	10,0	30,0	10,0	20,0	20,0	30,0	10,0	130,0	10,0	130,0	10,0	130,0	10,0	130,0	10,0
PG4	30,0	40,0	45,0	25,0	60,0	40,0	200,0	30,0	210,0	40,0	180,0	70,0	200,0	50,0	180,0	70,0
PG5	0,0	0,0	10,0	20,0	20,0	10,0	10,0	20,0	60,0	10,0	20,0	10,0	100,0	10,0	90,0	0,0
Total	440,0		565,0		720,0		850,0		1010,0		970,0		1050,0		1030,0	



Grafica 4.2. Potencia Generada por cada Unidad Generadora Ejemplo B.

A continuación se describe la forma en que se obtuvo la solución óptima de la asignación de unidades.

1 Hora, Demanda 440.0 MW.

Se establecen los Contratos Bilaterales, $G1=50.0$ MW, $G2=40.0$ MW, $G3=10.0$ MW y $G4=40.0$ MW, por lo tanto restan 300.0 MW de demanda.

El G2, G3 y G4 tienen que cubrir su producción mínima por lo que el G2 entregaría 40.0 MW, el G3 entregaría 30.0 MW y el G4 entregaría 30.0 MW con esto cubren su producción mínima.

El G1 es el más barato de costo, así que entregaría lo restante que es 200.0 MW.

2 Hora, Demanda 565.0 MW.

Se establecen los Contratos Bilaterales, G1=80.0 MW, G2=30.0 MW, G3=10.0 MW, G4=25.0 MW y G5=20.0 MW, por lo tanto restan 400.0 MW de demanda.

Los G2, G3, G4 y G5 necesita cubrir su producción mínima, así que entregarían G2=50.0 MW, G3=30.0 MW, G4=45.0 MW y G5=30.0 MW más para cubrirlo.

El G1 es el más barato de costo y puede entregar 350.0 MW de producción máxima, ya entrego 80.0 MW y entrega 265.0 MW más.

3 Hora, Demanda 720.0 MW.

Se establecen los Contratos Bilaterales, G1=100.0 MW, G2=50.0 MW, G3=20.0 MW, G4=40.0 MW y G5=10.0 MW, por lo tanto restan 500.0 MW de demanda.

El G3 y G5 necesitan cubrir su producción mínima, así que entregan 20.0 MW más cada uno, con esto cubren su producción mínima.

El G1 es el más barato de costo, su producción máxima es de 350.0 MW, ya entrego 100.0 MW y entrega 250.0 MW más.

El G2 es el segundo más barato de costo, su producción máxima es de 200.0 MW, ya entrego 50.0 MW y entrega 150.0 MW más.

El G4 es el tercero más barato de costo, entregaría 60.0 MW más.

4 Hora, Demanda 850.0 MW.

Se establecen los Contratos Bilaterales, G1=100.0 MW, G2=40.0 MW, G3=10.0 MW, G4=30.0 MW y G5=20.0 MW, por lo tanto restan 650.0 MW de demanda.

El G3 y G5 necesitan cubrir su producción mínima, así que entregan 30.0 MW y 10.0 MW más respectivamente.

El G1 es el más barato de costo, su producción máxima es de 350.0 MW, ya entrego 100.0 MW y entrega 250.0 MW más.

El G2 es el segundo más barato de costo, su producción máxima es de 200.0 MW, ya entrego 40.0 MW y entrega 160.0 MW más.

El G4 es el tercero más barato de costo, su producción máxima es de 250.0 MW, ya entrego 30.0 MW y entrega 200.0 MW más.

5 Hora, Demanda 1010.0 MW.

Se establecen los Contratos Bilaterales, G1=100.0 MW, G2=20.0 MW, G3=10.0 MW, G4=40.0 MW y G5=10.0 MW, por lo tanto restan 1010.0 MW de demanda.

El G1 es el más barato de costo, su producción máxima es de 350.0 MW, ya entrego 150.0 MW y entrega 200.0 MW más.

El G2 es el segundo más barato de costo, su producción máxima es de 200.0 MW, ya entrego 20.0 MW y entrega 180.0 MW más.

El G4 es el tercero más barato de costo, su producción máxima es de 250.0 MW, ya entrego 40.0 MW y entrega 210.0 MW más.

El G3 es el cuarto más barato de costo, su producción máxima es de 140.0 MW, ya entrego 10.0 MW y entrega 130.0 MW más.

El G5 es el quinto más barato de costo, su producción máxima es de 110.0 MW, ya entrego 10.0 MW y entrega 60.0 MW más.

6 Hora, Demanda 970.0 MW.

Se establecen los Contratos Bilaterales, G1=200.0 MW, G2=80.0 MW, G3=10.0 MW, G4=70.0 MW y G5=10.0 MW, por lo tanto restan 970.0 MW de demanda.

El G1 es el más barato de costo, su producción máxima es de 350.0 MW, ya entrego 200.0 MW y entrega 150.0 MW más.

El G2 es el segundo más barato de costo, su producción máxima es de 200.0 MW, ya entrego 80.0 MW y entrega 120.0 MW más.

El G4 es el tercero más barato de costo, su producción máxima es de 250.0 MW, ya entrego 70.0 MW y entrega 180.0 MW más.

El G3 es el cuarto más barato de costo, su producción máxima es de 140.0 MW, ya entrego 10.0 MW y entrega 130.0 MW más.

El G5 es el quinto más barato de costo, entrega 20.0 MW más.

7 Hora, Demanda 1050.0 MW.

Se establecen los Contratos Bilaterales, G1=200.0 MW, G2=80.0 MW, G3=10.0 MW, G4=50.0 MW y G5=10.0 MW, por lo tanto restan 780.0 MW de demanda.

El G1 es el más barato de costo, su producción máxima es de 350.0 MW, ya entrego 200.0 MW y entrega 150.0 MW más.

El G2 es el segundo más barato de costo, su producción máxima es de 200.0 MW, ya entrego 80.0 MW y entrega 120.0 MW más.

El G4 es el tercero más barato de costo, su producción máxima es de 250.0 MW, ya entrego 50.0 MW y entrega 200.0 MW más.

El G3 es el cuarto más barato de costo, su producción máxima es de 140.0 MW, ya entrego 10.0 MW y entrega 130.0 MW más.

El G5 es el quinto más barato de costo, su producción máxima es de 110.0 MW, ya entrego 10.0 MW y entrega 100.0 MW más.

8 Hora, Demanda 1030.0 MW.

Se establecen los Contratos Bilaterales, G1=200.0 MW, G2=100.0 MW, G3=10.0 MW y G4=70.0 MW, por lo tanto restan 650.0 MW de demanda.

El G1 es el más barato de costo, su producción máxima es de 350.0 MW, ya entrego 200.0 MW y entrega 150.0 MW más.

El G2 es el segundo más barato de costo, su producción máxima es de 200.0 MW, ya entrego 100.0 MW y entrega 100.0 MW más.

El G4 es el tercero más barato de costo, su producción máxima es de 250.0 MW, ya entrego 70.0 MW y entrega 180.0 MW más.

El G3 es el cuarto más barato de costo, su producción máxima es de 140.0 MW, ya entrego 10.0 MW y entrega 130.0 MW más.

El G5 es el quinto más barato de costo, entrega 90.0 MW.

Obtención del costo mínimo de producción que es necesario para cubrir la demanda.

1 Hora

$$[20+(5+(250 \times 0.1))] + [18+(7+(80 \times 0.125))] + [5+(6+(40 \times 0.15))] + [15+(6+(70 \times 0.135))] = 132.45$$

2 Hora

$$(5+(345 \times 0.1)) + (7+(80 \times 0.125)) + (6+(40 \times 0.15)) + (6+(70 \times 0.135)) + [10+(5+(30 \times 0.15))] = 103.45$$

3 Hora

$$(5+(350 \times 0.1)) + (7+(200 \times 0.125)) + (6+(40 \times 0.15)) + (6+(100 \times 0.135)) + (5+(30 \times 0.15)) = 113.00$$

4 Hora

$$(5+(350 \times 0.1)) + (7+(200 \times 0.125)) + (6+(40 \times 0.15)) + (6+(230 \times 0.135)) + (5+(30 \times 0.15)) = 130.55$$

5 Hora

$$(5+(350 \times 0.1))+(7+(200 \times 0.125))+(6+(140 \times 0.15))+(6+(250 \times 0.135))+(5+(70 \times 0.15))=154.25$$

6 Hora

$$(5+(350 \times 0.1))+(7+(200 \times 0.125))+(6+(140 \times 0.15))+(6+(250 \times 0.135))+(5+(30 \times 0.15))=148.25$$

7 Hora

$$(5+(350 \times 0.1))+(7+(200 \times 0.125))+(6+(140 \times 0.15))+(6+(250 \times 0.135))+(5+(110 \times 0.15))=160.25$$

8 Hora

$$(5+(350 \times 0.1))+(7+(200 \times 0.125))+(6+(140 \times 0.15))+(6+(250 \times 0.135))+(5+(90 \times 0.15))=157.25$$

Costo Mínimo de Producción \$ 1099.45**Ejemplo C.**

Se considera un horizonte de planificación de 24 horas, en el cual existen 5 unidades generadoras termoeléctricas que pueden ser asignadas.

Las demandas son 200 MW, 200 MW, 250 MW, 300 MW, 300 MW, 300 MW, 350 MW, 350 MW, 400 MW, 400 MW, 400 MW, 450 MW, 450 MW, 500 MW, 600 MW, 700 MW, 700 MW, 700 MW, 600 MW, 550 MW, 400 MW, 300 MW, 300 MW y 300 MW respectivamente en las 24 Horas que se llevara a cabo este ejemplo.

En esta situación también ya se han establecido contratos bilaterales con las 5 generadoras.

La Tabla 4.19, muestra los Datos Característicos de las Unidades Generadoras.

Tabla 4.19. Datos Característicos de las Unidades Generadoras Ejemplo C.

Generador	1	2	3	4	5
Producción Máxima	320.0	200.0	150.0	250.0	120.0
Producción Mínima	60.0	80.0	40.0	70.0	30.0
Limite de Rampa de Subida	180.0	100.0	90.0	120.0	70.0
Limite de Rampa de Bajada	250.0	150.0	100.0	110.0	70.0
Costo Fijo	4.0	6.0	5.0	4.0	5.0
Costo de Arranque	15.0	16.0	10.0	12.0	10.0
Costo de Paro	0.4	0.3	0.6	0.4	0.3
Costo Variable	0.100	0.125	0.140	0.130	0.150

Contratos Bilaterales que fueron pactados con las generadoras en la Tabla 4.20 se presentan.

Tabla 4.20. Contratos Bilaterales por Hora Asignadas a los Generadores Ejemplo C.

Hora	Generador				
	Generador 1	Generador 2	Generador 3	Generador 4	Generador 5
1	50.0	40.0	0.0	40.0	0.0
2	100.0	60.0	0.0	50.0	0.0
3	100.0	50.0	0.0	40.0	0.0
4	150.0	100.0	0.0	70.0	0.0
5	150.0	80.0	0.0	60.0	0.0
6	150.0	100.0	0.0	70.0	0.0
7	200.0	100.0	0.0	70.0	0.0
8	200.0	100.0	0.0	50.0	0.0
9	200.0	70.0	20.0	60.0	10.0
10	200.0	80.0	30.0	60.0	10.0
11	200.0	70.0	20.0	70.0	20.0
12	200.0	100.0	20.0	70.0	20.0
13	250.0	100.0	20.0	70.0	30.0
14	250.0	80.0	30.0	50.0	30.0
15	200.0	80.0	30.0	50.0	30.0
16	150.0	70.0	40.0	60.0	10.0
17	150.0	70.0	30.0	60.0	20.0
18	150.0	70.0	40.0	70.0	10.0
19	200.0	80.0	40.0	70.0	10.0
20	200.0	80.0	30.0	60.0	20.0
21	150.0	70.0	20.0	60.0	20.0
22	100.0	50.0	20.0	70.0	0.0
23	100.0	50.0	0.0	60.0	0.0
24	100.0	50.0	0.0	60.0	0.0

Se muestran las demandas en su respectiva hora para cubrir las generadoras, así como el total de la demanda con el Contrato Bilateral, Tabla 4.21.

**Tabla 4.21. Demanda por Hora y Demanda total con El Contrato Bilateral
Ejemplo C.**

Demanda	Hora	P_D (MW)	P (MW)
D1	1	200.0	330.0
D2	2	200.0	410.0
D3	3	250.0	440.0
D4	4	300.0	620.0
D5	5	300.0	590.0
D6	6	300.0	620.0
D7	7	350.0	720.0
D8	8	350.0	700.0
D9	9	400.0	760.0
D10	10	400.0	780.0
D11	11	400.0	780.0
D12	12	450.0	860.0
D13	13	450.0	920.0
D14	14	500.0	940.0
D15	15	600.0	990.0
D16	16	700.0	1030.0
D17	17	700.0	1030.0
D18	18	700.0	1040.0
D19	19	600.0	1000.0
D20	20	550.0	940.0
D21	21	400.0	720.0
D22	22	300.0	540.0
D23	23	300.0	510.0
D24	24	300.0	510.0

La solución óptima se presentara a continuación en la Tabla 4.22a, Tabla 4.22b y Tabla 4.22c, de acuerdo a las características de las unidades generadoras que fueron mencionadas.

Tabla 4.22a. Solución Óptima a la Asignación de Unidades Ejemplo C.

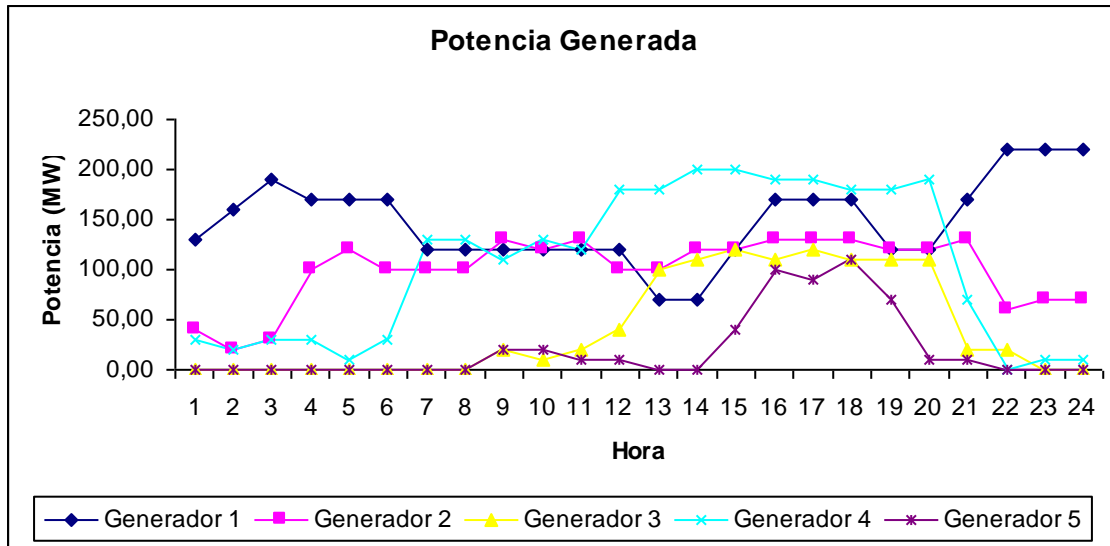
Generador	1 Hora		2 Hora		3 Hora		4 Hora		5 Hora		6 Hora		7 Hora		8 Hora	
	ML	CB	ML	CB	ML	CB	ML	CB	ML	CB	ML	CB	ML	CB	ML	CB
PG1	130,0	50,0	160,0	100,0	190,0	100,0	170,0	150,0	170,0	150,0	170,0	150,0	120,0	200,0	120,0	200,0
PG2	40,0	40,0	20,0	60,0	30,0	50,0	100,0	100,0	120,0	80,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
PG3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PG4	30,0	40,0	200	50,0	30,0	40,0	30,0	70,0	10,0	600,0	30,0	70,0	130,0	70,0	130,0	50,0
PG5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	330,0		410,0		440,0		620,0		590,0		620,0		720,0		700,0	

Tabla 4.22b. Solución Óptima a la Asignación de Unidades Ejemplo C.

Generador	9 Hora		10 Hora		11 Hora		12 Hora		13 Hora		14 Hora		15 Hora		16 Hora	
	ML	CB	ML	CB	ML	CB	ML	CB	ML	CB	ML	CB	ML	CB	ML	CB
PG1	120,0	200,0	120,0	200,0	120,0	200,0	120,0	200,0	700,0	250,0	70,0	250,0	120,0	250,0	170,0	150,0
PG2	130,0	70,0	120,0	80,0	130,0	70,0	100,0	100,0	100,0	100,0	120,0	80,0	120,0	80,0	130,0	70,0
PG3	20,0	20,0	10,0	30,0	20,0	20,0	40,0	20,0	100,0	20,0	100,0	20,0	120,0	30,0	110,0	40,0
PG4	110,0	60,0	130,0	60,0	120,0	70,0	180,0	70,0	180,0	70,0	200,0	50,0	200,0	50,0	190,0	60,0
PG5	20,0	10,0	20,0	10,0	10,0	20,0	10,0	20,0	0,0	30,0	0,0	30,0	40,0	30,0	100,0	10,0
Total	760,0		780,0		780,0		860,0		920,0		940,0		990,0		1030,0	

Tabla 4.22c. Solución Óptima a la Asignación de Unidades Ejemplo C.

Generador	17 Hora		18 Hora		19 Hora		20 Hora		21 Hora		22 Hora		23 Hora		24 Hora	
	ML	CB	ML	CB	ML	CB	ML	CB	ML	CB	ML	CB	ML	CB	ML	CB
PG1	170,0	150,0	170,0	150,0	120,0	200,0	120,0	200,0	170,0	150,0	220,0	100,0	220,0	100,0	220,0	100,0
PG2	130,0	70,0	130,0	70,0	120,0	80,0	120,0	80,0	130,0	70,0	60,0	50,0	70,0	50,0	70,0	50,0
PG3	120,0	30,0	110,0	40,0	110,0	40,0	110,0	30,0	20,0	20,0	20,0	20,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PG4	190,0	60,0	180,0	70,0	180,0	70,0	190,0	60,0	70,0	60,0	0,0	70,0	10,0	60,0	10,0	60,0
PG5	90,0	20,0	110,0	10,0	70,0	10,0	10,0	20,0	10,0	20,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	1030,0		1040,0		1000,0		940,0		720,0		540,0		510,0		510,0	



Grafica 4.3. Potencia Generada por cada Unidad Generadora Ejemplo C.

A continuación se describe la forma en que se obtuvo la solución óptima de la asignación de unidades.

1 Hora, Demanda 330.0 MW.

Se establecen los Contratos Bilaterales, $G1=50.0$ MW, $G2=40.0$ MW y $G4=40.0$ MW, por lo tanto restan 200.0 MW de demanda.

El G2 y el G4 necesitan cubrir su producción mínima, así que entregan 40.0 MW y 30.0 MW respectivamente.

El G1 es el más barato de costo variable entonces este entrega el resto que es 130.0 MW.

2 Hora, Demanda 410.0 MW.

Se establecen los Contratos Bilaterales, $G1=100.0$ MW, $G2=60.0$ MW y $G4=50.0$ MW, por lo tanto restan 200.0 MW de demanda.

El G2 y el G4 necesitan cubrir su producción mínima, así que entregan 20.0 MW y 20.0 MW respectivamente.

El G1 es el más barato de costo variable, entonces entrega el resto que es 160.0 MW.

3 Hora, Demanda 440.0 MW.

Se establecen los Contratos Bilaterales, $G1=100.0$ MW, $G2=50.0$ MW y $G4=40.0$ MW, por lo tanto restan 250.0 MW de demanda.

El G2 y el G4 necesitan cubrir su producción mínima, así que entregan 30.0 MW y 30.0 MW respectivamente.

El G1 es el más barato de costo variable, entonces entrega el resto que es 190.0 MW.

4 Hora, Demanda 620.0 MW.

Se establecen los Contratos Bilaterales, G1=150.0 MW, G2=100.0 MW y G4=70.0 MW, por lo tanto restan 300.0 MW de demanda.

El G1 es el más barato de costo variable, su producción máxima es de 320.0 MW, de los cuales ya entrego 150.0 MW, así que entrega su resto que es de 170.0 MW.

El G2 es el segundo más barato de costo variable, su producción máxima es de 200.0 MW, de los cuales ya entrego 100.0 MW, así que entrega su resto que es de 100.0 MW.

El G4 es tercero más barato de costo variable, entonces entrega el resto que es de 30.0 MW.

5 Hora, Demanda 590.0 MW.

Se establecen los Contratos Bilaterales, G1=150.0 MW, G2=80.0 MW y G4=60.0 MW, por lo tanto restan 300.0 MW de demanda.

El G4 necesitan cubrir su producción mínima, así que entregan 10.0 MW.

El G1 es el más barato de costo variable, su producción máxima es de 320.0 MW, de los cuales ya entrego 150.0 MW, así que entrega su resto que es de 170.0 MW.

El G2 es el segundo más barato de costo variable, su producción máxima es de 200.0 MW, de los cuales ya entrego 80.0 MW, así que entrega su resto que es de 120.0 MW.

6 Hora, Demanda 620.0 MW.

Se establecen los Contratos Bilaterales, G1=150.0 MW, G2=100.0 MW y G4=70.0 MW, por lo tanto restan 300.0 MW de demanda.

El G1 es el más barato de costo variable, su producción máxima es de 320.0 MW, de los cuales ya entrego 150.0 MW, así que entrega su resto que es de 170.0 MW.

El G2 es el segundo más barato de costo variable, su producción máxima es de 200.0 MW, de los cuales ya entrego 100.0 MW, así que entrega su resto que es de 100.0 MW.

El G4 es tercero más barato de costo variable, entonces entrega el resto que es de 30.0 MW.

7 Hora, Demanda 720.0 MW.

Se establecen los Contratos Bilaterales, G1=200.0 MW, G2=100.0 MW y G4=70.0 MW, por lo tanto restan 350.0 MW de demanda.

El G1 es el más barato de costo variable, su producción máxima es de 320.0 MW, de los cuales ya entrego 200.0 MW, así que entrega su resto que es de 120.0 MW.

El G2 es el segundo más barato de costo variable, su producción máxima es de 200.0 MW, de los cuales ya entrego 100.0 MW, así que entrega su resto que es de 100.0 MW.

El G4 es tercero más barato de costo variable, entonces entrega el resto que es de 130.0 MW.

8 Hora, Demanda 700.0 MW.

Se establecen los Contratos Bilaterales, G1=200.0 MW, G2=100.0 MW y G4=50.0 MW, por lo tanto restan 350.0 MW de demanda.

El G1 es el más barato de costo variable, su producción máxima es de 320.0 MW, de los cuales ya entrego 200.0 MW, así que entrega su resto que es de 120.0 MW.

El G2 es el segundo más barato de costo variable, su producción máxima es de 200.0 MW, de los cuales ya entrego 100.0 MW, así que entrega su resto que es de 100.0 MW.

El G4 es tercero más barato de costo variable, entonces entrega el resto que es de 130.0 MW.

9 Hora, Demanda 760.0 MW.

Se establecen los Contratos Bilaterales, G1=200.0 MW, G2=70.0 MW, G3=20.0 MW, G4=70.0 MW y G5=10.0 MW, por lo tanto restan 400.0 MW de demanda.

El G3 y el G5 necesitan cubrir su producción mínima, así que entregan 20.0 MW y 20.0 MW respectivamente.

El G1 es el más barato de costo variable, su producción máxima es de 320.0 MW, de los cuales ya entrego 200.0 MW, así que entrega su resto que es de 120.0 MW.

El G2 es el segundo más barato de costo variable, su producción máxima es de 200.0 MW, de los cuales ya entrego 70.0 MW, así que entrega su resto que es de 130.0 MW.

El G4 es tercero más barato de costo variable, entonces entrega el resto que es de 110.0 MW.

10 Hora, Demanda 780.0 MW.

Se establecen los Contratos Bilaterales, G1=200.0 MW, G2=80.0 MW, G3=30.0 MW, G4=60.0 MW y G5=10.0 MW, por lo tanto restan 400.0 MW de demanda.

El G3 y el G5 necesitan cubrir su producción mínima, así que entregan 10.0 MW y 20.0 MW respectivamente.

El G1 es el más barato de costo variable, su producción máxima es de 320.0 MW, de los cuales ya entrego 200.0 MW, así que entrega su resto que es de 120.0 MW.

El G2 es el segundo más barato de costo variable, su producción máxima es de 200.0 MW, de los cuales ya entrego 80.0 MW, así que entrega su resto que es de 120.0 MW.

El G4 es tercero más barato de costo variable, entonces entrega el resto que es de 130.0 MW.

11 Hora, Demanda 780.0 MW.

Se establecen los Contratos Bilaterales, G1=200.0 MW, G2=70.0 MW, G3=20.0 MW, G4=70.0 MW y G5=20.0 MW, por lo tanto restan 400.0 MW de demanda.

El G3 y el G5 necesitan cubrir su producción mínima, así que entregan 20.0 MW y 10.0 MW respectivamente.

El G1 es el más barato de costo variable, su producción máxima es de 320.0 MW, de los cuales ya entrego 200.0 MW, así que entrega su resto que es de 120.0 MW.

El G2 es el segundo más barato de costo variable, su producción máxima es de 200.0 MW, de los cuales ya entrego 70.0 MW, así que entrega su resto que es de 130.0 MW.

El G4 es tercero más barato de costo variable, entonces entrega el resto que es de 120.0 MW.

12 Hora, Demanda 860.0 MW.

Se establecen los Contratos Bilaterales, $G1=200.0$ MW, $G2=100.0$ MW, $G3=20.0$ MW, $G4=70.0$ MW y $G5=20.0$ MW, por lo tanto restan 450.0 MW de demanda.

El G5 necesitan cubrir su producción mínima, así que entregan 10.0 MW.

El G1 es el más barato de costo variable, su producción máxima es de 320.0 MW, de los cuales ya entrego 200.0 MW, así que entrega su resto que es de 120.0 MW.

El G2 es el segundo más barato de costo variable, su producción máxima es de 200.0 MW, de los cuales ya entrego 100.0 MW, así que entrega su resto que es de 100.0 MW.

El G4 es el tercero más barato de costo variable, su producción máxima es de 250.0 MW, de los cuales ya entrego 70.0 MW, así que entrega su resto que es de 180.0 MW.

El G3 es el cuarto más barato de costo variable, entonces entrega el resto que es de 40.0 MW.

13 Hora, Demanda 920.0 MW.

Se establecen los Contratos Bilaterales, $G1=250.0$ MW, $G2=100.0$ MW, $G3=20.0$ MW, $G4=70.0$ MW y $G5=30.0$ MW, por lo tanto restan 450.0 MW de demanda.

El G1 es el más barato de costo variable, su producción máxima es de 320.0 MW, de los cuales ya entrego 250.0 MW, así que entrega su resto que es de 70.0 MW.

El G2 es el segundo más barato de costo variable, su producción máxima es de 200.0 MW, de los cuales ya entrego 100.0 MW, así que entrega su resto que es de 100.0 MW.

El G4 es el tercero más barato de costo variable, su producción máxima es de 250.0 MW, de los cuales ya entrego 70.0 MW, así que entrega su resto que es de 180.0 MW.

El G3 es el cuarto más barato de costo variable, entonces entrega el resto que es de 100.0 MW.

14 Hora, Demanda 940.0 MW.

Se establecen los Contratos Bilaterales, $G1=250.0$ MW, $G2=80.0$ MW, $G3=30.0$ MW, $G4=50.0$ MW y $G5=30.0$ MW, por lo tanto restan 500.0 MW de demanda.

El G1 es el más barato de costo variable, su producción máxima es de 320.0 MW, de los cuales ya entrego 250.0 MW, así que entrega su resto que es de 70.0 MW.

El G2 es el segundo más barato de costo variable, su producción máxima es de 200.0 MW, de los cuales ya entrego 80.0 MW, así que entrega su resto que es de 120.0 MW.

El G4 es el tercero más barato de costo variable, su producción máxima es de 250.0 MW, de los cuales ya entrego 50.0 MW, así que entrega su resto que es de 200.0 MW.

El G3 es el cuarto más barato de costo variable, entonces entrega el resto que es de 110.0 MW.

15 Hora, Demanda 990.0 MW.

Se establecen los Contratos Bilaterales, $G1=200.0$ MW, $G2=80.0$ MW, $G3=30.0$ MW, $G4=50.0$ MW y $G5=30.0$ MW, por lo tanto restan 600.0 MW de demanda.

El G1 es el más barato de costo variable, su producción máxima es de 320.0 MW, de los cuales ya entrego 200.0 MW, así que entrega su resto que es de 120.0 MW.

El G2 es el segundo más barato de costo variable, su producción máxima es de 200.0 MW, de los cuales ya entrego 80.0 MW, así que entrega su resto que es de 120.0 MW.

El G4 es el tercero más barato de costo variable, su producción máxima es de 250.0 MW, de los cuales ya entrego 50.0 MW, así que entrega su resto que es de 200.0 MW.

El G3 es el cuarto más barato de costo variable, su producción máxima es de 150.0 MW, de los cuales ya entrego 30.0 MW, así que entrega su resto que es de 120.0 MW.

El G5 es el quinto más barato de costo variable, entonces entrega el resto que es de 40.0 MW.

16 Hora, Demanda 1030.0 MW.

Se establecen los Contratos Bilaterales, $G1=150.0$ MW, $G2=70.0$ MW, $G3=40.0$ MW, $G4=60.0$ MW y $G5=10.0$ MW, por lo tanto restan 700.0 MW de demanda.

El G1 es el más barato de costo variable, su producción máxima es de 320.0 MW, de los cuales ya entrego 150.0 MW, así que entrega su resto que es de 170.0 MW.

El G2 es el segundo más barato de costo variable, su producción máxima es de 200.0 MW, de los cuales ya entrego 70.0 MW, así que entrega su resto que es de 130.0 MW.

El G4 es el tercero más barato de costo variable, su producción máxima es de 250.0 MW, de los cuales ya entrego 60.0 MW, así que entrega su resto que es de 190.0 MW.

El G3 es el cuarto más barato de costo variable, su producción máxima es de 150.0 MW, de los cuales ya entrego 40.0 MW, así que entrega su resto que es de 110.0 MW.

El G5 es el quinto más barato de costo variable, entonces entrega el resto que es de 100.0 MW.

17 Hora, Demanda 1030.0 MW.

Se establecen los Contratos Bilaterales, G1=150.0 MW, G2=70.0 MW, G3=30.0 MW, G4=60.0 MW y G5=20.0 MW, por lo tanto restan 700.0 MW de demanda.

El G1 es el más barato de costo variable, su producción máxima es de 320.0 MW, de los cuales ya entrego 150.0 MW, así que entrega su resto que es de 170.0 MW.

El G2 es el segundo más barato de costo variable, su producción máxima es de 200.0 MW, de los cuales ya entrego 70.0 MW, así que entrega su resto que es de 130.0 MW.

El G4 es el tercero más barato de costo variable, su producción máxima es de 250.0 MW, de los cuales ya entrego 60.0 MW, así que entrega su resto que es de 190.0 MW.

El G3 es el cuarto más barato de costo variable, su producción máxima es de 150.0 MW, de los cuales ya entrego 30.0 MW, así que entrega su resto que es de 120.0 MW.

El G5 es el quinto más barato de costo variable, entonces entrega el resto que es de 90.0 MW.

18 Hora, Demanda 1040.0 MW.

Se establecen los Contratos Bilaterales, G1=150.0 MW, G2=70.0 MW, G3=40.0 MW, G4=70.0 MW y G5=10.0 MW, por lo tanto restan 700.0 MW de demanda.

El G1 es el más barato de costo variable, su producción máxima es de 320.0 MW, de los cuales ya entrego 150.0 MW, así que entrega su resto que es de 170.0 MW.

El G2 es el segundo más barato de costo variable, su producción máxima es de 200.0 MW, de los cuales ya entrego 70.0 MW, así que entrega su resto que es de 130.0 MW.

El G4 es el tercero más barato de costo variable, su producción máxima es de 250.0 MW, de los cuales ya entrego 70.0 MW, así que entrega su resto que es de 180.0 MW.

El G3 es el cuarto más barato de costo variable, su producción máxima es de 150.0 MW, de los cuales ya entrego 40.0 MW, así que entrega su resto que es de 110.0 MW.

El G5 es el quinto más barato de costo variable, su producción máxima es de 120.0 MW, de los cuales ya entrego 10.0 MW, así que entrega su resto que es de 110.0 MW.

19 Hora, Demanda 1000.0 MW.

Se establecen los Contratos Bilaterales, G1=200.0 MW, G2=80.0 MW, G3=40.0 MW, G4=70.0 MW y G5=10.0 MW, por lo tanto restan 600.0 MW de demanda.

El G1 es el más barato de costo variable, su producción máxima es de 320.0 MW, de los cuales ya entrego 200.0 MW, así que entrega su resto que es de 120.0 MW.

El G2 es el segundo más barato de costo variable, su producción máxima es de 200.0 MW, de los cuales ya entrego 80.0 MW, así que entrega su resto que es de 120.0 MW.

El G4 es el tercero más barato de costo variable, su producción máxima es de 250.0 MW, de los cuales ya entrego 70.0 MW, así que entrega su resto que es de 180.0 MW.

El G3 es el cuarto más barato de costo variable, su producción máxima es de 150.0 MW, de los cuales ya entrego 40.0 MW, así que entrega su resto que es de 110.0 MW.

El G5 es el quinto más barato de costo variable, entonces entrega el resto que es de 70.0 MW.

20 Hora, Demanda 940.0 MW.

Se establecen los Contratos Bilaterales, G1=200.0 MW, G2=80.0 MW, G3=30.0 MW, G4=60.0 MW y G5=20.0 MW, por lo tanto restan 550.0 MW de demanda.

El G5 necesitan cubrir su producción mínima, así que entregan 10.0 MW.

El G1 es el más barato de costo variable, su producción máxima es de 320.0 MW, de los cuales ya entrego 200.0 MW, así que entrega su resto que es de 120.0 MW.

El G2 es el segundo más barato de costo variable, su producción máxima es de 200.0 MW, de los cuales ya entrego 80.0 MW, así que entrega su resto que es de 120.0 MW.

El G4 es el tercero más barato de costo variable, su producción máxima es de 250.0 MW, de los cuales ya entrego 60.0 MW, así que entrega su resto que es de 190.0 MW.

El G3 es el cuarto más barato de costo variable, entonces entrega el resto que es de 110.0 MW.

21 Hora, Demanda 720.0 MW.

Se establecen los Contratos Bilaterales, G1=150.0 MW, G2=70.0 MW, G3=20.0 MW, G4=60.0 MW y G5=20.0 MW, por lo tanto restan 400.0 MW de demanda.

El G3 y el G5 necesitan cubrir su producción mínima, así que entregan 20.0 MW y 10.0 MW respectivamente.

El G1 es el más barato de costo variable, su producción máxima es de 320.0 MW, de los cuales ya entrego 150.0 MW, así que entrega su resto que es de 170.0 MW.

El G2 es el segundo más barato de costo variable, su producción máxima es de 200.0 MW, de los cuales ya entrego 70.0 MW, así que entrega su resto que es de 130.0 MW.

El G4 es tercero más barato de costo variable, entonces entrega el resto que es de 70.0 MW.

22 Hora, Demanda 540.0 MW.

Se establecen los Contratos Bilaterales, G1=100.0 MW, G2=50.0 MW, G3=20.0 MW y G4=70.0 MW, por lo tanto restan 300.0 MW de demanda.

El G2 y el G3 necesitan cubrir su producción mínima, así que entregan 30.0 MW y 20.0 MW respectivamente.

El G1 es el más barato de costo variable, su producción máxima es de 320.0 MW, de los cuales ya entrego 100.0 MW, así que entrega su resto que es de 220.0 MW.

23 Hora, Demanda 510.0 MW.

Se establecen los Contratos Bilaterales, G1=100.0 MW, G2=50.0 MW y G4=60.0 MW, por lo tanto restan 300.0 MW de demanda.

El G4 necesitan cubrir su producción mínima, así que entregan 10.0 MW.

El G1 es el más barato de costo variable, su producción máxima es de 320.0 MW, de los cuales ya entrego 100.0 MW, así que entrega su resto que es de 220.0 MW.

El G2 es el segundo más barato de costo variable, entonces entrega el resto que es de 70.0 MW.

24 Hora, Demanda 510.0 MW.

Se establecen los Contratos Bilaterales, G1=100.0 MW, G2=50.0 MW y G4=60.0 MW, por lo tanto restan 300.0 MW de demanda.

El G4 necesitan cubrir su producción mínima, así que entregan 10.0 MW.

El G1 es el más barato de costo variable, su producción máxima es de 320.0 MW, de los cuales ya entrego 100.0 MW, así que entrega su resto que es de 220.0 MW.

El G2 es el segundo más barato de costo variable, entonces entrega el resto que es de 70.0 MW.

Obtención del costo mínimo de producción que es necesario para cubrir la demanda.

1 Hora.

$$\left[15 + (4 + (180 \times 0.100))\right] + \left[16 + (6 + (80 \times 0.125))\right] + \left[12 + (4 + (70 \times 0.130))\right] = 94.1$$

2 Hora.

$$(4 + (260 \times 0.100)) + (6 + (80 \times 0.125)) + (4 + (70 \times 0.130)) = 59.1$$

3 Hora.

$$(4 + (290 \times 0.100)) + (6 + (80 \times 0.125)) + (4 + (70 \times 0.130)) = 62.1$$

4 Hora.

$$(4 + (320 \times 0.100)) + (6 + (200 \times 0.125)) + (4 + (100 \times 0.130)) = 84.0$$

5 Hora.

$$(4 + (320 \times 0.100)) + (6 + (200 \times 0.125)) + (4 + (70 \times 0.130)) = 80.1$$

6 Hora.

$$(4+(320X0.100))+(6+(200X0.125))+(4+(100X0.130))=84.0$$

7 Hora.

$$(4+(320X0.100))+(6+(200X0.125))+(4+(200X0.130))=97.0$$

8 Hora.

$$(4+(320X0.100))+(6+(200X0.125))+(4+(180X0.130))=94.4$$

9 Hora.

$$(4+(320X0.100))+(6+(200X0.125))+[10+(5+(400X0.140))]+(4+(170X0.130))+[10+(5+(30X0.150))]=133.2$$

10 Hora.

$$(4+(320X0.100))+(6+(200X0.125))+(5+(40X0.140))+(4+(190X0.130))+(5+(30X0.150))=115.8$$

11 Hora.

$$(4+(320X0.100))+(6+(200X0.125))+(5+(40X0.140))+(4+(190X0.130))+(5+(30X0.150))=115.8$$

12 Hora.

$$(4+(320X0.100))+(6+(200X0.125))+(5+(60X0.140))+(4+(250X0.130))+(5+(30X0.150))=126.4$$

13 Hora.

$$(4+(320X0.100))+(6+(200X0.125))+(5+(120X0.140))+(4+(250X0.130))+(5+(30X0.150))=134.8$$

14 Hora.

$$(4+(320X0.100))+(6+(200X0.125))+(5+(140X0.140))+(4+(250X0.130))+(5+(30X0.150))=137.6$$

15 Hora.

$$(4+(320X0.100))+(6+(200X0.125))+(5+(150X0.140))+(4+(250X0.130))+(5+(70X0.150))=145.0$$

16 Hora.

$$(4+(320X0.100))+(6+(200X0.125))+(5+(150X0.140))+(4+(250X0.130))+(5+(110X0.150))=151.0$$

17 Hora.

$$(4+(320X0.100))+(6+(200X0.125))+(5+(150X0.140))+(4+(250X0.130))+(5+(110X0.150))=151.0$$

18 Hora.

$$(4+(320X0.100))+(6+(200X0.125))+(5+(150X0.140))+(4+(250X0.130))+(5+(120X0.150))=152.5$$

19 Hora.

$$(4+(320X0.100))+(6+(200X0.125))+(5+(150X0.140))+(4+(250X0.130))+(5+(80X0.150))=146.5$$

20 Hora.

$$(4+(320 \times 0.100))+(6+(200 \times 0.125))+(5+(140 \times 0.140))+(4+(250 \times 0.130))+(5+(30 \times 0.150))=137.6$$

21 Hora.

$$(4+(320 \times 0.100))+(6+(200 \times 0.125))+(5+(40 \times 0.140))+(4+(130 \times 0.130))+(5+(30 \times 0.150))=108.0$$

22 Hora.

$$(4+(320 \times 0.100))+(6+(110 \times 0.125))+(5+(40 \times 0.140))+(4+(70 \times 0.130))=79.45$$

23 Hora.

$$(4+(320 \times 0.100))+(6+(120 \times 0.125))+(4+(70 \times 0.130))=70.1$$

24 Hora.

$$(4+(320 \times 0.100))+(6+(120 \times 0.125))+(4+(70 \times 0.130))=70.1$$

Costo Mínimo de Producción \$ 2629.65, a esto se le sumaría el costo de paro de la G3 y G5 así que quedaría \$ 2630.55.

4.5 Solución de la Asignación de Unidades en un Mercado Eléctrico Tipo Híbrido con Contrato Bilateral Mediante el Programa Excel Solver.

Se resolverán los ejemplos anteriores que se presentaron en el punto 4.4.1, que son: Ejemplo A, Ejemplo B y Ejemplo C, mediante el programa de Excel Solver.

Ejemplo A

Se considera un horizonte de planificación de 3 horas. Las demandas en esas horas son 150 MW, 500 MW y 400 MW respectivamente, los cuales se le sumaran los Contratos Bilaterales a las generadoras pactados con anterioridad.

Se considera 3 generadoras de producción de energía eléctrica.

A continuación se mostraran los Datos Característicos de las Unidades Generadoras que son; Potencia Máxima, Potencia Mínima, Costo Variable, Costo de Arranque, Costo de Paro y Costo Fijo respectivamente en las siguientes Tablas.

Como se menciono anteriormente, se resolverá el mismo Ejemplo A del punto anterior, es decir con sus Datos Característicos iguales, pero en este caso en la Tabla 4.23 y Tabla 4.24 se observan diferentes potencias con relación al ejemplo mencionado, esto porque se le restaron las potencia de los Contratos Bilaterales pactados.

Tabla 4.23. Potencia Máxima (MW) del Ejemplo A.

Potencia Máxima MW			
Hora	Generador 1	Generador 2	Generador 3
1	350,0	150,0	130,0
2	250,0	180,0	115,0
3	200,0	120,0	100,0

Tabla 4.24. Potencia Mínima (MW) del Ejemplo A.

Potencia Mínima MW			
Hora	Generador 1	Generador 2	Generador 3
1	50,0	30,0	30,0
2	50,0	60,0	15,0
3	50,0	0,0	0,0

Tabla 4.25. Costo Variable del Ejemplo A.

Costo Variable			
Hora	Generador 1	Generador 2	Generador 3
1	0,100	0,125	0,150
2	0,100	0,125	0,150
3	0,100	0,125	0,150

Tabla 4.26. Costo de Arranque del Ejemplo A.

Costo de Arranque			
Hora	Generador 1	Generador 2	Generador 3
1	20,00	18,00	5,00
2	20,00	18,00	5,00
3	20,00	18,00	5,00

Tabla 4.27. Costo Fijo del Ejemplo A.

Costo Fijo			
Hora	Generador 1	Generador 2	Generador 3
1	5,00	7,00	6,00
2	5,00	7,00	6,00
3	5,00	7,00	6,00

Tabla 4.28. Costo de Paro del Ejemplo A.

Costo de Paro			
Hora	Generador 1	Generador 2	Generador 3
1	0,50	0,30	1,00
2	0,50	0,30	1,00
3	0,50	0,30	1,00

Los Contratos Bilaterales pactados con las generadoras son mostrados en la Tabla 4.29.

Tabla 4.29. Contratos Bilaterales del Ejemplo A.

Contrato Bilateral			
Hora	Generador 1	Generador 2	Generador 3
1	0,0	50,0	10,0
2	100,0	20,0	25,0
3	150,0	80,0	40,0

Las Demandas a cubrir por las generadoras en la Tabla 4.30.

Tabla 4.30. Demandas del Ejemplo A.

Demanda a Producir	
Hora	Demanda
1	150,0
2	500,0
3	400,0

Demanda Total es decir, con los Contratos Bilaterales en la Tabla 4.31.

Tabla 4.31. Demandas Totales del Ejemplo A.

Demanda Total a Producir	
Hora	Demanda
1	210,0
2	645,0
3	670,0

La Tabla 4.32, se mostraran los Resultados obtenidos del programa Excel Solver, es decir la Solución Óptima.

Tabla 4.32. Solución Óptima del Ejemplo A.

Solución Óptima a la Asignación de Unidades en el Mercado Eléctrico Tipo Híbrido.					
Hora	Generador 1	Generador 2	Generador 3	Potencia Generada (MW)	Potencia Generada-Contrato Bilateral (MW)
1	90,00	30,00	30,00	150,00	210,00
2	250,00	180,00	70,00	500,00	645,00
3	200,00	120,00	80,00	400,00	670,00

Celda Objetivo	1050,00	1525,00
-----------------------	----------------	----------------

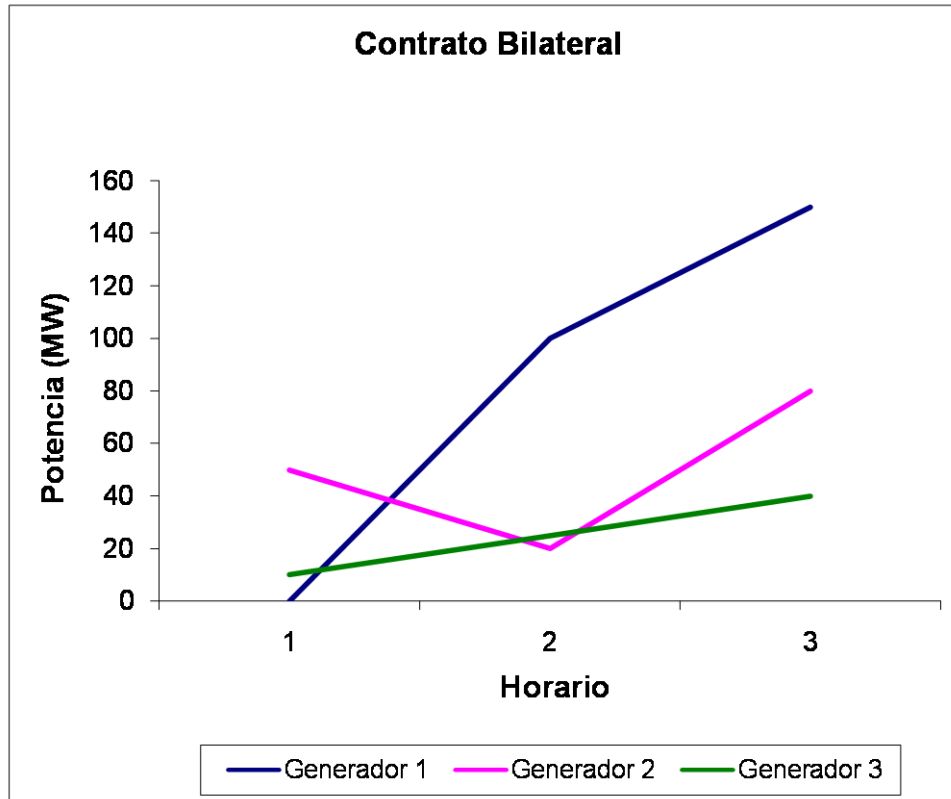
El Costo de Producción de la solución óptima del ejemplo en la Tabla 4.33.

Tabla 4.33. Costo Mínimo de Producción del Ejemplo A.

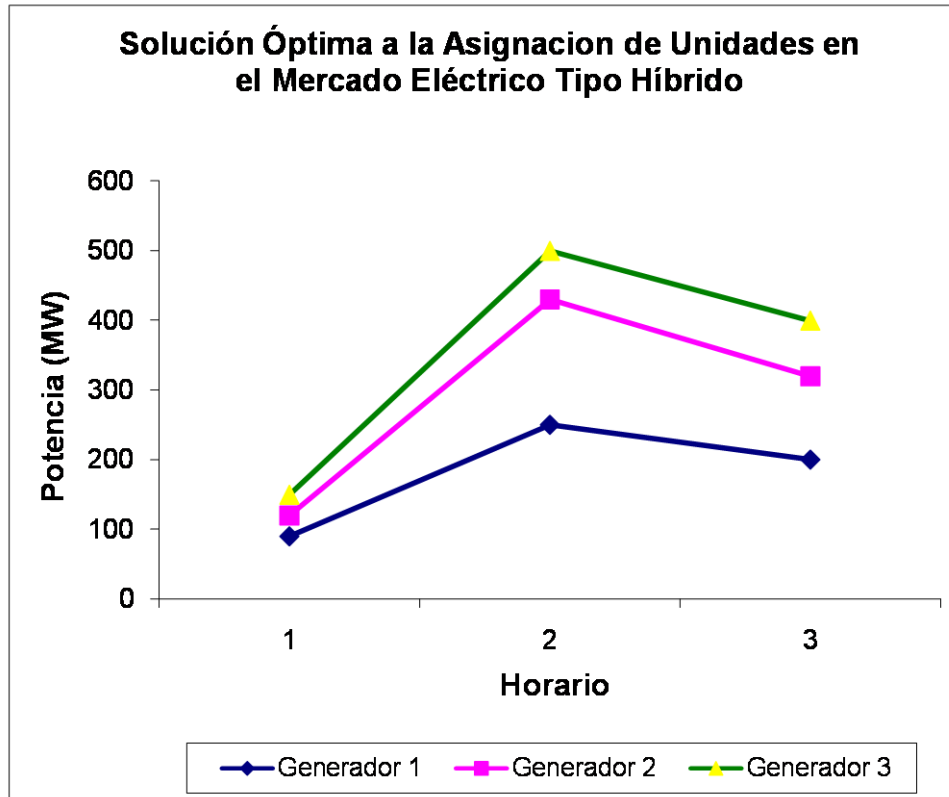
Solución Óptima del Costo Mínimo de Producción				
Hora	Generador 1	Generador 2	Generador 3	Costo de Producción
1	34,00	35,00	17,00	86,00
2	40,00	32,00	20,25	92,25
3	40,00	32,00	24,00	96,00

Costo Mínimo de Producción	274,25
-----------------------------------	---------------

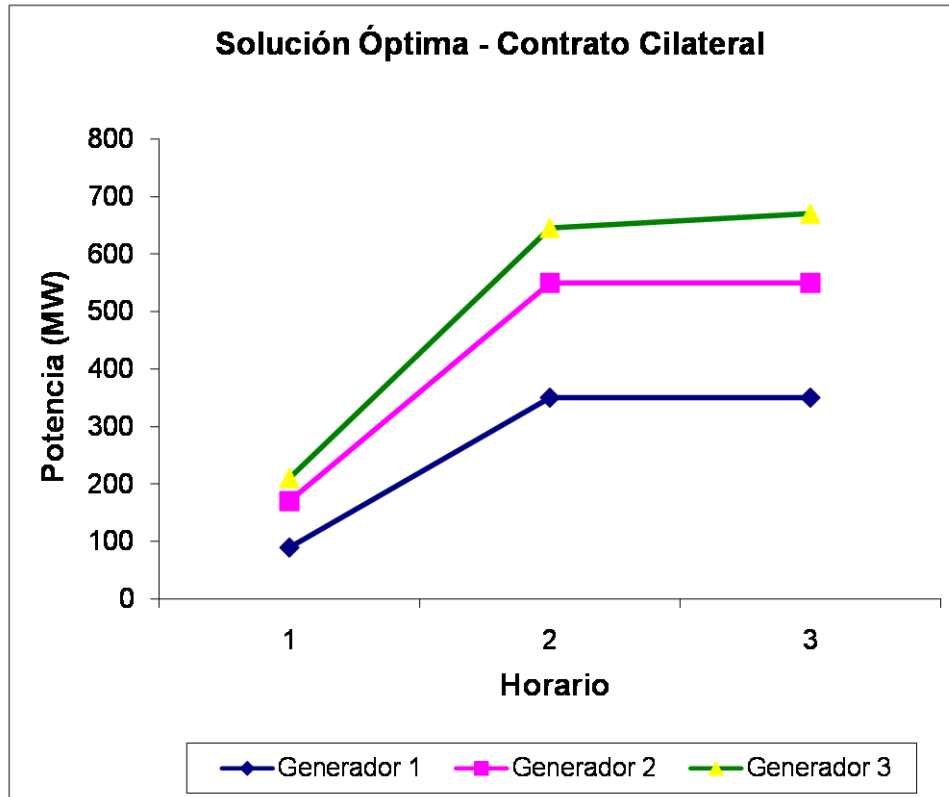
La representación grafica de los resultados del Ejemplo A se desplegarán a continuación los cuales son: Contratos Bilaterales, Solución Óptima, Solución Óptima con Contratos Bilaterales y Solución Óptima del Costo Mínimo de Producción.



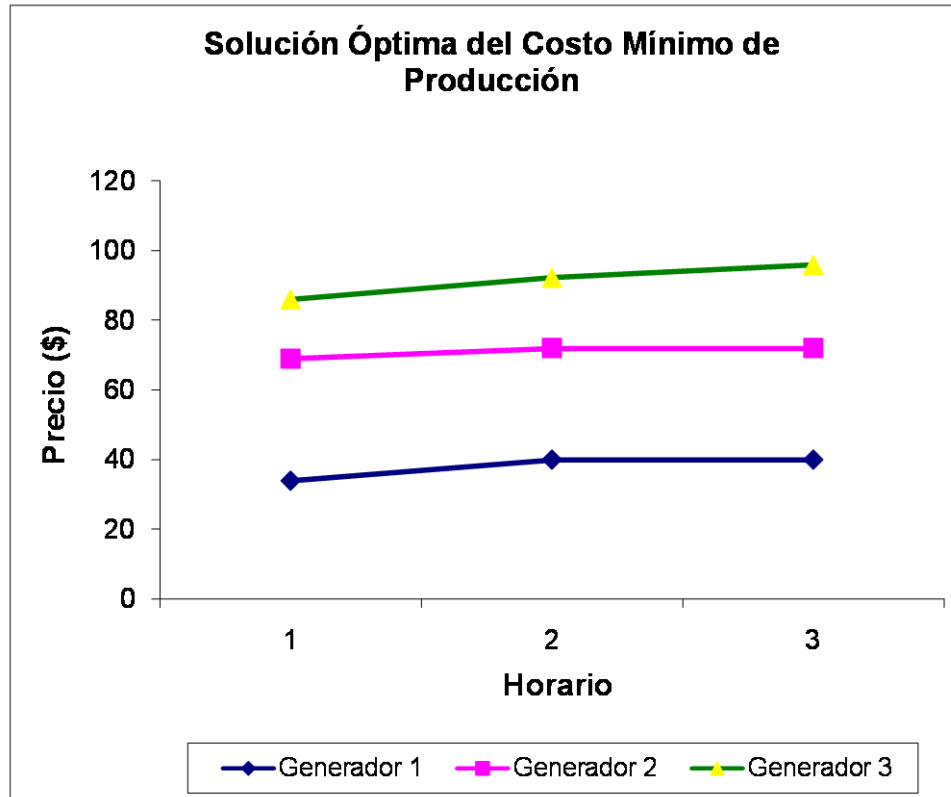
Grafica 4.4. Contratos Bilaterales del Ejemplo A.



Grafica 4.5. Solución Óptima del Ejemplo A.



Grafica 4.6. Solución Óptima y Contrato Bilateral del Ejemplo A.



Grafica 4.7. Solución Óptima del Costo Mínimo de Producción.

Ejemplo B.

Se considera un horizonte de planificación de 8 horas, en el cual existen 5 unidades generadoras termoeléctricas que pueden ser asignadas.

Las demandas en estas 8 horas son: 300.0 MW, 400.0 MW, 500.0 MW, 650.0 MW, 780.0 MW, 600.0 MW, 700.0 MW y 650.0 MW respectivamente también existen Contratos Bilaterales pactados con las unidades generadoras.

A continuación se mostraran los Datos Característicos de las Unidades Generadoras que son; Potencia Máxima, Potencia Mínima, Costo Variable, Costo de Arranque, Costo de Paro y Costo Fijo respectivamente en las siguientes Tablas.

Como se menciono anteriormente, se resolverá el mismo Ejemplo B del punto anterior, es decir con sus Datos Característicos iguales, pero en este caso en la Tabla 4.34 y Tabla 4.35 se observan diferentes potencias con relación al ejemplo mencionado, esto porque se le restaron las potencia de los Contratos Bilaterales pactados.

Tabla 4.34. Potencia Máxima (MW) del Ejemplo B.

Potencia Máxima (MW)					
Hora	Generador 1	Generador 2	Generador 3	Generador 4	Generador 5
1	350,0	160,0	130,0	210,0	0,0
2	270,0	170,0	130,0	225,0	90,0
3	250,0	150,0	120,0	210,0	100,0
4	250,0	160,0	130,0	220,0	90,0
5	200,0	180,0	130,0	210,0	100,0
6	150,0	120,0	130,0	180,0	100,0
7	150,0	120,0	130,0	200,0	100,0
8	150,0	100,0	130,0	180,0	110,0

Tabla 4.35. Potencia Mínima (MW) del Ejemplo B.

Potencia Mínima (MW)					
Hora	Generador 1	Generador 2	Generador 3	Generador 4	Generador 5
1	50,0	40,0	30,0	30,0	0,0
2	50,0	50,0	30,0	45,0	10,0
3	50,0	30,0	20,0	30,0	20,0
4	50,0	40,0	30,0	40,0	10,0
5	50,0	60,0	30,0	30,0	20,0
6	50,0	0,0	30,0	0,0	20,0
7	50,0	0,0	30,0	20,0	20,0
8	50,0	0,0	30,0	0,0	30,0

Tabla 4.36. Costo Variable del Ejemplo B.

Costo Variable					
Hora	Generador 1	Generador 2	Generador 3	Generador 4	Generador 5
1	0,100	0,125	0,150	0,135	0,150
2	0,100	0,125	0,150	0,135	0,150
3	0,100	0,125	0,150	0,135	0,150
4	0,100	0,125	0,150	0,135	0,150
5	0,100	0,125	0,150	0,135	0,150
6	0,100	0,125	0,150	0,135	0,150
7	0,100	0,125	0,150	0,135	0,150
8	0,100	0,125	0,150	0,135	0,150

Tabla 4.37. Costo de Arranque del Ejemplo B.

Costo de Arranque					
Hora	Generador 1	Generador 2	Generador 3	Generador 4	Generador 5
1	20,00	18,00	5,00	15,00	10,00
2	20,00	18,00	5,00	15,00	10,00
3	20,00	18,00	5,00	15,00	10,00
4	20,00	18,00	5,00	15,00	10,00
5	20,00	18,00	5,00	15,00	10,00
6	20,00	18,00	5,00	15,00	10,00
7	20,00	18,00	5,00	15,00	10,00
8	20,00	18,00	5,00	15,00	10,00

Tabla 4.38. Costo Fijo del Ejemplo B.

Costo Fijo					
Hora	Generador 1	Generador 2	Generador 3	Generador 4	Generador 5
1	5,00	7,00	6,00	6,00	5,00
2	5,00	7,00	6,00	6,00	5,00
3	5,00	7,00	6,00	6,00	5,00
4	5,00	7,00	6,00	6,00	5,00
5	5,00	7,00	6,00	6,00	5,00
6	5,00	7,00	6,00	6,00	5,00
7	5,00	7,00	6,00	6,00	5,00
8	5,00	7,00	6,00	6,00	5,00

Tabla 4.39. Costo de Paro del Ejemplo B.

Costo de Paro					
Hora	Generador 1	Generador 2	Generador 3	Generador 4	Generador 5
1	0,50	0,30	1,00	0,40	0,30
2	0,50	0,30	1,00	0,40	0,30
3	0,50	0,30	1,00	0,40	0,30
4	0,50	0,30	1,00	0,40	0,30
5	0,50	0,30	1,00	0,40	0,30
6	0,50	0,30	1,00	0,40	0,30
7	0,50	0,30	1,00	0,40	0,30
8	0,50	0,30	1,00	0,40	0,30

Los Contratos Bilaterales pactados con las generadoras son mostrados en la Tabla 4.40.

Tabla 4.40. Contratos Bilaterales del Ejemplo B.

Contrato Bilateral (MW)					
Hora	Generador 1	Generador 2	Generador 3	Generador 4	Generador 5
1	50,0	40,0	10,0	40,0	0,0
2	80,0	30,0	10,0	25,0	20,0
3	100,0	50,0	20,0	40,0	10,0
4	100,0	40,0	10,0	30,0	20,0
5	150,0	20,0	10,0	40,0	10,0
6	200,0	80,0	10,0	70,0	10,0
7	200,0	80,0	10,0	50,0	10,0
8	200,0	100,0	10,0	70,0	0,0

Las Demandas a cubrir por las generadoras en la Tabla 4.41.

Tabla 4.41. Demandas del Ejemplo B.

Demanda a Producir	
Hora	Demanda
1	300,0
2	200,0
3	500,0
4	650,0
5	780,0
6	600,0
7	700,0
8	650,0

Demanda Total es decir, con los Contratos Bilaterales en la Tabla 4.42.

Tabla 4.42. Demandas Totales del Ejemplo B.

Demanda Total a Producir	
Hora	Demanda
1	440,0
2	565,0
3	720,0
4	850,0
5	1010,0
6	970,0
7	1050,0
8	1030,0

La Tabla 4.43, se mostraran los Resultados obtenidos del programa Excel Solver, es decir la Solución Óptima.

Tabla 4.43. Solución Óptima del Ejemplo B.

Solución Óptima a la Asignación de Unidades en el Mercado Eléctrico Tipo Híbrido.							
Hora	Generador 1	Generador 2	Generador 3	Generador 4	Generador 5	Potencia Generada (MW)	Potencia Generada-Contrato Bilateral (MW)
1	200,00	40,00	30,00	30,00	0,00	300,00	440,00
2	265,00	50,00	30,00	45,00	10,00	400,00	565,00
3	250,00	150,00	20,00	60,00	20,00	500,00	720,00
4	250,00	160,00	30,00	200,00	10,00	650,00	850,00
5	200,00	180,00	130,00	210,00	60,00	780,00	1010,00
6	150,00	120,00	130,00	180,00	20,00	600,00	970,00
7	150,00	120,00	130,00	200,00	100,00	700,00	1050,00
8	150,00	100,00	130,00	180,00	90,00	650,00	1030,00

Celda Objetivo	4580,00	6635,00
-----------------------	----------------	----------------

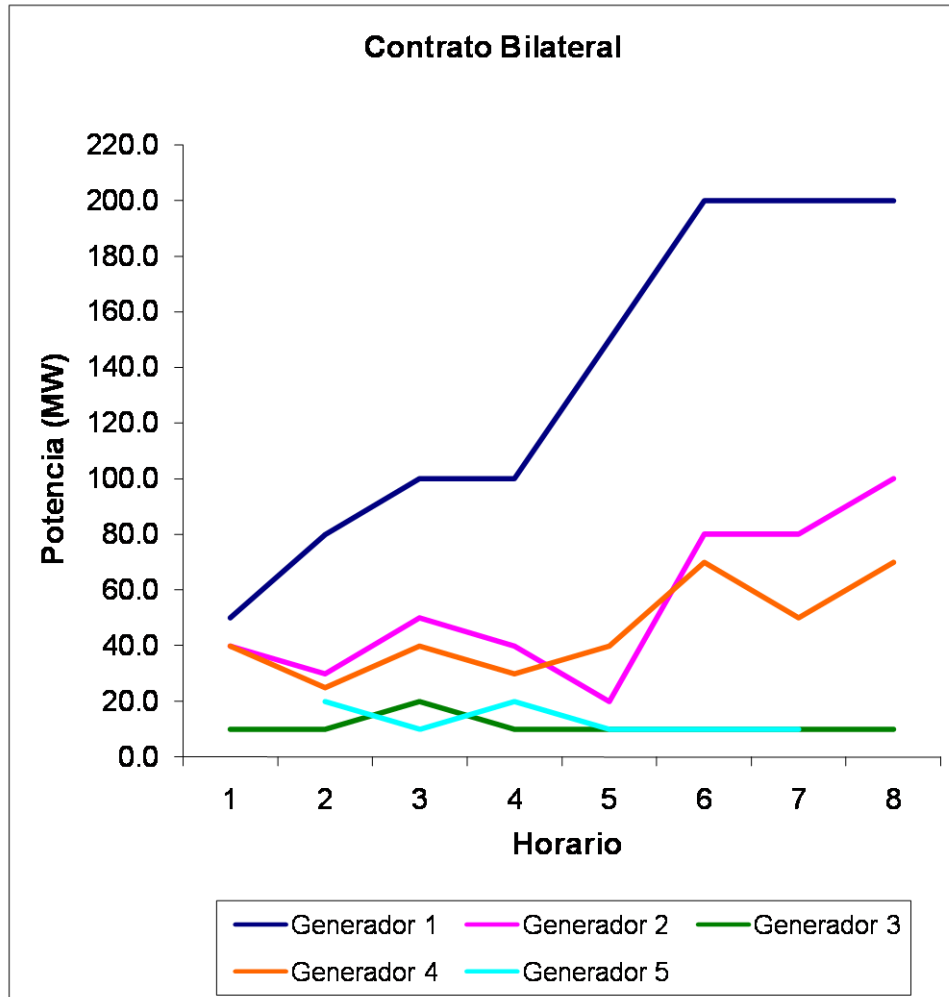
El Costo Mínimo de Producción de la solución optima del ejemplo en la Tabla 4.44.

Tabla 4.44. Costo Mínimo de Producción del Ejemplo B.

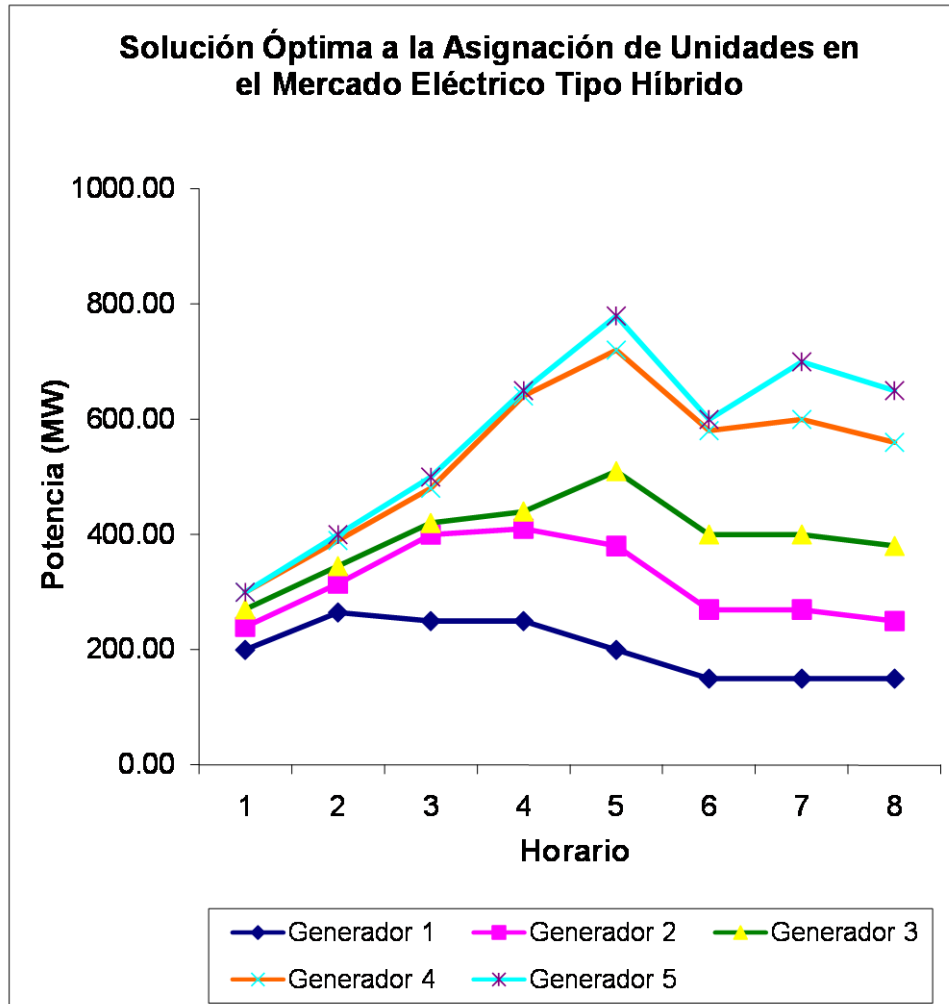
Solución Óptima del Costo Mínimo de Producción						
Hora	Generador 1	Generador 2	Generador 3	Generador 4	Generador 5	Costo de Producción
1	50,00	35,00	17,00	30,45	0,00	132,45
2	39,50	17,00	12,00	15,45	19,50	103,45
3	40,00	32,00	12,00	19,50	9,50	113,00
4	40,00	32,00	12,00	37,05	9,50	130,55
5	40,00	32,00	27,00	39,75	15,50	154,25
6	40,00	32,00	27,00	39,75	9,50	148,25
7	40,00	32,00	27,00	39,75	21,50	160,25
8	40,00	32,00	27,00	39,75	18,50	157,25

Costo Mínimo de Producción	1099,45
-----------------------------------	----------------

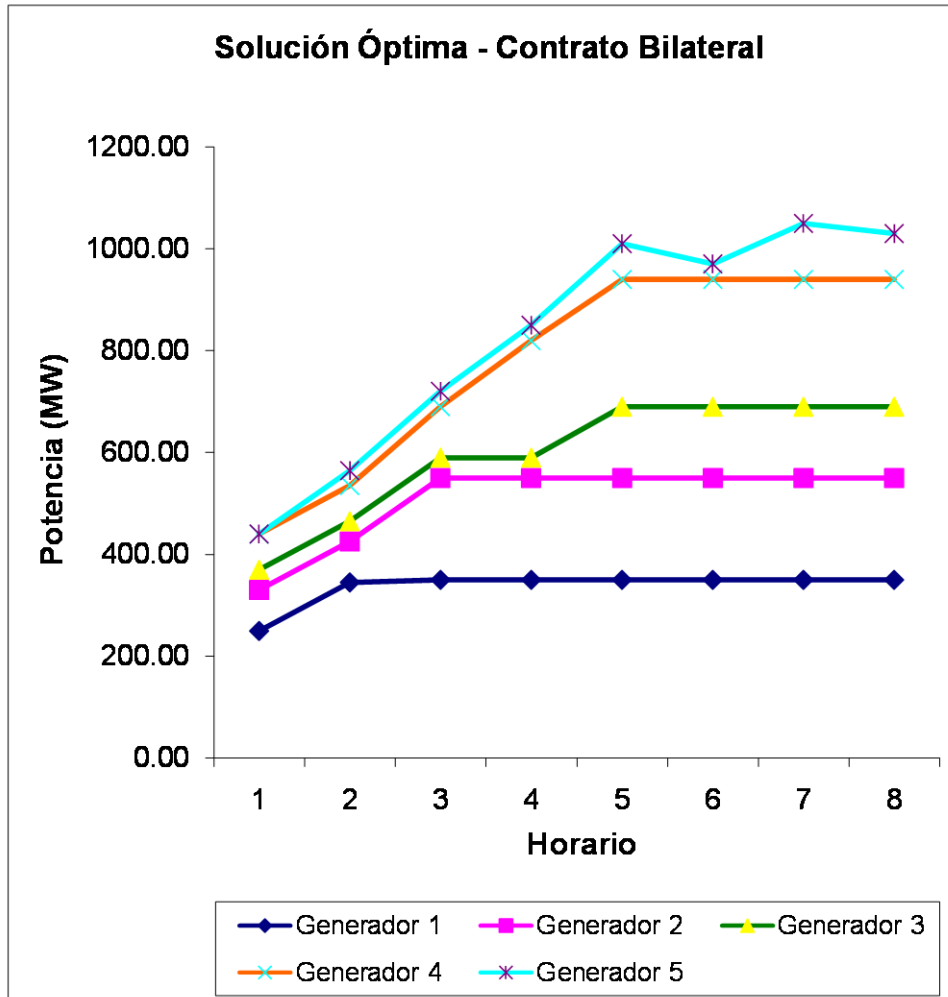
La representación grafica de los resultados del Ejemplo B se desplegarán a continuación los cuales son: Contratos Bilaterales, Solución Óptima, Solución Óptima con Contratos Bilaterales y Solución Óptima del Costo Mínimo de Producción.



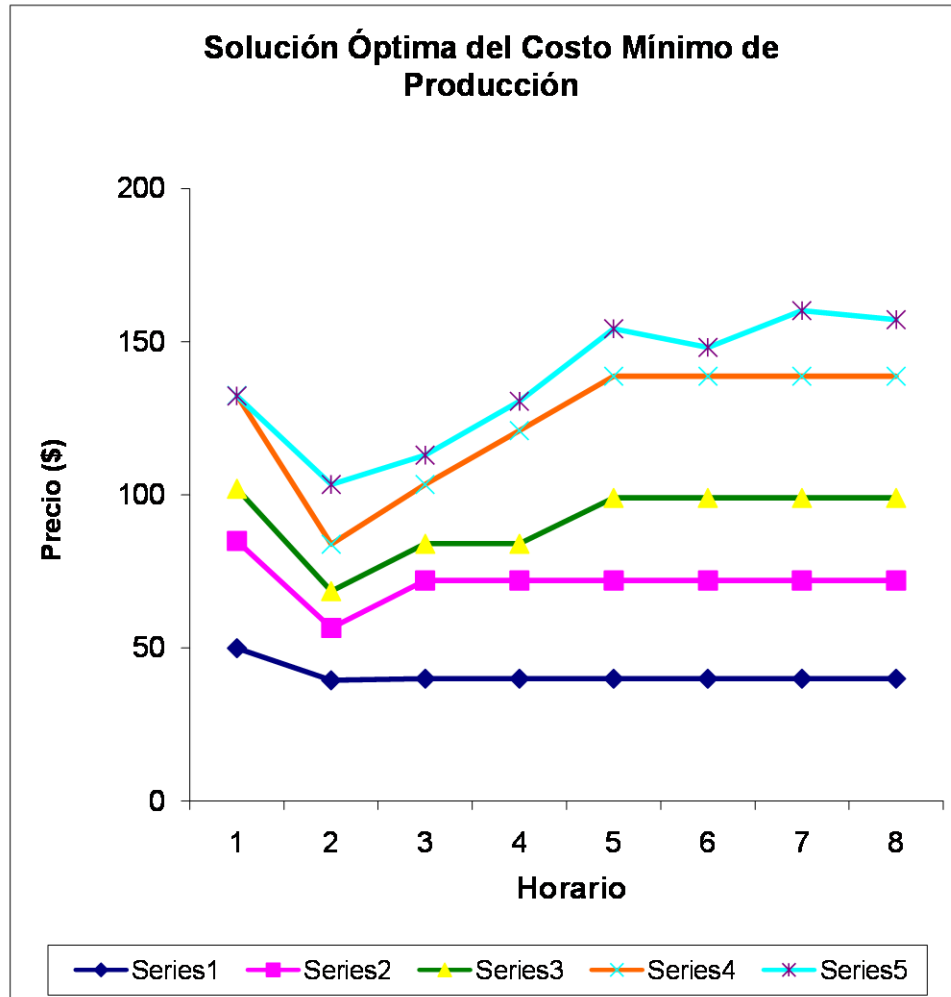
Grafica 4.8. Contratos Bilaterales del Ejemplo B.



Grafica 4.9. Solución Óptima del Ejemplo B.



Grafica 4.10. Solución Óptima y Contrato Bilateral del Ejemplo B.



Grafica 4.11. Solución Óptima del Costo Mínimo de Producción del Ejemplo B.

Ejemplo C.

Se considera un horizonte de planificación de 24 horas, en el cual existen 5 unidades generadoras termoeléctricas que pueden ser asignadas.

Las demandas son 200 MW, 200 MW, 250 MW, 300 MW, 300 MW, 300 MW, 350 MW, 350 MW, 400 MW, 400 MW, 400 MW, 450 MW, 450 MW, 500 MW, 600 MW, 700 MW, 700 MW, 700 MW, 600 MW, 550 MW, 400 MW, 300 MW, 300 MW y 300 MW respectivamente en las 24 Horas que se llevara a cabo este ejemplo.

En esta situación también ya se han establecido contratos bilaterales con las 5 generadoras.

A continuación se mostraran los Datos Característicos de las Unidades Generadoras que son; Potencia Máxima, Potencia Mínima, Costo Variable, Costo de Arranque, Costo de Paro y Costo Fijo respectivamente en las siguientes Tablas.

Como se menciona anteriormente, se resolverá el mismo Ejemplo C del punto anterior, es decir con sus Datos Característicos iguales, pero en este caso en la Tabla 4.45 y Tabla 4.46 se observan diferentes potencias con relación al ejemplo mencionado, esto porque se le restaron las potencia de los Contratos Bilaterales pactados.

Tabla 4.45. Potencia Máxima (MW) del Ejemplo C.

Potencia Máxima (MW)					
Hora	Generador 1	Generador 2	Generador 3	Generador 4	Generador 5
1	320,0	200,0	0,0	250,0	0,0
2	320,0	200,0	0,0	250,0	0,0
3	320,0	200,0	0,0	250,0	0,0
4	170,0	100,0	0,0	250,0	0,0
5	170,0	120,0	0,0	250,0	0,0
6	170,0	100,0	0,0	250,0	0,0
7	120,0	100,0	0,0	250,0	0,0
8	120,0	100,0	0,0	250,0	0,0
9	120,0	130,0	150,0	250,0	120,0
10	120,0	120,0	150,0	250,0	120,0
11	120,0	130,0	150,0	250,0	120,0
12	120,0	100,0	150,0	180,0	120,0
13	70,0	100,0	150,0	180,0	0,0
14	70,0	120,0	150,0	200,0	0,0
15	120,0	120,0	120,0	200,0	120,0
16	170,0	130,0	110,0	190,0	120,0
17	170,0	130,0	120,0	190,0	120,0
18	170,0	130,0	110,0	180,0	120,0
19	120,0	120,0	110,0	180,0	120,0
20	120,0	120,0	150,0	190,0	120,0
21	170,0	130,0	150,0	250,0	120,0
22	220,0	150,0	150,0	0,0	0,0
23	220,0	200,0	0,0	250,0	0,0
24	220,0	200,0	0,0	250,0	0,0

Tabla 4.46. Potencia Mínima (MW) del Ejemplo C.

Potencia Mínima (MW)					
Hora	Generador 1	Generador 2	Generador 3	Generador 4	Generador 5
1	60,0	40,0	0,0	30,0	0,0
2	60,0	20,0	0,0	20,0	0,0
3	60,0	30,0	0,0	30,0	0,0
4	60,0	80,0	0,0	0,0	0,0
5	60,0	80,0	0,0	10,0	0,0
6	60,0	80,0	0,0	0,0	0,0
7	60,0	80,0	0,0	70,0	0,0
8	60,0	80,0	0,0	70,0	0,0
9	60,0	80,0	20,0	70,0	20,0
10	60,0	80,0	10,0	70,0	20,0
11	60,0	80,0	20,0	70,0	10,0
12	60,0	80,0	40,0	70,0	10,0
13	60,0	80,0	40,0	70,0	0,0
14	60,0	80,0	40,0	70,0	0,0
15	60,0	80,0	40,0	70,0	30,0
16	60,0	80,0	40,0	70,0	30,0
17	60,0	80,0	40,0	70,0	30,0
18	60,0	80,0	40,0	70,0	30,0
19	60,0	80,0	40,0	70,0	30,0
20	60,0	80,0	40,0	70,0	10,0
21	60,0	80,0	20,0	70,0	10,0
22	60,0	30,0	20,0	0,0	0,0
23	60,0	70,0	0,0	10,0	0,0
24	60,0	70,0	0,0	10,0	0,0

Tabla 4.47. Costo Variable del Ejemplo C.

Costo Variable					
Hora	Generador 1	Generador 2	Generador 3	Generador 4	Generador 5
1	0,100	0,125	0,140	0,130	0,150
2	0,100	0,125	0,140	0,130	0,150
3	0,100	0,125	0,140	0,130	0,150
4	0,100	0,125	0,140	0,130	0,150
5	0,100	0,125	0,140	0,130	0,150
6	0,100	0,125	0,140	0,130	0,150
7	0,100	0,125	0,140	0,130	0,150
8	0,100	0,125	0,140	0,130	0,150
9	0,100	0,125	0,140	0,130	0,150
10	0,100	0,125	0,140	0,130	0,150
11	0,100	0,125	0,140	0,130	0,150
12	0,100	0,125	0,140	0,130	0,150
13	0,100	0,125	0,140	0,130	0,150
14	0,100	0,125	0,140	0,130	0,150
15	0,100	0,125	0,140	0,130	0,150
16	0,100	0,125	0,140	0,130	0,150
17	0,100	0,125	0,140	0,130	0,150
18	0,100	0,125	0,140	0,130	0,150
19	0,100	0,125	0,140	0,130	0,150
20	0,100	0,125	0,140	0,130	0,150
21	0,100	0,125	0,140	0,130	0,150
22	0,100	0,125	0,140	0,130	0,150
23	0,100	0,125	0,140	0,130	0,150
24	0,100	0,125	0,140	0,130	0,150

Tabla 4.48. Costo de Arranque del Ejemplo C.

Costo de Arranque					
Hora	Generador 1	Generador 2	Generador 3	Generador 4	Generador 5
1	15,00	16,00	10,00	12,00	10,00
2	15,00	16,00	10,00	12,00	10,00
3	15,00	16,00	10,00	12,00	10,00
4	15,00	16,00	10,00	12,00	10,00
5	15,00	16,00	10,00	12,00	10,00
6	15,00	16,00	10,00	12,00	10,00
7	15,00	16,00	10,00	12,00	10,00
8	15,00	16,00	10,00	12,00	10,00
9	15,00	16,00	10,00	12,00	10,00
10	15,00	16,00	10,00	12,00	10,00
11	15,00	16,00	10,00	12,00	10,00
12	15,00	16,00	10,00	12,00	10,00
13	15,00	16,00	10,00	12,00	10,00
14	15,00	16,00	10,00	12,00	10,00
15	15,00	16,00	10,00	12,00	10,00
16	15,00	16,00	10,00	12,00	10,00
17	15,00	16,00	10,00	12,00	10,00
18	15,00	16,00	10,00	12,00	10,00
19	15,00	16,00	10,00	12,00	10,00
20	15,00	16,00	10,00	12,00	10,00
21	15,00	16,00	10,00	12,00	10,00
22	15,00	16,00	10,00	12,00	10,00
23	15,00	16,00	10,00	12,00	10,00
24	15,00	16,00	10,00	12,00	10,00

Tabla 4.49. Costo Fijo del Ejemplo C.

Costo Fijo					
Hora	Generador 1	Generador 2	Generador 3	Generador 4	Generador 5
1	4,00	6,00	5,00	4,00	5,00
2	4,00	6,00	5,00	4,00	5,00
3	4,00	6,00	5,00	4,00	5,00
4	4,00	6,00	5,00	4,00	5,00
5	4,00	6,00	5,00	4,00	5,00
6	4,00	6,00	5,00	4,00	5,00
7	4,00	6,00	5,00	4,00	5,00
8	4,00	6,00	5,00	4,00	5,00
9	4,00	6,00	5,00	4,00	5,00
10	4,00	6,00	5,00	4,00	5,00
11	4,00	6,00	5,00	4,00	5,00
12	4,00	6,00	5,00	4,00	5,00
13	4,00	6,00	5,00	4,00	5,00
14	4,00	6,00	5,00	4,00	5,00
15	4,00	6,00	5,00	4,00	5,00
16	4,00	6,00	5,00	4,00	5,00
17	4,00	6,00	5,00	4,00	5,00
18	4,00	6,00	5,00	4,00	5,00
19	4,00	6,00	5,00	4,00	5,00
20	4,00	6,00	5,00	4,00	5,00
21	4,00	6,00	5,00	4,00	5,00
22	4,00	6,00	5,00	4,00	5,00
23	4,00	6,00	5,00	4,00	5,00
24	4,00	6,00	5,00	4,00	5,00

Tabla 4.50. Costo de Paro del Ejemplo C.

Costo de Paro					
Hora	Generador 1	Generador 2	Generador 3	Generador 4	Generador 5
1	0,40	0,30	0,60	0,40	0,30
2	0,40	0,30	0,60	0,40	0,30
3	0,40	0,30	0,60	0,40	0,30
4	0,40	0,30	0,60	0,40	0,30
5	0,40	0,30	0,60	0,40	0,30
6	0,40	0,30	0,60	0,40	0,30
7	0,40	0,30	0,60	0,40	0,30
8	0,40	0,30	0,60	0,40	0,30
9	0,40	0,30	0,60	0,40	0,30
10	0,40	0,30	0,60	0,40	0,30
11	0,40	0,30	0,60	0,40	0,30
12	0,40	0,30	0,60	0,40	0,30
13	0,40	0,30	0,60	0,40	0,30
14	0,40	0,30	0,60	0,40	0,30
15	0,40	0,30	0,60	0,40	0,30
16	0,40	0,30	0,60	0,40	0,30
17	0,40	0,30	0,60	0,40	0,30
18	0,40	0,30	0,60	0,40	0,30
19	0,40	0,30	0,60	0,40	0,30
20	0,40	0,30	0,60	0,40	0,30
21	0,40	0,30	0,60	0,40	0,30
22	0,40	0,30	0,60	0,40	0,30
23	0,40	0,30	0,60	0,40	0,30
24	0,40	0,30	0,60	0,40	0,30

Los Contratos Bilaterales pactados con las generadoras son mostrados en la Tabla 4.51

Tabla 4.51. Contratos Bilaterales del Ejemplo C.

Contrato Bilateral (MW)					
Hora	Generador 1	Generador 2	Generador 3	Generador 4	Generador 5
1	50,0	40,0	0.0	40,0	0.0
2	100,0	60,0	0.0	50,0	0.0
3	100,0	50,0	0.0	40,0	0.0
4	150,0	100,0	0.0	70,0	0.0
5	150,0	80,0	0.0	60,0	0.0
6	150,0	100,0	0.0	70,0	0.0
7	200,0	100,0	0.0	70,0	0.0
8	200,0	100,0	0.0	50,0	0.0
9	200,0	70,0	10,0	60,0	10,0
10	200,0	80,0	30,0	60,0	10,0
11	200,0	70,0	20,0	70,0	20,0
12	200,0	100,0	20,0	70,0	20,0
13	250,0	100,0	20,0	70,0	30,0
14	250,0	80,0	30,0	50,0	30,0
15	200,0	80,0	30,0	50,0	30,0
16	150,0	70,0	40,0	60,0	10,0
17	150,0	70,0	30,0	60,0	20,0
18	150,0	70,0	40,0	70,0	10,0
19	200,0	80,0	40,0	70,0	10,0
20	200,0	80,0	30,0	60,0	20,0
21	150,0	70,0	20,0	60,0	20,0
22	100,0	50,0	20,0	70,0	0.0
23	100,0	50,0	0.0	60,0	0.0
24	100,0	50,0	0.0	60,0	0.0

Las Demandas a cubrir por las generadoras en la Tabla 4.52.

Tabla 4.52. Demandas del Ejemplo C.

Demanda a Producir	
Hora	Demanda
1	200,0
2	200,0
3	250,0
4	300,0
5	300,0
6	300,0
7	350,0
8	350,0
9	400,0
10	400,0
11	400,0
12	450,0
13	450,0
14	500,0
15	600,0
16	700,0
17	700,0
18	700,0
19	600,0
20	550,0
21	400,0
22	300,0
23	300,0
24	300,0

Demanda Total es decir, con los Contratos Bilaterales en la Tabla 4.53.

Tabla 4.53. Demandas Totales del Ejemplo C.

Demanda Total a Producir	
Hora	Demanda
1	330,0
2	410,0
3	440,0
4	620,0
5	590,0
6	620,0
7	720,0
8	700,0
9	760,0
10	780,0
11	780,0
12	860,0
13	920,0
14	940,0
15	990,0
16	1030,0
17	1030,0
18	1040,0
19	1000,0
20	940,0
21	720,0
22	540,0
23	510,0
24	510,0

La Tabla 4.54 se mostraran los Resultados obtenidos del programa Excel Solver es decir, la Solución Óptima.

Tabla 4.54. Solución Óptima del Ejemplo C.

Solución Óptima a la Asignación de Unidades en el Mercado Eléctrico Tipo Híbrido.							
Hora	Generador 1	Generador 2	Generador 3	Generador 4	Generador 5	Potencia Generada (MW)	Potencia Generada-Contrato Bilateral (MW)
1	130,00	40,00	0,00	30,00	0,00	200,00	330,00
2	160,00	20,00	0,00	20,00	0,00	200,00	410,00
3	190,00	30,00	0,00	30,00	0,00	250,00	440,00
4	170,00	100,00	0,00	30,00	0,00	300,00	620,00
5	170,00	120,00	0,00	10,00	0,00	300,00	590,00
6	170,00	100,00	0,00	30,00	0,00	300,00	620,00
7	120,00	100,00	0,00	130,00	0,00	350,00	720,00
8	120,00	100,00	0,00	130,00	0,00	350,00	700,00
9	120,00	130,00	20,00	110,00	20,00	400,00	760,00
10	120,00	120,00	10,00	130,00	20,00	400,00	780,00
11	120,00	130,00	20,00	120,00	10,00	400,00	780,00
12	120,00	100,00	40,00	180,00	10,00	450,00	860,00
13	70,00	100,00	100,00	180,00	0,00	450,00	920,00
14	70,00	120,00	110,00	200,00	0,00	500,00	940,00
15	120,00	120,00	120,00	200,00	40,00	600,00	990,00
16	170,00	130,00	110,00	190,00	100,00	700,00	1030,00
17	170,00	130,00	120,00	190,00	90,00	700,00	1030,00
18	170,00	130,00	110,00	180,00	110,00	700,00	1040,00
19	120,00	120,00	110,00	180,00	70,00	600,00	1000,00
20	120,00	120,00	110,00	190,00	10,00	550,00	940,00
21	170,00	130,00	20,00	70,00	10,00	400,00	720,00
22	220,00	60,00	20,00	0,00	0,00	300,00	540,00
23	220,00	70,00	0,00	10,00	0,00	300,00	510,00
24	220,00	70,00	0,00	10,00	0,00	300,00	510,00

Celda Objetivo	10000,00	17780,00
-----------------------	-----------------	-----------------

El Costo Mínimo de Producción de la solución óptima del ejemplo en la Tabla 4.55.

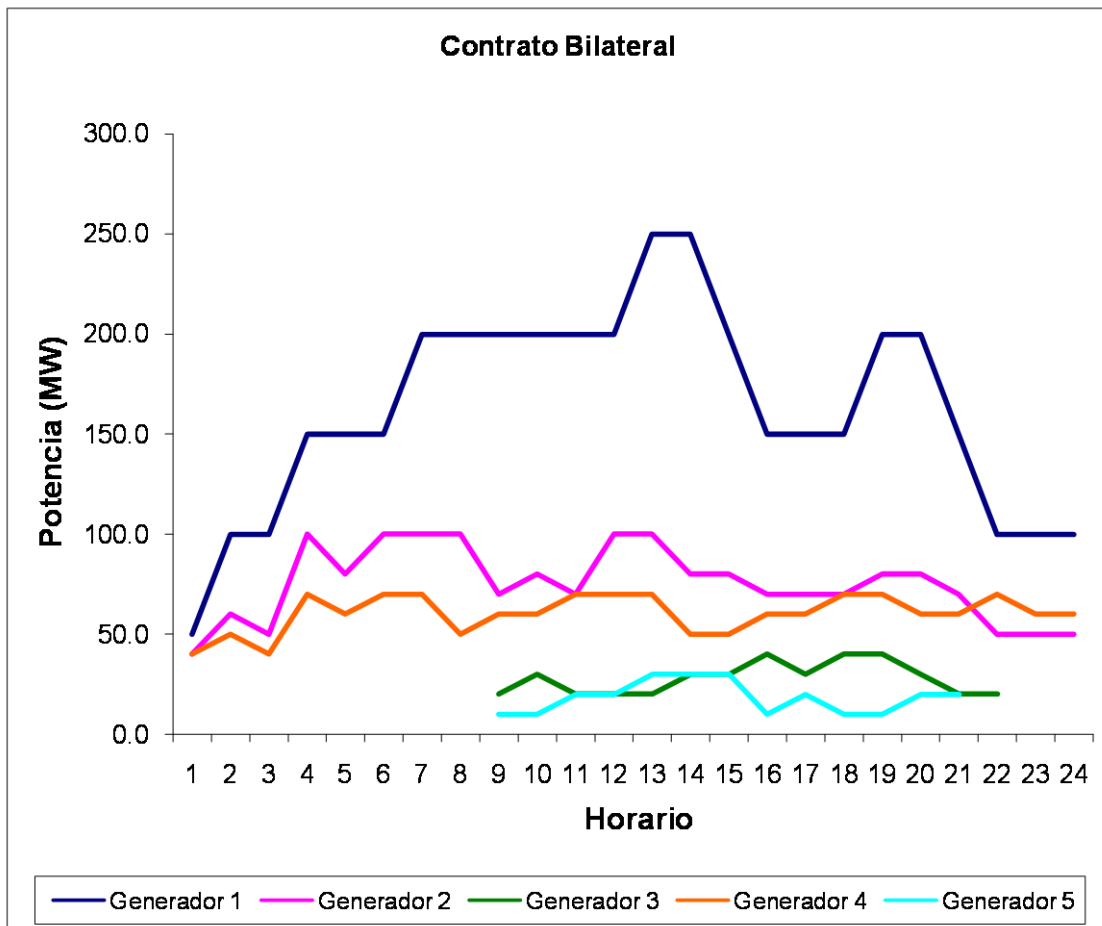
Tabla 4.55. Costo Mínimo de Producción del Ejemplo C.

Solución Óptima del Costo Mínimo de Producción						
Hora	Generador 1	Generador 2	Generador 3	Generador 4	Generador 5	Costo de Producción
1	37,00	32,00	0,00	25,10	0,00	94,10
2	30,00	16,00	0,00	13,10	0,00	59,10
3	33,00	16,00	0,00	13,10	0,00	62,10
4	36,00	31,00	0,00	17,00	0,00	84,00
5	36,00	31,00	0,00	13,10	0,00	80,10
6	36,00	31,00	0,00	17,00	0,00	84,00
7	36,00	31,00	0,00	30,00	0,00	97,00
8	36,00	31,00	0,00	27,40	0,00	94,40
9	36,00	31,00	20,60	26,10	19,50	133,20
10	36,00	31,00	10,60	28,70	9,50	115,80
11	36,00	31,00	10,60	28,70	9,50	115,80
12	36,00	31,00	13,40	36,50	9,50	126,40
13	36,00	31,00	21,80	36,50	9,50	134,80
14	36,00	31,00	24,60	36,50	9,50	137,60
15	36,00	31,00	26,00	36,50	15,50	145,00
16	36,00	31,00	26,00	36,50	21,50	151,00
17	36,00	31,00	26,00	36,50	21,50	151,00
18	36,00	31,00	26,00	36,50	23,00	152,50
19	36,00	31,00	26,00	36,50	17,00	146,50
20	36,00	31,00	24,60	36,50	9,50	137,60
21	36,00	31,00	10,60	20,90	9,50	108,00
22	36,00	19,75	10,60	13,10	0,00	79,45
23	36,00	21,00	0,00	13,10	0,00	70,10
24	36,00	21,00	0,00	13,10	0,00	70,10

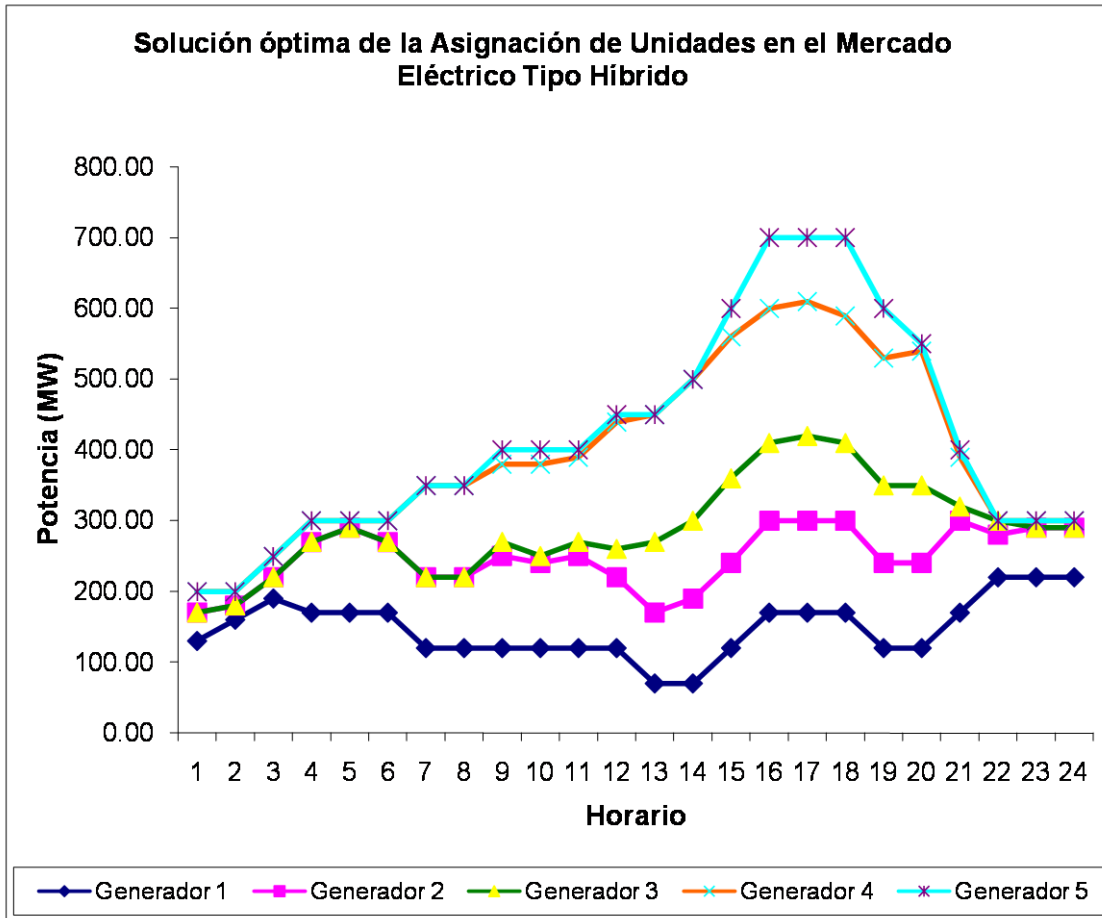
Costo Mínimo de Producción	2629,65
----------------------------------	----------------

Costo Total Mínimo de Producción	2630,55
---	----------------

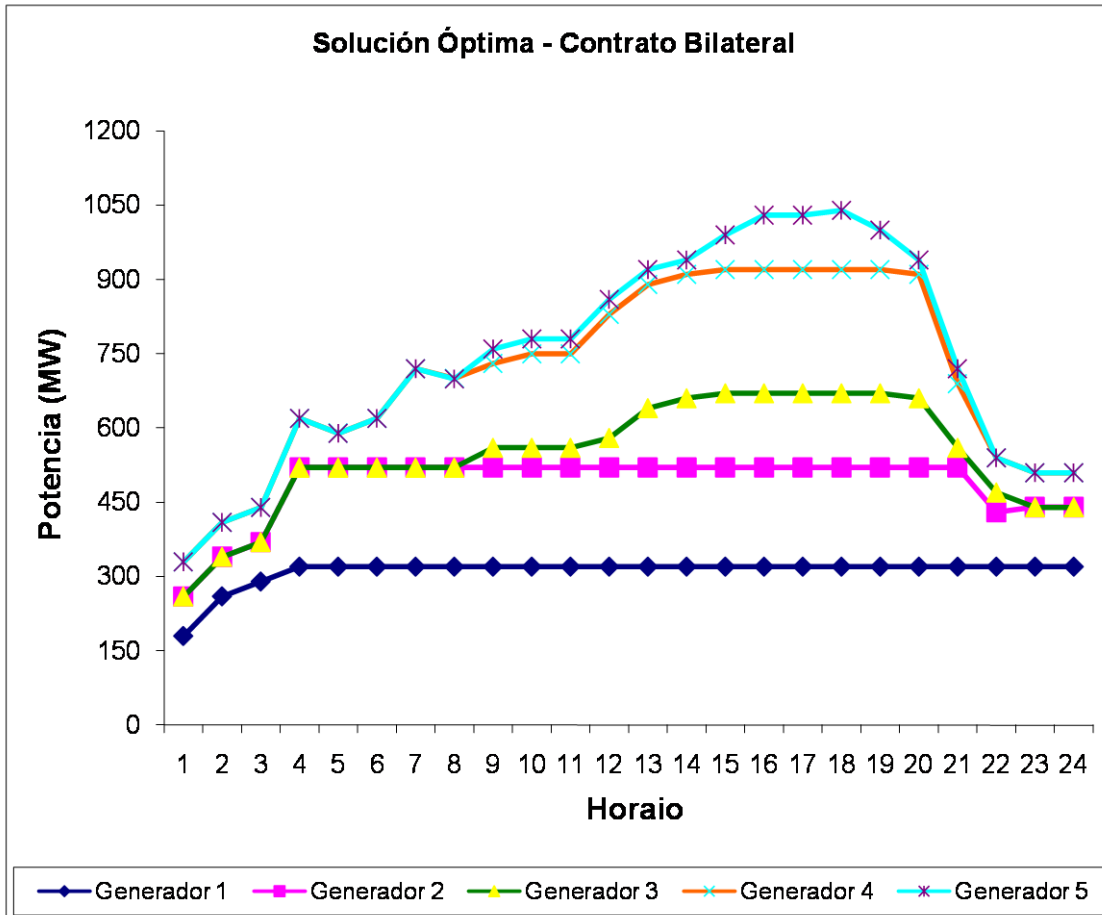
La representación grafica de los resultados del Ejemplo C se desplegarán a continuación los cuales son: Contratos Bilaterales, Solución Óptima, Solución Óptima con Contratos Bilaterales y Solución Óptima del Costo Mínimo de Producción.



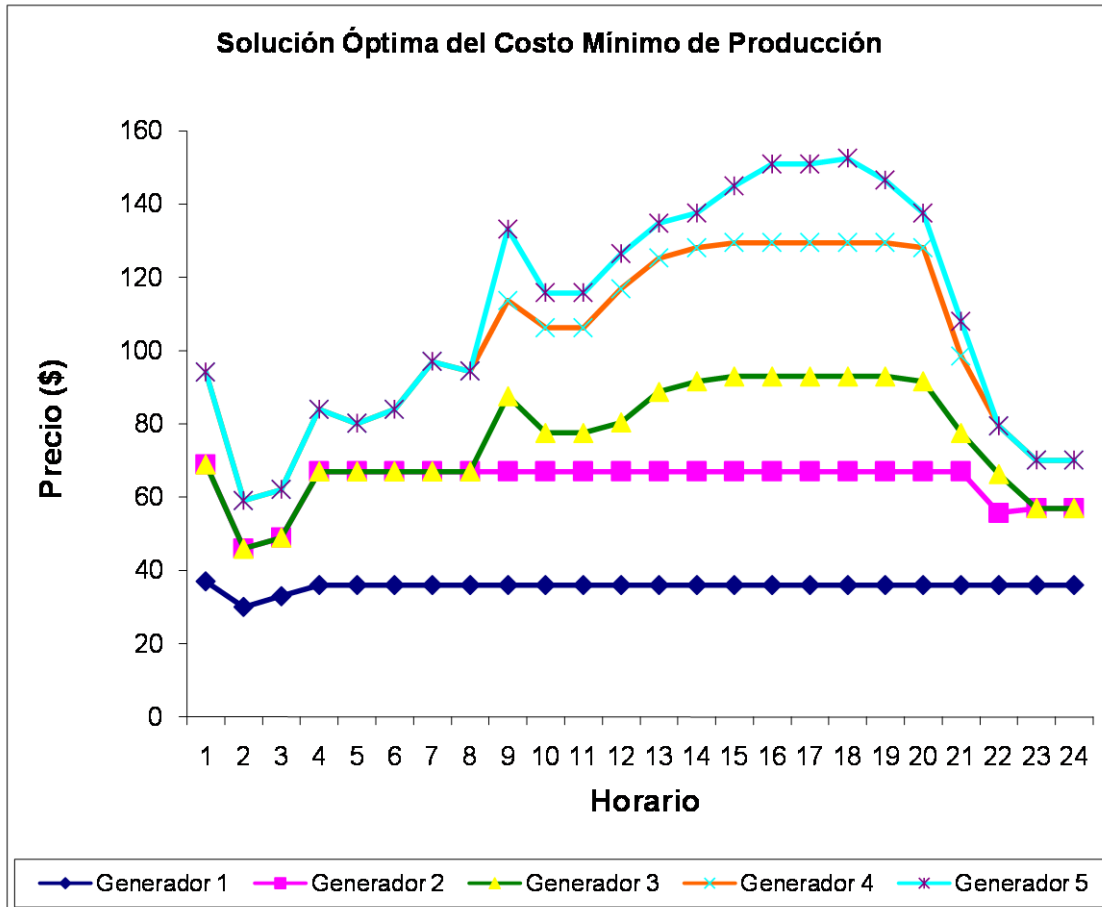
Grafica 4.12. Contratos Bilaterales del Ejemplo C.



Grafica 4.13. Solución Óptima del Ejemplo C.



Grafica 4.14. Solución Óptima y Contrato Bilateral del Ejemplo C.



Grafica 4.15. Solución Óptima del Costo Mínimo de Producción del Ejemplo C.

CONCLUSIÓN

Al término de este trabajo, se tiene la conclusión de la factibilidad, viabilidad y sustentabilidad que puede llegar a tener el mercado eléctrico tipo “Modelo Híbrido”, ya que éste tiene algunos aspectos de mejor regulación, coordinación y libre negociación entre las empresas participantes.

Por otra parte, los “Contratos Bilaterales a Corto Plazo”, tiene la virtud de realizar los contratos por hora o días en periodos cortos, lo que hace que los precios sean atractivos para ambas partes.

Al integrar estas dos partes modelo híbrido con contrato bilateral a corto plazo llegamos a tener una alta competitividad en el mercado eléctrico, esto se logra teniendo una **solución óptima satisfactoria**. Las empresas públicas y privadas que integran el mercado tenderán a fortalecer sus servicios y beneficios de sus respectivos recursos.

Por lo tanto, las características del “Modelo Híbrido y el Contrato a Corto Plazo”, se refleja en el comportamiento de los ejemplos desarrollados, empíricamente como en la herramienta Excel Solver demuestran los siguientes puntos:

- En los datos característicos de las unidades generadoras, muestran los valores a considerar para la negociación de la energía eléctrica que se adquiera. Estos datos son: la producción máxima, producción mínima, límite de subida, limite de rampa de bajada, costo fijo, costo de arranque, costo de paro y costo variable.
- Al tener estos datos se vuelve interesante, por la razón de que es aquí donde los negociadores ponen énfasis en diferentes puntos, el objetivo es que se redituable el contrato pactado entre ellos. Así como también conjuntar los contratos bilaterales que se habían adquirido en dichas negociaciones.
- Ya con tener conocimiento de estos datos, se determinará quién tendrá la apertura de otorgar su producción máxima, esto de acuerdo a su costo variable que sea el más barato y así sucesivamente irán otorgando su producción máxima en relación al costo variable más barato que tengan, todo esto cubriendo la demanda.
- Por otro lado, se pondrá énfasis en la producción mínima que los generadores puedan otorgar, ya que en ocasiones se tiene que forzar a cubrir su producción mínima aún teniendo un costo variable alto, eso por la razón que se habían pactado contratos bilaterales.

Por último, la **solución óptima** de los ejemplos, confirma lo que puede ofrecer este tipo de asignación de unidades, la libre elección de empresas, regulación y coordinación de dicho sector, calidad de la energía, precios atractivos y en conjunto con todas estas características lo convierten en un modelo competitivo para el sector energético.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Antonio J. Conejo, Pedregal, Ricardo García y Natalia Alguacil, “Formulación y Resolución de Modelos de Programación Matemática en Ingeniería y Ciencia”, libro del 20 de Febrero de 2002.
- [2] Mokhtar S. Bazaraa, John J. Jarvis, Hanif D. Sherali, “Programación Lineal y Flujos en Redes”, Editorial Limusa, Segunda Edición 2004.
- [3] Loubet, Beatriz. “Excel: Herramienta Solver”.
<[http:// web.frm.utn.edu.ar/ioperativa/Manual-Solver.pdf](http://web.frm.utn.edu.ar/ioperativa/Manual-Solver.pdf)>
- [4] Gómez Quiles, Catalina. “Negociación de Contratos Bilaterales en Mercados Eléctricos Competitivos”
Enero 2007.
<<http://catedrasempresa.esi.us.es/.../ ... >>
- [5] Chapra, Steven, Canate, Raymond, “Métodos Numéricos para Ingenieros”, Mac Graw Hill.
- [6] Tovar Hernández, Horacio. “Reestructuración de los Sectores Eléctricos”.
Comisión Federal de Electricidad, Gerencia de Programación de Sistemas Eléctricos.
Diciembre del 2005.
- [7] Beamonte, Diego. “Los Contratos de Energía y la Programación Semanal de la Producción”.
Octubre de 2003.
<[http:// www.iit.upcomillas.es/docs/TM-03-016.pdf](http://www.iit.upcomillas.es/docs/TM-03-016.pdf) >
- [8] Meraz Ateca, Eduardo. “Coordinación del Despacho de Generación de las Unidades Generadoras de CFE y LyFC Productores Independientes y Autoabastecedores”
Dirección de Operación Centro Nacional de Control de Energía, T&D Power Mex.
Septiembre de 2004.
<<http://www.conae.gob.mx/work/sites/CONAE/.../1/.../eduardomeraz.pdf> >

-
- [9] Eppen, Gould, Schmidt, "Investigación de Operaciones en la Ciencia Administrativa", Editorial Prentice Hall.
- [10] Bolívar Villagómez, Eric "Taller de Transformadores TC14 Comité Electrotécnico Internacional".
El Sistema Eléctrico Nacional.
<http://www.cigre.org.mx/uploads/media/SIN_Mexico-CIGRE.pdf >
- [11] Fabián Vázquez Ramírez, "Asignación de Unidades Generadoras a Corto Plazo en el Mercado Eléctrico Usando Programación Lineal".
Febrero del 2006.
<http://itzamna.bnct.ipn.mx:8080/.../357_2006_ESIME-ZAC_MAESTRIA_...>
- [12] Frente de Trabajadores de la Energía.
2011.
<<http://www.fte-energia.org/>>
- [13] G. Gutiérrez, "Diplomado Mercados de Electricidad: Diseño y Regulación", CEAC-ITM-CEPAL, Diseño de Mercados Mayoristas de Electricidad. 2009.
- [14] G. Gutiérrez Alcaraz y J. H. Tovar Hernández, "Mercados de Electricidad", ITM - CFE, 2006.
- [15] S. Smith, Kenneth. "Reforma energética".
Octubre de 2009.
<<http://www.ai.org.mx/archivos/coloquios/especialidades/edo-arteing/Reforma%20Energetica.pps> >
(25 Octubre 2011)
- [16] Espinoza, Juan. "Solver una Herramienta para Optimización". Septiembre 2008 - Marzo 2009.
<<http://es.scribd.com/doc/62758639/11SolverOptimizacion> >
- [17] López-Lezama, Jesús María, Granada-Echeverri, Mauricio, Gallego-Pareja, Luis Alfonso. "Modelo AC para el Despacho Combinado de Contratos Bilaterales y Bolsa de Energía Considerando Restricciones de Seguridad".
<<http://revistas.javeriana.edu.co/index.php/IyU/article/view/955> >
-

-
- [18] Vargas D, Luis, Palma B, Rodrigo, Moya A, Oscar. "Mercados Eléctricos y Bolsas de Energía: Aspectos Críticos para su Implementación en Chile".
<http://146.83.6.25/literatura/sistemas_potencia/aii-1-20011.PDF>
- [19] Sepulveda Fariña, Manuel, Sepulveda Peña, Gonzalo. "México y su Desarrollo Energético, ¿Un Desarrollo Frustrado?".
Octubre 2010.
<<http://web.ing.puc.cl/~power/alumno10/mexico/Mexico.htm>>
- [20] Arnedillo, Óscar. "Modelos de Mercado Eléctrico", "Paradigma Competitivo y Alternativas de Diseño".
NERA Economic Consulting.
<<http://www.minetur.gob.es/Publicaciones/Publicacionesperiodicas/.../39.pdf>>
- [21] "Situación Actual del Sector Eléctrico en México".
Centro de Estudios de las Finanzas Públicas (CEFP).
<<http://www.cefp.gob.mx/intr/edocumentos/pdf/cefp/.../cefp1222009.pdf>>

ANEXO

A. EXCEL SOLVER

A.1. Excel Solver

Solver, es una planilla de cálculo, la cual es una herramientas de análisis de datos[3].

A.2. Optimización Restringida

La optimización consiste en encontrar aquellos valores de ciertas variables que optimizan (máxima o mínima). A las variables las llamaremos variables controlables o variables de decisión.

Se encontraran los valores de x_1, x_2, \dots, x_n , tales que hacen máxima (o mínima) a la función $f(x_1, x_2, \dots, x_n)$.

El método más conocido para encontrar el óptimo de una función es a través del análisis de sus derivadas. Este método tiene dos limitaciones: no siempre la función es derivable, y además no siempre el óptimo nos da una solución que tenga sentido en la práctica.

Primera limitación, los métodos numéricos, que parten de una solución inicial y mediante algún algoritmo iterativo mejoran sucesivamente la solución.

Segunda limitación, los métodos de optimización restringida, podemos ponerle restricciones a las variables de modo que cumplan una o más condiciones.

La restricción más común que se da en la práctica es que las variables deben ser no negativas.

Existen otras restricciones en el mundo real estas son las limitaciones de horas de trabajo, capital, tiempo, insumos, etc. Estas restricciones pueden ser funciones de las variables controlables.

Optimización restringida, es buscar los valores de ciertas variables que optimizan una función objetivo, sujetas a restricciones.

Matemáticamente, significa encontrar los valores de x_1, x_2, \dots, x_n , tales que hacen máxima (o mínima) a $f(x_1, x_2, \dots, x_n)$, sujeto a restricciones de tipo $g_j(x_1, x_2, \dots, x_n) \geq, =, \text{ ó } \leq c_j$, donde c_j es una constante[3].

A.2.1. Solver

Solver es una herramienta para resolver y optimizar ecuaciones mediante el uso de métodos numéricos.

Con Solver, se puede buscar el valor óptimo para una celda, denominada celda objetivo, en donde se escribe la fórmula de la función objetivo $f(x_1, x_2, \dots, x_n)$.

Solver cambia los valores de un grupo de celdas, denominadas celdas cambiantes, y que estén relacionadas, directa o indirectamente, con la fórmula de la celda objetivo. En estas celdas se encuentran los valores de las variables controlables x_1, x_2, \dots, x_n .

Puede agregar restricciones a Solver, escribiendo una fórmula $g_j(x_1, x_2, \dots, x_n)$ en una celda, y especificando que la celda deberá ser mayor o igual, igual, o menor o igual que otra celda que contiene la constante c_j .

Especificar que los valores sean enteros.

Solver ajustará los valores de las celdas cambiantes, para generar el resultado especificado en la fórmula de la celda objetivo [3].

A.3. Métodos Utilizados por Solver

Solver utiliza diversos métodos de solución dependiendo de las opciones que seleccione [3].

- Para los problemas de Programación Lineal utiliza el método Simplex.
- Para problemas lineales enteros utiliza el método de ramificación y límite.
- Para problemas no lineales utiliza el código de optimización no lineal.

A.4. Resolución por Solver

Solver sirve para la resolución de problemas de optimización lineal y no lineal, también se pueden indicar restricciones enteras sobre las variables de decisión.

Solver resuelve problemas que tengan hasta 200 variables de decisión, 100 restricciones explícitas y 400 simples (cotas superior e inferior o restricciones enteras sobre las variables de decisión).

Para acceder a Solver, seleccione Herramientas en el menú principal y luego Solver. La ventana con los parámetros de Solver aparecerá tal y como se muestra a continuación[16]:



Figura A.1. Parámetros de Solver.

En el cuadro de diálogo de los parámetros de Solver, se utiliza para describir el problema de optimización tiene los siguientes aspectos[16]:

- Celda objetivo: Contiene la celda donde se encuentra la función objetivo correspondiente al problema.
- Valores de la celda objetivo: Si desea encontrar el máximo o el mínimo, seleccione Máx. ó Mín. Si selecciono el espacio de valores de Solver buscara un valor de la celda igual al valor del campo que se encuentra a la derecha de la selección, este valor es el que introduzca.
- Cambiando las celdas: Contendrá la ubicación de las variables de decisión para el problema.
- Sujetas a las siguientes restricciones: Las restricciones se deben especificar en este espacio, haciendo clic en agregar. El botón cambiar permite modificar las restricciones recién introducidas. Eliminar sirve para borrar las restricciones precedentes.
- Restablecer todo: Al dar clic borra el problema en curso y restablece todos los parámetros a sus valores por defecto.
- Opciones: Accede a las opciones de Solver.

Si le da clic en el botón agregar, aparece la ventana agregar restricción[16].

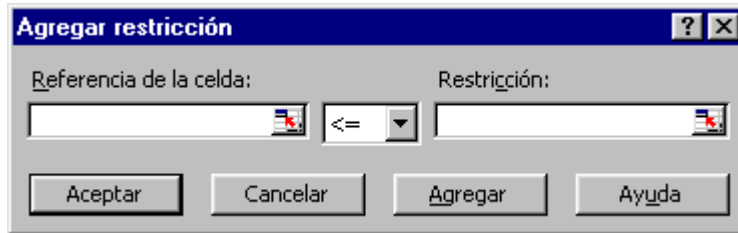


Figura A.2. Agregar Restricción.

- Referencia de la celda: Podrá especificar la ubicación de una celda.
- Introduzca el tipo de restricción haciendo clic en la flecha del campo central desplegable (<=, >=, =, int, donde int se refiere a un número entero, o bin, donde bin se refiere a binario).
- Restricción: En este campo se selecciona una fórmula de celdas, una simple referencia a una celda o un valor numérico.

Haga clic en el botón Agregar para agregar más restricciones, o en el botón Aceptar para finalizar.

Si le da clic en el botón opciones, aparece la ventana de opciones de Solver[16].

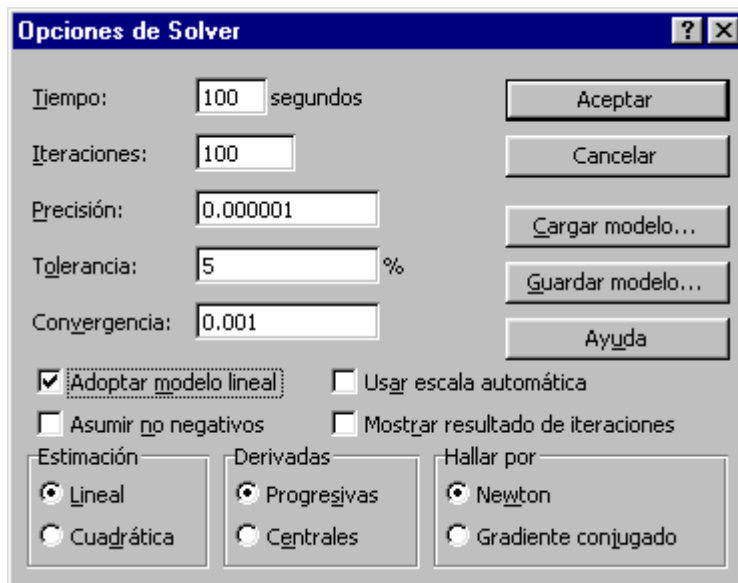


Figura A.3. Opciones de Solver.

- Tiempo: Permite especificar el número de segundos antes de que Solver se detenga.
- Iteraciones: Permite especificar el número máximo de iteraciones (pasos del algoritmo Solver) antes de que el programa se detenga.
- Precisión: Es el grado de exactitud del algoritmo Solver (por ejemplo, lo cerca que tiene que estar el valor del lado derecho de una restricción antes

de que se considere igual al lado izquierdo). Tolerancia se utiliza para programas enteros. Especifica un porcentaje dentro del cual se garantiza la optimalidad de la solución. Si intenta hallar la solución óptima, ponga el valor cero en este campo, aunque tal vez desee establecer un valor más alto si el tiempo de ejecución es demasiado largo (siempre que le interese aceptar una solución dentro de ese porcentaje de optimalidad).

- Si selecciona el espacio de adoptar modelo lineal: Si su modelo es un programa lineal o un programa entero lineal. De este modo, el programa utiliza el algoritmo simplex en lugar de un algoritmo no lineal más largo y complicado (Generalized Reduced Gradient Method).
- Si selecciona el espacio asumir no negativos: Si desea que todos los valores de las celdas cambiantes sean ≥ 0 .
- Si seleccione el espacio de mostrar resultado de iteraciones: Si le interesa ver la información iteración por iteración.
- Si seleccione el espacio usar escala automática: Es útil si el modelo que utiliza tiene una escala defectuosa (si las entradas son de órdenes de magnitud completamente diferentes).

La parte inferior de la ventana contiene las opciones para el algoritmo no lineal, a saber, cómo calcula la no linealidad, cómo se calculan las tasas de cambio y el tipo de técnica de búsqueda empleado.

En términos generales, los valores por defecto de la mayoría de estos parámetros son perfectamente válidos. Es importante acordarse de seleccionar adoptar modelo lineal si se trata de un programa lineal o un programa lineal entero. Seleccione la casilla asumir no negativos si desea que las celdas cambiantes adopten sólo valores no negativos. Del mismo modo, si intenta obtener la solución óptima de un programa entero, no olvide establecer un 0% en el campo tolerancia.

Por último, en la ventana de parámetros de Solver le damos clic a resolver y aparece el siguiente cuadro, en donde por defecto marca el espacio de utilizar solución de Solver así como en el espacio de informes vienen por defecto las siguientes aspectos; respuestas sensibilidad y límites y le damos clic en aceptar y listo aparecerán los resultados en las celdas seleccionadas [16].

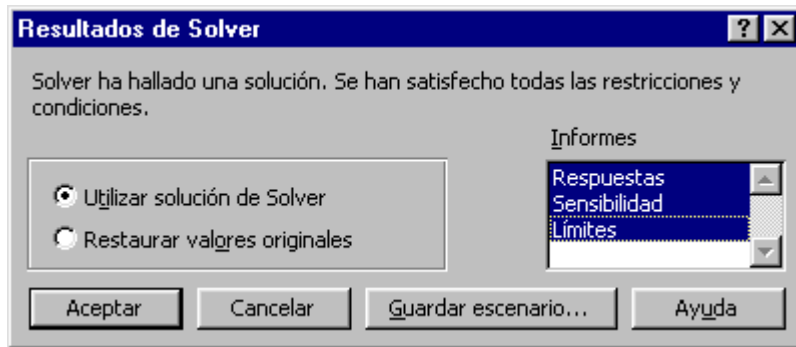


Figura A.4. Resultados de Solver.

B. METODOLOGÍA DE LA PROGRAMACIÓN LINEAL EN EL METODO SIMPLEX TABLEAU

B.1 Investigación de Operación

Es la aplicación del método científico a problemas relacionados con el control de las organizaciones o sistemas, con el fin que se produzca una solución óptima.

Los objetivos de la organización o sistema se refieren a la eficacia y eficiencia con la información con la que se manejan dichos organismos y sistemas dentro de su interconexión con las que cuentan estas.

La metodología científica que cuenta la investigación de operaciones es a través de modelos matemáticos, primero para representar al problema y luego para resolverlo.

En la cual la metodología debe incorporar valoraciones de factores como el azar y el riesgo y mediante el cual se predigan y comparen los resultados de decisiones, estrategias o controles alternativos. Esto proporcionara decisiones bases cuantitativas para seleccionar las mejores decisiones y permite elevar su habilidad para hacer planes a futuro.

La investigación de operaciones tiene que realizarse por una serie de punto a desarrollarse como son: el problema, realización del modelamiento del problema, solución del problema, sustentabilidad del modelo, aplicación de la solución óptima.

B.2. Programación Lineal

La programación lineal es una técnica determinista, se consideran todos aquellos modelos de optimización donde las funciones que lo componen, es decir, función objetivo y restricciones, son funciones lineales en las variables de decisión, por lo tanto es un método que trata de maximizar o minimizar un objetivo.

La programación se planea para obtener un resultado óptimo en todas las operaciones de solución.

Los modelos de programación lineal son los más usados por su sencillez ya que facilitan los cálculos y en general permite una buena aproximación de la realidad.

Bases para la solución de un problema lineal:

- Definir un objetivo, por maximizar o minimizar.
- Restricciones en la forma de igualdades o desigualdades.

- Establecer relaciones entre las variables a través de un modelación matemáticas que puedan describir el problema y todas las relaciones entre las variables.
- Debe haber un suministro limitado de recursos.

B.3. Formulación de Programación Lineal

Formulación estándar del modelo:

$$\text{Maximizar} \quad z = c_1x_1 + c_2x_2 + \dots + c_nx_n \quad (\text{B.1})$$

$$\text{Sujeta a} \quad a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + \dots + a_{1n}x_n \leq b_1 \quad (\text{B.2})$$

$$a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + \dots + a_{2n}x_n \leq b_2$$

$$\vdots \quad \quad \quad \vdots \quad \quad \quad \vdots \quad \quad \quad \vdots$$

$$a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + \dots + a_{mn}x_n \leq b_m$$

$$x_i \geq 0, x_2 \geq 0, \dots, x_n \geq 0 \quad (\text{B.3})$$

Esta es llamada nuestra forma estándar del problema de programación lineal.

Presentación de algunas otras formas de representar el problema de programación lineal son:

- Minimizar la función objetivo:

$$\text{Minimizar} \quad z = c_1x_1 + c_2x_2 + \dots + c_nx_n$$

- Restricciones funcionales son desigualdad en sentido mayor o igual que :

$$a_{i1}x_1 + a_{i2}x_2 + \dots + a_{in}x_n \geq b_i \quad \text{Para algunos valores de } i.$$

- Restricciones funcionales en forma ecuación:

$$a_{i1}x_1 + a_{i2}x_2 + \dots + a_{in}x_n = b_i \quad \text{Para algunos valores de } i.$$

- Variables de decisión sin restricciones de no negatividad:

$$x_j \text{ no está restringida en su signo} \quad \text{Para algunos valores de } j.$$

B.4. Función Objetivo

La función que se desea maximizar (o minimizar), $c_1x_1 + c_2x_2 + \dots + c_nx_n$ se llama función objetivo. Las limitaciones se refieren como restricciones. Las primeras m restricciones (aquellas con una función de todas las variables $a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + \dots + a_{1n}x_n$ en el lado izquierdo) a veces reciben el nombre de restricciones funcionales (o restricciones estructurales). Las restricciones $x_j \geq 0$ se conoce como restricciones de no negatividad (o condiciones de no negatividad).

B.5. Definiciones de La Solución del Modelo de Programación Lineal

Cualquier conjunto de valores específicos de las variables de decisión, se llama una solución[5].

Solución Factible

Es aquella para la que todas las restricciones se satisfacen.

Solución No Factible

Es una solución para la que al menos una restricción se viola.

Región Factible

Es la solución de todas las soluciones factibles.

Solución Óptima

Es una solución factible que proporciona el valor más favorable de la función objetivo.

Si el problema no tiene una solución óptima, ocurre solo sí:

- No tiene solución factible
- Las restricciones no impiden que el valor de la función objetivo (Z) mejore indefinidamente en la dirección favorable (positiva o negativa). Se conoce como Z no acotada u objeto no acotado.

Valor Más Favorable

Significa el valor más grande si la función objetivo debe maximizarse o el valor más pequeño si la función objetivo debe minimizarse.

Solución factible en un Vértice

Es una solución que se encuentra en una esquina de la región factible. También se le conoce como puntos extremos.

Relación entre Las Solución Óptima y La Solución factible en un Vértice

Considere cualquier problema de programación lineal con solución factible y una región factible acotada. El problema debe poseer solución factible en un vértice y al menos una solución óptima. Además, la mejor solución factible en un vértice debe ser una solución óptima. Entonces si un problema tiene exactamente una solución óptima, esta debe ser una solución factible en un vértice. Si el problema no tiene múltiples soluciones óptimas al menos debe ser solución factible en un vértice.

B.6. Supuestos de Programación Lineal

Los supuestos, son que el modelo debe tener una función objetivo lineal sujeta a restricciones lineales. Estas propiedades matemáticas de un modelo de programación lineal implican que deben considerar ciertos puestos acerca de las actividades y datos del problema que será modelado, incluso algunos acerca del efecto de las variaciones en el nivel de las actividades [9].

Proporcionalidad

Es un supuesto sobre la función objetivo y sobre las restricciones funcionales.

La contribución de cada actividad al valor de la función objetivo Z es proporcional al nivel de la actividad x_j , como lo representa el término $c_j x_j$ en la función objetivo. La contribución de cada actividad al lado izquierdo de cada restricción funcional es proporcionalidad al nivel de la actividad x_j , como lo representa en la restricción $a_{ij} x_j$. Este supuesto elimina cualquier exponente diferente de 1 para las variables en cualquier término de las funciones ya sea la función objetivo o la función en el lado izquierdo de las restricciones funcionales.

Aditividad

El supuesto de proporcionalidad elimina los exponentes diferentes de uno, no prohíbe los términos de productos cruzados, términos que incluyen el producto de dos o más variables. El supuesto de aditividad elimina esta posibilidad.

Cada función de un modelo de programación lineal (función objetivo o la función en el lado izquierdo de las restricciones funcionales) es la suma de las contribuciones individuales de las actividades respectivas.

Divisibilidad

Las variables de decisión pueden tomar cualquier valor, incluso valores no enteros, que satisfagan las restricciones funcionales y de no negatividad. Estas variables no están restringidas a solo valores enteros. Cada variable de decisión representa el nivel de alguna actividad.

Certidumbre

Se refiere a los parámetros del modelo, es decir a los coeficientes c_j en la función objetivo, los coeficientes a_{ij} en las restricciones funcionales y los b_i en el lado derecho de las restricciones funcionales.

Se supone que los valores asignados a cada parámetro de un modelo de programación lineal son constantes conocidas.

B.7. Método Simplex Tableau

Se define como, programa lineal que optimiza [2].

$$z = cX \tag{B.4}$$

$$\text{Sujeta a } \quad AX \begin{matrix} \leq \\ > \end{matrix} b \tag{B.5}$$

$$X \geq 0 \tag{B.6}$$

Donde la función lineal (B.4) se llama función objetivo; las desigualdades (B.5) se llaman restricciones y a (B.6) se le conoce como condiciones de no-negatividad.

Al referirse como optimizar puede significar maximizar o minimizar.

En el programa lineal definido arriba se tiene que X es un vector columna con n componentes. A este vector se le denomina el vector de actividades y sus n componentes son variables de decisión. Sea entonces

$$X = \begin{pmatrix} X_1 \\ X_2 \\ \vdots \\ X_n \end{pmatrix} \tag{B.7}$$

Al vector renglón c , también con n componentes (c_1, c_2, \dots, c_n) se le denomina el vector de precios o costos unitarios. El vector columna b , con m componentes, se le denomina el vector de disponibilidad de recursos.

El vector 0 es un vector columna de n ceros. Por último, la matriz A , con m renglones y n columnas se le denomina la matriz de coeficientes tecnológicos. Cada elemento a_{ij} en la matriz A , con $i=1, \dots, m$ y $j=1, \dots, n$ representa la cantidad de recursos j que se necesita por unidad de la actividad i .

Matricialmente se describe como:

$$Opt \quad (c_1, c_2, \dots, c_n) \cdot \begin{pmatrix} X_1 \\ X_2 \\ \vdots \\ X_n \end{pmatrix} \quad (B.8)$$

$$Sujeta a \quad \begin{pmatrix} a_{11} & a_{12} & \cdots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & \cdots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{m1} & a_{m2} & \cdots & a_{mn} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} X_1 \\ X_2 \\ \vdots \\ X_n \end{pmatrix} \begin{matrix} \leq \\ > \end{matrix} \begin{pmatrix} b_1 \\ b_2 \\ \vdots \\ b_n \end{pmatrix} \quad (B.9)$$

$$\begin{pmatrix} X_1 \\ X_2 \\ \vdots \\ X_n \end{pmatrix} \geq \begin{pmatrix} b_1 \\ b_2 \\ \vdots \\ b_n \end{pmatrix} \quad (B.10)$$

Otra forma de escribirlo es:

$$Opt \quad Z = c_1 X_1 + c_2 X_2 + \cdots + c_n X_n \quad (B.11)$$

$$Sujeta \quad \begin{matrix} a_{11} X_1 + a_{12} X_2 + \cdots + a_{1n} X_n < b_1 \\ a_{21} X_1 + a_{22} X_2 + \cdots + a_{2n} X_n < b_2 \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ a_{m1} X_1 + a_{m2} X_2 + \cdots + a_{mn} X_n < b_m \end{matrix} \quad (B.12)$$

Por último, también se puede escribir

$$Opt \quad Z = \sum_{i=1}^n c_i X_i \quad (B.13)$$

$$Sujeta a \quad \sum_{i=1}^n a_{ji} X_i < b_j \quad j = 1, \dots, m \quad (B.14)$$

$$X_i \geq 0 \quad i = 1, \dots, n \quad (B.15)$$

Todas las formas son equivalentes. Las componentes de c , b y a son números reales, es decir, pueden ser negativos, ceros o positivos.

B.7.1. Reglas del Método Simplex Tableau

Regla 1, dado cualquier programa lineal transformarse por medio de las reglas de equivalencia.

$$z = cX \tag{B.16}$$

$$\text{Sujeta a } AX \leq b \tag{B.17}$$

$$X \geq 0 \tag{B.18}$$

Regla 2, describir la función objetivo de la siguiente manera

$$z - cX = 0 \tag{B.19}$$

Regla 3, convertir todas las desigualdades en igualdades, el cual también es necesario el uso de variables de holgura.

$$z - cX = 0 \tag{B.20}$$

$$AX + \bar{X} = b \tag{B.21}$$

$$X \geq 0 \tag{B.22}$$

$$\bar{X} \geq 0$$

Donde \bar{X} es el vector de variables de holgura. Esto mismo puede describirse de la siguiente manera:

$$Z - c_1X_1 + c_2X_2 + \dots + c_nX_n = 0 \tag{B.23}$$

$$a_{11}X_1 + a_{12}X_2 + \dots + a_{1n}X_n = b_1 \tag{B.24}$$

$$a_{21}X_1 + a_{22}X_2 + \dots + a_{2n}X_n = b_2$$

$$\begin{array}{ccc} \vdots & \vdots & \vdots \\ a_{m1}X_1 + a_{m2}X_2 + \dots + a_{mn}X_n = b_m \end{array}$$

$$X_1 \geq 0, X_2 \geq 0, X_n \geq 0, \underbrace{X_{n+1} \geq 0, \dots, X_{n+m} \geq 0}_{\text{variables de holgura}} \tag{B.25}$$

La adición de las variables de holgura crea la primera base B, que resulta ser la matriz identidad. Esto a su vez genera el primer punto extremo de la región de factibilidad cuyas coordenadas están dadas por el vector b .

Regla 4, construya una tabla con los coeficientes del programa lineal.

La siguiente tabla tendrá la siguiente estructura condensada que es equivalente a:

Tabla B.1. Tabla Equivalente.

	Z	X_1 X_2 \dots X_n	X_{n+1} X_{n+2} \dots X_{n+m}	
	1	$c_B B^{-1} A - c$	$c_B B^{-1}$	$c_B X_B$
a_{B1}				
a_{B2}				
\vdots				
a_{Bm}	0	$B^{-1} A$	B^{-1}	X_B

Regla 5, seleccione como vector de entrada aquel cuya $z_j - c_j$ sea la más negativa. Si no hay ningún candidato de entrada, es decir que todas las $z_j - c_j \geq 0$ para toda j en A, la solución X_B mostrada en esa tabla es óptimo. En el caso de que exista un empate entre varios vectores que puedan ser candidatos, rómpase el empate arbitrariamente.

Regla 6, una vez seleccionada la columna a_j que entrara a la nueva base, selecciónese el vector de salida a_r de la base actual utilizando la siguiente regla:

$$\frac{X_{Br}}{Y_{rj}} = \underset{k}{\text{Min}} \left\{ \frac{X_{Br}}{Y_{kj}} \mid Y_{kj} \geq 0 \right\} \quad (\text{B.26})$$

Si existe un empate entre varios vectores candidatos, hay que aplicar las llamadas reglas lexicográficas para romper el empate. Una decisión arbitraria puede causar que el proceso cicle continuamente sin alcanzar la solución óptima.

En el caso que todas las Y_{kj} del denominador sean negativas se tiene el caso de una solución no acotada.

Regla 7, la intersección en la tabla de la columna que entra y la que sale determina el elemento pivote Y_{rj} . Aplíquese operaciones matriciales elementales en el pivote Y_{rj} , con objetivo de convertir a la columna a_j en el vector unitario e_r , es decir ceros en toda la columna y un uno en la r-ava componente que resulta ser. Regrese a la regla 5.

B.7.2. Ejemplo de un Problema del Método Tableau

Problema:

$$\text{Minimizar } z = -x_1 - 8x_2 - 5x_3 - 6x_4$$

$$x_1 + 4x_2 + 5x_3 + 2x_4 \leq 7$$

$$2x_1 + 3x_2 \leq 6$$

$$\text{Sujeta a } 5x_1 + x_2 \leq 5$$

$$-3x_3 - 4x_4 \geq 12$$

$$x_3 \leq 4$$

$$x_4 \leq 3$$

$$x_1, x_2, x_3, x_4 \geq 0$$

Por lo tanto

$$z = -x_1 - 8x_2 - 5x_3 - 6x_4$$

$$1x_1 + 4x_2 + 5x_3 + 2x_4 + h_1 = 7$$

$$2x_1 + 3x_2 + 0x_3 + 0x_4 + h_2 = 6$$

$$5x_1 + x_2 + 0x_3 + 0x_4 + h_3 = 5$$

$$0x_1 + 0x_2 - 3x_3 - 4x_4 + h_4 = -12$$

$$0x_1 + 0x_2 + x_3 + 0x_4 + h_5 = 4$$

$$0x_1 + 0x_2 + 0x_3 + x_4 + h_6 = 3$$

Tabla B.2. Solución Básica Factible Inicial del Problema.

	c_j	-1	-8	-5	-6	0	0	0	0	0	0	
c_b	v_s	x_1	x_2	x_3	x_4	h_1	h_2	h_3	h_4	h_5	h_6	b
0	h_1	1	4	5	2	1	0	0	0	0	0	7
0	h_2	2	3	0	0	0	1	0	0	0	0	6
0	h_3	5	1	0	0	0	0	1	0	0	0	5
0	h_4	0	0	-3	-4	0	0	0	1	0	0	-12
0	h_5	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	4
0	h_6	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	3
	z_j	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	$(c_j - z_j)$	-1	-8	-5	-6	0	0	0	0	0	0	

Para obtener z_j :

$$z_{j1} = 0(1) + 0(2) + 0(5) + 0(0) + 0(0) + 0(0) = 0$$

$$z_{j2} = 0(4) + 0(3) + 0(1) + 0(0) + 0(0) + 0(0) = 0$$

$$z_{j3} = 0(5) + 0(0) + 0(0) + 0(3) + 0(1) + 0(0) = 0$$

$$z_{j4} = 0(2) + 0(0) + 0(0) + 0(-4) + 0(0) + 0(1) = 0$$

Obtener $(c_j - z_j)$:

$$(c_j - z_j)_1 = -1 - (0) = -1$$

$$(c_j - z_j)_2 = -8 - (0) = -8$$

$$(c_j - z_j)_3 = -5 - (0) = -5$$

$$(c_j - z_j)_4 = -6 - (0) = -6$$

Tabla B.3. Solución Básica Factible 1 Iteración.

	c_j	-1	-8	-5	-6	0	0	0	0	0	0	
c_b	v_s	x_1	x_2	x_3	x_4	h_1	h_2	h_3	h_4	h_5	h_6	b
-8	x_1	.25	1	1.25	.5	.25	0	0	0	0	0	1.75
0	h_2	1.25	0	-3.75	-1.5	-.75	1	0	0	0	0	.75
0	h_3	4.75	0	-1.25	-5	-.25	0	1	0	0	0	3.25
0	h_4	0	0	-3	-4	0	0	0	1	0	0	-12
0	h_5	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	4
0	h_6	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	3
	z_j	-2	-8	-10	-4	-2	0	0	0	0	0	
	$(c_j - z_j)$	1	0	5	-2	2	0	0	0	0	0	

Entra x_2 :

$$(1, 4, 5, 2, 1, 7) \div 4 = (.25, 1, 1.25, .5, .25, 1.75)$$

Sale h_1

Reordenando:

$$h_2: (.25 \quad , \quad 1 \quad , \quad 1.25 \quad , \quad .5 \quad , \quad .25 \quad , \quad 1.75)x - (3) = (-.75 \quad , \quad -3 \quad , \quad -3.75 \quad , \quad -1.5 \quad , \quad -.75 \quad , \quad 5.25)$$

$$(-.75 \quad , \quad -3 \quad , \quad -3.75 \quad , \quad -1.5 \quad , \quad -.75 \quad , \quad 5.25) + (2 \quad , \quad 3 \quad , \quad 0 \quad , \quad 0 \quad , \quad 0 \quad , \quad 6) = (1.25 \quad , \quad 0 \quad , \quad -3.75 \quad , \quad -1.5 \quad , \quad -.75 \quad , \quad .75)$$

$$h_3: (.25 \quad , \quad 1 \quad , \quad 1.25 \quad , \quad .5 \quad , \quad .25 \quad , \quad 1.75)x - (1) = (-.25 \quad , \quad -1 \quad , \quad -1.25 \quad , \quad -.5 \quad , \quad -.25 \quad , \quad -1.75)$$

$$(-.25 \quad , \quad -1 \quad , \quad -1.25 \quad , \quad -.5 \quad , \quad -.25 \quad , \quad -1.75) + (5 \quad , \quad 1 \quad , \quad 0 \quad , \quad 0 \quad , \quad 0 \quad , \quad 3.25) = (4.75 \quad , \quad 0 \quad , \quad -1.25 \quad , \quad -.5 \quad , \quad -.25 \quad , \quad 3.25)$$

$$h_2: (.25 \quad , \quad 1 \quad , \quad 1.25 \quad , \quad .5 \quad , \quad .25 \quad , \quad 1.75)x - (0) = (0 \quad , \quad 0 \quad , \quad 0 \quad , \quad 0 \quad , \quad 0 \quad , \quad 0)$$

$$(0 \quad , \quad 0 \quad , \quad 0 \quad , \quad 0 \quad , \quad 0 \quad , \quad 0) + (0 \quad , \quad 0 \quad , \quad -3 \quad , \quad -4 \quad , \quad 0 \quad , \quad -12) = (0 \quad , \quad 0 \quad , \quad -3 \quad , \quad -4 \quad , \quad 0 \quad , \quad -12)$$

Para obtener z_j :

$$z_{j1} = -8(.25) + 0(1.25) + 0(4.75) + 0(0) + 0(0) + 0(0) = -2$$

$$z_{j2} = -8(1) + 0(0) + 0(0) + 0(0) + 0(0) + 0(0) = -8$$

$$z_{j3} = -8(1.25) + 0(-3.75) + 0(-1.25) + 0(-3) + 0(1) + 0(0) = -10$$

$$z_{j4} = -8(.5) + 0(-1.5) + 0(-.5) + 0(-4) + 0(0) + 0(1) = -4$$

$$z_{j5} = -8(.25) + 0(-.75) + 0(-.25) + 0(-0) + 0(0) + 0(0) = -2$$

Obtener $(c_j - z_j)$:

$$(c_j - z_j)_1 = -1 - (-2) = 1$$

$$(c_j - z_j)_2 = -8 - (-8) = 0$$

$$(c_j - z_j)_3 = -5 - (-10) = 5$$

$$(c_j - z_j)_4 = -6 - (-4) = -2$$

$$(c_j - z_j)_5 = 0 - (-2) = 2$$

Tabla B.4. Solución Básica Factible 2 Iteración.

	c_j	-1	-8	-5	-6	0	0	0	0	0	0	
c_b	v_s	x_1	x_2	x_3	x_4	h_1	h_2	h_3	h_4	h_5	h_6	b
-8	x_1	.25	1	1.25	0	.25	0	0	0	0	-5	.25
0	h_2	1.25	0	-3.75	0	-.75	1	0	0	0	1.5	5.25
0	h_3	4.75	0	-1.25	0	-.25	0	1	0	0	.5	4.75
0	h_4	0	0	-3	0	0	0	0	1	0	4	0
0	h_5	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	4
-6	x_4	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	3
	z_j	-2	-8	-10	-6	-2	0	0	0	0	-8	
	$(c_j - z_j)$	1	0	4	0	2	0	0	0	0	8	

Entra x_4 :

$$(0, 0, 0, 1, 0, 1, 3) \div 1 = (0, 0, 0, 1, 0, 1, 3)$$

Sale h_6

Reordenando:

$$x_2: (0, 0, 0, 1, 0, 1, 3)x - (.5) = (0, 0, 0, -.5, 0, -.5, -1.5)$$

$$(0, 0, 0, -.5, 0, -.5, -1.5) + (.25, 1, 1.25, .5, .25, 0, 1.75) = (.25, 1, 1.25, 0, .25, -.5, .25)$$

$$h_2: (0, 0, 0, 1, 0, 1, 3)x - (-1.5) = (0, 0, 0, 1.5, 0, 1.5, 4.5)$$

$$(0, 0, 0, 1.5, 0, 1.5, 4.5) + (1.25, 0, -3.75, -1.5, -.75, 0, .75) = (1.25, 0, -3.75, 0, -.75, 1.5, 5.25)$$

$$h_3: (0, 0, 0, 1, 0, 1, 3)x - (-.5) = (0, 0, 0, .5, 0, .5, 1.5)$$

$$(0, 0, 0, .5, 0, .5, 1.5) + (4.75, 0, -1.25, -.5, -.25, 0, 3.25) = (4.75, 0, -1.25, 0, -.25, .5, 4.75)$$

$$h_4: (0, 0, 0, 1, 0, 1, 3)x - (-4) = (0, 0, 0, 4, 0, 4, 12)$$

$$(0, 0, 0, 4, 0, 4, 12) + (0, 0, -3, -4, 0, 0, 12) = (0, 0, -3, 0, 0, 4, 0)$$

Para obtener z_j :

$$z_{j1} = -8(.25) + 0(1.25) + 0(4.75) + 0(0) + 0(0) + (-6)(0) = -2$$

$$z_{j2} = -8(1) + 0(0) + 0(0) + 0(0) + 0(0) + (-6)(0) = -8$$

$$z_{j3} = -8(1.25) + 0(-3.75) + 0(-1.25) + 0(-3) + 0(1) + (-6)(0) = -10$$

$$z_{j4} = -8(0) + 0(0) + 0(0) + 0(-4) + 0(0) + (-6)(1) = -6$$

$$z_{j5} = -8(.25) + 0(-.75) + 0(-.25) + 0(-0) + 0(0) + (-6)(0) = -2$$

$$z_{j6} = -8(.25) + 0(1.5) + 0(.5) + 0(4) + 0(0) + (-6)(1) = -8$$

Obtener $(c_j - z_j)$:

$$(c_j - z_j)_1 = -1 - (-2) = 1$$

$$(c_j - z_j)_2 = -8 - (-8) = 0$$

$$(c_j - z_j)_3 = -5 - (-10) = 5$$

$$(c_j - z_j)_4 = -6 - (-6) = 0$$

$$(c_j - z_j)_5 = 0 - (-2) = 2$$

$$(c_j - z_j)_6 = 0 - (-8) = 8$$

Se tiene la solución óptima con las variables base:

$$x_1, h_2, h_3, h_4, h_5, x_4$$

Y las no bases son:

$$x_1, x_3, h_1, h_6$$

La función Objetivo es:

$$z = -x_1 - 8x_2 - 5x_3 - 6x_4$$

Sustituyendo:

$$z = -0 - 8(.25) - 5(0) - 6(3) = -20$$