

Reporte Final (SMP) del Proyecto:

“”Servicio de Evaluación, Validación e Implementación en el lenguaje AMPL del Modelo Matemático y Programación lineal para la validación de resultados de la Subasta de Mediano Plazo SMP-1/2017””

Febrero 2018

Realizado por el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME Zacatenco del IPN

Miembros del equipo técnico del IPN que colabora en la realización de las actividades de investigación del presente proyecto y en la elaboración de este documento

Dr. Germán Rosas Ortiz Responsable Técnico

Dr. Carlos Sosa Paz Especialista

Ing. Enrique Martínez Roldán Especialista

Contenido del Reporte

1.	Información del proyecto	4
1.1.	Documentación presentada por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)	4
1.2.	Objetivo del Proyecto	4
1.2.1.	Objetivos Particulares.....	4
2.	Etapas de preprocesamiento de las ofertas.....	5
2.1.	Ofertas de compra de Energía	5
2.2.	Ofertas de venta de Energía	6
3.	Análisis del modelo de Optimización para las Subastas de Mediano Plazo	7
4.	Pruebas realizadas al modelo de Subastas de Mediano Plazo	10
5.	Conclusiones y comentarios finales.....	13
	ANEXO 1 Código en AMPL que representa al modelo de optimización para la SMP	14
	ANEXO 2. Implementación del algoritmo para la determinación del precio sombra en los resultados de potencia y energía del modelo de optimización en AMPL.....	20
6.	Referencias Bibliográficas.....	32

1. Información del proyecto

1.1. Documentación presentada por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)

- ✓ Manual de Subastas de Mediano Plazo [1]
- ✓ Las Bases del Mercado Eléctrico Mayorista [2]
- ✓ Términos de referencia del proyecto [3]
- ✓ Bases de Licitación Finales de la Subasta de Mediano Plazo SMP 1-2017 [5]

1.2. Objetivo del Proyecto.

Que el CENACE cuente con un **Servicio de Evaluación, Validación e Implementación** en el lenguaje AMPL del Modelo Matemático y Programación lineal para la validación de resultados de la Subasta de **Mediano Plazo, SMP-1/2017**. Así mismo, la partida incluye un reporte de mejoras al modelo de optimización.

1.2.1. Objetivos Particulares

Contar con los servicios de un proveedor especializado con alta experiencia demostrable en el desarrollo de algoritmos y modelos matemáticos de optimización, particularmente para el sector público, con la capacidad de Certificar mediante la evaluación, mejoras y validación el modelo matemático de optimización y probar su implementación en la herramienta de optimización AMPL utilizando el motor de solución CPLEX [4] que se utilizara en la ejecución de la subastas de mediano plazo, que emana de las Bases del Mercado [2], así como, del Manual de Subastas de Mediano Plazo [1] y en las Bases de Licitación Finales [5].

2. Etapa de preprocesamiento de las ofertas

La parte del preprocesamiento de datos de entrada en esta sección se refiere a los productos de Energía por Zona de Carga Agrupada y por Bloque de carga. Para lograr esto, se requiere de la información de la carga total del Sistema Interconectado en cada Zona de Carga Agrupada en el año previo a la ejecución de la subasta (2016). Se hace el planteamiento de las variables, restricciones y función objetivo del modelo de la Subasta. Dichos parámetros como se menciona en [3] se publicaron en el Sitio y formaron parte de las Bases de Licitación.

Con los datos anteriores se calcula el número de MWh/h por cada 1% de la cantidad total de carga del Sistema Interconectado, en la Zona de Carga Agrupada y Bloque de carga y se determina dividiendo una centésima parte de la cantidad estimada de Energía por Bloque de carga entre el número de horas del año en que se presenta carga en dicho Bloque de carga.

Como indica el numeral 6.4.6 de las Bases de Licitación finales, a las Ofertas se les agrega el factor de desempate:

“A fin de resolver posibles empates en el proceso de evaluación, cada Oferta de Venta se evaluará como la suma de la oferta económica presentada por el Vendedor Potencial y un factor de hora de presentación de la oferta económica de la Oferta de Venta. Dicho factor será igual a 1/1000 multiplicado por la hora de presentación de la oferta económica de la Oferta de Venta respectiva, expresado como el número de horas que pasaron entre el inicio del periodo en el cual se permite la recepción de ofertas y la hora real de presentación de la oferta económica de la Oferta de Venta. Dicho factor también se aplicará para las cantidades de producto (Potencia y Energía) establecidas en las ofertas técnicas, a fin de resolver posibles empates con respecto a las cantidades ofertadas. Este criterio también aplicará a las Ofertas de Compra, pero en forma de resta y en el periodo que corresponde entre el inicio de la presentación de las Ofertas de Compra y la hora real de presentación de la misma.”

2.1. Ofertas de compra de Energía

El precio máximo que está dispuesto a pagar el Participante comprador por cada 1% de la carga total del Sistema Interconectado, en cada Bloque de carga y Zona de Carga Agrupada (en miles de \$/%) se determina mediante la siguiente operación:

- a) El número de MWh/h que corresponderá a cada 1% de la carga total del Sistema Interconectado, en la Zona de Carga y Bloque de carga, multiplicado por:
- b) El precio máximo que está dispuesto a pagar por MWh en el Bloque de carga menos el factor de desempate [5], en la Zona de Carga Agrupada (en \$/MWh), multiplicado por:
- c) El número de horas del año con carga en el Bloque de carga y dividido entre 1000.

Definido por la siguiente ecuación:

$$PY_m = (\tilde{f}_{bv} * \tilde{P}Y_m * h_b) / 1000$$

De donde:

PY_m = El precio máximo que está dispuesto a pagar el Participante comprador por cada 1% de la carga total del Sistema Interconectado, en cada Bloque de carga y Zona de Carga Agrupada (en miles de \$/%)

\tilde{f}_{bv} = Número de MWh/h por cada 1% de la cantidad de carga total del Sistema Interconectado, en la Zona de Carga Agrupada y Bloque de carga

$\tilde{P}Y_m$ = Precio máximo que está dispuesto a pagar (\$/MWh) menos el factor de desempate [5].

h_b = Número de horas del año con carga en el bloque

2.2. Ofertas de venta de Energía

Para las ofertas de venta de Energía, el Precio fijo ofrecido por cada 1% de la cantidad de carga total del Sistema Interconectado, en el Bloque de carga y la Zona de Carga Agrupada (en miles de \$/%) se determina mediante la siguiente operación:

a) El número de MWh/h por cada 1% de la cantidad de carga total del Sistema Interconectado, en el Bloque de carga y Zona de Carga Agrupada, multiplicado por:

b) El precio fijo ofrecido del MWh en el Bloque de carga y Zona de Carga Agrupada (en \$/MWh) más el factor de desempate [5], multiplicado por:

c) El número de horas del año con carga en el Bloque de carga y dividido entre mil.

Este proceso se define en la siguiente ecuación:

$$PX_m = (\tilde{f}_{bv} * \tilde{P}X_n * h_b) / 1000$$

De donde:

PX_m = Precio fijo ofrecido por cada 1% de la cantidad de carga total del Sistema Interconectado, en el Bloque de carga y la Zona de Carga Agrupada (en miles de \$/%)

\tilde{f}_{bv} = Número de MWh/h por cada 1% de la cantidad de carga total del Sistema Interconectado, en la Zona de Carga Agrupada y Bloque de carga

$\tilde{P}X_m$ = Precio fijo ofrecido del MWh en el Bloque de carga y Zona de Carga Agrupada (en \$/MWh) más el factor de desempate [5]

h_b = Número de horas del año con carga en el bloque de carga

Para las Ofertas de Compra de Potencia y las Ofertas de Venta de Potencia, todo este preprocesamiento no es necesario, sólo se incluye el factor de desempate correspondiente [5]

3. Análisis del modelo de Optimización para las Subastas de Mediano Plazo

El presente documento hace referencia a las secciones A.1.2 y A.1.3 del Manual de Subastas de Mediano Plazo [1] correspondiente al Programa de Optimización Lineal señalada en el mismo manual. La descripción siguiente explica de forma resumida lo que se consigue con cada una de las expresiones matemáticas contenidas en el mencionado documento.

El problema de optimización de la Subasta de Mediano Plazo contiene tres tipos de conjuntos de restricciones dadas en la sección A.1.2:

- El primero de ellos es el conjunto de cotas superiores e inferiores para las variables de decisión descritas por las ecuaciones de la 1 a la 4 de la sección A.1.2 para coincidir con lo definido en el punto 14.2.7(b)(i)) de las Bases del Mercado Eléctrico Mayorista [2]:

De esta forma, la primera restricción de la ecuación 1 acota las cantidades de Potencia entre cero y el parámetro correspondiente de cada oferta, por lo que ninguna Entidad Responsable de Carga podrá comprar en una Zona de Potencia, una cantidad mayor a la cantidad que ofreció comprar en una oferta dada:

$$0 \leq w_p \leq \bar{w}_p \quad \forall p \in P \quad (1)$$

Para Energía, ninguna Entidad Responsable de Carga comprará una cantidad de algún producto en el bloque de carga base, intermedia o punta, en una Zona de Carga Agrupada, mayor a la cantidad que ofreció comprar en una oferta dada:

$$0 \leq y_m \leq \bar{y}_m \quad \forall m \in M \quad (2)$$

Para Potencia, ningún Generador venderá una cantidad mayor a la que ofreció vender en cada Zona de Potencia para una oferta dada

$$0 \leq q_r \leq \bar{q}_r \quad \forall r \in R \quad (3)$$

Para Energía, ningún Generador venderá una cantidad de producto en cada bloque de carga, en cada Zona de Carga Agrupada, mayor a la cantidad que ofreció vender en una oferta dada (estos productos se expresan como porcentaje de la demanda del Sistema Interconectado)

$$0 \leq x_n \leq \bar{x}_n \quad \forall n \in N \quad (4)$$

- El segundo conjunto de restricciones es un conjunto de cotas superiores para la venta de Energía. Los generadores declararán la cantidad máxima de Energía que ofrecen vender en la Subasta a diferentes niveles, lo cual está descrito por las ecuaciones 5, 6 y 7 de la sección A.1.2 del Manual de Subastas de Mediano Plazo para cumplir con lo establecido en los puntos 14.2.4(e) y 14.2.7(b)(iii) de [2], esto es,

Ningún generador venderá una cantidad total de Energía mayor a la cantidad que ofreció vender. De donde las cantidades ofrecidas que están en un porcentaje de la demanda del Sistema Interconectado se convierten en MWh con base en los parámetros de la oferta del Generador

$$\sum_{b \in B} \sum_{v \in V} \sum_{n \in N_{gbvi}} f_{gbvi} * x_n \leq \overline{MW}_{gi} \quad \forall g \in G; \forall i \in I \quad (5)$$

Ningún generador venderá una cantidad Energía, por bloque de carga, mayor a la cantidad que ofreció vender. Las cantidades ofrecidas en un porcentaje de la demanda del Sistema Interconectado se convierten en MWh con base en los parámetros de la oferta del Generador

$$\sum_{v \in V} \sum_{n \in N_{gbvi}} f_{gbvi} * x_n \leq \overline{MW}_{B_{gbvi}} \quad \forall g \in G; \forall b \in B; \forall i \in I \quad (6)$$

Ningún generador venderá una cantidad de Energía, por Zona de Carga Agrupada, mayor a la cantidad que ofreció vender. Las cantidades ofrecidas que están en un porcentaje de la demanda del Sistema Interconectado se convierten en MWh, con base en los parámetros de la oferta del Generador

$$\sum_{b \in B} \sum_{n \in N_{gbvi}} f_{gbvi} * x_n \leq \overline{MW}_{V_{gbvi}} \quad \forall g \in G; \forall v \in V; \forall i \in I \quad (7)$$

- El último conjunto de restricciones, es un conjunto de igualdades a cero, las cuales se describen en las ecuaciones 8 y 9 de la sección A.1.2 del Manual de Subastas de Mediano Plazo para cumplir con los lineamientos establecidos en (Base 14.2.7(b)(iv)) de [2]:

La cantidad comprada de cada producto de Energía será igual a la cantidad vendida de cada producto de Energía, por Zona de Carga Agrupada y por bloque de carga en cada año

$$\sum_{e \in E} \sum_{m \in M_{ebvi}} y_m - \sum_{g \in G} \sum_{n \in N_{gbvi}} x_n = 0 \quad \forall v \in V; \forall b \in B; \forall i \in I \quad (8)$$

Para cada zona de Potencia, la cantidad de Potencia comprada será igual a la cantidad vendida en dicha zona, en cada año. Se distingue que una parte de la Potencia comprada a partir de ofertas de venta ubicadas en cada Zona Anidada, se puede comprar para una Zona de Potencia que contiene la Zona Anidada y para utilizarse afuera de la Zona Anidada

$$\left(\sum_{e \in E} \sum_{p \in P_{ezi}} w_p \right) - \left(\sum_{g \in G} \sum_{d \in D_z} \sum_{r \in R_{gdz}} c_{r,z} \right) = 0 \quad ; \forall z \in Z; \forall i \in I \quad (9)$$

Finalmente, las siguientes dos restricciones para esta subasta no son empleadas, pero podrán usarse para los siguientes procesos de subastas. Estas definen que para cada oferta de venta “r” se debe cumplir que la cantidad asignada de Potencia es igual a la suma de las porciones que la integran. Estas porciones que son resultado de la subasta, para utilizarse en las Zonas de Potencia que contienen la Zona de Potencia en la que se presenta la oferta $z = OZP_r$, por fuera de la zona “z” y en la propia zona de potencia “z”:

$$q_r = \sum_{h \in H_z = OZP_r} C_{r,h} \quad ; \quad \forall r \in R; \quad (10)$$

De igual forma, para cada oferta de venta “r”, la porción de la cantidad asignada que se vende para utilizarse en una Zona de Potencia “h” que contiene la Zona de Potencia , por fuera de la zona “z” y en la propia Zona de Potencia “z” no podrá ser negativa

$$C_{r,h} \geq 0 \quad ; \quad \forall r \in H_z, \forall z \in Z \quad (11)$$

Las variables duales asociadas al conjunto de igualdades descrito por las ecuaciones (8) y (9), son las que se asocian a los precios sombra del problema primal y que determinarán el precio del mercado para cada Zona de Potencia y Año para producto de Potencia y para cada Zona de Carga Agrupada, Bloque de Carga y Año para producto de Energía. Dada la naturaleza de este conjunto de restricciones es decir, restricciones de igualdad a cero, las variables duales no tienen restricción de signo, lo cual implica que la variable dual puede ser tanto positiva como negativa [6].

Debido a lo anterior, los algoritmos de solución “*solvers* para modelos de Optimización” determinan que para un mismo tipo de escenario (cruce de curvas) el precio sombra corresponde en algunas ocasiones a las Ofertas de Venta y en otras a las Ofertas de Compra. Sin embargo los resultados para cumplir con las condiciones económicas descritas en el Manual de Subastas de Mediano Plazo, es necesario realizar un análisis económico sobre las asignaciones obtenidas por el *solver* para la selección del precio sombra que dictará el precio del mercado para cada Zona de Potencia y Año para producto de Potencia y para cada Zona de Carga Agrupada, Bloque de Carga y Año para producto de Energía.

De acuerdo a los conjuntos de restricciones anteriores, la función objetivo está definida mediante la expresión matemática dada en (12)

$$\text{Maximizar: } \sum_{p \in P} PW_p * w_p - \sum_{r \in R} PQ_r * q_r + \sum_{m \in M} PY_m * y_m - \sum_{n \in N} PX_n * x_n \quad (12)$$

Esta función objetivo consiste en encontrar una estrategia de decisión óptima que maximice el excedente total. Esta decisión está dada por la selección, de tanto las Oferta de Compra como las Ofertas de Venta de ambos productos Potencia y Energía de conformidad con lo señalado en el numeral 14.12.7 (b) de las Bases del Mercado [2] y las bases de licitación [5]. Con base en esto, se considera que la función objetivo sí esta matemáticamente bien formulada. Debido a la naturaleza de las variables, el problema dado por (12) pertenece al área de programación lineal, y que resulta clara para el lector especializado en el área.

El equipo de trabajo del IPN implementó el modelo de optimización de Subastas de Mediano Plazo en AMPL el cual se puede encontrar en el Anexo 2 con el propósito de resolver el problema y comparar los resultados obtenidos por el modelo utilizado para la ejecución de la Subasta.

4. Pruebas realizadas al modelo de Subastas de Mediano Plazo

Se estuvieron realizando pruebas para diferentes insumos propuestos por el CENACE con el propósito de analizar los diferentes escenarios y verificar los resultados obtenidos contra lo dispuesto en el Manual de Subastas de Mediano Plazo [1].

Para cumplir con lo que estipula el Manual de Subastas de Mediano Plazo [1] es necesario realizar un análisis de post-procesamiento a los Precios Sombra obtenidos por el *solver* CPLEX a partir del modelo de optimización en AMPL el cual se integra en el Anexo 2

Después de ejecutar el código que representa al modelo de optimización lineal usando los insumos oficiales de la 1ª Subasta de Mediano Plazo SMP-1/2017 se muestra en la Figura 1 parte del código del modelo de optimización lineal así como la solución del mismo. Se encuentra la cantidad asignada a las Ofertas de Venta y Compra de Potencia ganadoras, así como el valor óptimo de la función objetivo.

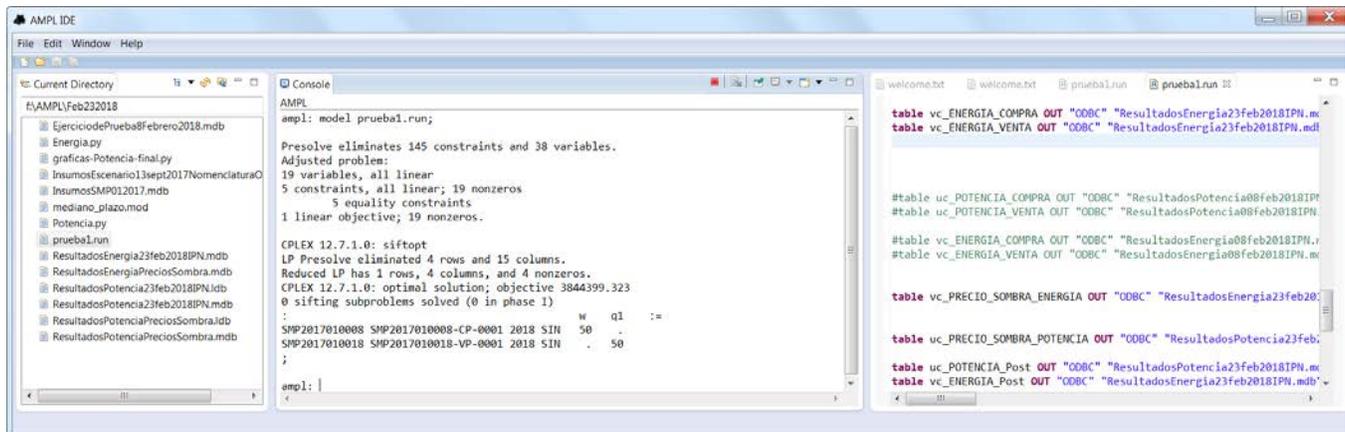


Figura 1 Captura de pantalla de la ejecución del modelo de SMP en AMPL

En las dos figuras siguientes se pueden observar los resultados de la base de datos generada por el modelo para la Oferta de Venta de Potencia que resulto asignada Figura 2 y la Oferta de Compra de Potencia Asignada Figura 3.

CVP	COFERTAS	CTIEMPO	CZPOT	Ofertada	Potencia_Asi	Precio
SMP2017010015	SMP2017010015-VP-0002	2018	BCA	50	0	2102321.88250889
SMP2017010018	SMP2017010018-VP-0001	2018	SIN	50	50	746072.001865278
SMP2017010019	SMP2017010019-VP-0001	2018	SIN	50	0	780000

Figura 2 Captura de pantalla de la base de datos de resultados para Ofertas de Venta de Potencia

CCP	COFERTAS	CTIEMPO	CZPOT	Ofertada	Potencia_Asi	Precio
SMP201701002	SMP201701002	2018	SIN	50	0	499999.96080056
SMP201701002	SMP201701002	2018	SIN	50	0	399999.960797313
SMP201701002	SMP201701002	2018	SIN	50	0	299999.960794435
SMP201701002	SMP201701002	2018	SIN	50	0	249999.960790816
SMP201701000	SMP201701000	2018	BCA	88	0	594999.95783108
SMP201701000	SMP201701000	2018	BCS	185	0	2754999.95784714
SMP201701000	SMP201701000	2018	SIN	450	0	709999.957813853
SMP201701000	SMP201701000	2018	SIN	50	50	822959.988329391
SMP201701000	SMP201701000	2019	BCA	233	0	594999.957821153
SMP201701000	SMP201701000	2019	SIN	50	0	805799.988285042

Figura 3 Captura de pantalla de la base de datos de resultados para Ofertas de Compra de Potencia

Una comparación de los datos de la ejecución demuestra que los resultados son los mismos que los obtenidos por CENACE como resultados preliminares de la 1ª Subasta de Mediano Plazo y muestra las ofertas ganadoras con un valor de la función objetivo igual a **3844399.323**.

Las restricciones impuestas al modelo de optimización de la primera subasta de mediano plazo, **operan de manera correcta** al no permitir violar los límites establecidos en la compra de Energía ya que de acuerdo a los resultados obtenidos nunca se sobrepasó la cantidad de productos adquiridos del límite previamente establecido para las ERCs.

De acuerdo a las cantidades de productos ofrecidos por los participantes, se logró asignar de manera eficiente el **3.98% de la oferta de compra total de Potencia**, mientras que para energía no se obtuvo

asignación. Estas cantidades **coinciden totalmente** con las reportadas por el Centro Nacional de Control de la Energía como resultado preliminar de la primera subasta de mediano plazo.

5. Conclusiones y comentarios finales

De acuerdo al análisis de cada una de las restricciones mostradas en el punto A.1.2 y A.1.3 del manual de subastas de mediano plazo [1] y con base en la función objetivo se puede concluir que el modelo de optimización de subastas de mediano plazo **es coherente e integra todas las restricciones a las que hace referencia dicho anexo.**

Se realizó como parte de la primera evaluación del modelo, una serie de pruebas para validar cada una de las restricciones contenidas en el modelo de optimización matemática. Se analizaron los resultados y no se obtuvieron casos en los que existieran incoherencias entre lo manifestado en las fichas de prueba entregadas por parte del CENACE y las pruebas realizadas en este documento.

Se puede concluir también que **dicho modelo resulta claro en su código para el lector especializado**, y los resultados que arroja de acuerdo a las simulaciones realizadas son correctas, ya que en ningún caso viola alguna de las restricciones.

Los resultados del programa de optimización para la primer subasta de mediano plazo realizado por el grupo de especialistas de la SEPI-ESIME-IPN usando como datos de entrada los archivos proporcionados por el CENACE arrojaron los mismos resultados que los expuestos en el evento oficial de la Subasta de Mediano plazo SMP-1/2017 celebrada el 23 de Febrero del 2018 en las instalaciones del CENACE quedando por tanto **validados los resultados de esta primer subasta de mediano plazo.**

ANEXO 1 Código en AMPL que representa al modelo de optimización para la SMP

A continuación, se presenta la codificación en el lenguaje de AMPL del problema de programación lineal descrito en la sección 3.

Por lo general el lenguaje de AMPL requiere de dos archivos:

- El primer archivo es donde se describen los conjuntos, parámetros y variables, así como la función objetivo y el conjunto de restricciones del problema.
- En el segundo archivo es donde se inicializan los conjuntos y parámetros del problema, se envían las instrucciones que necesiten tanto el AMPL como el solver.

Contenido del primer archivo.

Descripción de los conjuntos:

```
set CZPOT;           #Zonas de Potencia
set CZCA;           #ZONAS_CARGA_AGRUPADAS
set CBC;           #BLOQUES_CARGA
set CTIEMPO;       #Tiempo
set CCP;           #COMPRADORES_POTENCIALES
set CVP;           #VENDEDORES_POTENCIALES
set COFERTAS;     #OFERTAS;
set ZCBC within {CZCA,CBC}; #HORAS_CARGA
set OCP within {CTIEMPO, COFERTAS, CCP, CZPOT}; #OFERTAS_COMPRA_POTENCIA
set OCE within {CCP, COFERTAS, CTIEMPO, CBC, CZCA}; #OFERTAS_COMPRA_ENERGIA
set OVP within {CTIEMPO, CVP, COFERTAS, CZPOT}; #OFERTAS_VENTA_POTENCIA
set OVE within {CVP, COFERTAS, CTIEMPO, CBC, CZCA}; #OFERTAS_VENTA_ENERGIA
set MWBCVP within {CVP, CTIEMPO, CBC}; #MWhs_BLOQUES_CARGA_VP
set MWZCAVP within {CVP, CTIEMPO, CZCA}; #MWhs_ZONAS_CARGA_AGRUPADA_VP
set MWAVP within {CVP, CTIEMPO}; #MWhs_ANUAL_VP
set FVP within{CVP, CTIEMPO, CZCA, CBC}; #FACTOR_VP
```

Descripción de parámetros:

```
param Mws_CONTRATARocp {(t,o,c,z) in OCP} >=0;
param PRECIO_MWocp {(t,o,c,z) in OCP} >=0;
param Horas_bc {(z,b) in ZCBC} >=0;
param Factor_Cenace {(z,b) in ZCBC} >=0;
param PORCENTAJE_CONTRATARoce {(c,o,t,b,z) in OCE} >=0;
param PRECIO_MWhoce {(c,o,t,b,z) in OCE} >=0;
param Mws_OFERTADOSovp {(t,v,o,z) in OVP} >=0;
param PRECIO_MWovp {(t,v,o,z) in OVP} >=0;
```

```
param PORCENTAJE_OFERTADOove {(v,o,t,b,z) in OVE} >=0;
param PRECIO_MWhove {(v,o,t,b,z) in OVE} >=0;
param MWbs_BCvp {(v,t,b) in MWBCVP} >=0;
param MWbs_ZCAvp {(v,t,z) in MWZCAVP} >=0;
param MWbs_ANUALvp {(v,t) in MWAVP} >=0;
param Factor_vp {(v,t,z,b) in FVP} >=0;
```

Descripción de variables:

```
var w{(t,o,c,z) in OCP}>=0; #compra potencia
var ql{(t,v,o,z) in OVP}>=0; #venta potencia
var cv{(t,v,o,z) in OVP}>=0;
var y{(c,o,t,b,z) in OCE}>=0; #compra energía
var x{(v,o,t,b,z) in OVE}>=0; #venta energía
```

Función objetivo:

```
maximize Exedente_Economico_Total: sum {(t,o,c,z) in OCP }
PRECIO_MWocp[t,o,c,z]*w[t,o,c,z] - sum {(t,v,o,z) in OVP }
PRECIO_MWovp[t,v,o,z]*ql[t,v,o,z] + sum {(c,o,t,b,z) in OCE }
PRECIO_MWhoce[c,o,t,b,z]*Horas_bc[z,b]*Factor_Cenace[z,b]*y[c,o,t,b,z]- sum
{(v,o,t,b,z) in OVE }
PRECIO_MWhove[v,o,t,b,z]*Horas_bc[z,b]*Factor_Cenace[z,b]*x[v,o,t,b,z];
```

Conjunto de restricciones:

```
subject to UpperBound_Ofertas_Compra_Potencia {(t,o,c,z) in OCP}:
```

```
w[t,o,c,z]<=MWS_CONTRATARocp[t,o,c,z];
```

```
subject to UpperBound_Ofertas_Venta_Potencia {(t,v,o,z) in OVP}:
```

```
ql[t,v,o,z]<=MWS_OFERTADOSovp[t,v,o,z];
```

```
subject to UpperBound_y_Porcentaje_Compra_Energia {(c,o,t,b,z) in OCE}:
```

```
y[c,o,t,b,z]<=PORCENTAJE_CONTRATARoce[c,o,t,b,z];
```

```
subject to UpperBound_x_Porcentaje_Venta_Energia {(v,o,t,b,z) in OVE}:
```

```
x[v,o,t,b,z]<=PORCENTAJE_OFERTADOove[v,o,t,b,z];
```

```
subject to Cantidad_Total_Energia_Generada {(v,t) in MWAVP}:
```

```
sum{(v1,t1,z,b) in FVP:v1=v and t1=t} (sum {(v1,o,t1,b1,z1) in OVE: v=v1 and t=t1
and z=z1 and b=b1 } Factor_vp[v,t,z,b]*x[v,o,t,b,z]) <= MWbs_ANUALvp[v,t];
```

```
subject to Cantidad_Energia_Generada {(v,t,b) in MWBCVP}:
```

```
sum{(v1,t1,z,b1) in FVP:v1=v and t1=t and b1=b } (sum { (v1,o,t1,b,z1) in OVE: v=v1  
and t=t1 and z=z1 }Factor_vp[v,t,z,b]*x[v,o,t,b,z]) <= MWhs_BCvp[v,t,b];
```

```
subject to Cantidad_Energia_Generada_Zona_Carga_Agrupada {(v,t,z) in MWZCAVP}:  
sum{(v1,t1,z1,b) in FVP:v1=v and t1=t and z1=z} (sum { (v,o,t,b1,z) in OVE: b=b1 }  
Factor_vp[v,t,z,b]*x[v,o,t,b,z])<= MWhs_ZCAvp[v,t,z];
```

```
subject to Cantidad_Comprada_Igual_Cantidad_Vendida {v in CZCA, t in CTIEMPO,b in  
CBC}:
```

```
sum {(c,o,t1,b1,z1) in OCE:t1=t and b1=b and z1=v } y[c,o,t1,b1,z1]= sum  
{(v1,o,t1,b1,z1) in OVE:t1=t and b1=b and z1=v }x[v1,o,t1,b1,z1];
```

```
subject to Zona_Potencia_Cantidad_Comprada_Igual_Cantidad_Vendida {z in CZPOT, i in  
CTIEMPO}:
```

```
sum { (t,o,c,z1) in OCP:z=z1 and t=i} w[t,o,c,z] = sum{(t,v,o,z2) in OVP:z2=z and  
i=t} q1[t,v,o,z];
```

Contenido del segundo archivo.

Conjunto de comandos dirigidos al AMPL y al solver.

```
reset;
```

```
model mediano_plazo.mod;  
option show_stats 1;  
option omit_zero_rows 1;  
option solver cplex;  
option cplex_options 'siftopt';  
solve;
```

Inicialización de conjuntos y parámetros, cabe mencionar que esta inicialización se realiza por medio de la importación de los datos desde un archivo en Access.

```
table a_ZONAS_POTENCIA IN "ODBC" "InsumosEscenario13sept2017NomenclaturaOficial.mdb"  
"a_ZONAS_POTENCIA" :  
CZPOT<-[CZPOT];
```

```
table b_ZONAS_CARGA_AGRUPADAS IN "ODBC"  
"InsumosEscenario13sept2017NomenclaturaOficial.mdb" "b_ZONAS_CARGA_AGRUPADAS" :  
CZCA <- [CZCA];
```

```
table c_BLOQUES_CARGA IN "ODBC" "InsumosEscenario13sept2017NomenclaturaOficial.mdb"  
"c_BLOQUES_CARGA" :  
CBC<-[CBC];
```

```
table d_HORAS_BLOQUE_CARGA IN "ODBC"  
"InsumosEscenario13sept2017NomenclaturaOficial.mdb" "d_HORAS_BLOQUE_CARGA":  
ZCBC <- [ZONA_CARGA_AGRUPADA,BLOQUE_CARGA], Horas_bc;
```

```
table e_FACTOR_CENACE IN "ODBC" "InsumosEscenario13sept2017NomenclaturaOficial.mdb"  
"e_FACTOR_CENACE":  
ZCBC <- [ZONA_CARGA_AGRUPADA,BLOQUE_CARGA], Factor_Cenace;
```

```
table f_TIEMPO IN "ODBC" "InsumosEscenario13sept2017NomenclaturaOficial.mdb"  
"f_TIEMPO" :  
CTIEMPO<-[CTIEMPO];
```

```
table g_COMPRADORES_POTENCIALES IN "ODBC"  
"InsumosEscenario13sept2017NomenclaturaOficial.mdb" "g_COMPRADORES_POTENCIALES" :  
CCP<- [CCP];
```

```
table h_VENDEDORES_POTENCIALES IN "ODBC"  
"InsumosEscenario13sept2017NomenclaturaOficial.mdb" "h_VENDEDORES_POTENCIALES" :  
CVP<-[CVP];
```

```
table k_OFERTAS IN "ODBC" "InsumosEscenario13sept2017NomenclaturaOficial.mdb"  
"k_OFERTAS" :  
COFERTAS<-[COFERTAS];
```

```
table m_OFERTAS_COMPRA_POTENCIA IN "ODBC"  
"InsumosEscenario13sept2017NomenclaturaOficial.mdb" "m_OFERTAS_COMPRA_POTENCIA" :  
OCP<-[TIEMPO, OFERTA, COMPRADOR_POTENCIAL, ZONA_POTENCIA], Mws_CONTRATARocp,  
PRECIO_MWocp;
```

```
table n_OFERTAS_COMPRA_ENERGIA IN "ODBC"  
"InsumosEscenario13sept2017NomenclaturaOficial.mdb" "n_OFERTAS_COMPRA_ENERGIA" :  
OCE<-[COMPRADOR_POTENCIAL, OFERTA, TIEMPO, BLOQUE_CARGA, ZONA_CARGA_AGRUPADA],  
PORCENTAJE_CONTRATARoce, PRECIO_MWhoce ;
```

```
table o_OFERTAS_VENTA_POTENCIA IN "ODBC"  
"InsumosEscenario13sept2017NomenclaturaOficial.mdb" "o_OFERTAS_VENTA_POTENCIA" :  
OVP<-[TIEMPO, VENDEDOR_POTENCIAL, OFERTA, ZONA_POTENCIA], Mws_OFERTADOSovp,  
PRECIO_MWovp;
```

```
table p_OFERTAS_VENTA_ENERGIA IN "ODBC"
"InsumosEscenario13sept2017NomenclaturaOficial.mdb" "p_OFERTAS_VENTA_ENERGIA" :
OVE<-[VENDEDOR_POTENCIAL, OFERTA, TIEMPO, BLOQUE_CARGA, ZONA_CARGA_AGRUPADA],
PORCENTAJE_OFERTADOove, PRECIO_MWhove;

table q_MWhs_BLOQUES_CARGA_VP IN "ODBC"
"InsumosEscenario13sept2017NomenclaturaOficial.mdb" "q_MWhs_BLOQUES_CARGA_VP" :
MWBCVP<-[VENDEDOR_POTENCIAL, TIEMPO, BLOQUE_CARGA], MWhs_BCvp;

table r_MWhs_ZONAS_CARGA_AGRUPADA_VP IN "ODBC"
"InsumosEscenario13sept2017NomenclaturaOficial.mdb" "r_MWhs_ZONAS_CARGA_AGRUPADA_VP"
:
MWZCAVP<-[VENDEDOR_POTENCIAL, TIEMPO, ZONA_CARGA_AGRUPADA], MWhs_ZCAvp;

table s_MWhs_ANUAL_VP IN "ODBC" "InsumosEscenario13sept2017NomenclaturaOficial.mdb"
"s_MWhs_ANUAL_VP" :
MWAVP <-[VENDEDOR_POTENCIAL, TIEMPO], MWhs_ANUALvp;

table t_FACTOR_VP IN "ODBC" "InsumosEscenario13sept2017NomenclaturaOficial.mdb"
"t_FACTOR_VP" :
FVP <-[VENDEDOR_POTENCIAL, TIEMPO, ZONA_CARGA_AGRUPADA, BLOQUE_CARGA], Factor_vp;

read table a_ZONAS_POTENCIA;
read table b_ZONAS_CARGA_AGRUPADAS;
read table c_BLOQUES_CARGA;
read table d_HORAS_BLOQUE_CARGA;
read table e_FACTOR_CENACE;
read table f_TIEMPO;
read table g_COMPRADORES_POTENCIALES;
read table h_VENDEDORES_POTENCIALES;
read table k_OFERTAS;
read table m_OFERTAS_COMPRA_POTENCIA;
read table n_OFERTAS_COMPRA_ENERGIA;
read table o_OFERTAS_VENTA_POTENCIA;
read table p_OFERTAS_VENTA_ENERGIA;
read table q_MWhs_BLOQUES_CARGA_VP;
read table r_MWhs_ZONAS_CARGA_AGRUPADA_VP;
read table s_MWhs_ANUAL_VP;
read table t_FACTOR_VP;
```

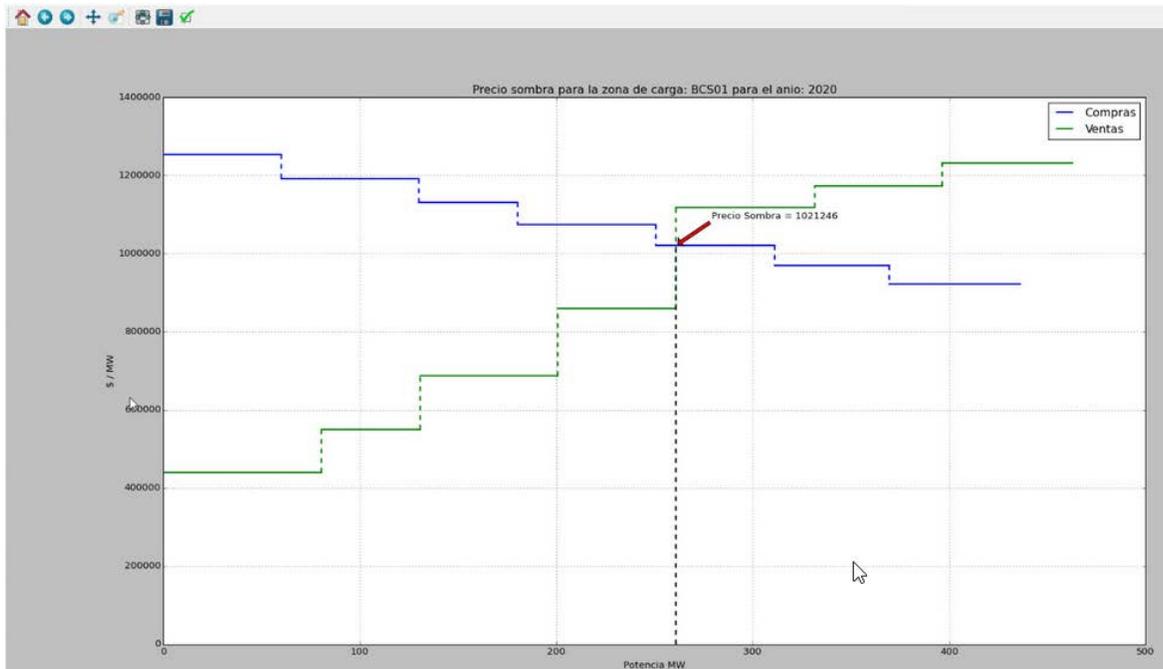
Finalmente los resultados obtenidos por el solver se almacenan en una base de datos.

```
table ua_EXEDENTE_ECONOMICO OUT "ODBC" "ResultadosPotencial3sept2017IPN.mdb": [],
Exedente_Economico_Total ~ Exedente_Economico;
table uc_PRECIO_SOMBRA_PER_ZONA_POTENCIA OUT "ODBC"
"ResultadosPotencial3sept2017IPN.mdb": [CTIEMPO, COFERTAS, CCP, CZPOT], w ~
Potencia_Asignada_Compra;
table uc_PRECIO_ASIGNADA_VENTA OUT "ODBC" "ResultadosPotencial3sept2017IPN.mdb":
[CTIEMPO, CVP, COFERTAS, CZPOT], q1 ~ Potencia_Asignada_Venta;
table vc_PRECIO_SOMBRA_PER_ZCA_PER_BC "ODBC" "ResultadosEnergial3sept2017IPN.mdb":
[CCP, COFERTAS, CTIEMPO, CBC, CZCA], y ~ Porcentaje_Asignado_Compra;
table vc_PRECIO_ASIGNADA_VENTA OUT "ODBC" "ResultadosEnergial3sept2017IPN.mdb": [CVP,
COFERTAS, CTIEMPO, CBC, CZCA], x ~ Porcentaje_Asignado_Venta;
table vc_CANTIDAD_COMPRADA_IGUAL_CANTIDAD_VE OUT "ODBC"
"ResultadosEnergial3sept2017IPN.mdb": [CZCA, CTIEMPO, CBC],
Cantidad_Comprada_Igual_Cantidad_Vendida ~ Precio_Sombra;
table uc_ZONA_POTENCIA_CANTIDAD_COMPRA_IGUALOUT "ODBC"
"ResultadosPotencial3sept2017IPN.mdb": [CZPOT, CTIEMPO],
Zona_Potencia_Cantidad_Comprada_Igual_Cantidad_Vendida ~ Precio_Sombra, ;
write table ua_EXEDENTE_ECONOMICO;
write table uc_PRECIO_SOMBRA_PER_ZONA_POTENCIA;
write table uc_PRECIO_ASIGNADA_VENTA;
write table uc_ZONA_POTENCIA_CANTIDAD_COMPRA_IGUALOUT;
write table vc_PRECIO_SOMBRA_PER_ZCA_PER_BC;
write table vc_PRECIO_ASIGNADA_VENTA;
write table vc_CANTIDAD_COMPRADA_IGUAL_CANTIDAD_VE;
```

ANEXO 2. Implementación del algoritmo para la determinación del precio sombra en los resultados de potencia y energía del modelo de optimización en AMPL

El equipo de trabajo del IPN desarrolló un algoritmo e implementación de un programa que analiza los resultados del modelo de optimización para determinar el precio sombra correcto de acuerdo a lo establecido en el Manual correspondiente, según varios posibles escenarios que se discutieron con el CENACE.

El programa se desarrolló utilizando el lenguaje **Python** el cual mediante la biblioteca **Pyodbc** accede a la información contenida en las bases de datos de **Access** contenidas en los archivos **.mdb** para extraer la información necesaria usando código **SQL**, posteriormente se ocupa la biblioteca **Pandas** para manejar la información en tablas y poder procesar la información con mayor facilidad, una vez que el programa identifica el escenario planteado, asigna el precio sombra correspondiente vaciando posteriormente los datos en una tabla dentro de un archivo **.mdb**; además utilizando la biblioteca **Matplotlib** obtiene la gráfica correspondiente mostrando las ofertas de compra y venta señalando el precio sombra correspondiente al año y zona solicitadas por el usuario para mayor claridad como se muestra en la siguiente figura:



El código de graficación para el análisis de los resultados de Potencia implementado en Python versión 2.7 es el siguiente:

```
1 # -*- coding: Windows-1252 -*-  
2 "" "  
3 Created on Wed Feb 14 11:37:23 2018ñ0
```

```
4
5 @autores: Carlos Sosa, Enrique Martinez, German Rosas
6 """
7
8
9 import pyodbc
10 import pandas as pd
11 import matplotlib.pyplot as plt
12 from matplotlib.lines import Line2D
13
14 conn_str = ( #Cadena de conexion
15     r'DRIVER={Microsoft Access Driver (*.mdb)};'
16     r'DBQ=.\InsumosSMP012017.mdb;' #Nombre del Archivo Access
17 )
18
19 try:
20     cnxn = pyodbc.connect(conn_str, timeout=5) # se crea la conexion
21 except pyodbc.Error as err:
22     print("No se puede hacer la conexion a la base de datos")
23
24 conn_str2 = ( #Cadena de conexion
25     r'DRIVER={Microsoft Access Driver (*.mdb)};'
26     r'DBQ=.\ResultadosPotenciaPreciosSombra.mdb;' #Nombre del Archivo Access
27 )
28
29 try:
30     cnxn2 = pyodbc.connect(conn_str2, timeout=5) # se crea la conexion
```

```
31 except pyodbc.Error as err:
32     print("No se puede hacer la conexion a la base de datos")
33
34 #Leemos las tablas y las guardamos en los dataFrame dfv y dfc
35
36 dfv = pd.read_sql("select * from o_OFERTAS_VENTA_POTENCIA", cnxn)
37 dfc = pd.read_sql("select * from m_OFERTAS_COMPRA_POTENCIA", cnxn)
38
39 dfRes = pd.read_sql("select * from Salida", cnxn2)
40
41 anio = input ("Introduzca el anio: ")
42 czpot = raw_input("Introduzca la zona: ")
43
44 #Extraemos y ordenamos datos de los Data Frames
45
46 datos_venta = dfv[(dfv.TIEMPO==anio) & (dfv.ZONA_POTENCIA==czpot)]
47
48 datos_venta_ordenados = datos_venta.sort("PRECIO_MWovp")
49
50 datos_compra = dfc[(dfc.TIEMPO==anio) & (dfc.ZONA_POTENCIA==czpot)]
51
52 datos_compra_ordenados = datos_compra.sort("PRECIO_MWocp", ascending=False)
53
54 p_sombra = dfRes.Precio_Sombra[(dfRes.Tiempo==anio) & (dfRes.Zona_Carga_Agrupada
55 == czpot)].values
56
57 s_asignada = dfRes.Suma_Asignada[(dfRes.Tiempo==anio) &
(dfRes.Zona_Carga_Agrupada == czpot)].values
```

```
58
59
60 def graficador_ofertas(cv,pv,cc,pc,psombra,sasignada,anio,zona):
61
62     """
63     Funcion para graficar las ofertas recibidas en vectores que definen las
64     cantidades y los precios
65
66     Se dibuja una flecha señalando el precio sombra correspondiente
67
68     Parametros:
69     cv -- Vector de cantidades asignadas de venta
70     pv -- Vector con precios de venta
71
72     cc -- Vector de cantidades asignadas de compra
73     pc -- Vector con precios de compra
74
75     """
76
77     x = 0
78     i = 0
79
80     for val in cv:
81
82         x1, x2 = x, x+cv[i]
83         y1, y2 = pv[i], pv[i]
84         plt.plot([x1, x2], [y1, y2], 'g-', linewidth=2)
85         x += cv[i]
```

```
85     i += 1
86
87     x = 0
88     i = 0
89
90     for val in cc:
91
92         x1, x2 = x, x+cc[i]
93         y1, y2 = pc[i], pc[i]
94         plt.plot([x1, x2], [y1, y2], 'b-', linewidth=2)
95         x += cc[i]
96         i += 1
97
98     #Dibujo de las lineas punteadas verticales
99
100    y = pc[0]
101    x = cc[0]
102    i = 0
103    for val in cc:
104
105        if i < len(cc)-1:
106            x1, x2 = x, x
107            y1, y2 = y, y - (pc[i] - pc[i+1])
108            plt.plot([x1, x2], [y1, y2], 'b--', linewidth=2)
109            y = pc[i+1]
110            x = x + cc[i+1]
111        i += 1
```

```
112
113     y = pv[0]
114     x = cv[0]
115     i = 0
116     for val in cv:
117
118         if i < len(cv)-1:
119             x1, x2 = x, x
120             y1, y2 = y, y + (pv[i+1] - pv[i])
121             plt.plot([x1, x2], [y1, y2], 'g--', linewidth=2)
122             y = pv[i+1]
123             x = x + cv[i+1]
124             i += 1
125
126     x1, x2 = s_asignada, s_asignada
127     y1, y2 = 0, p_sombra
128
129     plt.plot([x1, x2], [y1, y2], 'k--', linewidth=2)
130
131     p_sombra_texto = 'Precio Sombra = $' + str(psombra[0])
132
133     plt.annotate(p_sombra_texto,
134                ha = 'center', va = 'bottom',
135                xytext = (x2+50, psombra*1.06),
136                xy = (x2, y2),
137                arrowprops = { 'facecolor' : 'red', 'shrink' : 0.05 })
138
```

```
139 # plt.axis([0, np.sum(cv)+100, 0, pv[-1]+1000])
140 plt.axis( )
141 titulo = "Precio sombra para la zona de carga: " + zona + " para el año: "
142 + str(año)
143 plt.title(titulo)
144
145 #plt.savefig('test.pdf')
146 plt.xlabel('Potencia MW')
147 plt.ylabel('$ / MW')
148
149 legend_elements = [Line2D([0], [0], color='b', lw=2,
label='Compras'),Line2D([0], [0], color='g', lw=2, label='Ventas')]
150
151 plt.legend(handles=legend_elements)
152 plt.grid(True)
153 plt.show()
154
155 cv = datos_venta_ordenados.MWs_OFERTADOSovp.values
156 pv = datos_venta_ordenados.PRECIO_MWovp.values
157
158 cc = datos_compra_ordenados.MWs_CONTRATARocp.values
159 pc = datos_compra_ordenados.PRECIO_MWocp.values
160
161 graficador_ofertas(cv,pv,cc,pc,p_sombra,s_asignada,año,czpot)
162
163 cnxn.close()
    cnxn2.close()
```

El código de graficación para el análisis de los resultados de Energía implementado en Python versión 2.7 es el siguiente:

```
# -*- coding: Windows-1252 -*-
"""
Created on Wed Feb 14 11:37:23 2018

@author: Carlos Sosa, Enrique Martinez, German Rosas
"""

#from __future__ import print_function

import pyodbc
import pandas as pd
import matplotlib.pyplot as plt
import numpy as np
from matplotlib.lines import Line2D
import glob #modulo para leer el directorio

#dir_list = glob.glob("*.mdb")
#
#for i in dir_list:
#    #print (str(i+1) + " - " + str(dir_list[i]))
#    #print("Total score for %d is %s" % (i+1, str(dir_list)))
#    print("I have been {} for {} years ".format(i+1,dir_list[i]))

#pd.options.display.float_format = '{:.2f}'.format

conn_str = ( #Cadena de conexion
    r'DRIVER={Microsoft Access Driver (*.mdb)};'
    r'DBQ=.\InsumosSMP012017.mdb;' #Nombre del Archivo Access
)

try:
    cnxn = pyodbc.connect(conn_str, timeout=5) # se crea la conexion
except pyodbc.Error as err:
    print("No se puede hacer la conexion a la base de datos")

conn_str2 = ( #Cadena de conexion
    r'DRIVER={Microsoft Access Driver (*.mdb)};'
    r'DBQ=.\ResultadosPotenciaPreciosSombra.mdb;' #Nombre del Archivo Access
)

try:
```

```
cnxn2 = pyodbc.connect(conn_str2, timeout=5) # se crea la conexion
except pyodbc.Error as err:
    print("No se puede hacer la conexion a la base de datos")
#cursor = cnxn.cursor()

#Leemos las tablas y las guardamos en los dataFrame dfv y dfc

dfv = pd.read_sql("select * from o_OFERTAS_VENTA_POTENCIA", cnxn)
dfc = pd.read_sql("select * from m_OFERTAS_COMPRA_POTENCIA", cnxn)

dfRes = pd.read_sql("select * from Salida", cnxn2)

anio = input ("Introduzca el anio: ")
czpot = raw_input("Introduzca la zona: ")

#Extraemos y ordenamos datos de los Data Frames

datos_venta = dfv[(dfv.TIEMPO==anio) & (dfv.ZONA_POTENCIA==czpot)]

datos_venta_ordenados = datos_venta.sort("PRECIO_MWovp")

datos_compra = dfc[(dfc.TIEMPO==anio) & (dfc.ZONA_POTENCIA==czpot)]

datos_compra_ordenados = datos_compra.sort("PRECIO_MWocp", ascending=False)

p_sombra = dfRes.Precio_Sombra[(dfRes.Tiempo==anio) & (dfRes.Zona_Carga_Agrupada ==
czpot)].values

s_asignada = dfRes.Suma_Asignada[(dfRes.Tiempo==anio) & (dfRes.Zona_Carga_Agrupada
== czpot)].values

def graficador_ofertas(cv,pv,cc,pc,psombra,sasignada,anio,zona):

    """
    Función para graficar las ofertas recibidas en vectores que definen las
    cantidades y los precios

    Se dibuja una flecha señalando el precio sombra correspondiente

    Parámetros:
    cv -- Vector de cantidades asignadas de venta
    pv -- Vector con precios de venta

    cc -- Vector de cantidades asignadas de compra
```

```
pc -- Vector con precios de compra

"""

x = 0
i = 0

for val in cv:

    x1, x2 = x, x+cv[i]
    y1, y2 = pv[i], pv[i]
    plt.plot([x1, x2], [y1, y2], 'g-', linewidth=2)
    x += cv[i]
    i += 1

x = 0
i = 0

for val in cc:

    x1, x2 = x, x+cc[i]
    y1, y2 = pc[i], pc[i]
    plt.plot([x1, x2], [y1, y2], 'b-', linewidth=2)
    x += cc[i]
    i += 1

#Dibujo de las lineas punteadas verticales

y = pc[0]
x = cc[0]
i = 0
for val in cc:

    if i < len(cc)-1:
        x1, x2 = x, x
        y1, y2 = y, y - (pc[i] - pc[i+1])
        plt.plot([x1, x2], [y1, y2], 'b--', linewidth=2)
        y = pc[i+1]
        x = x + cc[i+1]
    i += 1

y = pv[0]
x = cv[0]
i = 0
```

```
for val in cv:

    if i < len(cv)-1:
        x1, x2 = x, x
        y1, y2 = y, y + (pv[i+1] - pv[i])
        plt.plot([x1, x2], [y1, y2], 'g--', linewidth=2)
        y = pv[i+1]
        x = x + cv[i+1]
    i += 1

x1, x2 = s_asignada, s_asignada
y1, y2 = 0, p_sombra

plt.plot([x1, x2], [y1, y2], 'k--', linewidth=2)

p_sombra_texto = 'Precio Sombra = $' + str(psombra[0])

plt.annotate(p_sombra_texto,
             ha = 'center', va = 'bottom',
             xytext = (x2+50, psombra*1.06),
             xy = (x2, y2),
             arrowprops = { 'facecolor' : 'red', 'shrink' : 0.05 })

# plt.axis([0, np.sum(cv)+100, 0, pv[-1]+1000])
plt.axis( )
titulo = "Precio sombra para la zona de carga: " + zona + " para el anio: " +
str(anio)
plt.title(titulo)

#plt.savefig('test.pdf')
plt.xlabel('Potencia MW')
plt.ylabel('$ / MW')

legend_elements = [Line2D([0], [0], color='b', lw=2,
label='Compras'),Line2D([0], [0], color='g', lw=2, label='Ventas')]

plt.legend(handles=legend_elements)
plt.grid(True)
plt.show()

cv = datos_venta_ordenados.MWs_OFERTADOSovp.values
pv = datos_venta_ordenados.PRECIO_MWovp.values

cc = datos_compra_ordenados.MWs_CONTRATARocp.values
pc = datos_compra_ordenados.PRECIO_MWocp.values
```

```
graficador_ofertas(cv,pv,cc,pc,p_sombra,s_asignada,anio,czpot)
```

```
cnxn.close()
```

```
cnxn2.close()
```

6. Referencias Bibliográficas

- [1]. Manual de Subastas de Mediano Plazo (Disposiciones Operativas del MEM), DOF 2017 12 07
- [2]. Bases del Mercado Eléctrico Mayorista, Diario Oficial de la Federación, DOF: 08/09/2015
- [3]. Información sobre el mercado de mediano plazo ofrecida por el CENACE disponible en línea en:
<http://www.cenace.gob.mx/SIM/VISTA/REPORTES/SubMedianoPlazo.aspx>
- [4]. AMPL: A Modeling Language for Mathematical Programming, Robert Fourer, David M. Gay, Brian W. Kernighan, Second edition, 517 + xxi pp., ISBN 0-534-38809-4
- [5]. Bases de Licitación Finales de la Subasta de Mediano Plazo SMP 1-2017_25102017, 25 Octubre 2017, Centro Nacional de Control de la Energía.
- [6]. Programación Lineal y Flujo en Redes, Mokhtar S. Bazaraa. Editorial: Limusa. Edición: 2, 2007