

ANEXOS

ANEXO A – Ejemplo de árboles de decisión

La firma ABC se está planteando participar en una licitación para el gobierno para proveer 10.000 computadores especializados, su único rival sería la empresa Complex Computers. Quien oferte al menor precio obtendrá el contrato. ABC está trabajando sobre un proyecto para construir sus computadores de manera más económica pero existe la posibilidad de que en realidad resulte más caro, y el resultado solo se sabrá al ensamblar todos los equipos del pedido. ABC puede hacer 3 ofertas, \$9.500, \$8.500 o \$7.500 por computador, mientras Complex, quien ya está decidido a ofertar, lo haría con precios de \$10.000, \$9.000 o \$8.000 por unidad. Si ABC decide entrar en la licitación perderá \$1.000.000, cualquiera que sea el resultado de ésta, debido a la construcción de un prototipo necesario para aplicar al concurso.

Actualmente, la creación de cada computador le vale a ABC \$8.000. El nuevo proceso en cambio, tiene 25% de probabilidad de reducir los costos a \$5.000 por unidad, 50% de fijarlos en \$7.500 y 25% de subirlos a \$8.500. ¿Debe ABC presentar una oferta? En caso de tener una respuesta afirmativa ¿Qué oferta debería presentar? El árbol de decisión para resolver estas preguntas se observa en la Figura A.

Para este caso el cálculo del valor esperado (VE en la Figura A y dado en millones) es más complejo. Para explicarlo se utilizará como ejemplo el resultado de la rama superior. En este caso se tiene que ABC oferta sus computadores a \$9.500 cada uno, mientras Complex lo hace a \$10.000. A su vez, se decide usar el nuevo procedimiento de elaboración pero éste resulta costando \$8.500 por computador. Considerando además el valor de crear el prototipo de 1 millón, se tiene una ganancia neta de: $(\$9.500) * 10.000 + (-\$8.500 * 10.000) + (-1.000.000) = 9 \text{ millones}$. Y el valor esperado del nodo inmediatamente anterior está dado por: $9 M * (1/4) + 19 M * (1/2) + 44 M * (1/4) = 22.75 M$.

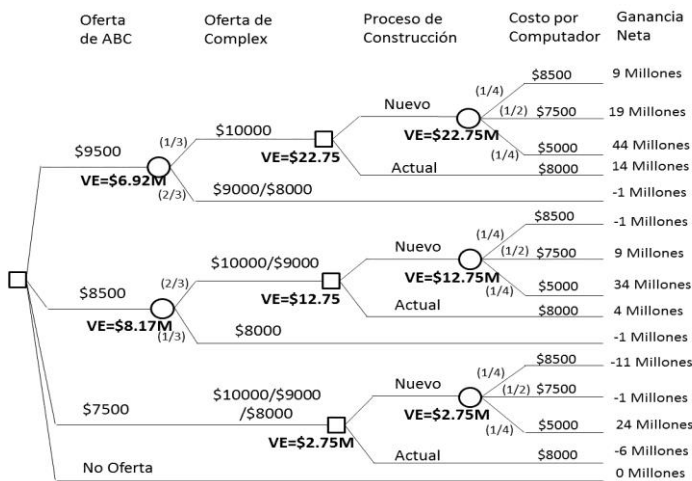


Figura A. Árbol de decisión para la oferta de licitación de ABC

Cabe resaltar que a los nodos de decisión se les asigna como valor esperado el mayor de todos de los que de allí se derivan,

y que los casos en los que existen valores esperados 0, estos también se deben computar. Para el caso anteriormente expuesto, y según se ve en la Figura A, esto significa reducir el valor esperado de 22.75 millones a 6.92, pues la posibilidad de perder la licitación y, con ello, 1 millón en la construcción del prototipo tiene mayor probabilidad de ocurrencia que el éxito. (University of Michigan)

Con el árbol construido, se debe elegir el curso de acción para ABC. Esto se hace siguiendo la ruta con el mayor valor esperado pues se intenta aumentar el beneficio. Para ello se elegirá la opción de ofertar con los equipos a un precio de \$8500 y, en caso de ganar la licitación, se debe proceder a utilizar el nuevo procedimiento de construcción ya que su valor esperado es mayor que la ganancia que se lograría con el método actual.

Anexo B- Ejemplo de flujo de cargas

A continuación se enumeran los pasos a seguir para realizar un flujo de cargas mediante el método de Newton-Raphson.

Paso 1: Hallar Y_{Barra} en forma rectangular y polar.

Paso 2: Identificar vector incógnita x , plantear ecuación $\Delta F = J\Delta x$, proponer estimación inicial $x^{(0)}$

Paso 3: Para $k = 0$ hasta un número máximo de iteraciones hacer:

a) Calcular $P_{ic}^{(k)}, Q_{ic}^{(k)}$ de:

$$P_i = \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_i| |V_j| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (1)$$

$$Q_i = -\sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_i| |V_j| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2)$$

b) Calcular $\Delta P_i^{(k)}, \Delta Q_i^{(k)}$ de:

$$\Delta P_i^{(k)} = P_{iprogram} - P_{ic}^{(k)}$$

$$\Delta Q_i^{(k)} = Q_{iprogram} - Q_{ic}^{(k)}$$

Donde $P_{iprogram}, Q_{iprogram}$ se refieren a aquellas potencias que se necesitan suplir.

Paso 4: Evaluar $|\Delta P_i^{(k)}|, |\Delta Q_i^{(k)}| \leq \epsilon$

Donde ϵ es el error máximo permitido en el cálculo.

Si el delta es menor o igual a dicho valor de error permitido, la solución será $x^{(k)}$. En caso contrario, se continúa con el paso 5.

Paso 5: Hallar $\Delta x^{(k)} = [J^{(k)}]^{-1} [\Delta F^k]$

$$\Delta x^k = \begin{bmatrix} \Delta \delta^k \\ \frac{\Delta |V|}{|V|} \end{bmatrix} = [J]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P^k \\ \Delta Q^k \end{bmatrix}$$

Paso 6: Se tienen $\Delta \delta_i^k, \frac{\Delta |V_i|^k}{|V_i|^k}$

$$\delta_i^{(k+1)} = \delta_i^{(k)} + \Delta \delta_i^{(k)}$$

$$|V_i|^{(k+1)} = |V_i|^k \left(1 + \frac{\Delta |V_i|^k}{|V_i|^k} \right)$$

Paso 7: Obtener la nueva propuesta:

$$x^{(k+1)} = [\dots \delta^{(k+1)} \dots \Delta |V^{(k+1)}| \dots]$$

Se construye el nuevo vector de incógnitas donde $k = k + 1$, $k \leq \#máximo \text{ de iteraciones}$

Ejemplo:

Se tiene un sistema de potencia con una configuración según la Figura B.1. Para este caso el generador 3 ha salido despachado con 150 MW y se debe asegurar que los pueda vender al sistema. Al momento de hacerlo, la demanda a suplir es de 200 MW y 100 MVar, por lo que es necesario realizar los cálculos de flujos de manera que se pueda saber la potencia que debe entregar el generador Slack, las pérdidas, el porcentaje de carga de las líneas y el voltaje en la carga.

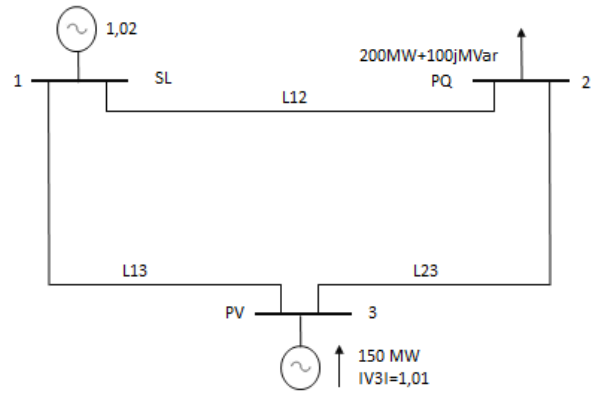


Figura B.1. Sistema de potencia utilizado para Newton Raphson

Se indica además que

$$L_{12} \rightarrow 80 \text{ Km}$$

$$L_{13} \rightarrow 120 \text{ Km} \rightarrow L_{23}$$

Con:

$$Z_{serie} = 0.05 + 0.5j \left[\frac{\Omega}{\text{Km}} \right]$$

Potencia y voltaje base $S_B = 100 \text{ MW}$ y $V_B = 230 \text{ kV}$

Las potencias calculadas en el ejemplo son posteriormente utilizadas para calcular el costo total de operación del sistema al multiplicarlas por los costos dados por cada unidad de generación. Esto se constituye en la función objetivo a ser minimizada en el despacho económico igual a:

$$z = \sum_{i=1}^n C_i P_i$$

donde,

C_i = Costo por KWh del generador i

P_i = Potencia generada en el generador i

n = Número de generadores

Solución al ejemplo:

$$Z_{12} = (0,05 + 0,5j) * 80 = 4 + 40j$$

$$Z_{13} = (0.05 + 0.5j) * 120 = 6 + 60j$$

$$Z_B = \frac{230^2}{100} = 529$$

$$Z_{12} = 0.0759 \angle 84.3^\circ$$

$$Z_{13} = Z_{23} = 0.1139 \angle 84.3^\circ$$

$$y_{12} = 13.16 \angle -84.3^\circ$$

$$y_{13} = 8,773 \angle -84.3^\circ$$

$$Y_B = \begin{bmatrix} 21,93 \angle -84,3 & 13,16 \angle 95,7 & 8,773 \angle 95,7 \\ 13,16 \angle 95,7 & 21,93 \angle -84,3 & 8,773 \angle 95,7 \\ 8,773 \angle 95,7 & 8,773 \angle 95,7 & 17,55 \angle -84,3 \end{bmatrix}$$

$$Y_B = \begin{bmatrix} 2,178 - 21,82j & -1,307 + 13,09j & -0,871 + 8,73j \\ -1,307 + 13,09j & 2,178 - 21,82j & -0,871 + 8,73j \\ -0,871 + 8,73j & -0,871 + 8,73j & 1,743 - 17,6j \end{bmatrix}$$

$$x = [\delta_2 \quad \delta_3 \quad |V_2|]$$

$$\Delta F = J\Delta x$$

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \Delta P_3 \\ -\Delta Q_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial d_2} & \frac{\partial P_2}{\partial d_3} & |V_2| \frac{\partial P_2}{\partial |V_2|} \\ \frac{\partial P_3}{\partial d_2} & \frac{\partial P_3}{\partial d_3} & |V_2| \frac{\partial P_3}{\partial |V_2|} \\ \frac{\partial Q_2}{\partial d_2} & \frac{\partial Q_2}{\partial d_3} & |V_2| \frac{\partial Q_2}{\partial |V_2|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_2 \\ \Delta \delta_3 \\ \frac{\Delta |V_2|}{|V_2|} \end{bmatrix}$$

$$x^{(0)} = [\delta_2^{(0)} \quad \delta_3^{(0)} \quad |V_2|^{(0)}] = [0^\circ \quad 0^\circ \quad 1.0]$$

$$P_{2c}^{(0)} = \sum_{j=1}^3 |Y_{2j}| |V_2|^{(0)} |V_j|^{(0)} \cos(\theta_{2j} - \delta_2^{(0)} + \delta_j^{(0)})$$

$$= |Y_{21}| |V_2|^{(0)} |V_1| \cos(\theta_{21} - \delta_2 + \delta_1)$$

$$+ |Y_{22}| |V_2|^{(0)} |V_2| \cos(\theta_{22})$$

$$+ |Y_{23}| |V_2|^{(0)} |V_3| \cos(\theta_{23} - \delta_2 + \delta_3)$$

$$P_{2c}^{(0)} = (13.16)(1.0)(1.02) \cos(95.7 - 0 + 0) \\ + (21.93)(1.02)^2 \cos(-84.3) \\ + (8.773)(1)(1.01) \cos(95.7 - 0 + 0)$$

$$P_{2c}^{(0)} = -0.0351$$

$$P_{3c}^{(0)} = \sum_{j=1}^3 |Y_{3j}| |V_3|^{(0)} |V_j|^{(0)} \cos(\theta_{3j} - \delta_3^{(0)} + \delta_j^{(0)})$$

$$= |Y_{31}| |V_3|^{(0)} |V_1| \cos(\theta_{31} - \delta_3 + \delta_1)$$

$$+ |Y_{32}| |V_3|^{(0)} |V_2| \cos(\theta_{32} - \delta_3 + \delta_2)$$

$$+ |Y_{33}| |V_3|^{(0)} |V_3| \cos(\theta_{33})$$

$$P_{3c}^{(0)} = (8.773)(1.01)(1.02) \cos(95.7 - 0 + 0) \\ + (8.773)(1.01)(1.0) \cos(95.7 - 0 + 0) \\ + (17.55)(1.01)^2 \cos(-84.3)$$

$$P_{3c}^{(0)} = 0.4052 * 10^{-3}$$

$$Q_{2c}^{(0)} = - \sum_{j=1}^3 |Y_{2j}| |V_2|^{(0)} |V_j|^{(0)} \sin(\theta_{2j} - \delta_2^{(0)} + \delta_j^{(0)})$$

$$= -(13.16)(1.0)(1.02) \sin(95.7 - 0 + 0)$$

$$- (21.93)(1.0)^2 \sin(-84.3)$$

$$- (8.773)(1.0)(1.01) \sin(95.7 - 0 + 0)$$

$$Q_{2c}^{(0)} = -0.352$$

$$\Delta P_2^{(0)} = P_{G2} - P_{L2} - P_{2c}^{(0)} = 0 - 2 - (-0.0351) = -1.965$$

donde,

$$P_{L2} = \frac{200MW}{S_B} = 2$$

$$\Delta P_3^{(0)} = P_{G3} - P_{L3} - P_{3c}^{(0)} = 1.5 - 0 - 0.4052 * 10^{-3} \\ = 1.499$$

$$\Delta Q_2^{(0)} = Q_{G2} - Q_{L2} - Q_{2c}^{(0)} = 0 - 1 - (-0.352) = -0.648$$

$$|\Delta F| > \epsilon$$

Con:

$$\epsilon = \frac{1 \text{ KVA}}{1000 \text{ MVA}} = 1 * 10^{-5}$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial d_j} = -|Y_{ij}| |V_i| |V_j| \text{Sen}(\theta_{ij} - d_i + d_j) \quad j \neq i$$

$$\frac{\partial P_2}{\partial d_3} = -(8.773)(1.0)(1.01) \text{Sen}(95.7 - 0 + 0) = -8.817$$

$$\frac{\partial P_3}{\partial d_2} = -(8.773)(1.0)(1.01) \text{Sen}(95.7 - 0 + 0) = -8.817$$

(Iguales solo en la primera iteración)

$$\frac{\partial P_i}{\partial d_i} = -Q_{ic}^{(0)} - |V_i|^2 B_{ii} = - \sum_{j \neq i}^n \frac{\partial P_i}{\partial d_j}$$

$$\frac{\partial P_2}{\partial d_2} = -(-0.352) - (1.0)^2 (-21.82) = 22.172$$

No se conoce el término Q_{3c} haciendo imposible calcular $\frac{\partial P_3}{\partial d_3}$ con la formula anterior, por lo que se dice que:

$$\frac{\partial P_3}{\partial d_3} = - \left(\frac{\partial P_3}{\partial d_1} + \frac{\partial P_3}{\partial d_2} \right)^{(0)}$$

$$\frac{\partial P_3}{\partial d_1} = -(8.773)(1.01)(1.02) \text{Sen}(95.7 - 0 + 0) = -8.993$$

$$\frac{\partial P_3}{\partial d_3} = -(-8.993 + (-8.817)) = 17.81$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial d_j} = -|Y_{ij}| |V_i| |V_j| \cos(\theta_{ij} - d_i + d_j) \quad j \neq i$$

$$\frac{\partial Q_2}{\partial d_3} = -(8.773)(1.0)(1.01) \cos(95.7 - 0 + 0) = 0.88$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial d_i} = P_i - G_{ii} |V_i|^2$$

$$\frac{\partial Q_2}{\partial d_2} = -(0.0351) - 2.177(1.0)^2 = -2.213$$

$$|V_j| \frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} = - \frac{\partial Q_i}{\partial d_j} \quad j \neq i$$

$$|V_2| \frac{\partial P_3}{\partial |V_2|} = - \frac{\partial Q_3}{\partial d_2} = (8.773)(1.01)(1.0) \cos(95.7 - 0 + 0) \\ = -0.88$$

$$|V_i| \frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = - \frac{\partial Q_i}{\partial d_i} + 2|V_i|^2 G_{ii}$$

$$|V_2| \frac{\partial P_2}{\partial |V_2|} = - \frac{\partial Q_2}{\partial d_2} + 2|V_2|^2 G_{22} = -2.213 + 2(1.0)^2 (2.178) \\ = 2.143$$

$$|V_i| \frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = - \frac{\partial P_i}{\partial d_i} - 2|V_i|^2 B_{ii}$$

$$\begin{aligned} |V_2| \frac{\partial Q_2}{\partial |V_2|} &= -\frac{\partial P_2}{\partial d_2} - 2|V_2|^2 B_{22} \\ &= -22.17 - 2(1.0)^2(-21.82) = 21.47 \end{aligned}$$

El sistema con la Jacobiana (0)

$$\begin{bmatrix} -1.965 \\ 1.499 \\ -0.648 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 22.17 & -8.817 & 2.143 \\ -8.817 & 17.81 & -0.88 \\ -2.213 & 0.88 & 21.47 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\delta_2 \\ \Delta\delta_3 \\ \frac{\Delta|V_2|}{|V_2|} \end{bmatrix}$$

Se halla $\Delta x = J^{-1}\Delta F$

$$\begin{bmatrix} \Delta\delta_2 \\ \Delta\delta_3 \\ \frac{\Delta|V_2|}{|V_2|} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0.065 \\ 0.05 \\ -0.039 \end{bmatrix} \begin{matrix} rad \\ (=)rad \\ p.u \end{matrix}$$

$$x^{(1)} = x^{(0)} + \Delta x^{(0)}$$

$$\delta_2^{(1)} = \delta_2^{(0)} + \Delta\delta_2^{(0)} = 0 + (-0.065) = -0.065 \text{ rad} = -3.72^\circ$$

$$\delta_3^{(1)} = \delta_3^{(0)} + \Delta\delta_3^{(0)} = 0 + 0.05 = 0.05 \text{ rad} = 2.86^\circ$$

$$\begin{aligned} |V_2|^{(1)} &= |V_2|^{(0)} \left(1 + \frac{\Delta|V_2|^{(0)}}{|V_2|^{(0)}} \right) = 1.0(1 + (-0.039)) \\ &= 0.961 \end{aligned}$$

Mediante alguna ayuda informática (MATLAB, Excel) se obtiene para las siguientes iteraciones:

$$\delta_2^{(2)} = -0.069 \text{ rad}$$

$$\delta_3^{(2)} = 0.0498 \text{ rad}$$

$$|V_2|^{(2)} = 0.9547$$

$$\delta_2^{(3)} = -0.0694 \text{ rad}$$

$$\delta_3^{(3)} = 0.0498 \text{ rad}$$

$$|V_2|^{(3)} = 0.9546$$

La solución se obtuvo en tres iteraciones.

$$x^T = [-3.98^\circ \quad 2.85^\circ \quad 0.946]$$

A continuación se procede a calcular la magnitud de la corriente circulando por las líneas:

$$I_{ij} = (V_i - V_j)y_{ij}$$

$$I_{12} = 1.25 \angle -40^\circ$$

$$I_{21} = -I_{12}$$

$$I_{13} = 0.45 \angle -16.1^\circ$$

$$I_{31} = -I_{13}$$

$$I_{23} = 1.13 \angle 160^\circ$$

$$I_{32} = -I_{23}$$

Las potencias transferidas están dadas por:

$$S_{ij} = V_i I_{ij}^*$$

$$S_{12} = 1.275 \angle 40^\circ = 97.7 \text{ MW} + 82j \text{ MVar}$$

$$S_{21} = 1.2 \angle -144^\circ = -96.5 \text{ MW} - 70.2j \text{ MVar}$$

$$S_{13} = 0.46 \angle 161^\circ = -43.4 \text{ MW} + 15j \text{ MVar}$$

$$S_{31} = 0.45 \angle -16.15^\circ = 43.7 \text{ MW} - 12.6j \text{ MVar}$$

$$S_{23} = 1.08 \angle -164^\circ = -103.7 \text{ MW} - 30j \text{ MVar}$$

$$S_{32} = 1.14 \angle 22.8^\circ = 105 \text{ MW} + 44j \text{ MVar}$$

Pérdidas de Transmisión

$$S_{\text{pérdidas}ij} = S_{ij} + S_{ji}$$

$$S_{\text{pérdidas}12} = 1.2 \text{ MW} + 11.8j \text{ MVar}$$

$$S_{\text{pérdidas}13} = 0.3 \text{ MW} + 2.4j \text{ MVar}$$

$$S_{\text{pérdidas}23} = 1.3 \text{ MW} + 14j \text{ MVar}$$

Se verifica la potencia que debe cubrir el generador Slack sumando las entradas y salidas de potencia en la barra 1:

$$P_1 + 43.4 \text{ MW} = 97.7 \text{ MW} \rightarrow P_1 = 54.3 \text{ MW}$$

$$Q_1 = 15 \text{ MVar} + 82 \text{ MVar} \rightarrow Q_1 = 97 \text{ MVar}$$

Balace de Q en la barra PV:

$$Q_3 + 12.6 \text{ MVar} = 44 \text{ MVar} \rightarrow Q_3 = 31.4 \text{ MVar}$$

En la Figura B.2 se observa la solución del flujo de cargas para el problema planteado. (González-Sánchez, 2014)

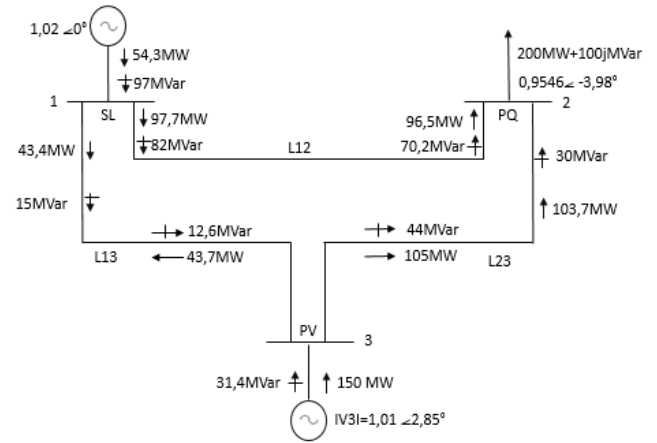


Figura B.2. Solución al flujo de cargas del sistema

ANEXO C-Hoja de datos del generador Diesel

ELECTRIC POWER - Technical Spec Sheet STANDARD



3512B
1275 ekW/ 1593 kVA/ 60 Hz/ 1800 rpm/ 4160 V/ 0.8 Power Factor

Rating Type: PRIME

Fuel Strategy: LOW FUEL CONSUMPTION



3512B
1275 ekW/ 1593 kVA
60 Hz/ 1800 rpm/ 4160 V

Image shown may not reflect actual configuration

Metric

English

| Package Performance | | |
|---|----------|-----------|
| Genset Power Rating with Fan @ 0.8 Power Factor | 1275 ekW | |
| Genset Power Rating | 1593 kVA | |
| Aftercooler (Separate Circuit) | 90.0 ° C | 194.0 ° F |

| Fuel Consumption | | |
|--------------------|------------|-------------|
| 100% Load with Fan | 347.3 L/hr | 91.7 gal/hr |
| 75% Load with Fan | 256.9 L/hr | 67.9 gal/hr |
| 50% Load with Fan | 183.2 L/hr | 48.4 gal/hr |
| 25% Load with Fan | 113.9 L/hr | 30.1 gal/hr |

| Cooling System* | | |
|-------------------------|---------|----------|
| Engine Coolant Capacity | 156.8 L | 41.4 gal |

| Inlet Air | | |
|--|---------------------------|------------|
| Combustion Air Inlet Flow Rate | 116.6 m ³ /min | 4117.2 cfm |
| Max. Allowable Combustion Air Inlet Temp | 104 ° C | 220 ° F |

| Exhaust System | | |
|---|---------------------------|----------------|
| Exhaust Stack Gas Temperature | 459.9 ° C | 859.8 ° F |
| Exhaust Gas Flow Rate | 300.7 m ³ /min | 10617.8 cfm |
| Exhaust System Backpressure (Maximum Allowable) | 6.7 kPa | 27.0 in. water |

ANEXO D-Hoja de datos de la microturbina

C1000 Megawatt Power Package High-pressure Natural Gas



1MW of reliable electrical power in one small, ultra-low emission, and highly efficient package.

- High electrical efficiency over a very wide operating range
- Low-maintenance air bearings require no lube oil or coolant
- Ultra-low emissions
- High availability – part load redundancy
- Proven technology with tens of millions of operating hours
- Integrated utility synchronization and protection with a modular design
- 5 and 9 year Factory Protection Plans available
- Remote monitoring and diagnostic capabilities
- Internal fuel gas compressor available for low fuel pressure natural gas applications



C1000 Power Package

Electrical Performance⁽¹⁾

| | |
|---------------------------|--|
| Electrical Power Output | 1000kW |
| Voltage | 400–480 VAC |
| Electrical Service | 3-Phase, 4 wire |
| Frequency | 50/60 Hz, grid connect operation 10–60 Hz, stand alone operation |
| Maximum Output Current | 1,450A RMS @ 400V, grid connect operation 1,200A RMS @ 480V, grid connect operation 1,550A RMS, stand alone operation ⁽²⁾ |
| Electrical Efficiency LHV | 33% |

Fuel/Engine Characteristics⁽¹⁾

| | |
|-------------------------------|---|
| Natural Gas HHV | 30.7–47.5 MJ/m ³ (825–1,275 BTU/hcf) |
| Inlet Pressure ⁽³⁾ | 517–552 kPa gauge (75–80 psig) |
| Fuel Flow HHV | 12,000 MJ/hr (11,400,000 BTU/hr) |
| Net Heat Rate LHV | 10.9 MJ/kWh (10,300 BTU/kWh) |

Exhaust Characteristics⁽¹⁾

| | Standard | Low-Emissions Version |
|---|-----------------------------------|----------------------------------|
| NO _x Emissions @ 15% O ₂ ⁽⁴⁾ | < 9 ppmvd (18 mg/m ³) | < 4 ppmvd (8 mg/m ³) |
| NO _x / Electrical Output ⁽⁴⁾ | 0.14 g/bhp-hr (0.4 lb/MWh) | 0.05 g/bhp-hr (0.14 lb/MWh) |
| Exhaust Gas Flow | 6.7 kg/h (14.7 lb/h) | 6.7 kg/h (14.7 lb/h) |
| Exhaust Gas Temperature | 280°C (535°F) | 280°C (535°F) |
| Exhaust Energy | 7,100 MJ/hr (6,750,000 BTU/hr) | 7,100 MJ/hr (6,750,000 BTU/hr) |

Reliable power when and where you need it. Clean and simple.

Anexo E- Comandos de MATLAB

Guardar, crear nuevos Scripts, abrir archivos, compilar

Variables Guardadas

Comentarios

Carpeta de trabajo y sus archivos

Ventana de comandos Resultados

```

1 close all; %cierra todas las ventanas de gráficas abiertas
2 clc; %limpia la command window
3 clear all; %limpia la memoria de variables
4 p=3; %crea la variable p, con valor 3
5 P=5; %crea la variable P, Matlab la reconoce distinta a p
6 vector_fila=[1 2 3] %crea un vector fila de 3 posiciones, y valores 1, 2 y 3
7 vector_columna=[1;2;3] %crea un vector columna
8 vector_columna_2=[1 2 3]' %crea un vector columna al transponer uno tipo fila
9 vector_3(1:10)=1; %vector de 10 elementos iguales a 1
10 vector_4(1:11)=1:0.1:2; %vector de 11 elementos con los numeros del 1 al 2 en pasos de 0.1
11 vector_5(6)=1; %crea un vector, asignando 0 a todas las posiciones, y un 1 a la 6
12 vector_4(7)=2; %como este vector ya existe, cambia solo la posicion especificada
13 matriz=zeros(4,2) %crea una matriz de ceros, de 4 filas, 2 columnas
14 matriz_2=[[1 1];[1 1];[1 1]] %crea una matriz de 3 filas, 2 columnas con estos elementos
15 matriz_3(1:4,1:2)=1; %llena una matriz 4x2 de 1
16 matriz_3(7)=3; %le asigna al elemento 3,2 el valor 3
    
```

Figure 1

```

19 a=mean(vector_fila) %retorna el promedio de los elementos del vector
20 b=max(vector_fila) %retorna el valor máximo de los elementos del vector
21 c=min(vector_fila) %retorna el valor mínimo de los elementos del vector
22 if (a<3) %si a es menor que 3, entonces haga a=3 y b=4
23     a=3;
24     b=4;
25 end %terminar este if
26 if ((a<=3) && (b>=4)) %si a es menor o igual a 3 Y b es mayor o igual a 4
27     d=a*b; %crea la variable d y asignele el valor de axb
28 end
29 for i=1:0.1:10 %para la variable i, desde 1 hasta 10 en pasos de 0.1
30     z=sin(i) %asigne el seno de i a la variable z. El argumento del seno se asume en radianes
31 end
32 t=1:0.1:10 %crear el vector t desde 1 hasta 10 en pasos de 0.1
33 y=cos(t) %asignarle a y el valor del coseno de los elementos de t
34 w=abs(y) %crea la variable w con el valor absoluto de los elementos de y
35 plot(t,y,'c+') %grafica en color Cyan, usando + para señalar los puntos
36
    
```

Command Window

```

0.3392 0.4314 0.5193 0.6020 0.6787 0.7486 0.8111 0.8654 0.9111 0.9477 0.9748 0.9922
Columns 85 through 91
0.9997 0.9972 0.9847 0.9624 0.9304 0.8892 0.8391
    
```

script Ln 19 Col 34

Anexo F-Código para la implementación de la micro red hipotética de Fort Bliss

Creación de los datos para el *Learning Set*

```
%Jimeno y Botero 2015 UPB
%Despacho económico basado en árboles de decisión creados a partir de
%Machine Learning
% la herramienta de regression trees aquí utilizada solo está disponible a
% partir de 2014
% Para este código se supondrá una micro red hipotética ubicada en Fort Bliss, Texas.
% Dicha micro red cuenta con una capacidad PV instalada de 20 MW, Eólica de 40MW,
% biomasa de 12 MW, aproximadamente 35 generadores diesel iguales a los
% discutidos en el trabajo para un total de 45 MW. Los bancos de baterías
% como los discutidos en el trabajo, capaz de entregar 10 MW, y una carga
% total de 80 MWh. El generador diesel utilizará
% la misma función que la planteada en el artículo pero multiplicada por
% la cantidad de generadores que se necesiten activados para suplir una carga con una
% base de 30 MW y un pico de 65 MW. Para construir el árbol de decisión se
% supondrán los precios discutidos en el artículo que acompaña este código.
% Los datos fueron generados basados en los días del año y las horas, variando con
% ellos la demanda así como la disponibilidad de las generaciones. Este ejemplo
% se constituye en una ilustración y una aplicación real podría depender
% de muchas más variables, o hacerlo de otra manera.

close all;clc;clear all;
n=50;%número de datos diarios o de años
c=n*365; %cantidad total de datos
for i=1:n %estas tres líneas generan un vector con los 365 días del
    dias(i:n:365*n)=1:365; %año para n años, es decir se cuenta con n días 1, n días 2
end %y así, de manera que los datos se relacionen con la
temporada;
horas(1:c)=24*rand(c,1); %vector con horas aleatorias de tomas de datos en un día
velviento(1:c)=0; %vector con velocidades del viento para los días del año, se creó con
distribuciones aproximadas
viento(1:c)=0; %inicialización del vector de potencia generada con viento, depende de
velviento
precio_limite=180; %define un precio que, de no ser superado, permite utilizar 4
generadores diesel extra para recargar las baterías
precio_compra=240; %define el precio al que se compra electricidad a la red en caso de
ser necesario
carga_bateria=80*rand(c,1); %la carga que tenía la batería al empezar el día
carga_bateria_2=carga_bateria; %la carga 2 se refiere a la carga que tendrán tras cada
despacho, se decide no remplazar el dato de carga_bateria pues el resultado del árbol
depende de la carga con la que se comenzó el despacho
precio_venta=200; %precio de venta de energía a la red
compra(1:c)=0; %inicialización del vector de potencia comprada a la red
costo(1:c)=0; %inicialización del vector de costo de cada despacho
costo_MWh(1:c)=0; %inicialización del vector de MWh
generadores_diesel(1:c)=0; %se refiere a la cantidad de generadores funcionando a full
potencia, siempre será un numero entero
vertimiento(1:c)=0; %inicialización del vector. Se refiere a lo que sobra de energía
renovable después de alimentar la carga
sol(1:c)=0; %potencia generada con el sol
irradiancia(1:c)=0; %irradiancia solar
temperatura_celda(1:c)=0;
temperatura_ambiente(1:c)=0;
delta=-0.48; %porcentaje de potencia perdida por cada grado de temperatura por encima de
los 25 grados centígrados que se encuentre la celda tomado de http://www.solar-facts-and-advice.com/solar-panel-temperature.html
NOCT=46; %tomado de panel Atersa policristalino de potencias entre 280 y 310W
```



```

biomasa(1:c)=0; %potencia generada con biomasa
carga(1:c)=0; %inicialización del vector de la carga, se crea aleatoriamente con una base
y según la época y la hora
diesel(1:c)=0; %potencia generada con diesel
bateria_despachada(1:c)=0; %la potencia de batería que se va a despachar
precio_diesel(1:c)=4; %se supone un precio de diesel igual para todos los despachos en
4USD/galón
a=0;
lim_sol(1:c)=0; %este factor limita la salida de potencia del sol basado en la
disponibilidad de las líneas
lim_viento(1:c)=0; %este factor limita la salida de potencia del viento basado en la
indisponibilidad de las líneas
for i=1:c %for para el llenado de los vectores dependientes de otros factores
    carga(i)=30+rand*8; %carga base con una ligera incertidumbre
    if ((horas(i)>18 && horas(i)<22) || (horas(i)>6 && horas(i)<8)) %horas pico
        carga(i)=carga(i)+10; %carga extra por horas pico
    end
    if(dias(i)>172 && dias(i)<264) %días de verano
        carga(i)=carga(i)+15; %aumento en la carga por AC
    end
    if(dias(i)>304 || dias(i)<31) %días de invierno
        carga(i)=carga(i)+20; %aumento en la carga por calefacción
    end
end

for i=1:1:c
    a=rand; %es un número aleatorio que permite definir la probabilidad de que estén
indisponibles las líneas que conectan la generación PV
    b=rand; %es un número aleatorio que permite definir la probabilidad de que estén
indisponibles las líneas que conectan la generación eólica

temperatura_ambiente(i)=107*sin((26.06+(128/365*(dias(i))))*pi/180)*sin((44+(92/24*(horas
(i))))*pi/180);
    temperatura_ambiente(i)=(temperatura_ambiente(i)-32)*5/9;

irradiancia(i)=850*abs(sin((2*pi*((horas(i))/25)+pi/2))*sin((26.87+(129.55/365*(dias(i))
))*pi/180); %la distribución
    %de la irradiancia durante el día se hizo según la tesis doctoral
    %"modelado y análisis de sistemas fotovoltaicos", obra de Daniel Guasch
    %Murillo de la Universidad Politécnica de Cataluña
    %el cambio de la irradiancia según el día del año se hace según los
    %datos para Austin, Texas publicados en
    %http://www.pveducation.org/pvcdrom/properties-of-sunlight/average-solar-radiation
    if (horas(i)<7 || horas(i)>18)
        irradiancia(i)=0;
    end
    temperatura_celda(i)=temperatura_ambiente(i)+((NOCT-20)/800)*irradiancia(i);
%    temperatura_celda(i)=25;
    sol(i)=23.53*((irradiancia(i)/1000)*(100+delta*abs(temperatura_celda(i)-25))/100);
    if(a<=0.05) %existe un 5% de probabilidad de que se dé este caso
        sol(i)=0; %ninguna de las dos líneas está funcionando
    end
    if(a>0.05 && a<=0.3) %existe un 25% de probabilidad para este caso
        lim_sol(i)=0.7;
        if(sol(i)>14); %una sola línea, capaz de llevar solo el 70% del total de los 20
MW instalados, es decir 14 MW
            sol(i)=14;
        end
    end
    if(a>0.30) % 70% de probabilidad para este caso

```

```

        lim_sol(i)=1; %ambas líneas están funcionando y se puede llevar el 100% de la
potencia generada con PV
end
if(sol(i)<0)
    sol(i)=0;
end
velviento(i)=2+3*rand;
if(dias(i)>32 && dias(i)<151)
    velviento(i)=velviento(i)+4.4+2*rand-2*rand;
end
%la velocidad promedio del viento es 9.3 m/s para Fort Bliss, y un mínimo de
%cerca de 2 m/s, por lo que se supone una base constante de 2
%la velocidad cambia dependiendo de la temporada según los promedios
%publicados en www.usa.com/fort-bliss-tx-weather.htm. Se adicionan
%números aleatorios para variar un poco los valores
if(dias(i)>=152 && dias(i)<212)
    velviento(i)=velviento(i)+8.8+6*rand-6*rand;
end
%entre junio y agosto se registra una mayor velocidad de viento
if(dias(i)>=213 && dias(i)<250)
    velviento(i)=velviento(i)+2.9+2*rand-2*rand;
end
%entre agosto y septiembre la velocidad cae
if(dias(i)>=273 && dias(i)<310)
    velviento(i)=velviento(i)+9.1+10*rand-10*rand;
end
%las velocidades más altas se registran entre octubre y noviembre
if(dias(i)>=334)
    velviento(i)=velviento(i)+9+8*rand-8*rand;
end
%capacidad instalada máxima de viento 40 MW
if(velviento(i)>3.5)
    viento(i)=(velviento(i)-3.5)*40/10.5;
    %se supone que la generación crece linealmente entre las
    %velocidades de 3.5 y 14 m/s. A partir de 14 m/s se genera la
    %potencia máxima de las turbinas. La velocidad de cut-out a la que
    %hay que dejar de generar se supone como 25 m/s (90km/h), velocidad
    %que nunca se ha alcanzado en Fort Bliss por lo cual no se tiene en
    %cuenta la restricción. La relación entre la velocidad del viento y
    %las horas del día no es muy clara en los datos utilizados por lo
    %que se obviará cualquier intento de relacionarlas. Esto se hace
    %según los datos anteriormente mencionados y el esquema sobre las
    %potencia según http://www.wind-power-program.com/turbine\_characteristics.htm
end
if(velviento(i)>14)
    viento(i)=40;
end
if(b<=0.03) %existe un 3% de probabilidad para este caso
    lim_viento(i)=0; %no es posible obtener potencia del viento por indisponibilidad
de todas las líneas
    viento(i)=0;
end
if(b>0.03 && b<=0.15) %existe un 12% de probabilidad para este caso
    lim_viento(i)=0.6; %solo se puede generar hasta un 60% (es decir 24MW) de la
capacidad máxima del viento por indisponibilidad de líneas
    if(viento(i)>24)
        viento(i)=24;
    end
end
if(b>0.15 && b<=0.30) %existe un 15% de probabilidad para este caso
    lim_viento(i)=0.7; %solo se puede generar hasta un 70% (es decir 28MW) de
la capacidad máxima del viento por indisponibilidad de líneas
    if(viento(i)>28)

```

```

        viento(i)=28;
    end
end
if(b>0.3)                %existe un 70% de probabilidad de que las suficientes
líneas estén disponibles
    lim_viento(i)=1;      %para aprovechar el 100% de la generación eólica
end
biomasa(i)=12-2*rand;
viento(i)=(lim_viento(i))*(viento(i)); %se incluye la limitación por
indisponibilidad de líneas
%se asume que los desechos de podas, aguas negras y cafeterías, es
% suficiente para mantener el generador funcionando a su máxima
% potencia, aun así se deja un poco de incertidumbre.
vertimiento(i)=sol(i)+viento(i)+biomasa(i)-carga(i); %energía que "sobra" sin el
diesel
if(vertimiento(i)<0)
    vertimiento(i)=0;
end
if(carga_bateria(i)>10) %se aplicó una lógica muy sencilla. Si las baterías tienen
carga para entregar más de su potencia nominal, lo hacen
    bateria_despachada(i)=carga(i)-sol(i)-viento(i)-biomasa(i);
else %si no hay carga en las baterías se despacha el diesel
    diesel(i)=carga(i)-sol(i)-viento(i)-biomasa(i);
end
if(bateria_despachada(i)>10) %evita que se exceda el límite de potencia que pueden
entregar las baterías
    diesel(i)=bateria_despachada(i)-0.9487*10; %la entrega de potencia de las
baterías tiene pérdidas por eficiencia
    bateria_despachada(i)=10;
end
if(bateria_despachada(i)<0)
    bateria_despachada(i)=0; %evita que la variable se haga negativa
end
if(diesel(i)<0)
    diesel(i)=0;
end
if(diesel(i)>45)
    compra(i)=diesel(i)-45;
    diesel(i)=45;
end
if(diesel(i)>0)
    generadores_diesel(i)=floor(diesel(i)/1.275);
    diesel(i)=diesel(i)-1.275*generadores_diesel(i);
end
%generadores_diesel se refiere a la cantidad de generadores que se
%necesitan trabajando a full potencia, es decir que cubren potencia en
% múltiplos de 1.275MW (potencia nominal de cada generador). Estos se
% asumen a costo nominal de 402.75
% Los decimales sobrantes se le asignan a diesel y a este se le aplica la
% función de costo normal.
% aquí se define cuantos generadores serán necesarios
% en este caso el diesel se asume como el slack del sistema. Debe
% suministrar la potencia que las demás fuentes no lograron cubrir.
% la función del artículo era 7+351*potencia-32*potencia^2, para un precio de
% 4 dólares por galón. Al dividirlo tenemos que la función será
% precio_diesel*(1.75+87.57*potencia-8*potencia^2) un generador
% a full potencia vale 100.69*precio_diesel USD

costo(i)=(163*sol(i))+(77*viento(i))+(99*biomasa(i))+(precio_diesel(i)*100.69*generadores
_diesel(i))+precio_diesel(i)*(1.75+(87.57*diesel(i))+((-
8)*(diesel(i)^2)))+(precio_compra*compra(i))+210*bateria_despachada(i);
%precios: sol 163USD/MWh, viento 77USD/MWh, biomasa 99USD/MWh

```

```

    costo_MWh(i)=costo(i)/carga(i);
    if(carga_bateria(i)<80 && vertimiento(i)>0) %quiere decir que la batería está
descargada
        if(vertimiento(i)<10)
            carga_bateria_2(i)=carga_bateria(i)+vertimiento(i); %llenar batería para evitar
vertimiento
        vertimiento(i)=0;
        end
        if(vertimiento(i)>10)
            carga_bateria_2(i)=carga_bateria(i)+10;
            vertimiento(i)=vertimiento(i)-10;
        end
        if(carga_bateria_2(i)>80) %si hubiera suficiente vertimiento para sobrepasar la
carga máxima de la batería
            vertimiento(i)=vertimiento(i)+carga_bateria_2(i)-80; %%se define un nuevo
vertimiento para el caso de sobrepasar la carga máxima
            carga_bateria_2(i)=80; %entonces la carga de la batería queda a tope
        end
    end
    if((carga_bateria_2(i)==80 || carga_bateria(i)==80) && vertimiento(i)>0) %si hay
vertimiento y se llenó la batería
        costo(i)=costo(i)-(precio_venta*vertimiento(i)); %se vende el exceso
    end
    if((costo_MWh(i)<precio_limite) && (carga_bateria(i)<75)) %si la energía está
barata, se puede aprovechar para cargar las baterías así sea con diesel
        carga_bateria_2(i)=carga_bateria(i)+0.9487*5.1; %esta potencia
        %corresponde a dedicar 4 generadores diesel a cargas las
        %baterías y el termino 0.9487 corresponde a las perdidas por
        %eficiencia, se supone 0.9487 e igual cantidad en la descarga de
        %manera que las pérdidas en ambas multiplicadas correspondan a
        %una eficiencia del 90%
        diesel(i)=diesel(i)+4;
        carga(i)=carga(i)+5.1;
        costo(i)=costo(i)+402.75*4; %el precio extra por 4 generadores
        %diesel a potencia nominal

        costo_MWh(i)=costo(i)/carga(i);
    end
end
end

```

Creación del árbol y predicciones

```

X = [carga_bateria dias' horas' velviento' carga' irradiancia' temperatura_ambiente'
lim_sol' lim_viento']; %los vectores deben ser columna, por lo que se transponen los que
no lo son
rtree = fitrtree(X,costo_MWh)
view(rtree, 'mode', 'graph')
figure(1)
plot3(viento,sol,biomasa, '.') %esta grafica permite ver para cada caso
grid on
title('Learning Set Fort Bliss')
xlabel('Generación Eólica')
ylabel('Generación PV')
zlabel('Generación con Biomasa')
%cuanto se generó con viento, sol y biomasa.
%aquí ya se insertan los datos para realizar predicciones, los vectores de
%los atributos se deben crear del mismo tamaño que con los que se entrenó
%el árbol inicial, en este caso se rellenan de 0 y en la posición 1 se
%asignan valores para hacer predicciones. El vector resultado incluye la
%predicción del costo_MWh con los datos entregados para despachar.
x1(1:c)=0;
x1(1)=20; %carga de la batería al momento del despacho

```

```

x2(1:c)=0;
x2(1)=195;%día del año al momento del despacho
x3(1:c)=0;
x3(1)=12;%hora del día a despachar
x4(1:c)=0;
x4(1)=18;%velocidad del viento esperada
x5(1:c)=0;
x5(1)=48; %carga esperada
x6(1:c)=0;
x6(1)=800;%irradiancia solar
x7(1:c)=0;
x7(1)=30; %temperatura ambiente
x8(1:c)=0;
x8(1)=0; %limitador del sol
x9(1:c)=0;
x9(1)=1; %limitador del viento
Xnuevo=[x1' x2' x3' x4' x5' x6' x7' x8' x9'];
resultado=predict(rtree,Xnuevo);
A=resultado(1);
error=resubLoss(rtree);
error=sqrt(error);
str=sprintf('El costo del MWh para el dia %d, hora %d, una velocidad del viento de %f ,
carga\n%f MW y carga de la bateria %f MWh es de %f USD/MWh con un error\naproximado de %f
USD/MWh',x2(1),x3(1),x4(1),x5(1),x1(1),A,error)
%los costos totales negativos, y los costos de MWh especialmente baratos,
%es decir costo_MWh<77 (que es la generación más económica) se explican en
%la forma en que se calculó dicho costo, pues se resta la venta, lo que en
%algunos casos llega a disminuir el precio total de suplir la energía del
%sistema a niveles menores a 1000 USD, cuando normalmente suele sobrepasar
%los 7000.El MWh se calcula sobre los costos totales y la carga que se
%alimentó y de ahí este suceso.

```

Código para revisar los resultados basados en las ecuaciones

```

acarga_bateria=20;
adias=195;
ahoras=12;
acarga_bateria_2=acarga_bateria;
bateria_despachada=0;
avelviento=18;
acarga=48;
atemperatura_ambiente=30;
alim_sol=0;
alim_viento=1;
precio_diesel=4;
adiesel=0;
ageneradores_diesel=0;
aprecio_limite=180;
aprecio_compra=240;
aprecio_venta=200;
acosto=0;
acosto_MWh=0;
NOCT=46;
delta=-0.48;
acompra=0;
airradiancia=850*abs(sin((2*pi*((ahoras)/25))+pi/2))*sin((26.87+(129.55/365*(adias)))*pi/180); %la distribución
airradiancia=800;
    if (ahoras<7 || ahoras>18)
        irradiancia=0;
    end
atemperatura_celda=atemperatura_ambiente+((NOCT-20)/800)*airradiancia;
if(avelviento>3.5)

```

```

    aviento=(avelviento-3.5)*40/10.5;
end
if(avelviento>14)
    aviento=40;
end
if(alim_viento==0) %existe un 3% de probabilidad para este caso
    %no es posible obtener potencia del viento por indisponibilidad de todas las líneas
    aviento=0;
end
if(alim_viento==0.6) %existe un 12% de probabilidad para este caso
    %solo se puede generar hasta un 60% (es decir 24MW) de la capacidad máxima del viento
    por indisponibilidad de líneas
    if(aviento>24)
        aviento=24;
    end
end
if(alim_viento==0.7) %existe un 15% de probabilidad para este caso
    %solo se puede generar hasta un 70% (es decir 28MW) de la capacidad máxima del viento
    por indisponibilidad de líneas
    if(aviento>28)
        aviento=28;
    end
end
asol=23.53*((airradiancia/1000)*(100+delta*abs(atemperatura_celda-25))/100);
if(alim_sol==0) %existe un 5% de probabilidad de que se dé este caso
    asol=0; %ninguna de las dos líneas está funcionando
end
if(alim_sol==0.7) %existe un 25% de probabilidad para este caso
    if(asol>14); %una sola línea, capaz de llevar solo el 70% del total de los 20 MW
    instalados, es decir 14 MW
        asol=14;
    end
end
end
abiomasa=12-2*rand;
avertimiento=asol+aviento+abiomasa-acarga; %energía que "sobra" sin el diesel
if(avertimiento<0)
    avertimiento=0;
end
if(acarga_bateria>10) %se aplicó una lógica muy sencilla. Si las baterías tienen carga
para entregar más de su potencia nominal, lo hacen
    bateria_despachada=acarga-asol-aviento-abiomasa;
else %si no hay carga en las baterías se despacha el diesel
    adiesel=acarga-asol-aviento-abiomasa;
end
if(bateria_despachada>10) %evita que se exceda el límite de potencia que pueden entregar
las baterías
    adiesel=bateria_despachada-0.9487*10; %la entrega de potencia de las baterías tiene
pérdidas por eficiencia
    bateria_despachada=10;
end
if(bateria_despachada<0)
    bateria_despachada=0; %evita que la variable se haga negativa
end
if(adiesel<0)
    adiesel=0;
end
if(adiesel>45)
    compra=adiesel-45;
    adiesel=45;
end
if(adiesel>0)
    ageneradores_diesel=floor(adiesel/1.275);
    adiesel=adiesel-1.275*ageneradores_diesel;
end

```

```

end
acosto=(163*asol)+(77*aviento)+(99*abiomasa)+(precio_diesel*100.69*ageneradores_diesel)+p
recio_diesel*(1.75+(87.57*adiesel)+((-
8)*(adiesel^2)))+(aprecio_compra*acompra)+210*bateria_despachada;
%precios: sol 163USD/MWh, viento 77USD/MWh, biomasa 99USD/MWh
acosto_MWh=acosto/acarga;
if(acarga_bateria<80 && avertimiento>0) %quiere decir que la batería está descargada
    if(avertimiento<10)
        acarga_bateria_2=acarga_bateria+avertimiento; %llenar batería para evitar
vertimiento
        avertimiento=0;
    end
    if(avertimiento>10)
        acarga_bateria_2=acarga_bateria+10;
        avertimiento=avertimiento-10;
    end
    if(acarga_bateria_2>80) %si hubiera suficiente vertimiento para sobrepasar la carga
máxima de la batería
        avertimiento=avertimiento+acarga_bateria_2-80; %%se define un nuevo vertimiento
para el caso de sobrepasar la carga máxima
        acarga_bateria_2=80; %entonces la carga de la batería queda a tope
    end
end
if((acarga_bateria_2==80 || acarga_bateria==80) && avertimiento>0) %si hay vertimiento y
se llenó la batería
    acosto=acosto-(aprecio_venta*avertimiento); %se vende el exceso
end
if((acosto_MWh<aprecio_limite) && (acarga_bateria<75)) %si la energía está barata, se
puede aprovechar para cargar las baterías así sea con diesel
    acarga_bateria_2=acarga_bateria_2+0.9487*5.1; %esta potencia
%corresponde a dedicar 4 generadores diesel a cargas las
%baterías y el termino 0.9487 corresponde a las perdidas por
%eficiencia, se supone 0.9487 e igual cantidad en la descarga de
%manera que las pérdidas en ambas multiplicadas correspondan a
%una eficiencia del 90%
    adiesel=adiesel+4;
    acarga=acarga+5.1;
    acosto=acosto+402.75*4; %el precio extra por 4 generadores
%diesel a potencia nominal

    acosto_MWh=acosto/acarga;
end
acosto_MWh

```

Código alternativo del predictor para realizar un despacho horario para todo un día

```

X = [carga_bateria dias' horas' velviento' carga' irradiancia' temperatura_ambiente'
lim_sol' lim_viento']; %los vectores deben ser columna, por lo que se transponen los que
no lo son
rtree = fitrtree(X,costo_MWh)
%view(rtree,'mode','graph')
%figure(1)
%plot3(viento,sol,biomasa,'.') %esta grafica permite ver para cada caso
% grid on
% title('Learning Set Fort Bliss')
% xlabel('Generación Eólica')
% ylabel('Generación PV')
% zlabel('Generación con Biomasa')

%cuanto se generó con viento, sol y biomasa.
%aquí ya se insertan los datos para realizar predicciones, los vectores de
%los atributos se deben crear del mismo tamaño que con los que se entrenó

```


%el árbol inicial, en este caso se rellenan de 0 y, en un número de posiciones igual al número de predicciones que se deseen hacer se incluyen datos. En este caso, se hace para 24 datos correspondientes a un día completo. El vector resultado incluye la %predicción del costo_MWh con los datos entregados para despachar.

```
x1(1:c)=0;
x1(1:24)=40; %carga de la batería al momento del despacho. Se supone igual para todo el
día o se debe modificar manualmente, de manera que sea lógica la predicción evitando que
este parámetro afecte la salida
x2(1:c)=0;
x2(1:24)=20;%día del año al momento del despacho. Es igual para los 24 datos
x3(1:c)=0;
x3(1:24)=0:1:23;%hora del día a despachar. Incluye los números desde la hora (o periodo)
0 hasta la 23
x4(1:c)=0;
x4(1:24)=2+3*rand; %los datos de viento se generan según la lógica de la base de datos
for i=1:24
    if(x2(i)>32 && x2(i)<151)
        x4(i)=x4(i)+4.4+2*rand-2*rand;
    end
    %la velocidad promedio del viento es 9.3 m/s para Fort Bliss, y un mínimo de
    %cerca de 2 m/s, por lo que se supone una base constante de 2
    %la velocidad cambia dependiendo de la temporada según los promedios
    %publicados en www.usa.com/fort-bliss-tx-weather.htm. Se adicionan
    %números aleatorios para variar un poco los valores
    if(x2(i)>=152 && x2(i)<=212)
        x4(i)=x4(i)+8.8+6*rand-6*rand;
    end
    %entre junio y agosto se registra una mayor velocidad de viento
    if(x2(i)>=213 && x2(i)<250)
        x4(i)=x4(i)+2.9+2*rand-2*rand;
    end
    %entre agosto y septiembre la velocidad cae
    if(x2(i)>=273 && x2(i)<310)
        x4(i)=x4(i)+9.1+10*rand-10*rand;
    end
    %las velocidades mas altas se registran entre octubre y noviembre
    if(x2(i)>=334)
        x4(i)=x4(i)+9+8*rand-8*rand;
    end
end
x5(1:c)=0; %demanda
for i=1:24 %la demanda se aproxima para todo el día según la distribución utilizada en
la base de datos. Opcionalmente se podría llenar utilizando registros reales cargando un
archivo o manualmente según lo esperado o según se queiran hacer ensayos
    x5(i)=30+8*rand; %carga base con una ligera incertidumbre
    if ((x3(i)>=18 && x3(i)<22) || (x3(i)>=6 && x3(i)<=8)) %horas pico
        x5(i)=x5(i)+10; %carga extra por horas pico
    end
    if(x2(i)>172 && x2(i)<264) %dias de verano
        x5(i)=x5(i)+15; %aumento en la carga por AC
    end
    if(x2(i)>304 || x2(i)<31) %dias de invierno
        x5(i)=x5(i)+20; %aumento en la carga por calefaccion
    end
end
x6(1:c)=0; %irradiancia. Calculada según la distribución de la base de datos
for i=7:18

x6(i)=850*abs(sin((2*pi*((x3(i))/25))+pi/2))*sin((26.87+(129.55/365*(x2(i))))*pi/180);
end
x7(1:c)=0; %la temperatura ambiente se distribuye de igual manera a como se hizo en la
base de datos
for i=1:24
```

```

x7(i)=107*sin((26.06+(128/365*(x2(i))))*pi/180)*sin((44+(92/24*(x3(i))))*pi/180);
x7(i)=(x7(i)-32)*5/9;
end
x8(1:c)=0;
x8(1:24)=1; %limitador del sol. Se supone igual para todos los ensayos para evitar que se
refleje en los resultados haciendo más difícil su análisis. Se puede modificar según se
desea
x9(1:c)=0;
x9(1:24)=1; %limitador del viento. Se supone igual para todos los ensayos para evitar que
se refleje en los resultados haciendo más difícil su análisis. Se puede modificar según
se desea
Xnuevo=[x1' x2' x3' x4' x5' x6' x7' x8' x9'];
resultado=predict(rtree,Xnuevo);
figure(2)
plot((0:23),resultado(1:24))
% hold on;
% plot((0:23),x5(1:24)*3,'r')
axis([0 23 180 300])
% hold on
% plot(x5(1:24),'g')
% plot(x4(1:24),'r')
% hold off
A=resultado(1);
error=resubLoss(rtree);
error=sqrt(error);
%str=sprintf('El costo del MWh para el dia %d, hora %d, una velocidad del viento de %f ,
carga\n%f MW y carga de la bateria %f MWh es de %f USD/MWh con un error\naproximado de %f
USD/MWh',x2(1),x3(1),x4(1),x5(1),x1(1),A,error)
%los costos totales negativos, y los costos de MWh especialmente baratos,
%es decir costo_MWh<77 (que es la generación mas económica) se explican en
%la forma en que se calculó dicho costo, pues se resta la venta, lo que en
%algunos casos llega a disminuir el precio total de suplir la energía del
%sistema a niveles menores a 1000 USD, cuando normalmente suele sobrepasar
%los 7000.El MWh se calcula sobre los costos totales y la carga que se
%alimentó y de ahí este suceso.

```

Anexo F-Código para la implementación de la micro red de Bornholm

```

%Jimeno y Botero 2015 UPB
%Despacho económico basado en árboles de decisión creados a partir de
%Machine Learning
% la herramienta de Regression Trees aquí utilizada solo está disponible a
% partir de 2014

```

```

% Para este código se supondrá la micro red de Bornholm, Dinamarca, con una demanda pico
de 63 MW que cuenta con 34 MW de diesel, una turbina de vapor de 25 MW, una turbina
% de vapor usando una mezcla de residuos de madera, carbón y petróleo
% (37MW), turbinas eólicas (29 MW) y dos turbinas de biogás de 2 MW. Para
% facilitar el análisis se asumirá la turbina de vapor de 37 MW como biomasa, y las de
% biogás se adicionarán al diesel, suponiendo un total de diesel de 36
% MW. Para suplirlo se asumirán 28 generadores iguales a los discutidos en
% el artículo.
%la turbina de vapor de 25 se asumirá como el cogenerador explicado en el
%artículo, para tal fin el costo se considerará lineal de 268.63
%dólares/MWh generando 6.75MBTU/h (1.957MWh) por cada MWh generado. Los datos de
%viento se tomarán de la isla contigua de Christianso por su
%disponibilidad. Dichos datos se encuentran en
https://pire.soe.ucsc.edu/sites/default/files/Project%20Report%20-
%20Christians%2B%2B%20Island.pdf
clear all; clc;
dias(1:3:1095)=1:365;%estas tres líneas generan un vector con los 365 días del
dias(2:3:1095)=1:365;%año para 3 años, es decir se cuenta con 3 días 1, 3 días 2
dias(3:3:1095)=1:365;%y así, de manera que los datos se relacionen con la temporada
horas(1:1095)=24*rand(1095,1); %vector con horas aleatorias de tomas de datos en un día
velviento(1:1095)=0; %vector con velocidades del viento para los días del año, se creó
con distribuciones aproximadas
viento(1:1095)=0; %inicialización del vector de potencia generada con viento, depende de
velviento
precio_compra=240; %define el precio al que se compra electricidad a la red en caso de
ser necesario
precio_venta=200; %precio de venta de energía a la red
compra(1:1095)=0; %inicialización del vector de potencia comprada a la red
costo(1:1095)=0; %inicialización del vector de costo de cada despacho
costo_MWh(1:1095)=0; %inicialización del vector de MWh
generadores_diesel(1:1095)=0; %se refiere a la cantidad de generadores funcionando a full
potencia, siempre será un numero entero
vertimiento(1:1095)=0; %inicialización del vector. Se refiere a lo que sobra de energía
renovable después de alimentar la carga
biomasa(1:1095)=0; %potencia generada con biomasa
carga(1:1095)=0; %inicialización del vector de la carga, se crea aleatoriamente con una
base y según la época y la hora
diesel(1:1095)=0; %potencia generada con diesel
cogeneracion(1:1095)=0; %
for i=1:1095 %for para el llenado de los vectores dependientes de otros factores
    carga(i)=27+rand*5; %carga base con una ligera incertidumbre
    if (horas(i)>7 && horas(i)<=12) %horas pico
        carga(i)=1.1*carga(i); %carga extra por horas pico
    end
    if (horas(i)>12 && horas(i)<=16) %horas pico
        carga(i)=1.05*carga(i); %carga extra por horas pico
    end
    if (horas(i)>16 && horas(i)<20) %horas pico
        carga(i)=1.15*carga(i); %carga extra por horas pico
    end

    if((dias(i)>304 || dias(i)<31) && (horas(i)>5 && horas(i)<21)) %días de invierno
        carga(i)=1.3*carga(i); %aumento en la carga por Calor
        if((horas(i)>5 && horas(i)<8) || (horas(i)>17 &&horas(i)<20))
            carga(i)=1.12*carga(i);
        end
    end

    if((dias(i)>181 && dias(i)<264) && (horas(i)>5 && horas(i)<21)) %días de invierno
        carga(i)=carga(i)+0.5*carga(i); %aumento en la carga por Calor
        if((horas(i)>5 && horas(i)<8) || (horas(i)>17 && horas(i)<20))
            carga(i)=carga(i)+0.15*carga(i);
        end
    end
end

```

```

end
end

for i=1:1:1095
    velviento(i)=4*rand+3.2;
    if(dias(i)>0 && dias(i)<31) %los meses de enero, noviembre y diciembre registran
mayores velocidades
        velviento(i)=velviento(i)+2;
    end
    if(dias(i)>=304 && dias(i)<=365)
        velviento(i)=velviento(i)+2;
    end
    %en general la velocidad del viento es muy estable durante todo el año

    %la velocidad promedio del viento es 5.2 m/s para la isla, y un mínimo de
    %cerca de 3.2 m/s, por lo que se supone una base constante de 3.2
    %la velocidad cambia dependiendo de la temporada según los promedios
    %publicados en el informe Christianso, Denmark. Wind-Diesel Hybrid System
    %del 23 de agosto de 2013. Se adicionan
    %números aleatorios para variar un poco los valores

    %capacidad instalada máxima de viento 29 MW
    if(velviento(i)>3.5)
        viento(i)=(velviento(i)-3.5)*29/10.5;
        %se supone que la generación crece linealmente entre las
        %velocidades de 3.5 y 14 m/s (en realidad es una curva). A partir de 14 m/s se
        %genera la potencia máxima de las turbinas. La velocidad de cut-out a la que
        %hay que dejar de generar se supone como 25 m/s (90km/h), velocidad
        %que nunca se ha alcanzado en la isla por lo cual no se tiene en
        %cuenta la restricción. En el informe no se muestra la relación entre la
velocidad
        %del viento y las horas del día.
    end
    if(velviento(i)>14)
        viento(i)=29;
    end
    biomasa(i)=37-10*rand;
    %se asume que los desechos de podas, aguas negras y basura, es
    %suficiente para mantener el generador funcionando a una buena
    %potencia. Se deja una incertidumbre.
    cogeneracion(i)=25-3*rand; %el cogenerador se hace más necesario en los días fríos
    if(dias(i)>59 && dias(i)<264)
        cogeneracion(i)=15-3*rand; %menos cogeneración en primavera y verano
    end
    if((1.727*cogeneracion(i))<(0.5*carga(i))); %este if y el siguiente quieren decir que
supondremos que la demanda de calor en la carga, y por tanto, la potencia útil de calor
del cogenerador, solo puede ser hasta la mitad de la carga
        carga_2(i)=carga(i)-1.727*cogeneracion(i); %el calor obtenido por cogeneración
puede ser restado a la carga total. Esto se hace sabiendo que el gasto aproximado de
calor no supera lo que se genera en el cogenerador
    end
    if ((1.727*cogeneracion(i))>(0.5*carga(i)));
        carga_2(i)=0.5*carga(i);
    end
    vertimiento(i)=cogeneracion(i)+viento(i)+biomasa(i)-carga(i); %energía que "sobra"
sin el diesel
    if(vertimiento(i)<0)
        vertimiento(i)=0;
    end

    diesel(i)=carga_2(i)-viento(i)-biomasa(i)-cogeneracion(i);

```

```

if(diesel(i)<0)
    diesel(i)=0;
end
if(diesel(i)>36)
    compra(i)=diesel(i)-36;
    diesel(i)=36;
end
if(diesel(i)>0)
    generadores_diesel(i)=floor(diesel(i)/1.275);
    diesel(i)=diesel(i)-1.275*generadores_diesel(i);
end
%generadores_diesel se refiere a la cantidad de generadores que se
%necesitan trabajando a full potencia, es decir que cubren potencia en
%múltiplos de 1.275MW (potencia nominal de cada generador). Estos se
%asumen a costo nominal de 402.75
%Los decimales sobrantes se le asignan a diesel y a este se le aplica la
%función de costo normal.
%en este caso el diesel se asume como el slack del sistema antes de entrar a comprar.
Debe
%suministrar la potencia que las demás fuentes no lograron cubrir.
%la función del artículo era 7+351*potencia-32*potencia^2, un generador
%a full potencia vale 402.75 USD

costo(i)=(268*cogeneracion(i))+(77*viento(i))+(99*biomasa(i))+(402.75*generadores_diesel(i))+7+(351*diesel(i))+((-32)*(diesel(i)^2))+(precio_compra*compra(i))-(vertimiento(i)*precio_venta);
%precios: cogeneración 268 USD/MWH, viento 77USD/MWh, biomasa
%99USD/MWh, generador diesel a potencia nominal 402.75USD/MWh
costo_MWh(i)=costo(i)/carga(i);
end
X = [ dias' horas' velviento']; %los vectores deben ser columna, por lo que se transponen
los que no lo son

rtree = fitrtree(X,costo_MWh)
view(rtree,'mode','graph')
plot3(viento,cogeneracion,biomasa, '.') %esta gráfica permite ver para cada caso
%cuanto se generó con viento, sol y biomasa.
grid on
title('Learning Set Bornholm, Dinamarca')
xlabel('Generación Eólica')
ylabel('Cogeneración')
zlabel('Generación con Biomasa')

%aquí ya se insertan los datos para realizar predicciones, los vectores de
%los atributos se deben crear del mismo tamaño que con los que se entrenó
%el árbol inicial, en este caso se rellenan de 0 y en la posición 1 se
%asignan valores para hacer predicciones. El vector resultado incluye la
%predicción del costo_MWh con los datos entregados para despachar.
x1(1:1095)=0;
x1(1)=300;%día del año al momento del despacho
x2(1:1095)=0;
x2(1)=12;%hora del día a despachar
x3(1:1095)=0;
x3(1)=15;%velocidad del viento esperada
Xnuevo=[x1' x2' x3'];
resultado=predict(rtree,Xnuevo);
A=resultado(1);
sprintf('El costo del MWh para el dia %d del año, hora %d y velocidad del viento de %f
m/s es de: %f',x1(1),x2(1),x3(1),A)

%los costos totales negativos, y los costos de MWh especialmente baratos,

```

%es decir costo_MWh<77 (que es la generación más económica) se explican en
%la forma en que se calculó dicho costo, pues se resta la venta, lo que en
%algunos casos llega a disminuir el precio total de suplir la energía del
%sistema a niveles menores a 7000 USD, cuando normalmente suele sobrepasar
%los 26000.El MWh se calcula sobre los costos totales y la carga que se
%alimentó y de ahí este suceso.

Anexo G – Árbol de Regresión completo para el caso de Fort Bliss

Con el término “entrada” se hace referencia a un set completo de datos, incluyendo el día, la hora, la velocidad del viento, el costo por MWh, etc.

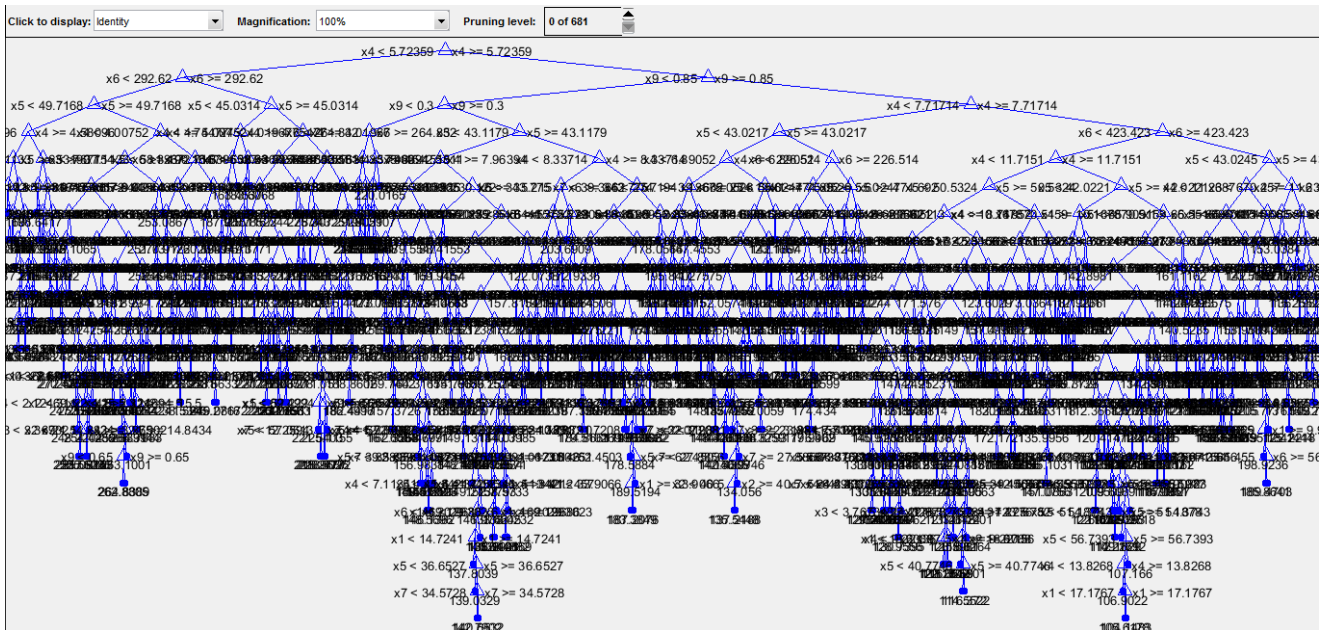


Figura G. Árbol de decisión con 681 divisiones, creado a partir de 3650 entradas

Anexo H – Evaluación del error de la predicción vs. Costos calculados

A menos de que se indique lo contrario en una de las notas o comentarios en el análisis de resultados, los datos aquí presentados se obtuvieron con un árbol creado a partir de 3650 datos, con 207 divisiones. Los errores demarcados con * poseen comentarios especiales.

Tabla H. Recopilación de los resultados de las simulaciones para el caso de Fort Bliss

| # | X1 | X2 | X3 | X4 | X5 | X6 | X7 | X8 | X9 | Resultado Calculado (USD/MWh) | Predicción (USD/MWh) | Error Esperado (USD/MWh) | Error Real (USD/MWh) | Error Real (%) |
|----|----|-----|----|-----|----|-----|------|----|----|-------------------------------|----------------------|--------------------------|----------------------|----------------|
| 1 | 20 | 195 | 12 | 18 | 48 | 800 | 30 | 1 | 1 | 159.53 | 164.650 | 4.373 | 5.120 | 3.21 |
| 2 | 20 | 195 | 12 | 18 | 48 | 800 | 30 | 0 | 1 | 108.250 | 156.26 | 4.373 | 48.01* | 44.34* |
| 2* | 20 | 195 | 12 | 18 | 48 | 800 | 30 | 0 | 1 | 108.250 | 111.828 | 2.947 | 3.578 | 3.31 |
| 3 | 60 | 20 | 12 | 8 | 54 | 450 | 5 | 1 | 1 | 165.312 | 164.650 | 4.373 | 0.662 | 0.40 |
| 4 | 20 | 360 | 12 | 10 | 55 | 360 | 7 | 1 | 1 | 139.970 | 134.697 | 4.373 | 5.270 | 3.77 |
| 5 | 80 | 360 | 12 | 10 | 55 | 360 | 7 | 1 | 1 | 123.012 | 114.405 | 4.373 | 8.607 | 7.00 |
| 6 | 50 | 100 | 22 | 6.5 | 42 | 0 | 23 | 1 | 1 | 184.731 | 172.001 | 4.373 | 12.730 | 6.89 |
| 7 | 80 | 100 | 22 | 6.5 | 42 | 0 | 23 | 1 | 1 | 170.038 | 158.486 | 4.373 | 11.552 | 6.80 |
| 8 | 40 | 288 | 12 | 20 | 47 | 660 | 29 | 1 | 1 | 155.301 | 156.262 | 4.373 | 0.961 | 0.62 |
| 9 | 40 | 288 | 12 | 20 | 47 | 660 | 29 | 1 | 0 | 202.461 | 212.255 | 4.373 | 9.794 | 4.84 |
| 10 | 40 | 10 | 19 | 5.3 | 63 | 0 | 16.4 | 1 | 1 | 241.098 | 252.145 | 4.373 | 11.047 | 4.58 |

Donde x1 es la carga de la batería al momento del despacho, x2 el día del año, x3 la hora del día, x4 la velocidad del viento, x5 la demanda esperada, x6 la irradiancia solar, x7 temperatura ambiente, x8 la limitación para transmisión de la generación solar y x9 la limitación para transmisión de la generación eólica.

El caso 2* se hizo a partir de un árbol creado en base a 18250 datos, resultando en 2913 evaluaciones (bifurcaciones). Dicho árbol se observa en la Figura H.

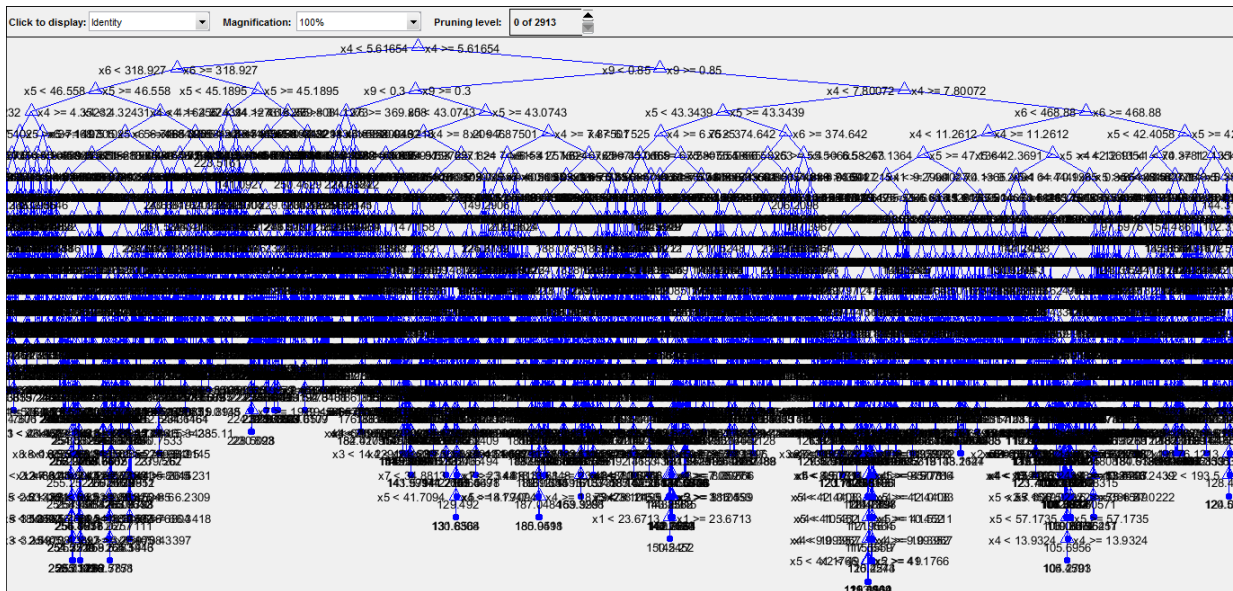


Figura H. Árbol de decisión con 2913 bifurcaciones, creado a partir de 18250 entradas

Anexo I – *Learning Sets* creados para 3650 datos y 18250

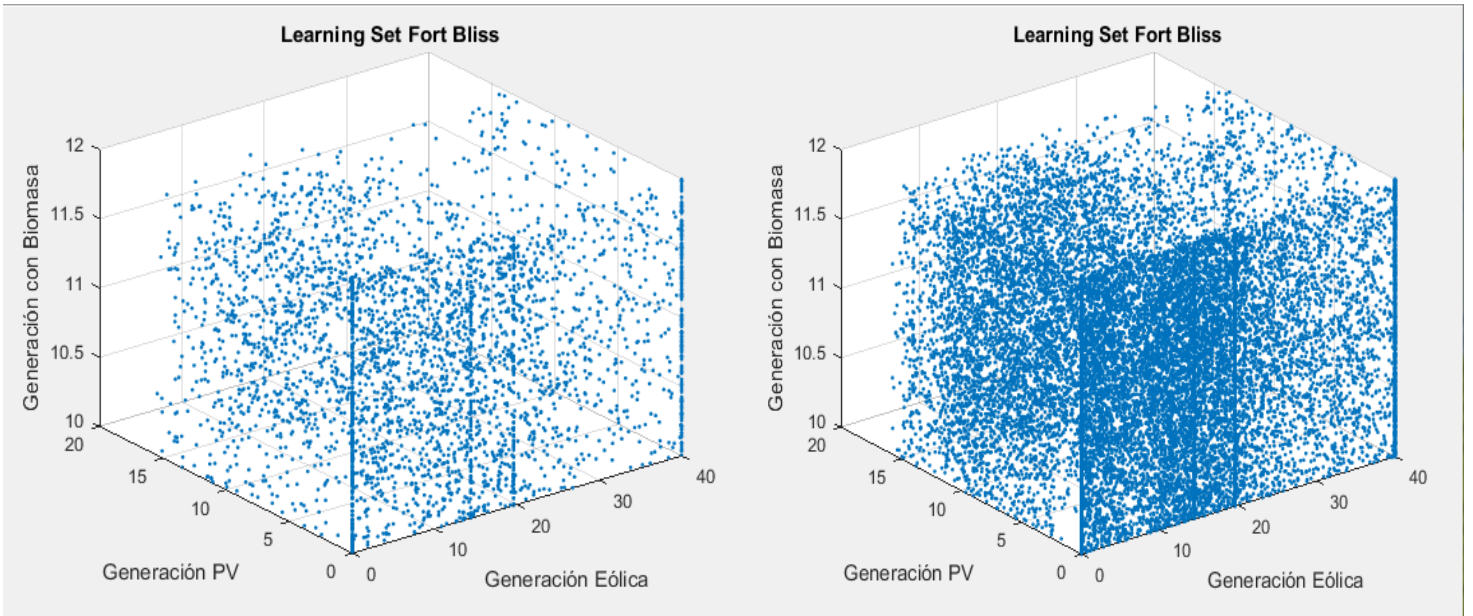


Figura I.1. *Learning Set* creado para el caso de Fort Bliss con 3650 datos

Figura I.2. *Learning Set* creado para el caso de Fort Bliss con 18250 datos