

Análisis de suficiencia energética en una refinería

Fernando Jurado y Nestor Gonzalez
Depto. de Maestría en Ingeniería eléctrica
Instituto Tecnológico Superior de Irapuato
Irapuato Gto, Mexico
fejurado@itesi.edu.mx

Abstract— This article discusses the methodology used to prepare the computer program for evaluating the reliability of the power system of the same refinery that used in the Roy Billiton Test System Case 6 nodes is presented, assessing the possible states of contingency $n-1$ consisting of simulating the loss of a network component to this methodology generation units, the characteristics of the generating units, the concepts curve necessary data input-output as well as the data necessary for the reliability of the generating units, the concept of availability and unavailability and methodologies set out for the study of optimal power flow and formulation.

Keyword— *LOLP (Loss of Load Probability)*, y *EENS (Expected Energy Not Supplied)*

Resumen— En este artículo se presenta la metodología utilizada para la elaboración del programa computacional para la evaluación de la confiabilidad del sistema eléctrico de potencia de una refinería mismo que utiliza en el caso Roy Billiton Test System de 6 nodos, evaluando los posibles estados de contingencia $n-1$ que consiste en la simulación de la pérdida de un componente de la red, para esta metodología las unidades de generación, las características de las unidades de generación, el conceptos de curva los datos necesarios de entrada-salida, así como los datos necesarios para la confiabilidad de las unidades generadoras, el concepto de disponibilidad e indisponibilidad y se enuncian las metodologías para realizar el estudio de flujos óptimos de potencia y su formulación.

Palabras claves— *LOLP (Pérdida de carga de la probabilidad)*, y *EENS (energía que se espera no suministrado)*.

I. INTRODUCCIÓN

Uno de los objetivos de la planeación de Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) es determinar el abastecimiento eléctrico de manera óptima, considerando tanto la inversión y las restricciones de operación del sistema, como los costos asociados a ella. Sin embargo, puesto que el planificador debe tratar de diseñar un sistema de bajo costo de inversión que preste un buen suministro, entendido este como un abastecimiento con una buena calidad de servicio, tanto en el ámbito técnico como en el comercial, surge aquí un conflicto. Fundamentalmente, un buen servicio está condicionado por una mayor cantidad de inversión, entonces conduce a una situación de intereses contrapuestos.

1. Se realiza una base de datos actualizados de la red de la Refinería (Motores, Generadores, Alimentadores, Nodos, Demandas y Transformadores).
2. Se obtienen los datos necesarios para obtener la curva de entrada-salida de cada generador
3. Se obtienen los datos para la evaluación de disponibilidad e indisponibilidad de los generadores.
4. Se ingresan los datos a un archivo .m en el software.
5. Se realiza la corrida del programa computacional en el software para obtener los índices de suficiencia de generación y flujos óptimos de potencia.

Características de las unidades de generación eléctrica

Dentro de los estudios que se realizan en un (SEP) están incluidos como parte importante el estudio de Flujos Óptimos de Potencia (FOP), haciendo indispensable el completo conocimiento de las partes que lo forman, principalmente el generador, el cual cuenta con curvas que definen su operación, para determinar la forma más óptima de operarlo y satisfacer las necesidades y requerimientos del propio sistema y el caso óptimo de los recursos energéticos.

En el análisis de los problemas asociados con la planeación de operación de los sistemas de potencia, hay muchos parámetros de interés. Fundamental para el problema del costo de operación es la curva de entrada-salida de una unidad térmica de generación de energía.

Las unidades de generación cuentan con tres curvas características: 1) Entrada-salida, 2) Consumo Especifico, 3) Costo incrementado. [1]

Una de las curvas que describen el comportamiento de la turbina generador es la de Entrada-salida y representa la cantidad de combustible o el costo del combustible que la unidad (Turbina generador) consume por hora para la potencia a la que está generando la unidad, y por lo general está representada por un polinomio de segundo orden.

$$q(g) = a + bg + cg^2 \tag{1}$$

Dónde:

- $q(g)$ Función de consumo (\$ / Hr)
- a Coeficiente del término independiente del modelo entrada-salida (\$ / Hr)
- b Coeficiente del término lineal del modelo entrado –salida (\$ / Mw hr)
- c Coeficiente del término cuadrático del modelo entrada-salida (\$ / Mw² hr)
- g Nivel de generación (Mw)

Datos de confiabilidad de las Unidades Generadoras

El parámetro unidad generadora básico utilizado en la evaluación de la capacidad estática es la probabilidad de encontrar la unidad de interrupción forzada en algún tiempo lejano en el futuro.

Esta probabilidad se define en ingeniería de sistemas como la unidad de indisponibilidad, e históricamente en aplicaciones de SEP que se conoce como la *tasa de salida de la unidad forzada* (FOR). [2] No es un término de confiabilidad moderna ya que es el cociente de dos valores de tiempo.

$$Indisponibilidad(FOR) = U = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = \frac{r}{m + r} = \frac{r}{T} = \frac{f}{u} = \frac{\sum[tiempo.fuera]}{\sum[tiempo.fuera] + \sum[tiempo.dentro]} \tag{2}$$

$$Disponibilidad = A = \frac{\mu}{\lambda + \mu} = \frac{m}{m + r} = \frac{m}{T} = \frac{f}{\lambda}$$

$$= \frac{\sum[tiempo.dentro]}{\sum[tiempo.fuera] + \sum[tiempo.dentro]} \tag{3}$$

u = Tasa de reparación esperada

m = Tiempo promedio de falla = $MTTF = 1/\lambda$

r = Tiempo promedio de reparación = $MTTR = 1/\mu$

$m + r$ = Tiempo promedio entre fallas = $MTBF = 1/f$

f = Frecuencia de ciclo = $1/T$

T = Tiempo de ciclo = $1/f$

Los conceptos de disponibilidad y de indisponibilidad como se ilustra en las Ecuaciones 2, 3 están asociados con el modelo de dos estados simple cuando la unidad generadora está dentro y cuando la unidad esta fuera.

En el caso de los equipos de generación con ciclos de funcionamiento relativamente largos, la indisponibilidad (FOR) es un estimador adecuado de la probabilidad de que la unidad bajo condiciones similares no estará disponible para el servicio en el futuro.

Flujos Óptimos de Potencia

Un estudio de flujos óptimos de potencia (FOP) es utilizado ampliamente en la industria eléctrica para diferentes aplicaciones, que van desde estudios de planeación hasta operación de los sistemas. El principal objetivo de un FOP es optimizar las condiciones de operación en estado estacionario de un SEP. Un FOP ajusta las cantidades controlables para optimizar una función objetivo mientras satisface un conjunto de restricciones operativas. El problema de FPO fue introducido por Carpentier en 1962 [3]. Dada la característica no lineal y la importancia de este problema para la explotación económica de los sistemas, el FOP ha sido objeto de estudio durante décadas. Un FOP debe resolver de manera que todo el conjunto de restricciones de energía está presentes y satisfechas en la solución. El FOP es un problema de programación matemática bastante complejo, para el cual se han desarrollado sofisticados algoritmos de solución dentro de los cuales se encuentran:

- Métodos de programación lineal [3], Método del Gradiente [4], Método de Newton [5], Métodos de Puntos Interiores [6], [7], Métodos Híbridos, entre otros.

Formulación del problema

El principal interés del estudio de FOP es el de operar la red eléctrica con la mayor seguridad y al más bajo costo posible. En este caso el objetivo es el de minimizar el costo de producción de energía en el sistema eléctrico además de satisfacer el grupo de restricciones no lineales de igualdad y desigualdad dadas por el sistema.

$$\min f(x) \tag{4}$$

$$g(x) = 0 \tag{5}$$

$$h(x) \leq 0 \tag{6}$$

$$x_{min} \leq x \leq x_{max} \tag{7}$$

La optimización del vector X para el problema de FOP consiste en la $n_b \times 1$ vectores de tensión, ángulos y magnitudes V_m y la $n_g \times 1$ vectores del generador, inyecciones de potencia activa y reactiva P_g y Q_g .

$$x = \begin{bmatrix} \theta \\ V_m \\ P_g \\ Q_g \end{bmatrix} \tag{8}$$

La función objetivo de la ecuación 3. Es simplemente una suma del costo del polinomio individual de la función f_p^i y f_Q^i inyecciones de potencia real y reactiva, respectivamente, para cada uno de los generadores.

$$\sum_{i=1}^{n_g} f_p^i(p_g^i) + f_Q^i(q_g^i) \tag{9}$$

Las restricciones de igualdad en las ecuaciones 5, son simplemente el conjunto completo de $2 \cdot n_b$ no lineal real y ecuaciones de balance de potencia reactiva. En la ecuación. 10 y. 11. Las restricciones de desigualdad, consisten en dos conjuntos de n_l límites de flujo en las líneas como funciones no lineales del nodo, ángulos y magnitudes de voltaje, uno como inicio y otro como final de cada rama:

$$gP(\theta, V_m, P_g) = P_{bus}(\theta, V_m) + P_d - C_g P_g = 0 \tag{10}$$

$$gQ(\theta, V_m, Q_g) = Q_{bus}(\theta, V_m) + Q_d - C_g Q_g = 0 \tag{11}$$

$$h_f(\theta, V_m) = |F_f(\theta, V_m)| - F_{max} \leq 0 \tag{12}$$

$$h_t(\theta, V_m) = |F_t(\theta, V_m)| - F_{max} \leq 0 \tag{13}$$

Los flujos son típicamente flujos de potencia aparentes expresados en MVA, pero pueden ser potencia real o flujos de corriente, obteniéndose los siguientes tres formas posibles para las restricciones de flujo:

$$F_f(\theta, V_m) = \begin{cases} S_f(\theta, V_m) & \text{potencia aparente} \\ P_f(\theta, V_m) & \text{potencia real} \\ I_f(\theta, V_m) & \text{corriente} \end{cases} \tag{14}$$

Los límites de las variables en la ecuación. 7. incluyen las restricciones de igualdad en cualquier nodo ángulo de referencia y límites superior e inferior en todas las magnitudes de tensión del nodo e inyecciones de potencia activa y reactiva del generador:

$$\theta_i^{ref} \leq \theta_i \leq \theta_i^{ref}, i \in L^{ref} \tag{15}$$

$$V_m^{i,min} \leq V_m^i \leq V_m^{i,max}, i = 1 \dots n_g \tag{16}$$

$$P_g^{i,min} \leq P_g^i \leq P_g^{i,max} i = 1 \dots n_g \tag{17}$$

$$q_g^{i,min} \leq q_g^i \leq q_g^{i,max} i = 1 \dots n_g \tag{18}$$

Índices de confiabilidad

La confiabilidad de un sistema eléctrico de potencia se expresa mediante índices, los cuales cuantifican la calidad del suministro de energía eléctrica. Deben ser consistentes y sensibles para distinguir varias situaciones alternativas y expresarle al operador o planificador del sistema, lo que necesita saber del mismo: apoyo a la operación del sistema, análisis de la operación ya ejecutada, justificar nuevas inversiones, comparar alternativas de expansión, informar a terceros qué tan confiable es el sistema, así como evaluar razón costo/beneficio, entre otros aspectos.

Algunos de los índices más utilizados en la planificación de la generación son los siguientes:

Probabilidad de pérdida de carga (LOLP). Es un número promedio de los días en los cuales el pico de carga diario se espera que exceda la capacidad de generación disponible; es decir, indica el número esperado de días en los cuales una pérdida de carga o deficiencia ocurrirán, causada por una pérdida de generación o enlaces. Además, este índice tiene un estándar el cual permite saber si el índice calculado es apropiado para el sistema o si no lo es.

A este índice se le denomina “1 día en X años”, donde X representa la cantidad de años en la planeación, por ejemplo, 1 día en 10 años ó 1 día en 20 años. Hay que entender que “1 día en 10 años” no significa que hay una esperanza de 24 horas de interrupción en 10 años, sino más bien, indica que hay 1 en 10 posibilidades que durante el año habrá una interrupción durante uno de los 365 días, [8]

El LOLP puede ser calculado a partir de:

$$LOLP_k = \sum_{j=1}^{NTE} [P(B_j)(Pg_j + Pl_j - Pl_jPg_j)] \tag{19}$$

donde NTE es el número total de elementos en el sistema, $P(B_j)$ representa las condiciones de interrupción en la red eléctrica (incluyendo cero interrupciones), Pg_j es la probabilidad de la salida de generación excediendo la capacidad de reserva, y Pl_j es la probabilidad de carga en el nodo k sea mayor a la carga máxima que puede ser entregada en el nodo sin falla el elemento j, es decir:

$$Pl_j = \left(\frac{Demanda Pico - (Total Generación - Generación fuera)}{Demanda Pico - Demanda Minima} \right) \tag{20}$$

Energía No Suministrada (ENS). Es la cantidad de energía que no es suministrada a los consumidores y se presenta por:

$$ENS_i^j = d_j \sum_{i=1}^{NB_i^j} CC_{pi}^j \quad (21)$$

Donde d_j es la duración media de la falla ocurrida en la contingencia, NB es el número total de nodos en el sistema, CC_p es la sumatoria de los cortes de carga en MW causado por la contingencia j en el nodo i .

Energía esperada no suministrada (EENS), es el valor esperado de la ENS calculado a partir de las probabilidades de todos los estados del sistema.

$$EENS = \sum_{j=1}^{NTE} D_j \times p_j \times ENS_i^j \left(\frac{MWh}{Año} \right) \quad (22)$$

Los índices de confiabilidad mencionados LOLP y EENS, son los que se determinaron para esta investigación.

Selección de los estados

La técnica de enumeración de estados determina todos los estados posibles del sistema lo cual se complica porque el estado factible depende exponencialmente tanto del número de componentes presentes como la cantidad de estados posibles para cada uno de ellos. El uso de ciertos modelos depende de la configuración del sistema o en la necesidad de reconocer ciertas condiciones del sistema, así como ciertos factores de análisis. [9]

El interés de esta investigación es analizar el comportamiento del sistema eléctrico al presentarse los posibles estados de contingencia $n-1$, así como conocer los índices de confiabilidad LOLP (Loss Of Load Probability) Probabilidad de Pérdida de Carga y EENS (Expected Energy Not Supplied) Valor Esperado de Energía no Suministrada, tomando esto en cuenta obtener que se evalúen 6 estados por el número de unidades, donde el primer estado a evaluar será la unidad 1 estando fuera, de igual modo las demás unidades.

Descripción del programa

A partir de lo anterior se implementa una herramienta computacional con un software, este programa consta básicamente de siete rutinas principales, que manejan a su vez el paquete de software.

1. La primera rutina identificar el número de generadores obteniendo una matriz de estados tomando como "1" en operación y "0" obteniendo cada estado del sistema y consecuentemente realiza el análisis de los nodos, líneas de transmisión y la disponibilidad e indisponibilidad de las unidades.
2. La segunda rutina consiste en efectuar flujos óptimos de potencia de las unidades de generación teniendo como función minimizar costos de operación de acuerdo a las características del sistema eléctrico, almacenando los datos del comportamiento del sistema como lo son la generación, los precios nodales, precios de operación del sistema, en el primer estado de contingencia $n-1$ que corresponde a que el generador 1 este fuera de operación.
3. La tercera rutina evalúa las condiciones del sistema para el despacho de las cargas en los nodos, para obtener la energía suministrada y consecuentemente la energía no suministrada en los nodos.
4. La cuarta rutina evalúa de acuerdo a los estados de contingencia $n-1$ y la disponibilidad e indisponibilidad de las unidades la probabilidad de que cada uno de los estados suceda.

5. La quinta rutina evalúa con las probabilidades de que los estados donde existe energía no suministrada sucedan, y calcula el índice de confiabilidad LOLP probabilidad de perdida de carga.
6. La sexta rutina evalúa con las probabilidades de que los estados donde existe energía no suministrada sucedan, y calcula el índice de confiabilidad EENS energía esperada no suministrada.
7. La séptima rutina hace un análisis del comportamiento del sistema en los estados de contingencia n-1 como lo es generación, precios nodales, precios de operación, ENS energía no suministrada, LOLP probabilidad de perdida de carga y EENS energía esperada no suministrada.

Suficiencia de generación en una Refinería

El sistema eléctrico de potencia de la refinería es un sistema compuesto generación / distribución, con un sistema eléctrico de distribución con secundario selectivo y transferencia manual / automática, la refinería cuenta con su propio sistema de generación eléctrica. El sistema está integrado por dos unidades generadoras de 26MW y tres unidades generadoras de diferente capacidad de 12, 20 y 18 MW capacidad real de acuerdo a reportes de generación, las cinco unidades generadoras son térmicas, cuenta con una capacidad instalada de 102 MW, adicionalmente se tiene una acometida de respaldo de 30 MVA de la red pública de comisión federal de electricidad (CFE), conectada a una subestación eléctrica de enlace con tres transformadores, la demanda de carga de la refinería es del orden de 76 MW, en horas pico y con las plantas de proceso operando, ya que en la industria de refinación del petróleo los procesos sufren interrupciones externas como también propias de las plantas, y esto requiere disminuir la generación, para el caso de estudio se considera una demanda constante y se toma la demanda pico para el análisis de suficiencia de generación, la distribución de energía se efectúa a través de seis tableros de distribución de 13.8 KV nodo 4, 5, 6, 7, 8 y 9. Para el caso de estudio del sistema se tomaran 43 nodos, 34 de las cuales poseen cargas conectadas. El sistema eléctrico simplificado se muestra en la Figura 1 y 2.

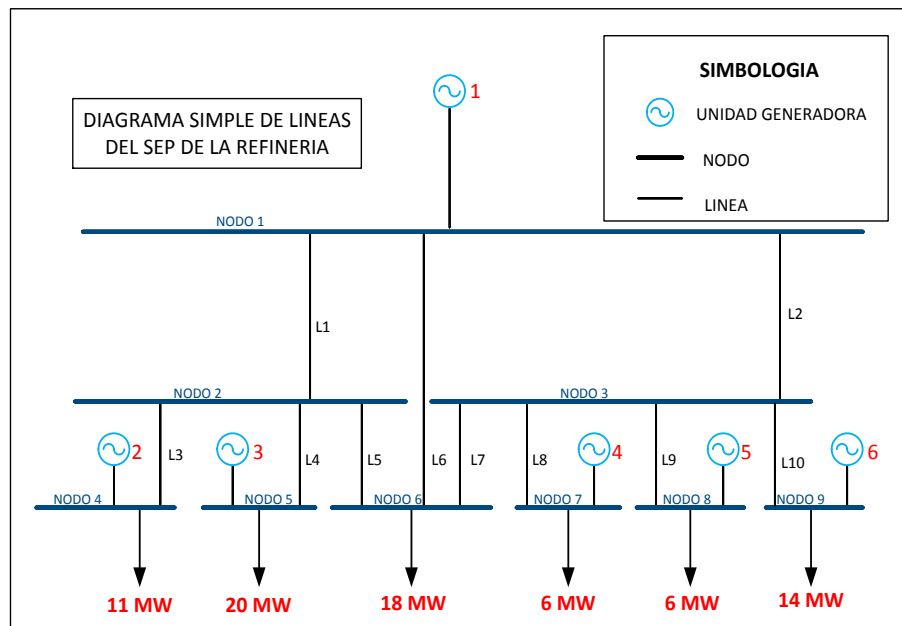


Fig. 1. Diagrama actual simple de la generación del SEP y demandas de la Refinería.

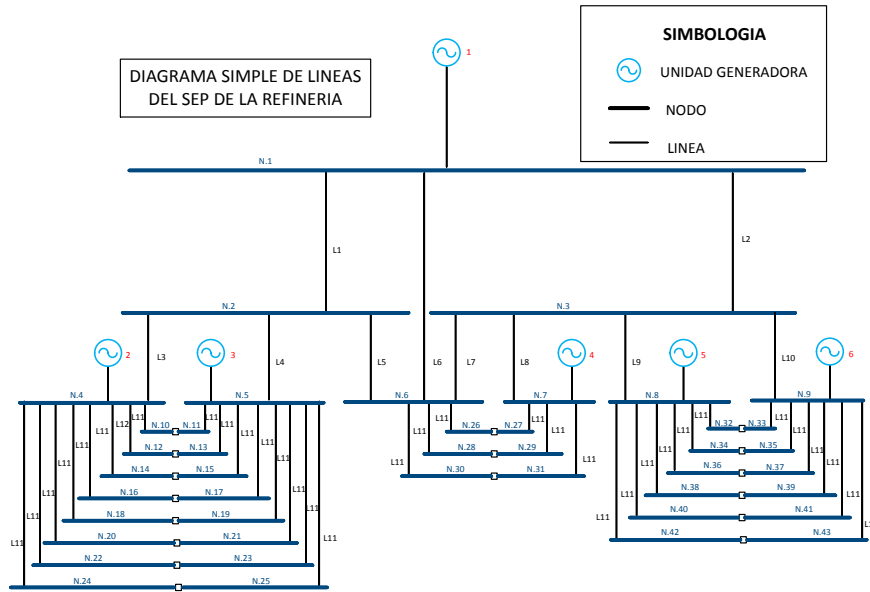


Fig. 2. Diagrama actual simplificado de las líneas SEP de la refinería.

Para la aplicación de la herramienta computacional en el sistema de la Refinería en cada nodo con respecto a la demanda total del sistema se mantiene constante

Asimismo, se supone que la generación se mantiene constante a lo largo del año, es decir, cuando se encuentran en operación, las unidades generadoras pueden ser despachadas sin restricciones a su máxima capacidad.

Para el análisis de la suficiencia de generación del sistema de la Refinería, se realizó una herramienta computacional que permite mediante un análisis obtener los índices de confiabilidad LOLP y EENS en el estado *n-1* simulando la pérdida de cada uno de los generadores.

Datos del sistema la Refinería

Los datos mostrados a continuación son los resultados de la metodología previamente mencionada, la base de datos se tomó del reporte de los operadores de la planta de generación llamada fuerza norte, que son correspondientes al año 2014, la refinería depende de la generación propia las unidades deben operar las 8760 horas del año, de esta base de datos se obtienen los datos de la Tabla 1.

Tabla I. Datos de confiabilidad de las unidades generadoras.

Tamaño de la unidad (mw)	Tipo	Número de unidades	Tasa de salida forzada	Mtff (hrs)	Tasa de falla por año	Mttr (hrs)	Tasa de reparación por año	Mantenimiento programado por año
30	Térmica	1	0.0005	8755	1	5	1752	1
26	Térmica	1	0.0020	8742	2	18	486.66	1
26	Térmica	1	0.2265	6775	3	1985	4.41	1
12	Térmica	1	0.1501	7445	4	1315	6.66	1
20	Hídrica	1	0.0037	8727	3	33	265.45	1
18	Térmica	1	0.2977	6152	9	2608	3.35	1

Donde se observar que la unidad 6 tiene el valor de indisponibilidad mayor, la indisponibilidad menor le corresponde a la unidad de CFE, también se observa que las unidades 2 y 3, son las que puede aportar más generación en el sistema, con una capacidad de 26MW que representa el 25.5% cada una entre las dos representan el 56% de la generación total disponible, la unidad generadora con capacidad de generación más baja es la unidad 3 con 12MW, la unidad de CFE tiene una capacidad de 30MVA, para el caso de estudio se asigna un precio de operación alto para esta unidad, con el objetivo de que esta unidad sea la última opción para despachar la demanda y no depender de generación del sistema de energía nacional (SNE). La tasa de salida forzada o la indisponibilidad de la unidad más alta es de 0.29 que corresponde a la unidad 6, la unidad que tiene la tasa de salida forzada menor es la 1 que corresponda a la de CFE.

En la Tabla 2 se presentan los datos de los costos de las unidades generadoras, de acuerdo a los datos del reporte diario de la generación eléctrica en la refinería se toman los valores de la tasa de capacidad calorífica Heat-Rate (*BTU/kwhr*) para calcular la curva entrada-salida y obtener el coeficiente del termino lineal (*\$/Mwhr*).

La unidad dos es la que tiene el precio más alto de la generación propia del sistema eléctrico de la refinería, siguiéndole la unidad 6, por ultimo las unidades más baratas que son las unidades 3, 4 y 5. A la unidad de CFE se le asigna el precio más alto.

Tabla II. Datos de confiabilidad de las unidades generadoras

Tamaño de la unidad (MW)	Tipo	No. De unidades	Tasa de salida forzada	Coeficientes curva entrada-salida		
				a (\$/Hr)	b (\$/Mwhr)	c (\$/Mw ² hr)
30	Térmica	1	0.0005	0.5109	1000	62
26	Térmica	1	0.0020	0.0083	10.0041	0.1758
26	Térmica	1	0.2265	0.0004	1.0200	0.0055
12	Térmica	1	0.1501	0.0004	1.1913	0.0213
20	Hídrica	1	0.0037	0.0004	1.1299	0.0121
18	Térmica	1	0.2977	3.5520	3.05595	0.0034

En la Tabla 3 se presentan los datos de las demandas y el nodo en las que se encuentran, donde la demanda más alta es de 11.5 MW que representa el 15.13% de la demanda total del sistema ubicada en el nodo 30, posteriormente la demanda siguiente más alta es de 6.01 MW que representa el 7.9% de la demanda total del sistema ubicada en el nodo 2 y la carga más pequeña es de 0.61MW ubicada en el nodo 16 que representan el 0.81%.

Tabla III. Datos de la demanda

BUS	DEMANDA (MW)	% DE LA DEMANDA DEL SISTEMA EN EL SEP
10	0.82	1.07
11	1.50	1.98
12	0.82	1.07
13	1.50	1.98
14	1.02	1.34
15	1.88	2.47
16	0.61	0.81
17	1.13	1.48
18	1.22	1.61
19	2.26	2.97
20	0.82	1.07
21	1.50	1.98
22	3.26	4.29
23	6.02	7.92
24	2.45	3.22
25	4.51	5.94
26	2.30	3.03
27	0.77	1.01
28	4.60	6.05
29	1.53	2.02
30	11.50	15.13
31	3.84	5.05
32	1.11	1.46
33	2.56	3.37
34	0.55	0.73
35	1.28	1.69
36	1.11	1.46
37	2.56	3.37
38	1.11	1.46
39	2.56	3.37
40	1.11	1.46
41	2.56	3.37
42	1.11	1.46
43	2.56	3.37
TOTAL	76.00	100.0

En la Tabla 4 se presenta las características de las líneas de transmisión, el sistema cuenta con 44 líneas de transmisión. Se muestran los datos de las líneas (R) resistencia, (X) reactancia y ($B/2$) capacitancia.

Tabla 4 Datos de las líneas de transmisión

LINEA	DE	PARA	R	X	B/2	MW
1	1	2	0.0666	0.1089	0	30
2	1	3	0.0666	0.1089	0	30
3	2	4	0.0666	0.1089	0	30
4	2	5	0.0666	0.1299	0	30
5	2	6	0.0666	0.1089	0	30
6	1	6	0.4014	8.8309	0	30
7	3	6	0.0666	0.1089	0	30
8	3	7	0.0932	0.1152	0	30
9	3	8	0.0666	0.1089	0	30
10	3	9	0.0666	0.1299	0	30
11	4	10	0.0932	0.1152	0	5
12	4	12	0.1795	0.1247	0	5
13	4	14	0.123	0.123	0	6.25
14	4	16	0.123	0.1476	0	3.75
15	4	18	0.0932	0.1381	0	7.5
16	4	20	0.0119	0.1008	0	5
17	4	22	0.0119	0.1008	0	20
18	4	24	0.123	0.123	0	15
19	5	11	0.0932	0.1152	0	5
20	5	13	0.1795	0.1247	0	5
21	5	15	0.123	0.123	0	6.25
22	5	17	0.123	0.1476	0	3.75
23	5	19	0.0932	0.1381	0	7.5
24	5	21	0.0932	0.1381	0	5
25	5	23	0.0932	0.1381	0	20
26	5	25	0.123	0.123	0	15
27	6	26	0.0932	0.1381	0	5
28	6	28	0.0932	0.1381	0	10
29	6	30	0.0932	0.1381	0	25
30	7	27	0.0932	0.1381	0	5
31	7	29	0.0932	0.1381	0	10
32	7	31	0.0932	0.1381	0	25
33	8	32	0.0932	0.1381	0	7.5
34	8	34	0.3346	0.1654	0	3.75
35	8	36	0.0932	0.1381	0	7.5
36	8	38	0.0932	0.1381	0	7.5
37	8	40	0.0932	0.1381	0	7.5
38	8	42	0.0932	0.1381	0	7.5
39	9	33	0.0932	0.1381	0	7.5
40	9	35	0.3346	0.1654	0	3.75
41	9	37	0.0932	0.1381	0	7.5
42	9	39	0.0932	0.1381	0	7.5
43	9	41	0.0932	0.1381	0	7.5
44	9	43	0.0932	0.1381	0	7.5

II. CONCLUSIONES

Con este análisis de suficiencia de generación en la refinera es posible conocer el comportamiento que tiene el sistema en cada estado de contingencia posible, de este modo el técnico de la planeación realice la programación de los trabajos para evitar que por cuestiones propias a las del sistema ocurran

los estados de contingencia, como punto clave es el que la unidad 3 debe estar en condiciones óptimas de operación, se debe realizar trabajos de mantenimiento o realizar una inversión para el cambio de la unidad 6 las líneas de distribución 25 y 26 presentan pérdida provocando una energía no suministrada en los nodos 23 y 25, las cargas de estos nodos son las más grandes en el sistema eléctrico, se debe realizar un programa de mantenimiento para evaluar el estado de estos nodos, al quedar fuera las unidades de capacidad 26 MW, las unidades restantes tiene que operar a su máxima capacidad para poder despachar la demanda lo cual el sistema se encontraría al límite de su generación, por lo cual la unidad de CFE despacharía la energía no suministrada.

Así proponer la integración de un sistema de generación distribuida la cual entre a operar cuando se presente un estado de contingencia $n-1$. El programa nos muestra los resultados para cada uno de los escenarios $n-1$, donde podemos analizar la generación, los precios nodales, los costos de operación, la energía suministrada en los nodos y la energía no suministrada ENS, LOLP y EENS para realizar una buena planeación de operación del sistema.

REFERENCIAS

- [1] Allen J. Wood, Bruce F. Wollenberg. "Power Generation Operation and Control" Seginada ediscion a Wiley-Interscience Publication John Wiley & Sons, inc. 1996 pag. 9
- [2] Roy Billinton, Ronald N. Allan "Reliability Evaluation of Power Systems" A Division of Plenum Publishing Corporation, New York, 1996 Pag. 42
- [3] Alsac J. O. and Paris B. M. "Further Developments in LP-Based Optimal Power Flow". IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 5, No. 3, pp. 697-711, August 1990.
- [4] Dommel H. W. and Tinney W. F. "Optimal Power Flow Solutions". IEEE Transactions on Apparatus and Systems, Vol. PAS-87, pp. 1866-1876, October 1968.
- [5] Sun D. I., Ashley B., Brewer B., Hughes A. and Tinney W. F. "Optimal Power Flow by Newton Approach," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-103, pp. 2864-2880, October 1984.
- [6] Xie K. and Song Y. H. "Dynamic Optimal Power Flow by Interior Point Methods" IEEE Proceedings Generation, Transmission, Distribution, Vol. 148 No. 1, Jan. 2001.
- [7] Torres G. L. and Quintana V. H. "An Interior Point Method for Nonlinear Optimal Power Flow Using Voltage Rectangular Coordinates," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 13, No. 4, pp. 1211-1218, November 1998.
- [8] R. Billiton, L. Gan "Wind Power Modeling and Application in Generating Adequacy Assessment, University of Saskatchewan Saskatoon, Canada, Edmonton Power Edmonton, Canada. 1993 IEEE.
- [9] Maria Cristina Álvarez, Alicia Wilson, Enzo Coppes "Análisis de Herramientas para el Estudio de la Confiabilidad de un Sistema Eléctrico de Potencia" Instituto de Ingeniería Eléctrica Facultad de Ingeniería Universidad de la República Oriental del Uruguay Montevideo, 2 de abril de 2002.