



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

REDUCCIÓN DE COSTOS EN FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE COMPLEMENTO DE GENERACIÓN PROPIA PARA GRAN USUARIO

Marvin Waldemar Abrego Carías

Asesorado por el Ing. Oscar Enríque López Arriaga

Guatemala, marzo de 2006

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**REDUCCIÓN DE COSTOS EN FACTURACIÓN DE
ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE COMPLEMENTO DE
GENERACIÓN PROPIA PARA GRAN USUARIO**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

MARVIN WALDEMAR ABREGO CARÍAS

ASESORADO POR EL ING. OSCAR ENRIQUE ARRIAGA LÓPEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, MARZO DE 2006

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	
VOCAL II	Lic. Amahán Sánchez Álvarez
VOCAL III	Ing. Julio David Galicia Celada
VOCAL IV	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	Br. Elisa Yazminda Vides Leiva
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Fernando Waldemar De León Contreras
EXAMINADOR	Ing. Otto Fernando Andrino González
EXAMINADOR	Ing. Saul Cabezas Durán
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

REDUCCIÓN DE COSTOS EN FACTURACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE COMPLEMENTO DE GENERACIÓN PROPIA PARA GRAN USUARIO,

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 8 de marzo de 2005.

Marvin Waldemar Abrego Carías

DEDICATORIA A:

DIOS NUESTRO SEÑOR

A Él sea la honra, el honor, el poder y la gloria. Cielos y tierra, árboles, océano, piedras y todo cuanto existe, *alabad* al Señor.

AGRADECIMIENTOS A:

**DIOS
NUESTRO SEÑOR**

Por haberme dado el Don de la Vida y entregarme una excelente familia para convivir. Por haberme llamado de una manera tan especial, por darse a conocer con migo. Por su infinito amor y misericordia. Por su ejemplo de vida y amor. Y a mi Madre, Santa María, por acercarme cada día más a Dios y por interceder por mí ante Él, de la misma manera como lo hace mi madre ante mi padre en la tierra.

**MI
PADRE**

Don Esteban Abrego Temú, por su apoyo, en todo sentido, por ser un padre responsable y un excelente amigo, por su comprensión, sus sabios consejos, sus palabras de aliento, su incondicionalidad, respeto, ejemplo y especialmente por su entrega y sacrificio por brindarme lo mejor a mi y a mis hermanos. Que Dios te lo pague.

**MI
MADRE**

Doña Adela Carías Boteo de Abrego, por su entrega total al cuidado de mi persona y de mis hermanos. Por su sacrificio, sus cuidados, por su comprensión y apoyo, por dar la cara por nosotros en las dificultades y, especialmente, por su sencillez y belleza. Que Dios te lo pague.

**MIS
HERMANOS Y
HERMANAS**

Blanca Aracely, Brenda Verónica, Israel, y Abner Alberto por sus palabras de aliento, por su compañía, por su paciencia en los momentos difíciles, por sus consejos, por su amor.

**MIS TÍOS Y
PRIMOS**

Tía María, Tío Rolando, a mis primos Angelita y Hugo por su apoyo, por su compañía, por sus consejos, y por su amor.

MIS AMIGOS

Don Erbé Solé, Angel Valdéz y Darwin Coronado, por aconsejarme y guiarme en el camino de la Verdad y el bien. A Henry Rojas “Pichi”, por su apoyo y amistad incondicional, a mis amigos de la Colonia donde vivo y a mis amigos compañeros de estudios. A Doña Amparo Hernández por sus sabios consejos y su amistad. A Randy y a Daniel por su amistad.

MI ASESOR

Ing. Oscar Arriaga, por sus sabios consejos y enseñanzas en la vida y por su valiosa ayuda en el desarrollo de este trabajo de graduación.

INGENIERO

Y amigo, Carlos Fernando Rodas, por su apoyo constante y en especial por su valioso aporte al presente trabajo de graduación. Por la calidad a su persona e indiscutible capacidad en el ramo de la ingeniería eléctrica.

**TODAS LAS
PERSONAS**

Que con su buena voluntad, conocimientos, con su paciencia y tiempo dedicado hacia mi persona contribuyeron en el desarrollo del presente trabajo.

OPUS DEI

Camino de santificación en el trabajo profesional y en los deberes ordinarios del cristiano. Especialmente, A San Josemaría Escribá de Balaguer, por su ejemplo de obediencia a Dios y su trabajo incansable y sus enseñanzas del encuentro cotidiano con Dios en la oración y el trabajo bien hecho.

KINAL

Centro de Estudios donde forjé la base de mi formación académica y donde conocí a Dios y descubrí sentido de mi vida.

LA USAC

Por haber sido mi casa de estudios durante la etapa de mi formación profesional.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	VII
LISTA DE SÍMBOLOS	XI
RESUMEN	XIII
OBJETIVOS	XV
INTRODUCCIÓN	XVII
1. ANÁLISIS Y COSTOS DE GENERACIÓN INTERNA	
1.1 Monitoreo de consumo de cargas en la Industria	3
1.1.1 Monitoreo de cargas para la acometida con potencia contratada de 700 KW	3
1.1.2 Máxima demanda de potencia registrada en el mes de septiembre	3
1.1.2.1 Cálculo de la potencia máxima registrada y demandada	7
1.1.3 Comportamiento del consumo de carga con potencia Contratada de 700 KW	12
1.1.4 Demanda de Potencia Promedio por día laborado	20
1.1.4.1 Determinación de la demanda de potencia promedio total de 7:00 a 22:00 horas, de 10:30 a 17:30 horas y de 7:00 a 15:30 horas	23
1.2 Determinación de posibles horarios de generación Opción A, Opción B y Opción C de generación	24
1.3 Costos por combustible en generación de Energía Eléctrica en la Industria KWH	25

1.4 Costos por mantenimiento de generadores eléctricos de emergencia - <i>Stand By</i> - y de uso Prime o continuo	28
1.4.1 Costo por mantenimiento mensual de uso Prime Opción A	29
1.4.2 Costo por mantenimiento mensual de uso Prime Opción B	30
1.4.3 Costo por mantenimiento mensual de uso prime opción C	30
1.5 Estimación del Costo total por energía generada	31
1.5.1 Determinación del costo del KWH de energía generado	31
1.5.1.1 Kilovatios hora a generar en el mes Opción A, Opción B y Opción C	32
1.5.1.2 Depreciación	36
1.5.1.3 Costo del Kilovatio generado Opción A	36
1.5.1.4 Costo del Kilovatio generado Opción B	38
1.5.1.5 Costo del Kilovatio generado Opción C	40
1.5.1.6 Determinación del costo del KWH con un generador de 600 KW, 750 KVA, 60 Hertz, 1200 RPM y 480 voltios	41
1.5.1.7 Costo de generación con generador de 725 KW Prime, 480 V	45

2. ANÁLISIS DE TARIFAS Y COSTOS POR ENERGÍA ELÉCTRICA DE EMPRESA SUMINISTRADORA

2.1 Evaluación del pliego tarifario en CNEE	49
2.1.1 Tipos de Usuarios	49

2.1.2 Definición de cargos aplicables en facturación de usuario regulado	53
2.1.3 Niveles de Tensión	54
2.1.4 Definición de tarifas para usuarios regulados	54
2.1.5 Estructura de facturación para usuarios regulados	56
2.1.5.1 Ajustes sobre los precios base	57
2.1.5.2 Pliego tarifario base	60
2.2 Estudio de Bandas A, B y C de cobro de la Empresa Suministradora	68
2.3 Análisis de sistema de facturación de empresa suministradora	71
2.3.1 Potencia contratada, demanda máxima, multiplicador y ajustes	74
2.3.2 Factor de carga mínimo y factor de potencia nominal	77
2.3.2.1 Factor de carga	77
2.3.2.2 Factor de carga mínimo mensual y su importancia en la determinación de la energía a generar	77
2.4.2.2.1 Demanda media	82
2.3.2.3 Factor de potencia	82
2.3.3 Consumo registrado de energía por banda horaria y costo de la energía, cálculo del factor de potencia y ajuste por bajo factor de potencia	85
2.3.4 Peaje, VAD 77-2004	89
2.3.5 Norma de Coordinación Comercial 8 del AMM	90
2.4 Consumo KWH/DÍA Y costo promedio de KWH,	

KWH/DÍA, por empresa Suministradora	92
2.4.1 Consumo promedio diario en KWH	92
2.5.1.1 Tabla de consumo mensual	94
2.4.2 Determinación del costo del KWH de la empresa comercializadora o suministradora	96
3. ANÁLISIS DE RESULTADOS	
3.1 Evaluación de costo de energía más económico	99
3.2 Estimación de costos mensuales mediante Energía alternada de Generación Interna y Empresa suministradora	101
3.2.1 Costo estimado por consumo de energía eléctrica Opción A	102
3.2.1.1 Costo de generación Opción A	102
3.2.1.2 Costos por facturación de empresa suministradora	104
3.2.2 Costo estimado por consumo de energía eléctrica Opción C	107
3.2.2.1 Costo de generación Opción C	107
3.2.2.2 Costo por facturación usuario regulado	108
3.2.2.3 Costo por facturación gran usuario 110 KW	112
3.2.3 Costo estimado de generación opción C mediante generador de 600 KW	113
3.2.4 Consideraciones de potencia	115
3.3 Alternativas de generación	117
3.3.1 Opción 1 de generación: Generadores trabajando de manera individual al 100% de la carga	118

3.3.1.1 Implicaciones del modo de generación	
Opción 1	121
3.3.2 Opción 2 de generación: Generadores trabajando colectivamente compartiendo el 50% de la demanda de carga cada uno, al 55% o 60% de su carga nominal	122
3.3.2.1 Implicaciones del modo de generación Opción 2	123
3.3.3 Opción 3 de generación: Generador trabajando de manera individual suministrando el 100% de la potencia demandada por la carga	125
3.4 Consideraciones del tiempo de la puesta en marcha de los generadores de la industria	125
CONCLUSIONES	127
RECOMENDACIONES	131
BIBLIOGRAFÍA	133
APÉNDICE	135

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1	Curva de demanda máxima de potencia, curva de carga	9
2	Energía consumida jueves 30 septiembre 2004	10
3	Energía consumida el 4 de septiembre 2004	12
4	Energía consumida el 5 de septiembre 2004	13
5	Energía consumida el 6 de septiembre 2004	15
6	Energía consumida el 7 de septiembre 2004	16
7	Energía consumida el 8 de septiembre 2004	17
8	Energía consumida el 9 de septiembre 2004	18
9	Energía consumida el 10 de septiembre 2004	19
10	Curva de precios vrs. Oferta y demanda	69
11	Desglose de facturación septiembre	73
12	Detalle de potencia contratada	76
13	Factor de carga mínimo en facturación	85
14	Energía facturada en diferentes horarios	86
15	Cobros por concepto de peaje	90
16	Cargos Adicionales en facturación de energía	91
17	Consumo de energía de lunes a viernes	93
18	Facturación de energía eléctrica estimada BTDFp	110
19	Opción 1 A de generación	120
20	Opción 1 B de generación	121
21	Opción 2 de generación	123

22	Precios del combustible en Centroamérica al consumidor final enero 2003 a febrero 2005	138
23	Fotografía generador Caterpillar 545 KW prime	157
24	Esquema del generador en la industria	160

TABLAS

I	Fragmento de registro de medición del contador	4
II	Energía consumida jueves 30 de septiembre de 2004	10
III	Energía consumida sábado 4 de septiembre de 2004	12
IV	Energía consumida domingo 5 de septiembre de 2004	13
V	Energía consumida lunes 6 de septiembre de 2004	15
VI	Energía consumida martes 7 de septiembre de 2004	16
VII	Energía consumida miércoles 8 de septiembre de 2004	17
VIII	Energía consumida jueves 9 de septiembre de 2004	18
IX	Energía consumida viernes 10 de septiembre de 2004	19
X	Demanda de potencia lunes 6 de septiembre 2004	20
XI	Demanda de potencia martes 7 de septiembre 2004	22
XII	Demanda de potencia miércoles 8 de septiembre de 2004	21
XIII	Demanda de potencia jueves 9 de septiembre de 2004	22
XIV	Demanda de potencia viernes 10 de septiembre de 2004	22
XV	Demanda de potencia promedio semanal	23
XVI	Descripción del costo de KWH para generador 600 KW	45
XVII	Precio base de potencia y energía usuario regulado	56
XVIII	Cargos fijos base usuario regulado	56
XIX	Valor agregado de distribución	57

XX	Tarifa simple para usuarios baja tensión	60
XXI	Tarifa medición demanda máxima en la punta, baja tensión	61
XXII	Tarifa medición demanda máxima, baja tensión	61
XXIII	Tarifa horaria con demanda máxima en punta, baja tensión	62
XXIV	Tarifa medición demanda máxima en punta, media tensión	62
XXV	Tarifa medición demanda máxima, sin punta, media tensión	63
XXVI	Tarifa horaria medición demanda máxima, hora punta, media tensión	63
XXVII	Tarifa simple, baja tensión, tarifa social sin demanda	64
XXVIII	Consumo de energía de lunes a viernes	92
XXIX	Consumo de energía mensual aproximado	94
XXX	Desglose de cargos en facturación de septiembre	96
XXXI	Costo de energía generada generador 545 KW Prime	100
XXXII	Costo de energía generada generador 600 KW Prime	100
XXXIII	Costo de energía generada generador 725 KW Prime	100
XXXIV	Detalle de facturación estimada 700 KW	104
XXXV	Tarifa medición demanda máxima, sin punta baja tensión	109
XXXVI	Facturación estimada gran usuario 100 KW	112
XXXVII	Mantenimiento en base a horas de servicio	148
XXXVIII	Datos técnicos del generador en la industria 545 KW Prime	159
XXXIX	Datos técnicos del generador en la industria 600 KW Prime	150
XXXX	Efecto de algunos contaminantes y sus principales fuentes	195

LISTA DE SÍMBOLOS

\$	Dólar
Q	Quetzal
%	Porcentaje
CA	Corriente alterna
KW	Kilowats
KWH	Kilowats-hora
Fp	Factor de potencia
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
AMM	Administrador de Mercado Mayorista
EEGSA	Empresa eléctrica de Guatemala
NTSD	Normas Técnicas del Servicio de Distribución
VRS.	Versus, contra
KVA	Kilovoltioamperio
Gal	Galón
/	Guión, por, división
dB	Decibeles
hr.	Hora
rpm	Revoluciones por minuto

RESUMEN

En el presente trabajo de graduación se muestra la viabilidad de la reducción de costos en facturación de energía eléctrica, a través de la generación propia, utilizando generadores diesel, por ser éstos los más comunes en la industria.

En el primer capítulo se hace un análisis de la curva de carga consumida por la industria, para el análisis de su comportamiento, a través de la recopilación de los datos, tomados, directamente, del registro del medidor de energía y potencia, luego se tabulan y se analizan. Se determina el costo de generación de KWH generado por el generador existente en la industria.

En el segundo capítulo se hace un análisis de tarifas y costos de la energía que se compra a la empresa encargada de suministrar la energía eléctrica a la industria. Se realiza un análisis detallado de la facturación de dicha empresa, haciendo hincapié en cada una de las variables que entran en cuestión en el cobro de la energía y la potencia eléctrica, así como los cargos adicionales a la energía y potencia consumida, tales como el peaje, VAD, norma de coordinación comercial ocho y ajustes por bajo factor de potencia. Asimismo, se presenta información acerca del pliego tarifario para usuarios regulados, autorizado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y tomando como referencia una empresa dedicada a la distribución de electricidad. Se tipifican las diferentes tarifas, a las cuales el usuario está sometido de acuerdo a las características de su consumo de carga, haciendo notar, de esta manera, que el usuario puede elegir la tarifa que mejor le convenga, haciendo algunas modificaciones en sus hábitos de consumo e instalación eléctrica de ser necesario.

El tercer capítulo comprende un análisis de los resultados, basados en la estimación de los costos por generación y facturación de energía eléctrica, dando como resultado un costo neto por consumo de energía, en donde queda clara la viabilidad de la generación interna estudiada. También, se muestran algunas posibles formas de generación, de tal manera que se amplíe el rango de utilización de los generadores de la industria en el momento que sea requerido.

En el apéndice se muestran datos interesantes, tales como: la evolución de los precios de combustible, la forma en que se calcularon el número de servicios de mantenimiento, aspectos técnicos de los generadores, rutinas de mantenimiento y, finalmente, el estudio de impacto ambiental pertinente a la generación continua planteada en el presente estudio.

OBJETIVOS

General

Evaluar la viabilidad de la reducción de costos por energía eléctrica mediante la utilización de los generadores de emergencia.

Específicos

1. Evaluar los costos de generación interna.
2. Evaluar el sistema de cobro de la Empresa suministradora de energía eléctrica.
3. Hacer un análisis del Pliego Tarifario aprobado por la CNEE y el AMM.
4. Ampliar los rangos de operación de los generadores de emergencia en la Industria.

INTRODUCCIÓN

Actualmente, los generadores de emergencia de las plantas Industriales se utilizan, solamente, en casos de interrupciones de energía eléctrica mediante las transferencias de carga manuales o automáticas. Los generadores de emergencia cuando poseen la suficiente capacidad de suministrar energía y potencia a plena carga pueden operar por tiempos prolongados, según las especificaciones técnicas del tipo de generador.

Se hace necesaria la evaluación del costo de energía eléctrica de dichos generadores, ya que, en caso de ser más económico que el costo de la energía proveniente de la compañía suministradora, sería muy conveniente la puesta en marcha de los mismos, fomentando, así, su optimización, puesto que, muchas veces, se les hace mantenimiento y se utilizan muy pocas veces. Para ello, deben tomarse en cuenta todos los factores que intervienen en el proceso de la generación interna, tales como: los costos por mantenimiento, por combustible y depreciación, entre otros.

Se evalúa la facturación del comercializador que brinda el servicio de energía y potencia eléctrica, al Gran Usuario, para el reconocimiento de los factores influyentes, tales como el peaje, norma de coordinación comercial y, luego, para la comparación con la energía generada internamente. Asimismo, se evalúa de forma resumida el pliego tarifario aprobado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para usuario regulado, con el objetivo de que el usuario, gran usuario y el lector conozcan las diferentes tarifas existentes e identifiquen la que más se adapte a sus características económicas y de consumo.

Se realiza una estimación del costo neto resultante de un uso alternado de energía generada internamente, para los días de producción y energía comprada en los días de no producción, para, luego, compararlo con el costo neto de la energía que la industria compra, actualmente, a la comercializadora contratada para tal efecto.

En el presente trabajo de graduación se realiza un estudio con el fin de determinar la viabilidad de la reducción de costos por consumo de energía eléctrica mediante la generación interna programada alternada con el servicio de energía eléctrica de la comercializadora, consumiendo la misma cantidad de energía y potencia y, para ello, se hace indispensable la utilización de una transferencia automática, la cual se asume que ya se cuenta con ella.

1. ANÁLISIS Y COSTOS DE GENERACIÓN INTERNA

El presente estudio se realizó tomando una Industria como referencia, misma a quien se le hace referencia con el nombre de Gran Usuario. En el primer capítulo se realiza un análisis de las variables pertinentes a la generación interna. La cantidad de potencia y energía a generar mediante la generación interna debe responder a las necesidades de consumo de la industria que se estudia. Para ello debe de conocerse la curva de carga de la Industria, tomando de referencia un período de tiempo representativo. La curva de carga de consumo de una industria nos brinda toda la información acerca de los hábitos de consumo de la misma, tales como los valles y los picos y la demanda media de potencia y energía, siendo estas últimas dos variables, respectivamente, factores de peso en el costo de la energía.

Para elaborar una curva de carga es necesario tomar un monitoreo de la potencia y la energía consumida en periodos de tiempo constantes. Lo más adecuado es instalar un medidor de energía y potencia y luego recopilar los datos directamente de la memoria del medidor ó solicitarlos por escrito a la empresa que efectúa dicha medición, siendo este uno de los derechos que tiene el consumidor de energía, en este caso, la industria.

Se tabulan los datos recopilados del registro de la memoria del contador, de tal manera, que se logre observar el consumo diario de energía eléctrica, así como también el consumo horario o por períodos de 15 minutos, dependiendo de la precisión que se desee obtener en la curva, en el presente estudio se muestra las tablas y las curvas de carga correspondientes a los días de lunes a viernes en el horario de generación, así como también los sábados y domingos. Se toma de referencia una semana, la cual fue la más representativa en el

consumo del mes de septiembre de 2004 y en base a ella se hacen los cálculos respectivos, para determinar la demanda máxima de potencia.

Teniendo la curva de carga se analiza en base a ella los posibles horarios en los cuales se puede cubrir el consumo de los picos de demanda de potencia y energía mediante la generación propia, éstos períodos de tiempo en que se va a generar permiten calcular dos factores determinantes; siendo ellos la cantidad de potencia promedio y las horas a generar. El producto de dichos factores determinará los KWH a generar. La cantidad de horas a generar nos permite asignarle un costo por mantenimiento mensual por generador, así como también determinar el costo por combustible utilizado como energía primaria, en el presente caso, el DIESEL, aunque podría ser cualquier otra fuente de energía primaria y tomar el presente estudio como referencia.

Otro factor que se debe considerar para determinar el costo de KWH es la depreciación de los generadores. En la industria en mención éstos se encuentran depreciados en su totalidad, como lo es el caso de la mayoría de generadores que tienen utilización de emergencia en las plantas industriales, por tal motivo se establece un costo de depreciación de cero quetzales.

En caso de ser viable la generación en dichos períodos de tiempo, se debe de incluir el costo de inversión de la compra de otro generador de soporte, el cual sustituirá a los generadores existentes en caso de mantenimiento, esto para que el sistema sea estable y confiable. Este costo de inversión debe de tener un factor de recuperación en el tiempo demostrando así la factibilidad del proyecto. En caso de no ser viable no será necesario incluir el costo de inversión debido a que carecería de sentido. Tal y como es el caso en estudio.

1.1 Monitoreo de consumo de cargas en la industria

En la Industria mencionada se cuenta con un servicio de suministro energético que corresponde a una demanda de potencia de 700 KW, con un voltaje de entrada de 13.2 KV y que mediante una subestación de transformación se reduce a 480 voltios. El monitoreo de cargas es indispensable ya que en el mismo se registran los comportamientos de consumo y demanda de carga en las diferentes etapas u horas del día.

1.1.1 Monitoreo de cargas para la acometida con potencia contratada de 700 KW

Para el servicio de energía eléctrica con una demanda máxima de potencia contratada de **700 KW** se presenta el monitoreo de cargas en el CD adjunto, en donde se registra la medida tomada por períodos de 15 minutos en los días lunes, martes, miércoles, jueves, viernes, sábado y domingo correspondientes a una semana y luego, para efectos de cálculo se asumirá que el comportamiento de las siguientes tres semanas será el mismo en promedio, debido a que se toma de referencia la semana más representativa en el mes de estudio, en el presente caso, septiembre de 2004.

1.1.2 Máxima demanda de potencia registrada en el mes de Septiembre de 2004

La máxima demanda registrada en el mes de septiembre corresponde al valor de potencia máxima demandada por el usuario, monitoreada en un período de 15 minutos. Cuando una potencia se mantiene constante durante un período igual o mayor de 15 minutos ($\frac{1}{4}$ de hora ó 0.25 horas) se considera como un

valor de potencia demandada, la cual será almacenada en la memoria del medidor y será reemplazada por éste, únicamente cuando se registre una potencia mayor. Al finalizar el período de medición de 30 días se tomará el valor máximo para efectos de facturación y sobre ese valor se aplicarán los cobros y en caso de que dicho valor haya sobrepasado a la potencia contratada se realiza el respectivo ajuste que consiste en el cobro a un mayor precio por la potencia excedida. En el presente estudio se lleva a cabo el cálculo mencionado para observar y determinar un valor conocido de potencia máxima a la que estará sometido el generador. A continuación se muestra una pequeña porción del total del registro de medición en el medidor en donde se puede apreciar la potencia máxima registrada durante el mes, misma que aparece en el detalle de facturación de dicho mes, que corresponde a la figura No.11 del presente trabajo de investigación.

Tabla I. Fragmento de registro de medición del medidor

FECHA	HORA	KWH	KVARH	KVAH	FP%
9/30/04	0:15	20.3	14.0	24.7	82.32
9/30/04	0:30	18.9	14.7	23.9	78.94
9/30/04	0:45	22.4	12.6	25.7	87.16
9/30/04	1: 0	16.1	10.5	19.2	83.76
9/30/04	1:15	16.8	14.7	22.3	75.26
9/30/04	1:30	19.6	14.0	24.1	81.37
9/30/04	1:45	21.0	11.9	24.1	87.00
9/30/04	2: 0	20.3	16.8	26.4	77.04
9/30/04	2:15	18.2	15.4	23.8	76.34
9/30/04	2:30	23.8	11.9	26.6	89.44
9/30/04	2:45	20.3	16.1	25.9	78.35
9/30/04	3: 0	16.1	12.6	20.4	78.75
9/30/04	3:15	19.6	14.0	24.1	81.37

9/30/04	3:30	17.5	9.8	20.1	87.25
9/30/04	3:45	18.2	14.7	23.4	77.79
9/30/04	4: 0	17.5	16.1	23.8	73.59
9/30/04	4:15	22.4	18.9	29.3	76.43
9/30/04	4:30	21.0	15.4	26.0	80.64
9/30/04	4:45	18.2	14.0	23.0	79.26
9/30/04	5: 0	21.0	15.4	26.0	80.64
9/30/04	5:15	20.3	10.5	22.9	88.82
9/30/04	5:30	19.6	15.4	24.9	78.63
9/30/04	5:45	21.7	13.3	25.5	85.26
9/30/04	6: 0	32.2	11.9	34.3	93.80
9/30/04	6:15	24.5	10.5	26.7	91.91
9/30/04	6:30	35.7	13.3	38.1	93.71
9/30/04	6:45	44.8	22.4	50.1	89.44
9/30/04	7: 0	54.6	23.8	59.6	91.67
9/30/04	7:15	79.1	47.6	92.3	85.68
9/30/04	7:30	113.4	74.2	135.5	83.68
9/30/04	7:45	135.1	88.9	161.7	83.54
9/30/04	8: 0	147.7	94.5	175.3	84.23
9/30/04	8:15	144.9	89.6	170.4	85.05
9/30/04	8:30	145.6	91.7	172.1	84.62
9/30/04	8:45	141.4	87.5	166.3	85.04
9/30/04	9: 0	141.4	85.4	165.2	85.60
9/30/04	9:15	140.0	85.4	164.0	85.37
9/30/04	9:30	139.3	86.8	164.1	84.87
9/30/04	9:45	132.3	84.0	156.7	84.42
9/30/04	10: 0	145.6	92.4	172.4	84.43
9/30/04	10:15	146.3	92.4	173.0	84.55
9/30/04	10:30	146.3	91.0	172.3	84.91
9/30/04	10:45	149.8	93.8	176.7	84.76

9/30/04	11: 0	148.4	89.6	173.4	85.61
9/30/04	11:15	153.3	93.8	179.7	85.30
9/30/04	11:30	131.6	81.9	155.0	84.90
9/30/04	11:45	123.2	79.1	146.4	84.15
9/30/04	12: 0	137.9	85.4	162.2	85.02
9/30/04	12:15	141.4	87.5	166.3	85.04
9/30/04	12:30	151.9	95.2	179.3	84.73
9/30/04	12:45	159.6	102.2	189.5	84.21
9/30/04	13: 0	157.5	99.4	186.2	84.57
9/30/04	13:15	154.7	96.6	182.4	84.82
9/30/04	13:30	158.2	98.7	186.5	84.84
9/30/04	13:45	161.7	106.4	193.6	83.54
9/30/04	14: 0	167.3	107.1	198.6	84.22 PMAXREG
9/30/04	14:15	163.1	103.6	193.2	84.41
9/30/04	14:30	166.6	106.4	197.7	84.28
9/30/04	14:45	161.0	100.1	189.6	84.92
9/30/04	15: 0	158.2	100.1	187.2	84.50
9/30/04	15:15	133.7	82.6	157.2	85.07
9/30/04	15:30	130.2	79.8	152.7	85.26
9/30/04	15:45	121.1	75.6	142.8	84.83
9/30/04	16: 0	110.6	70.0	130.9	84.50
9/30/04	16:15	117.6	74.9	139.4	84.35
9/30/04	16:30	112.0	74.2	134.3	83.36
9/30/04	16:45	113.4	71.4	134.0	84.62
9/30/04	17: 0	109.9	70.7	130.7	84.10
9/30/04	17:15	110.6	66.5	129.1	85.70
9/30/04	17:30	113.4	71.4	134.0	84.62

1.1.2.1 Cálculo de la potencia máxima registrada y demandada

Como se puede observar en la lectura tomada el 22 de septiembre a las 14:00 horas, se tiene un valor de 167.3 en la columna correspondiente a los KWH. Es importante recordar que el consumo de potencia es monitoreado por períodos de 15 minutos, de acuerdo a los requerimientos del equipo de medición denotados por la Comisión de Energía Eléctrica. Este valor monitoreado de 167.3 KW son los KW consumidos en un período de 15 minutos, es decir ¼ de hora o su equivalente 0.25 horas. A continuación se muestra el cálculo de la máxima demanda de potencia, misma que estará registrada en el desglose de facturación de energía y potencia. La columna de referencia es la siguiente:

9/30/04	14: 0	167.3	107.1	198.6	84.22	PMAXREG
---------	-------	-------	-------	-------	-------	----------------

La expresión matemática a utilizar es

$$\text{POTMAXREG} = (\text{KW } \frac{1}{4} \text{ H MAX}) / \frac{1}{4} \text{ H}$$

Donde:

POTMAXREG = Potencia máxima registrada en el medidor y demandada por el usuario en KW

KW ¼ H MAX = Valor de Energía máximo registrado en un período de un mes en un período de 15 minutos o ¼ de hora.

¼ H = Valor Constante por el cual se hará la relación para obtener el valor de la potencia máxima

correspondiente a los 15 minutos o 0.25 horas en que fue monitoreada la potencia a obtener.

En nuestro caso se tiene un valor máximo registrado de 167.3 KW $\frac{1}{4}$ H, registrado por el contador durante un período de 15 minutos, y por ello se divide, tal y como lo indica la fórmula dentro de 0.25 horas.

$$\text{POTMAXREG} = (\text{KW } \frac{1}{4} \text{ H MAX}) / (\frac{1}{4} \text{ H})$$

Sustituyendo:

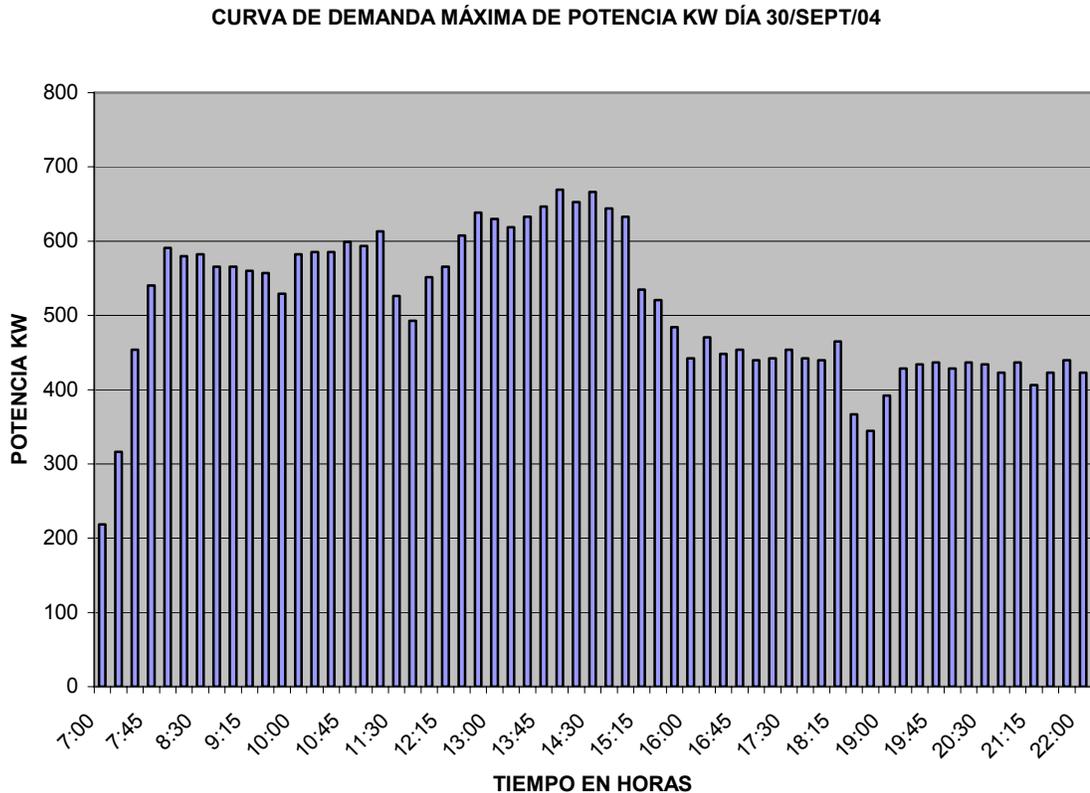
$$\text{POTMAXREG} = (167.3) / (\frac{1}{4}) \text{ ó } (167.3) / (0.25) = 669.2 \text{ KW}$$

$$\text{POTMAXREG} = 669.2 \text{ KW.}$$

Tal y como se puede observar, el valor máximo de potencia demandada no excede al valor nominal de potencia contratada correspondiente a 700 KW. En caso de que dicho valor encontrado sobrepasara a los 700 KW, el excedente daría origen a la realización de un ajuste en el desglose de facturación de la comercializadora. Dicho excedente tendrá una multa de carácter económico según lo estipulado por la CNEE. La generación nos evita el pago de dicha potencia contratada, permitiendo reducirla a su mínimo en caso de que fuera viable generarla.

A continuación se muestra la curva de demanda del día viernes 30 de septiembre, día en el cual se registro la máxima demanda de potencia en el mes.

Figura 1. Curva de demanda máxima de potencia, curva de carga



Fuente: Registro de medición en contador demandómetro, Sep2004

En la anterior curva se puede observar el comportamiento del consumo de carga de la industria en cuestión. Se observa también la máxima de manda de potencia, la cual se da a las 14 horas y se observa que la curva muestra un consumo con pocos picos considerables de carga, es decir que se mantiene la potencia en un promedio de KW.

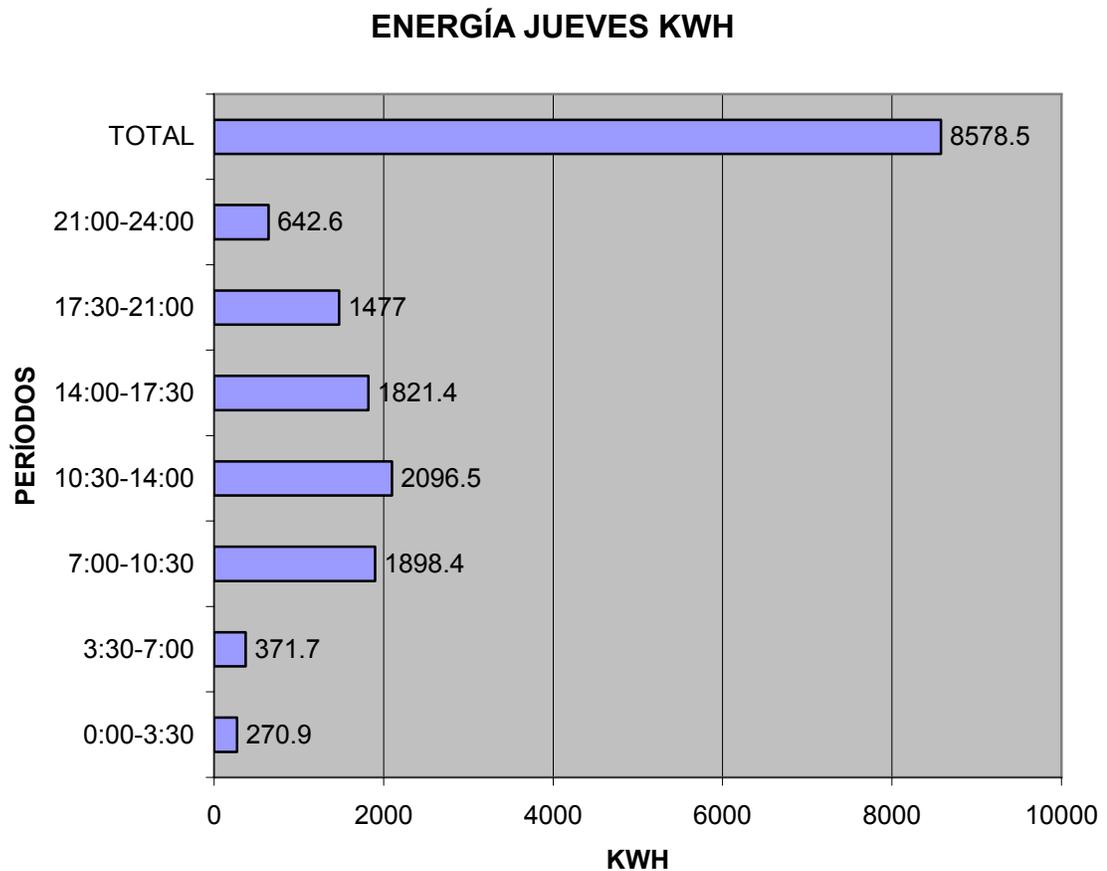
Otra forma de visualizar la curva de carga es la que se muestra en la figura 2, tomada de los datos tabulados de la tabla II que se muestra a continuación. Así mismo se muestran las tablas y las curvas de la semana de referencia.

JUEVES 30

Tabla II. Energía consumida jueves 30 septiembre

HORA	KWH
0:00-3:30	270.9
3:30-7:00	371.7
7:00-10:30	1898.4
10:30-14:00	2096.5
14:00-17:30	1821.4
17:30-21:00	1477
21:00-24:00	642.6
TOTAL	8578.5

Figura 2. Energía consumida el jueves 30 de septiembre, Sep2004



Fuente: Registro de medición en contador demandómetro, 9/2004

La figura 2 es generada de la tabla II de consumo de energía el 30 de septiembre, día en el cual se registró la máxima demanda de potencia, según registro de memoria de medidor de energía de empresa comercializadora de energía.

La jornada de labores de la industria en mención es de lunes a viernes y el sábado y domingo no hay producción, motivo por el cual se asume que el comportamiento del consumo de carga durante el mes es el mismo comportamiento que se registra del día lunes al día domingo, ya que se cuenta con las mismas jornadas de trabajo.

Para hacer un punto de referencia se asumirá la convención del comportamiento de consumo de carga y demanda de potencia idénticos los días sábados. Asimismo se asumirá con los días domingos y de igual manera se asumirá que el comportamiento del consumo de cargas analizado durante una semana del día lunes al día viernes será el mismo que en las siguientes semanas del mes referido. Se tomarán como referencia una semana completa del mes de septiembre.

Los períodos de demanda del contador son integrados por períodos de 15 minutos.

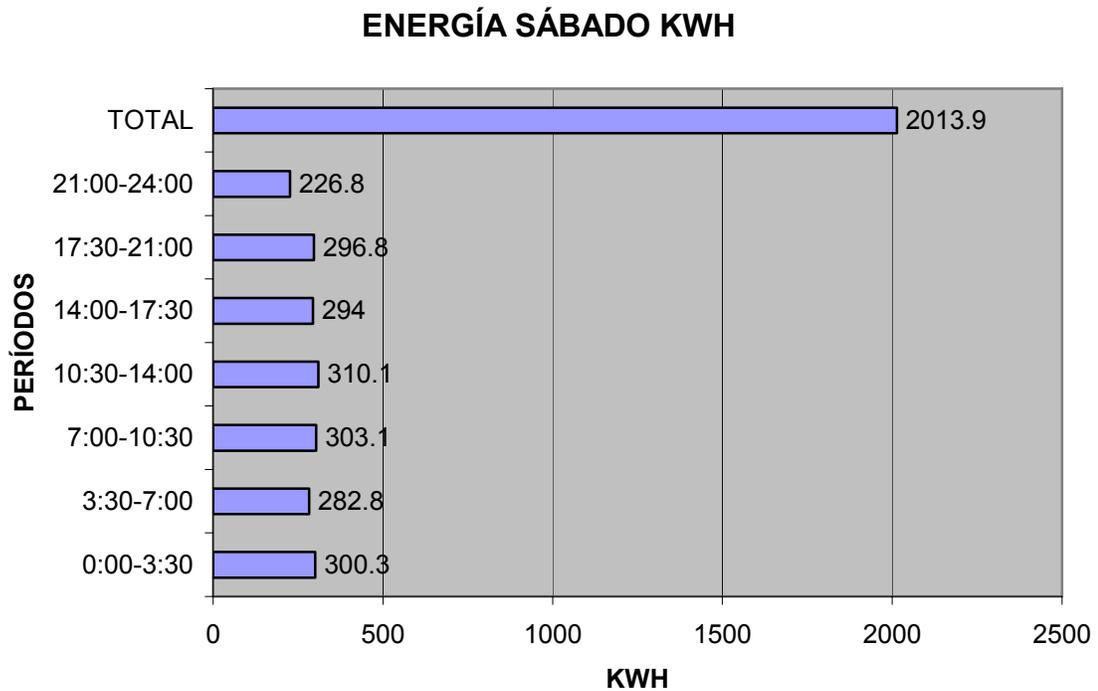
1.1.3 Comportamiento del consumo de carga con potencia contratada de 700 KW

SABADO 4

Tabla III. Energía consumida el sábado 4 de septiembre 2004

HORA	KWH
0:00-3:30	300.3
3:30-7:00	282.8
7:00-10:30	303.1
10:30-14:00	310.1
14:00-17:30	294
17:30-21:00	296.8
21:00-24:00	226.8
TOTAL	2013.9

Figura 3. Energía consumida el 4 de septiembre 2004



Fuente: Registro de medición en contador demandómetro, 4/2004

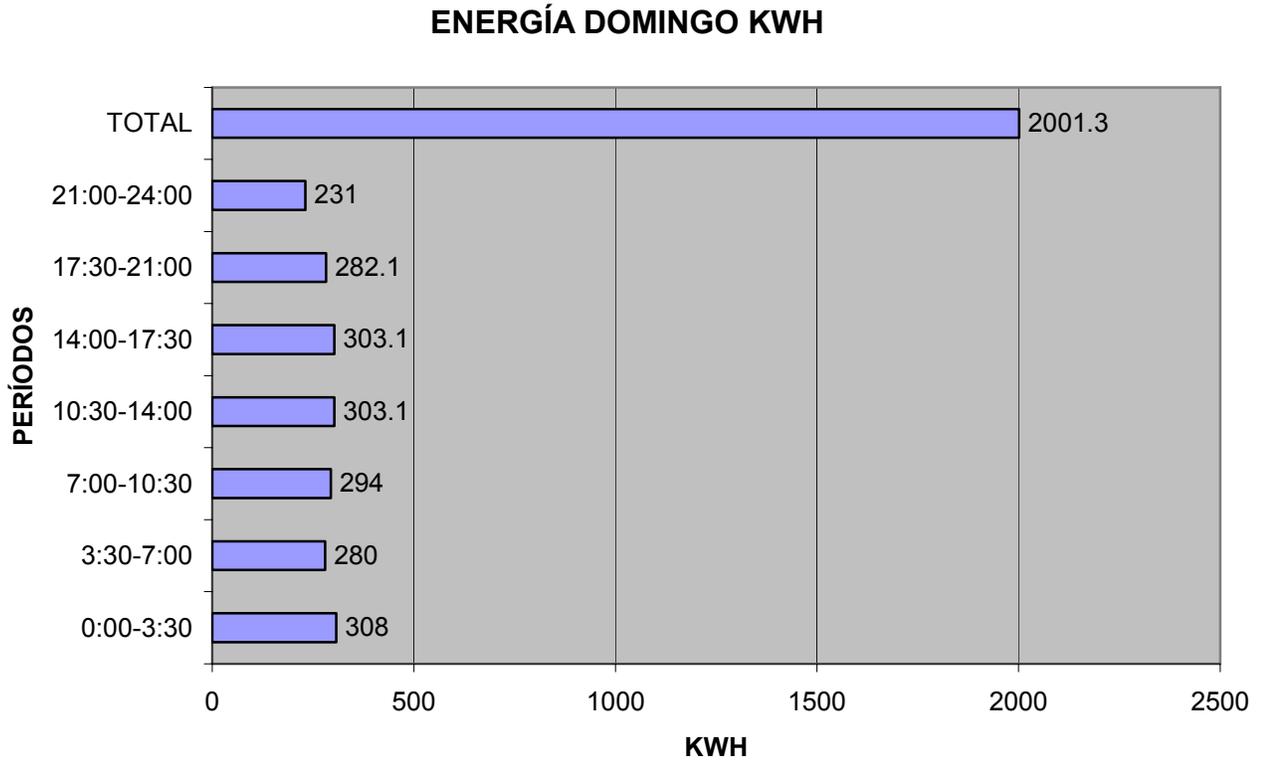
Según la tabla III se muestra un consumo total de 2013.9 KWH por un día sábado, dando un total de 8,055.6 KWH consumidos al mes (2013.9 por 4).

DOMINGO 5

Tabla IV. Energía consumida domingo 5 de septiembre 2004

HORA	KWH
0:00-3:30	308
3:30-7:00	280
7:00-10:30	294
10:30-14:00	303.1
14:00-17:30	303.1
17:30-21:00	282.1
21:00-24:00	231
TOTAL	2001.3

Figura 4. Energía consumida el 5 de septiembre 2004



Fuente: Registro de medición en contador demandómetro, Sept2004

Según la tabla IV se muestra un consumo total de 2001.3 KWH por un día domingo, dando un total de 8,005.2 KWH (2001.3 por 4).

Los días lunes 13, martes 14 y miércoles 15 de septiembre no se trabajó en la empresa, motivo por el cual haremos un promedio entre el consumo del día sábado (2013.9 KWH) y el del domingo (2001.3 KWH) para establecer el consumo por día en estos tres días irregulares que se comportaron como promedio entre sábado y domingo de la manera siguiente:

(Consumo por domingo + consumo por sábado) / 2 = Promedio de consumo por día feriado.

$$(2013.9 \text{ KWH} + 2001.3 \text{ KWH}) / 2 \text{ DIAS} = 2007.6 \text{ KWH} / \text{DIA}$$

Consumo por día x número de días = Consumo registrado en los tres días feriados correspondientes al lunes, martes y miércoles.

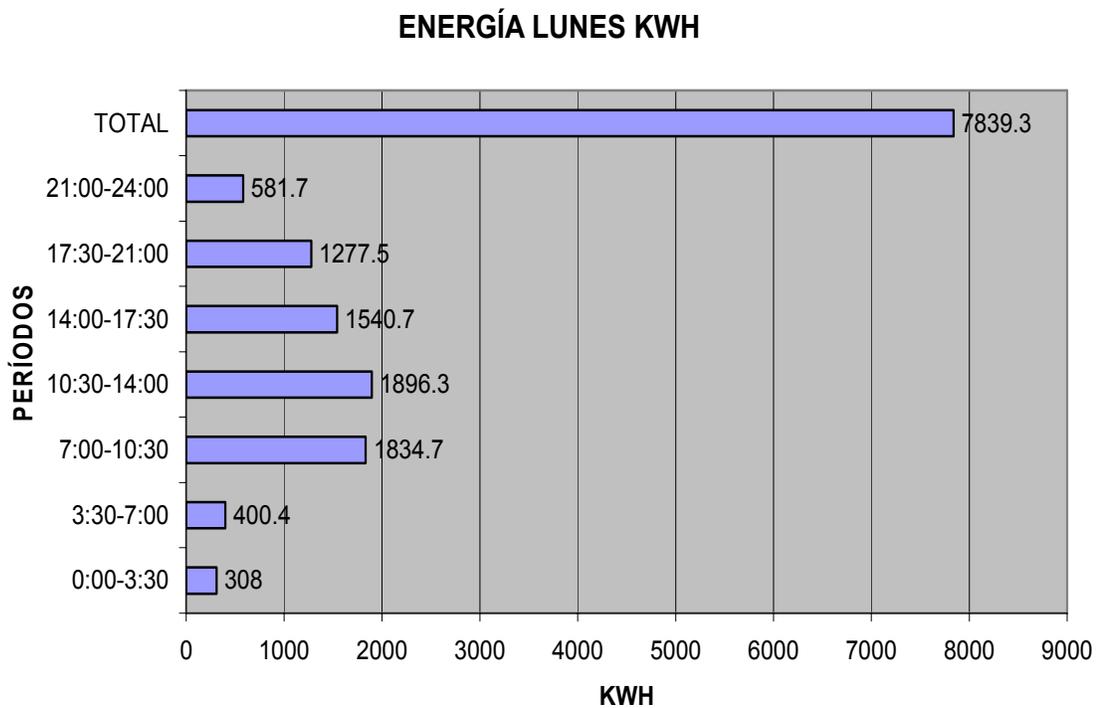
$$2007.6 \text{ KWH/DIA} \times 3 \text{ DIAS} = 6,022.8 \text{ KWH}$$

LUNES 6

Tabla V. Energía consumida el lunes 6 de septiembre de 2004

HORA	KWH
0:00-3:30	308
3:30-7:00	400.4
7:00-10:30	1834.7
10:30-14:00	1896.3
14:00-17:30	1540.7
17:30-21:00	1277.5
21:00-24:00	581.7
TOTAL	7839.3

Figura 5. Energía consumida el 6 de septiembre de 2004



Fuente: Registro de medición en contador demandómetro, Sep2004

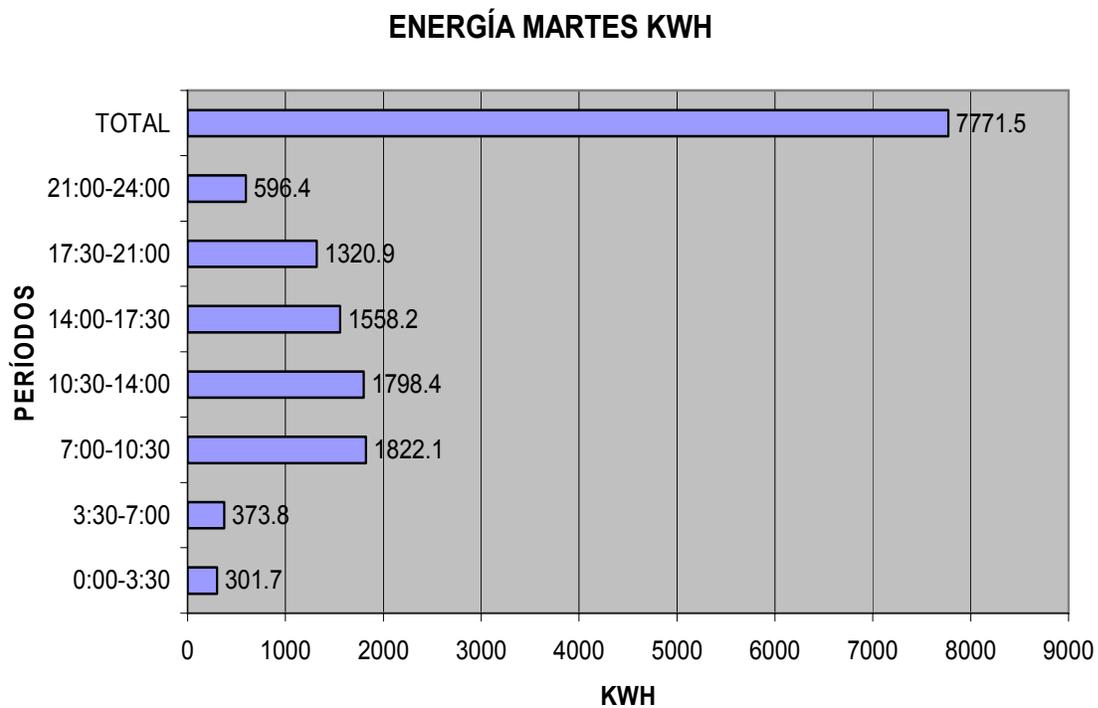
Según la tabla V se muestra un consumo total de 7839.3 KWH por un día lunes, dando un total de 31,357.2 KWH (7839.3 por 4).

MARTES 7

Tabla VI. Energía consumida el martes 7 de septiembre de 2004

HORA	KWH
0:00-3:30	301.7
3:30-7:00	373.8
7:00-10:30	1822.1
10:30-14:00	1798.4
14:00-17:30	1558.2
17:30-21:00	1320.9
21:00-24:00	596.4
TOTAL	7771.5

Figura 6. Energía consumida el 7 de septiembre de 2004



Fuente: Registro de medición en contador demandómetro, Sep2004

Según la tabla VI se muestra un consumo total de 7771.5 KWH por un día lunes, proporcionando un total de 31,086 KWH (7771.5 por 4).

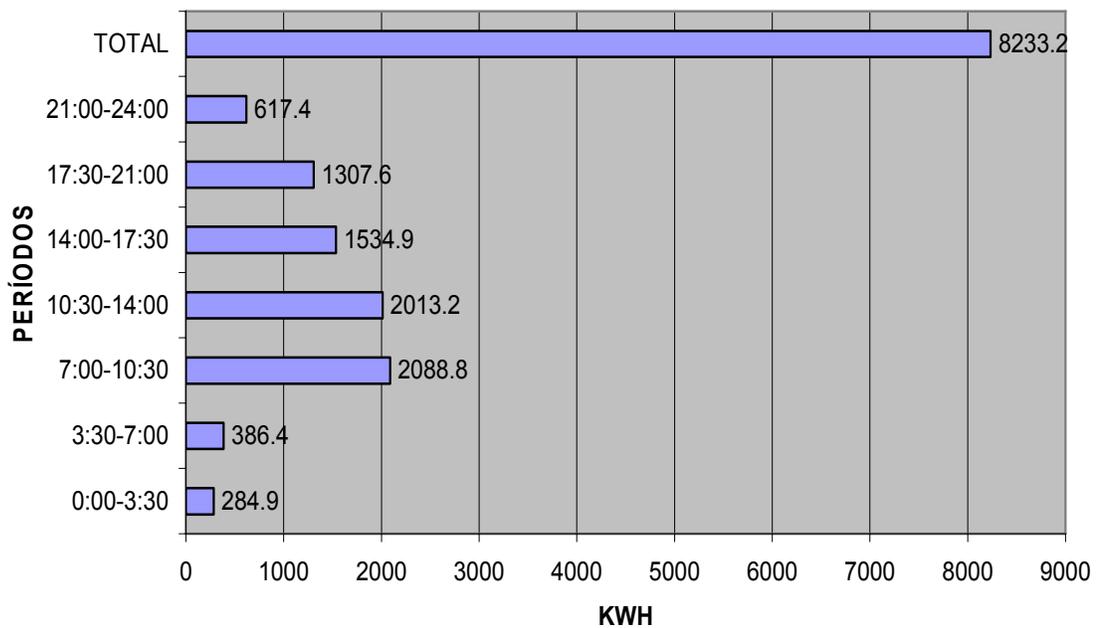
MIERCOLES 8

Tabla VII. Energía consumida el miércoles 8 de septiembre 2004

HORA	KWH
0:00-3:30	284.9
3:30-7:00	386.4
7:00-10:30	2088.8
10:30-14:00	2013.2
14:00-17:30	1534.9
17:30-21:00	1307.6
21:00-24:00	617.4
TOTAL	8232.2

Figura 7. Energía consumida el 8 de septiembre de 2004

ENERGÍA MIERCOLES KWH



Fuente: Registro de medición en contador demandómetro, Sep2004

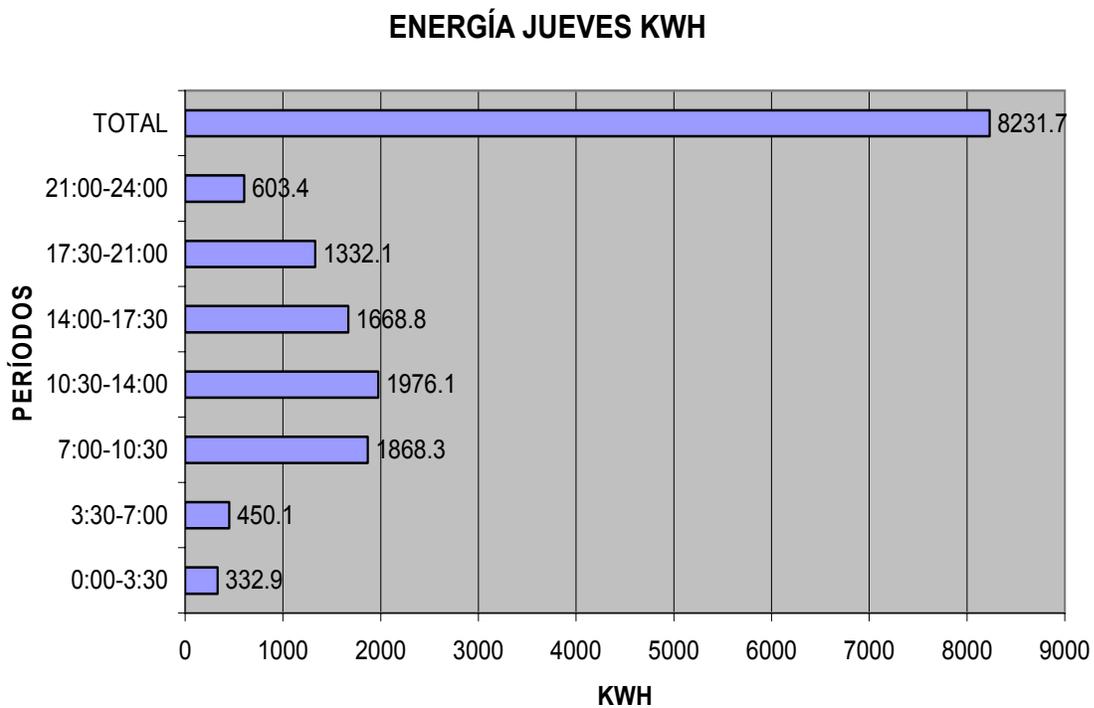
Según la tabla VII se muestra un consumo total de 8232.2 KWH por un día miércoles, dando un total de 32,928.8 KWH (8232.2 por 4).

JUEVES 9

Tabla VIII. Energía consumida el jueves 9 de septiembre de 2004

HORA	KWH
0:00-3:30	332.9
3:30-7:00	450.1
7:00-10:30	1868.3
10:30-14:00	1976.1
14:00-17:30	1668.8
17:30-21:00	1332.1
21:00-24:00	603.4
TOTAL	8231.7

Figura 8. Energía consumida el 9 de septiembre de 2004



Fuente: Registro de medición en contador demandómetro, Sept2004

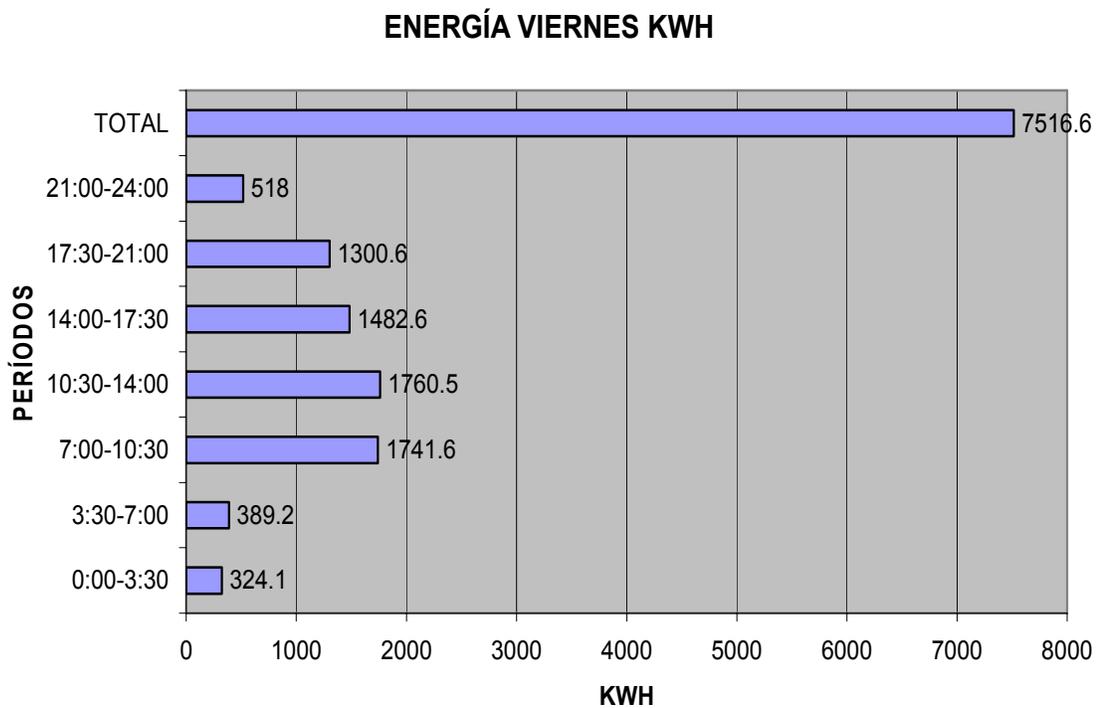
Según la tabla VIII se muestra un consumo total de 8231.7 KWH por un día miércoles, dando un total de 32,926.8 KWH (8231.7 por 4).

VIERNES 10

Tabla IX. Energía consumida el viernes 10 de septiembre de 2004

HORA	KWH
0:00-3:30	324.1
3:30-7:00	389.2
7:00-10:30	1741.6
10:30-14:00	1760.5
14:00-17:30	1482.6
17:30-21:00	1300.6
21:00-24:00	518
TOTAL	7516.6

Figura 9. Energía consumida el 10 de septiembre de 2004



Fuente: Registro de medición en contador demandómetro, Sept2004

Según la tabla IX se muestra un consumo total de 7516.6 KWH por un día miércoles, dando un total de 30,066.4 KWH (7516.6 por 4).

1.1.4 Demanda de potencia promedio por día laborado

En las siguientes tablas se muestran los resultados del cálculo de la demanda promedio correspondiente a cada día laborado, es decir de lunes a viernes, según el horario de trabajo de la industria estudiada. Las demandas promedio que se muestran son: La demanda promedio de 7:00 a 22:00 horas, la demanda promedio horaria de cada periodo de tiempo en el horario establecido, la demanda promedio de 10:30 a 17:30 horas y la demanda promedio de 7 a 16 horas. La demanda promedio horaria de cada período de tiempo se calculó como los KWH consumidos divididos el lapso de tiempo transcurrido en horas. Desde las 0:00 hasta las tres horas y media (3.5 hrs.), y las demandas promedios de 7:00 a 22:00 horas, la demanda de 7 a 16 horas y la de 10:30 a 17:30 como el promedio de las demandas en esos períodos de tiempo.

LUNES 6

Tabla X. Demanda de potencia lunes 6 de septiembre 2004

HORA	KWH	DMKW
0:00-3:30	308	88
3:30-7:00	400.4	114.4
7:00-10:30	1834.7	524.2
10:30-14:00	1896.3	541.8
14:00-17:30	1540.7	440.2
17:30-21:00	1277.5	365
21:00-24:00	581.7	193.9
TOTAL	7839.3	
DP7A22HRS		467.8
DP10A17HRS		491
DP7A16HRS		502.07

MARTES 7**Tabla XI. Demanda de potencia martes 7 de septiembre 2004**

HORA	KWH	DMKW
0:00-3:30	301.7	86.2
3:30-7:00	373.8	106.8
7:00-10:30	1822.1	520.6
10:30-14:00	1798.4	513.82857
14:00-17:30	1558.2	445.2
17:30-21:00	1320.9	377.4
21:00-24:00	596.4	198.8
TOTAL	7771.5	
DP7A22HRS		464.25714
DP10A17HRS		479.51429
DP7A16HRS		493.21

MIÉRCOLES 8**Tabla XII. Demanda de potencia miércoles 8 de septiembre 2004**

HORA	KWH	DMKW
0:00-3:30	284.9	81.4
3:30-7:00	386.4	110.4
7:00-10:30	2088.8	596.8
10:30-14:00	2013.2	575.2
14:00-17:30	1534.9	438.542857
17:30-21:00	1307.6	373.6
21:00-24:00	617.4	205.8
TOTAL	8233.2	
DP7A22HRS		496.035714
DP10A17HRS		506.871429
DP7A16HRS		536.85

JUEVES 9**Tabla XIII. Demanda de potencia jueves 9 de septiembre 2004**

HORA	KWH	DMKW
0:00-3:30	332.9	95.1142857
3:30-7:00	450.1	128.6
7:00-10:30	1868.3	533.8
10:30-14:00	1976.1	564.6
14:00-17:30	1668.8	476.8
17:30-21:00	1332.1	380.6
21:00-24:00	603.4	201.133333
TOTAL	8231.7	
DP7A22HRS		488.95
DP10A17HRS		520.7
DP7A16HRS		525.07

VIERNES 10**Tabla XIV. Demanda de potencia viernes 10 de septiembre 2004**

HORA	KWH	DMKW
0:00-3:30	324.1	92.6
3:30-7:00	389.2	111.2
7:00-10:30	1741.6	497.6
10:30-14:00	1760.5	503
14:00-17:30	1482.6	423.6
17:30-21:00	1300.6	371.6
21:00-24:00	518	172.666667
TOTAL	7516.6	
DP7A22HRS		448.95
DP10A17HRS		463.3
DP7A16HRS		474.73

1.1.4.1 Determinación de la demanda de potencia promedio total de 7:00 a 22:00 horas, de 10:30 A 17:30 horas y de 7:00 a 15:30 horas

La demanda promedio total de 7:00 a 21:00 horas fue calculada como el promedio de la demanda promedio de los días lunes a viernes. De igual manera se establece el valor de la demanda de 10:30 a 17:30 horas, tal y como se muestra en la siguiente tabla

Tabla XV. Demanda de potencia promedio semanal

DIA	DP7A22HRS EN KW	DP10A17HRS EN KW	DP7A16HRS EN KW
LUNES	467.8	491	502.07
MARTES	464.25714	479.51429	493.21
MIERCOLES	496.035714	506.871429	536.85
JUEVES	488.95	520.7	525.07
VIERNES	448.95	463.3	474.73
DPTOTAL	473.1985708	492.2771438	506.386

Donde DPTOTAL es la demanda promedio total.

$$DP7A22HORS = 473.20 \text{ KW}$$

$$DP10A17HRS = 492.277 \text{ KW}$$

$$DP7A16HRS = 506.39 \text{ KW}$$

Siendo el promedio de las tres la cantidad de 492.62 KW, y para motivos de cálculo se tomara de referencia la potencia promedio de 492 KW.

La determinación de la potencia promedio en los tres horarios servirá de referencia para fijar la cantidad de combustible que consumen los generadores, así como también el costo por combustible.

1.2 Determinación de posibles horarios de generación opción A, opción B y opción C

En la determinación de posibles horarios de generación se debe de realizar una escogencia de períodos de generación de la curva de carga, con el fin de sustituir la energía y potencia comprada por la generada, con el objetivo de eliminar la demanda de potencia contratada en una proporción o en su totalidad. Tal y como se observará, es más rentable eliminarla en su totalidad. Es por ello que se escogen tres horarios, dos de los cuales permite eliminar la potencia contratada pero solo en un período de tiempo, pero no en su totalidad, lo cual implica seguir con el mismo contrato de potencia, lo cual no es conveniente para el Gran Usuario o la Industria, tal y como es el caso de la opción A y B de generación, correspondiente a cinco y trece horas de generación del total de las 15 horas efectivas de producción, respectivamente. Asimismo se hace una escogencia de un posible horario de generación que cubre la demanda total de las 15 horas efectivas de generación, lo cual implica eliminar en su totalidad el contrato de potencia y cambiarlo por un nuevo contrato. Éste último parece ser el más viable de los tres.

Tomaremos tres opciones a considerar: la Opción A, con un número de 5 horas a generar y con un promedio de demanda de potencia PP10A17HRS de 492.28 KW, la Opción B con un número de 13 horas a generar con un promedio de demanda de potencia PP7A22HRS de 473.2 KW y la Opción C con un número de 15 horas a generar con un promedio de potencia de PP7a22HRS de 473.2 KW similar al de la opción B. Ambas opciones B y C, pretenden trasladar el consumo de demanda contratada de potencia de la Empresa comercializadora de energía eléctrica a la planta interna de generación, y así observar su reducción en el costo por energía eléctrica, haciendo un nuevo contrato por demanda de potencia menor, la que se da en

los días de no producción. Se tiene otro horario establecido para estudio, el cual corresponde al horario de 7 a 16 horas, con una PP7a16HRS de 506.39 KW y un número de 9 horas al día. Esta opción no se considerará en dicho estudio, debido a que es similar a la opción A, en donde se genera pero no con el fin de eliminar la potencia contratada y así pretender investigar si el costo total baja, sino más bien con el fin de comparar el costo de generar en ese período de tiempo teniendo la misma potencia contratada. Solo se consideraran tres posibles opciones de generación, dos de las cuales están en el rango de PP7A22HRS de 473.2 KW, uno correspondiente a 13 horas y el otro a 15 horas, respectivamente.

1.3 Costos por combustible en generación de energía eléctrica en la industria

El costo por combustible en generación de energía eléctrica en la Industria es el costo primario del combustible Diesel tomando como referencia un precio medio favorable obtenido en el mercado a la fecha.

La figura 22 del apéndice muestra el precio del Diesel en Centroamérica, el precio del diesel a principios de Septiembre de 2004 corresponde a un valor de US\$ 1.70 por galón. El precio de referencia del dólar para el mes de septiembre según el Banco de Guatemala es de Q 7.91637 resultando un precio de **13.46 Q/galón**. Se tomará éste último valor para los cálculos.

El consumo de combustible Diesel del generador es de 40.4 galones/hora trabajando el generador a un 100% de la potencia prime que es de 545 KW y con un factor de potencia de 0.8 en atraso de la carga y en Stand by con una potencia al 100% de 600KW un factor de potencia de la carga de 0.8 en atraso.

El valor del costo de generación por combustible diesel depende de las horas en que se esté generando, del precio del combustible y del porcentaje de la carga que se esté generando, mismo que influye directamente en la cantidad de galones por hora de combustible a consumir del generador. Tal y como se muestra mediante la siguiente expresión:

COSTO POR COMBUSTIBLE = HORAS A GENERAR/MES X CONSUMO/HORA X PRECIO DEL COMBUSTIBLE

Opción A:

Para determinar la cantidad del consumo de combustible del generador se toma en cuenta a qué porcentaje de la carga trabajará éste:

$492.28/545 = 0.9033$ ó al 90.33 % de la carga total

El consumo al 100% de la potencia es de 40.4 gal/hora y el consumo correspondiente al 90.33% de la carga es $40.4 \text{ gal/hora} \times 0.9033 = 36.49 \text{ gal/hora}$

El costo por combustible es entonces:

$(5 \text{ horas/día} \times 22 \text{ días/mes}) \times (36.49 \text{ gal/hora}) \times (13.46 \text{ Q/gal}) = 54,018.38 \text{ Q/mes}$

Costo por combustible Opción A = Q 54,018.38/mes

Opción B:

Para determinar la cantidad del consumo del generador se toma en cuenta el porcentaje de la carga a trabajar por el generador:

$$473.2/545 = 0.8683 \text{ ó } 86.83\% \text{ de la carga total}$$

El consumo al 100% de la potencia es de 40.4 gal/hora y el consumo que corresponde al 86.83% de la carga es $40.4\text{gal/hora} \times 0.8683 = 35.08 \text{ gal/hora}$

El costo por combustible es:

$$(13\text{horas/día} \times 22 \text{ días/mes}) \times (35.08 \text{ gal/hora}) \times (13.46\text{Q/gal}) = 135,042.56 \text{ Q/mes}$$

Costo por combustible Opción B = Q 135,042.56/mes
--

Opción C:

Para determinar la cantidad del consumo del generador se toma en cuenta el porcentaje de la carga a trabajar por el generador:

$$473.2/545 = 0.8683 \text{ ó } 86.83\% \text{ de la carga total}$$

El consumo al 100% de la potencia es de 40.4 gal/hora y el consumo que corresponde al 86.83% de la carga es $40.4\text{gal/hora} \times 0.8683 = 35.08 \text{ gal/hora}$

El costo por combustible es:

**(15horas/día x 22 días/mes) x (35.08 gal/hora) x (13.46Q/gal) = 155,818.34
Q/mes**

Costo por combustible Opción C = Q 155,818.34/mes
--

1.4 Costo por mantenimiento de generadores eléctricos de emergencia- *Stand By-* y de uso Prime o continuo

La rutina de mantenimiento se realiza por períodos de tiempo mensuales por uso de los generadores de aplicación Stand By o de emergencia. La realización de las tareas de mantenimiento las realiza un técnico de la empresa Caterpillar. El servicio de mantenimiento preventivo tiene un costo anual de Q 9,180.00 y mensual de Q 765.00 por generador habiendo dos generadores.

Para el generador de uso Prime o de uso continuo se tiene un costo por mantenimiento referido a 5, 13 y a 15 horas de operación diarias, durante todo el mes, para lo cual se requiere una inspección mensual con un costo de Q 3,160.00 para el primero, el segundo y para el tercer modo de operación. Asimismo se requiere que se realicen al menos 5 servicios durante todo el año para el primero y 14 servicios durante todo el año para el segundo y 16 servicios durante todo el año para el tercero; respectivamente, es decir, a cada 250 horas o unidades de servicio. Este cálculo se realiza en base a la tabla de mantenimiento programado, y se muestra en el anexo de este trabajo. Cada servicio tiene un costo de Q 5,416.30.

Los intervalos de tiempo de mantenimiento son expresados en Unidades de Medición de Servicio u horas. Los servicios de medición hechos en la máquina

muestran el total de unidades o veces u horas que la máquina ha operado. Se debe usar las lecturas del Servicio de Medición para la determinación del programa de mantenimiento. Se debe realizar el mantenimiento tantas veces como se necesite según el número de unidades o veces lo requiera -ver tabla XXXVI-. Por ejemplo, cuando el Medidor de servicio muestre 100, todos los artículos listados bajo “CADA 10 UNIDADES DE SERVICIO MEDIDAS” deberán realizarse 10 veces, y todos los artículos bajo “CADA 50 UNIDADES DE SERVICIO” deberán efectuarse dos veces.

La determinación del número de servicios para el generador en uso Prime se muestra en el apéndice.

Finalmente se agrega al costo por mantenimiento el costo por overhaull que se le debe hacer a cada generador por cumplir un período de trabajo de 10,000 horas de uso continuo. El costo por Overhaull es de US\$ 40,000 por generador. Corresponde al periodo de uso de 5 horas un costo mensual por overhaull de Q 3,657.36, al período de 13 horas un costo mensual de Q 9,509.15 y finalmente al período de 15 horas un costo mensual de Q 10,972.09 por overhaull. El costo por overhaull toma en cuenta el número de horas que se usa el generador al mes.

1.4.1 Costo por mantenimiento mensual de uso Prime Opción A:

El costo por mantenimiento mensual de uso Prime o contínuo de la Opción A que consiste en 5 horas de trabajo diarias es de:

Q 3,657.36 por concepto de overhaull

Q 3,160.00 por inspección mensual 12 inspecciones al año

Q 2,256.79 por servicios mensual calculado de la siguiente manera

$$5 \text{ Servicios/ año} \times 5,416.30 \text{ Q/serv} = 27,081.5 \text{ Q/año}$$

$$(27,087.50 \text{ Q/año}) \times (1 \text{ año}/12 \text{ meses}) = 2,256.79 \text{ Q / mes}$$

Total por mantenimiento Opción A de Q 9,074.15
--

1.4.2 Costo por mantenimiento mensual de uso Prime Opción B:

El costo por mantenimiento mensual de uso Prime o continuo de la Opción B que consiste en 13 horas de trabajo diarias es de:

Q 9,509.15 por concepto de overhaull

Q 3,160 por inspección, mensual, con un total de 12 inspecciones al año

Q 6,319.20 por servicios, mensual, calculado de la siguiente manera

$$14 \text{ servicios/ año} \times 5,416.30 \text{ Q/serv} = 75,828.2 \text{ Q/año}$$

$$(75,828.2 \text{ Q/año}) \times (1 \text{ año}/12 \text{ meses}) = 6,319.02 \text{ Q / mes}$$

Total por mantenimiento Opción B de Q 18,988.35/ mes
--

1.4.3 Costo por mantenimiento mensual de uso Prime Opción C:

El costo por mantenimiento mensual de uso Prime o continuo de la Opción C que consiste en 15 horas de trabajo diarias es de:

Q 10,972.09 por concepto de Overhaull

Q 3,160 por inspección, mensual, 12 inspecciones al año

Q 7,221.73 por servicios mensual calculado de la siguiente manera

16 Servicios/ año x 5,416.30 Q/serv = 86,660.80 Q/año

(86,660.8 Q/año) x (1 año/12 meses) = 7,221.73 Q / mes

Total por mantenimiento Opción C de Q 21,353.82 Q / mes

1.5 Estimación del costo por energía generada

Se muestra la forma en que se debe calcular la energía generada, específicamente el costo del KWH generado, tomando en cuenta los factores que lo determinan.

1.5.1 Determinación del costo del KWH de energía generado

En la determinación del costo del KWH de energía generado por el generador diesel de la industria en cuestión se deben de tomar en cuenta varios factores, entre ellos, la determinación de los Kilowattshora a generar en un período de un mes, y el costo de generación de energía eléctrica en el mes, que incluye el costo por combustible, el costo por mantenimiento y el costo por depreciación. Se aplica la siguiente expresión:

COSTO MENSUAL POR GENERACIÓN / KILOVATIOS HORA A GENERAR EN EL MES =
COSTO NETO DEL KWH

1.5.1.1 Kilovatios hora a generar en el mes opción A, opción B y opción C

Para la determinación de los kilovatios hora a generar en el mes se debe calcular la demanda promedio del mes de septiembre que es el mes de referencia. Luego se debe multiplicar por el número total de horas al mes en que se piensa generar. Tomaremos dos opciones, la primera será con una potencia promedio monitoreada y calculada de 10:30 a 17:00 horas, para tener un rango de operación de los generadores de 5 horas, tomando como referencia la potencia promedio encontrada en un rango de siete horas. Luego tomaremos la potencia promedio monitoreada y calculada de 7:00 a 22:00 para tener un rango de operación de 13 Y 15 horas. Las potencias promedio encontradas son como siguen:

OPCIÓN A PP10A17HRS = 492.28 KW

OPCIÓN B PP7A22HRS = 473.20 KW

OPCIÓN C PP7A22HRS = 473.20 KW

Donde: PP10A17HRS = Potencia promedio de 10:30 a 17:30 horas.

 PP7A22HRS = Potencia promedio de 7:00 a 22:00 horas, la cual tomaremos de referencia para las opciones B y C por tener similar comportamiento.

El número de horas a generar en el mes se calcula, tomando en cuenta un promedio de 22 días por mes, ya que se generará únicamente de lunes a viernes, algunos meses dan como resultado 21 días, otros dan 22 días pero se toma el valor mayor. Para la Opción A se toma un número de cinco horas para generar por día.

Opción A

$(5 \text{ horas/día}) \times (22 \text{ días/mes}) = 110 \text{ horas/mes} = \text{HORAS DE GENERACIÓN}$

$\text{PP10A17HRS} \times \text{HORAS DE GENERACIÓN} = \text{ENERGÍA A GENERAR POR MES EN KWH/MES}$

Sustituyendo tenemos:

$492.28 \text{ KW} \times 110 \text{ HORAS} = 54,150.8 \text{ KWH}$ a generar en un mes

KILOVATIOS HORA A GENERAR OPCIÓN A = 54,150.8 KWH/MES
--

Es importante denotar que:

ENERGÍA A GENERAR POR MES < ENERGÍA PERMITIDA A GENERAR POR EL FACTOR DE CARGA MINIMO. Esta opción es manteniendo el mismo valor de potencia contratada y el mismo pliego tarifario acordado con la comercializadora. En caso de no ser viable, se puede tomar de referencia para determinar la cantidad de energía eléctrica máxima que se puede ahorrar o reducir en la elaboración de los procesos industriales.

Tal y como se puede observar en el capítulo siguiente se tiene una energía permitida a generar definida por el factor de carga mínimo de Egenfcmin de 73,118 KWH

54,150.8 KWH < 73,118 KWH

Opción B

$(13 \text{ horas/día}) \times (22 \text{ días/mes}) = 286 \text{ horas/mes} = \text{HORAS DE GENERACIÓN}$

$\text{PP7A22HRS} \times \text{HORAS DE GENERACIÓN} = \text{ENERGÍA A GENERAR POR MES EN KWH/MES}$

Sustituyendo tenemos:

$473.20 \text{ KW} \times 286 \text{ HORAS/MES} = 135,335.2 \text{ KWH a generar en un mes}$

$\text{KILOVATIOS HORA A GENERAR OPCIÓN B} = 135,335.2 \text{ KWH/MES}$

Generando 135,335.20 KWH en un mes en el horario de producción de la planta de 7:00 a 20:00 horas. Con ello se estaría eliminando el consumo de la potencia contratada de la empresa comercializadora durante el período comprendido entre las 7:00 y las 20:00, más de 20:00 a 22:00 horas se tendría una demanda de potencia un poco más baja de la contratada pero muy parecida, por lo que tendría que hacerse un nuevo contrato de energía eléctrica, o bien, reducir la jornada de labores hasta las 20:00 horas en caso de ser viable económicamente para eliminar por completo la potencia contratada de 700 KW y reducirla a lo mucho a 100 KW, que corresponde a la potencia demandada de días no laborados, específicamente, de sábados y domingos. El cálculo de la Opción B se realizará para obtener una mayor cantidad de resultados en los cuales basar el resultado final.

Opción C

$(15 \text{ horas/día}) \times (22 \text{ días/mes}) = 330 \text{ horas/mes} = \text{HORAS DE GENERACIÓN}$

$\text{PP7A22HRS} \times \text{HORAS DE GENERACIÓN} = \text{ENERGÍA A GENERAR POR MES EN KWH/MES}$

Sustituyendo tenemos:

$473.20 \text{ KW} \times 330 \text{ HORAS/MES} = 156,156 \text{ KWH}$ a generar en un mes

KILOVATIOS HORA A GENERAR OPCIÓN C = 156,156 KWH/MES

Generando 156,156 KWH en un mes en el horario de producción completo de la planta de 7:00 a 22:00 horas se estará eliminando el consumo de la potencia contratada de la empresa comercializadora en su gran mayoría, por lo que tendría que hacerse un nuevo contrato de energía eléctrica igual o inferior a los 100 KW, que corresponde a la potencia demandada de días no laborados, específicamente, de sábados y domingos y pasando de la tarifa de gran usuario a la tarifa de usuario regulado, motivo por el cual se incluye el estudio del pliego tarifario para usuario regulado en el presente trabajo de investigación y específicamente en el capítulo 2. En esta opción se elimina la compra de energía eléctrica a la comercializadora durante el período completo de la producción, comprando únicamente la energía de consumo por días no laborados, la cual podremos cotizar al menor precio del mercado.

1.5.1.2 Depreciación

Cuando el bien no se utiliza de forma constante a lo largo de su tiempo de vida se utiliza el método de amortización real: se computa en concepto de depreciación el desgaste real al que se ha sometido la máquina -por ejemplo- en función de la cantidad de unidades que ésta ha producido, sobre el total de unidades que puede llegar a producir. Por lo tanto, la depreciación se expresa en términos de unidades producidas. Existen métodos para el cálculo de la depreciación que permiten la amortización acelerada del bien cuando el valor de éste es mayor durante los primeros años, pero será menor en los años siguientes debido a la obsolescencia técnica; con este sistema de amortización, que consiste en aplicar una tasa de amortización mayor los primeros años de vida útil que durante los últimos años, se reconoce el fenómeno de la obsolescencia.

El monto por depreciación es de Q 0.00 por mes, ya que debido a la antigüedad del generador está actualmente depreciado.

El valor correspondiente mensual sería de **Q 8,440.00** por concepto de depreciación. Valor proporcionado por el departamento de contabilidad de la empresa en estudio.

1.5.1.3 Costo del KWH generado opción A

El costo del KWH generado al mes mediante el uso de los generadores por un tiempo de cinco horas diarias por 22 días al mes, es:

COSTO MENSUAL POR GENERACIÓN / KILOVATIOS HORA A GENERAR EN EL MES =
COSTO NETO DEL KWH

Donde:

COSTO MENSUAL POR GENERACIÓN OPCIÓN A = COSTO POR COMBUSTIBLE OPCIÓN A + COSTO POR MANTENIMIENTO OPCIÓN A+ COSTO POR DEPRECIACIÓN GENERAL

Sustituyendo datos tenemos

54,018.38 Q/MES + 9,074.15 Q/MES + 0.00 Q/MES = COSTO MENSUAL TOTAL POR GENERACIÓN PROPIA OPCIÓN A SIN DEPRECIACIÓN

COSTO MENSUAL TOTAL POR GENERACIÓN OPCIÓN A SIN DEPRECIACIÓN = 63,092.53 Q/MES

COSTO MENSUAL TOTAL POR GENERACIÓN OPCIÓN A CON DEPRECIACIÓN = 71,932.53 Q/MES

KILOVATIOS HORA A GENERAR EN EL MES OPCIÓN A = 54,150.8 KWH/MES

Sustituyendo datos en la fórmula principal del Costo neto del KWH tenemos

COSTO MENSUAL POR GENERACIÓN / KILOVATIOS HORA A GENERAR EN EL MES = COSTO NETO DEL KWH

Sustituyendo valores:

Costo neto del s/d = (63,092.53 Q/MES) / (54,150.8 KWH/MES)

Costo neto del KWH opción A sin deprec = 1.17 Q/KWH
--

Costo neto del KWH opción A c/d = (71,532.53 Q/MES) / (54,150.8 KWH/MES)

Costo neto del KWH opción A con deprec = 1.32 Q/KWH
--

1.5.1.4 Costo del KWH generado opción B

El costo del KWH generado al mes mediante el uso de los generadores por un tiempo de trece horas diarias por 22 días al mes, es:

COSTO MENSUAL POR GENERACIÓN / KILOVATIOS HORA A GENERAR EN EL MES =
COSTO NETO DEL KWH

Donde:

COSTO MENSUAL TOTAL POR GENERACIÓN OPCIÓN B = COSTO POR COMBUSTIBLE
OPCIÓN B + COSTO POR MANTENIMIENTO OPCIÓN B+ COSTO POR DEPRECIACIÓN
GENERAL

Sustituyendo datos tenemos

135,042.56 Q/MES + 18,988.35 Q/MES + 0.00 Q/MES = COSTO MENSUAL TOTAL POR
GENERACIÓN PROPIA OPCIÓN B SIN DEPRECIACIÓN

COSTO MENSUAL TOTAL POR GENERACIÓN OPCIÓN B SIN DEPRECIACIÓN =
154,030.91 Q/MES

COSTO MENSUAL TOTAL POR GENERACIÓN OPCIÓN B CON DEPRECIACIÓN =
162,470.91 Q/MES

KILOVATIOS HORA A GENERAR EN EL MES OPCIÓN B = 135,335.20 KWH/MES

Sustituyendo datos en la fórmula principal del Costo neto del KWH tenemos

COSTO MENSUAL POR GENERACIÓN / KILOVATIOS HORA A GENERAR EN EL MES =
COSTO NETO DEL KWH

Sustituyendo valores:

**Costo neto del KWH opción B s/d = (154,030.91 Q/MES) /
(135,335.20KWH/MES)**

Costo neto del KWH opción B sin deprec = 1.14 Q/KWH

**Costo neto del KWH opción B c/d = (162,470.91Q/MES) / (135,335.20
KWH/MES)**

Costo neto del KWH opción B con deprec = 1.20 Q/KWH

1.5.1.5 Costo del KWH generado opción C

El costo del KWH generado al mes mediante el uso de los generadores por un tiempo de quince horas diarias por 22 días al mes, es:

COSTO MENSUAL POR GENERACIÓN / KILOVATIOS HORA A GENERAR EN EL MES =
COSTO NETO DEL KWH

Donde:

COSTO MENSUAL TOTAL POR GENERACIÓN OPCIÓN C = COSTO POR COMBUSTIBLE
OPCIÓN C + COSTO POR MANTENIMIENTO OPCIÓN C+ COSTO POR DEPRECIACIÓN
GENERAL

Sustituyendo datos tenemos

155,818.34 Q/MES + 21,353.82 Q/MES + 0.00 Q/MES = COSTO MENSUAL TOTAL POR
GENERACIÓN PROPIA OPCIÓN B SIN DEPRECIACIÓN

COSTO MENSUAL TOTAL POR GENERACIÓN OPCIÓN C SIN DEPRECIACIÓN =
177,172.16 Q/MES

COSTO MENSUAL TOTAL POR GENERACIÓN OPCIÓN C CON DEPRECIACIÓN =
185,612.16 Q/MES

KILOVATIOS HORA A GENERAR EN EL MES OPCIÓN C = 156,156 KWH/MES

Sustituyendo datos en la fórmula principal del Costo neto del KWH tenemos

COSTO MENSUAL POR GENERACIÓN / KILOVATIOS HORA A GENERAR EN EL MES =
COSTO NETO DEL KWH

Sustituyendo valores:

Costo neto del KWH opción C s/d = (177,172.16Q/MES) / (156,156 KWH/MES)

Costo neto del KWH opción C sin deprec = 1.13 Q/KWH
--

Costo neto del KWH opción C c/d = (185,612.16Q/MES) / (156,156 KWH/MES)

Costo neto del KWH opción C con deprec = 1.19 Q/KWH
--

Si se toma de referencia la compra del diesel en bloque, es decir 20,000 galones cada cierto periodo de tiempo el precio del galón de diesel bajará a diferencia del que se tomó de referencia, el cual es el precio al consumidor final, publicado por el MEM y el costo del KWH debería de bajar a una cantidad menor, probablemente rentable.

1.5.1.6 Determinación del costo del KWH con un generador de 600 KW, 750 KVA, 60 hertz, 1200 rpm y 480 voltios

La determinación del costo de KWH para un generador de 600 KW se realiza de igual manera que la estimación del KWH para el generador de 545 KW anteriormente hecha. A continuación se muestra de una forma más breve.

Consumo por combustible

100 % de la carga con ventilador	42.9 Gal/hora
75 % de la carga con ventilador	32.3 Gal/hora
50 % de la carga con ventilador	22.7 Gal/hora

Factor de consumo con el generador trabajando 15 horas diarias, opción C, para eliminar por completo la potencia contratada en los días laborados

Factor de Consumo = Potencia demandada/ Potencia nominal

Factor de Consumo = PP7A22HRS/POTnom gen prime

Factor de Consumo = 473.20 kw / 600 kw = 0.789

Es decir que el generador estará trabajando al 78.9% de la carga nominal, aproximando a 79%. Para determinar el consumo se usa la regla de tres, usada anteriormente o por interpolación, tal y como se muestra a continuación

100 %-----42.9 GAL/hora
79 % ----- X GAL/hora
75 % -----32.3 Gal/hora

$$100-79/42.9-x = 100-75/42.9-32.3 = 25/10.6 = 2.3585$$

$$21/42.9-x = 2.3585$$

$$21/2.3585 = 42.9 - x$$

$$x = 42.9 - 21/2.3585 = 33.996 = 34 \text{ Gal/hora}$$

Por regla de tres

42.9-----100%
 X -----79%

$$X = (79) (42.9) / (100) = 33.891$$

Aproximadamente 34 Gal/hora

Para un generador de 600 KW trabajando 15 horas se toma un consumo de 34 Gal/hora.

Se muestra que con el método de interpolación y de regla de tres se obtiene resultados similares.

El factor de consumo trabajando 5 horas diarias se realiza de manera análoga

$$\text{Factor de consumo} = \text{PP10A17HRS} / \text{POTnom gen Prime}$$

$$\text{Factor de consumo} = 492.28 \text{ kw} / 600 \text{ kw} = 0.82$$

100 % -----42.9 Gal/hora
 82% ----- X
 75% -----32.3 Gal/hora

Por interpolación y de manera análoga al cálculo realizado anteriormente da un resultado de X = 35.27 Gal/hora

Por regla de tres

42.9 Gal/hora -----100%
 X Gal/hora -----82%

Por Regla de tres resulta un consumo de $X = 35.18$ Gal/hora, y se tomará el valor mayor de 35.27 Gal/hora, aunque si se toma el otro valor el resultado no varía considerablemente.

Para un generador de 600 KW trabajando 5 horas diarias en el horario establecido se toma un consumo de 35.27 Gal/hora.

Costos por combustible

Para la determinación del costo por combustible se toma únicamente la Opción A (5 horas diarias) y la Opción C (15 horas diarias), debido a que la Opción B es muy similar a la Opción C, tal y como se puede observar en el costo de KWH de ambas opciones, el cual es casi el mismo.

El costo por combustible Opción A:

Costo por Comb = horas a generar en el mes X Precio del Galón X Consumo del Generador por hora

Costo por Comb A = $(5 \text{ h/día} \times 22 \text{ días/mes}) \times (35.27 \text{ Gal/hora}) \times (13.46 \text{ Q/Gal})$

Costo por Comb Opción A con Gen 600 KW = 52,220.76 Q/mes

Costo por comb C = $(15 \text{ h/día} \times 22 \text{ días/mes}) \times (34 \text{ Gal/hora}) \times (13.46 \text{ Q/Gal})$

Costo por Comb C gen 600 KW = 151,021.2 Q /mes

Costo del KWH de energía generado con gen 600 Kw

La potencia, las horas a generar y la energía a generar es la misma que para el generador de 545 KW, El costo de mantenimiento es similar para el generador de 600 KW que para el de 545 KW. Entonces:

Opción A: Energía a generar Opción A = 54,150.8 KWH/mes

Opción C: Energía a generar Opción C= 156,156 KWH/mes

Se tomará los mismos valores de depreciación para el generador de 600 KW, debido a que la depreciación del generador de 545 KW fue calculada por un periodo mensual, a partir de la compra del generador. Los costos de mantenimiento serán los mismos para el generador de 600 KW que para el generador de 545 KW, debido a que el mantenimiento se basa a las horas de uso del generador y por ser estas las mismas en ambos generadores.

Tabla XVI. Descripción del costo de KWH para generador 600KW

Op.	Kwh gen	Manto.	CostComb	Costo gen s/d	Costo gen c/d	KWH c/d	KWHs/d
A	54,150.80	9,074.15	52,220.76	61,294.91	69,734.91	1.29 Q/KWH	1.13 Q/kwh
C	156,156	21,353.82	151,021.20	172,375.02	180,815.02	1.16 Q/KWH	1.10 Q/kwh

1.5.1.7 Costo de generación con generador de 725 KW prime, 480 voltios

El cálculo para el KWH generado por un generador de 725 KW en potencia prime, el cual sería el más adecuado para soportar los periodos de pico de la curva de demanda de referencia y no sufrir calentamiento de ningún tipo se realiza de forma análoga al calculado anteriormente, se toma de referencia de la tabla de consumo de dicho generador el valor de 52.5 Gal/hora para el generador trabajando al 100% de su potencia nominal, de 39.8 Gal/hora para el 75% de la potencia nominal y para un porcentaje de carga de 65% que es el correspondiente a la potencia promedio de 473.2 KW se encuentra por interpolación un consumo de 34.72 Gal/hora, dato que se toma de referencia para sacar el costo por combustible. Se toman los mismos valores de mantenimiento y del precio del combustible. Como resultado nos da un costo de la energía generada como sigue:

KWH C/D OPCIÓN C = 1.18 Q/KWH

KWH S/D OPCION C = 1.12 Q/KWH

El costo del generador es de US \$ 125,000, de tal manera que si resultara viable su utilización se tendría que recuperar este último valor de inversión inicial. El generador con el que se es el de 545 KW prime, como actualmente se encuentra depreciado se tomará el valor con depreciación. Se utilizaría generador de 600 KW o de 725 KW en caso de ser altamente rentable, ya que se tendrían que comprar y recuperar la inversión.

2. ANÁLISIS DE TARIFAS Y COSTOS POR ENERGÍA ELÉCTRICA DE EMPRESA SUMINISTRADORA

Todo ente que utiliza energía eléctrica con el fin de llevar a cabo tareas que le permitan alcanzar un fin determinado y que por ello, contrate un servicio de suministro de energía eléctrica, debe conocer a cabalidad la forma en que le van a cobrar el consumo de energía eléctrica y la demanda de potencia contratada. La energía eléctrica es palpable, pero también es abstracta, se observa en un efecto de luz o en el movimiento de un motor, pero es abstracta en su paso por el conductor, debido a que no se logra observar ningún efecto sobre el conductor aislado. Debido a la complejidad de la energía eléctrica, todo usuario de energía eléctrica debe de ser asesorado en su consumo de energía eléctrica por un ingeniero electricista, el cual está facultado para interpretar todas las variables que entran en juego en la facturación de energía eléctrica, de tal manera que sea el usuario el que controle el costo por energía eléctrica y no de manera inversa, que el costo de energía controle al usuario, ya que cuando esto sucede, el usuario corre alto riesgo de no cumplir sus metas organizacionales. Tal es el caso de muchos microempresarios que han desistido del mercado debido a pérdidas en sus estados financieros, siendo el cobro de la energía eléctrica un factor de peso en dicho fenómeno.

En el mercado de la energía eléctrica existen dos tipos de usuarios. Uno es el usuario regulado, que es el que consume una cantidad de potencia menor a los 100 KW y el otro, que consume una potencia mayor o igual a los 100 KW, llamado Gran Usuario. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica es el ente que autoriza las tarifas por cobro de energía y potencia eléctricas planteadas por las empresas distribuidoras de energía para usuario regulado. El precio del KWH lo administra el Administrador de Mercado Mayorista en base a la coordinación de las transacciones de compra venta de bloques de energía

eléctrica a las generadoras. El Gran Usuario fija su tarifa en el libre mercado con las empresas comercializadoras de energía eléctrica disponibles. Si el Gran Usuario no conoce su curva de carga ni los factores que intervienen en el cobro de la misma pueden correr el riesgo de comprar energía a un precio muy alto. Dos de las opciones de generación planteadas en el presente trabajo de investigación, siendo ellas la opción B y la opción C de generación consisten en cubrir el cien por ciento de la potencia contratada en el horario de producción mediante la generación propia utilizando sus generadores de emergencia en uso Prime o continuo. Debido a que en la industria el horario de producción es de lunes a viernes de siete de la mañana a diez de la noche, se escogieron horarios de generación en ese rango de producción. Para el consumo de los días sábados y domingos y en el lapso de tiempo existente entre las diez de la noche y las siete de la mañana se necesita una potencia eléctrica menor a los 100 KW, motivo por el cual a simple vista se observa que no es conveniente generar esa pequeña cantidad de potencia, debido a que los generadores estarían trabajando ineficientemente. Para ello se debe realizar un nuevo contrato de energía eléctrica que pueda entregar la potencia y la energía consumida en los tiempos de no producción. Debido a que la potencia demandada en ese periodo de tiempo es menor o igual a 100 KW se hace necesario conocer, tanto el detalle de facturación para un gran usuario, como también el detalle de facturación para un usuario regulado, ya que en dichas opciones de generación es necesario hacer un cambio de tarifa de Gran Usuario a Usuario Regulado ó de Gran Usuario con potencia contratada de 700 KW a un Gran Usuario con potencia contratada de 100 KW, dependiendo de la mejor oferta existente en el mercado. Por ello se hace necesario que se tomen en cuenta los detalles de facturación para los dos tipos de usuario. El presente trabajo de investigación puntualiza en el estudio del gran usuario y de una forma secundaria trata la evaluación del pliego tarifario del usuario regulado.

2.1 Evaluación del pliego tarifario en CNEE

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica fue creada como órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas, con intendencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones, por la Ley General de Electricidad contenida en el Decreto No. 93-96 del Congreso de la República de Guatemala, publicada en el Diario Oficial el 21 de noviembre de 1996.

La Ley General de Electricidad establece para la Comisión Nacional de Energía Eléctrica entre otras funciones, las de definir las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación, de acuerdo a la misma, así como la metodología para el cálculo de las mismas. Emitir las normas técnicas relativas al Subsector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento en congruencia con prácticas internacionales aceptadas.

2.1.1 Tipos de Usuarios

Se le llama Usuario al titular o poseedor del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica. Únicamente el Usuario o su representante legal podrán ampliar, renegociar, modificar o formular reclamos relacionados con el servicio contratado.

Para efectos del pliego tarifario, los Usuarios del servicio de energía eléctrica se clasifican en tres categorías:

- a) Usuarios con servicio en baja tensión, cuya demanda de potencia es menor o igual a los 11 kilovatios (KW).

A este tipo de usuario la distribuidora de energía eléctrica les aplicará la tarifa simple (BTS).

- b) Usuarios con servicio en baja o media tensión, cuya demanda de potencia es mayor de 11 y menor o igual a 100 kilovatios (Kw).

Este tipo de usuario podrá elegir libremente su propia tarifa, dentro de las opciones tarifarias aprobadas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, respetando las limitaciones establecidas para cada caso y dentro del nivel de tensión que le corresponda. En caso de que el usuario no pueda determinar la tarifa adecuada a su tipo de consumo de energía eléctrica y no cuente en su instalación con los equipos de medición adecuados para verificar la demanda horaria de potencia, la distribuidora deberá aplicar la tarifa que represente más beneficios para el consumidor, con base a las características de consumo del mismo, dentro de las siguientes opciones: BTDp, BTD, MTDp y MTD.

Para el usuario que cuente con equipo de medición que registre demandas de potencia horarias, se les aplicará las tarifas BTH o MTH según corresponda, la determinación o no dentro de la punta se realizará en base a los registros reales de medición. Se entenderá como participación en la punta, cuando el cociente entre la demanda media de potencia del usuario y su potencia contratada, sea mayor o igual a 0.6. La demanda media de potencia se determinará como el promedio de consumo de energía eléctrica mensual (kwh-mes), en los meses que correspondan a las tres demandas más altas mencionadas anteriormente, dividido el promedio del número de horas de los meses correspondientes. El horario punta diario es de 18:00 a 22:00 horas.

El usuario conectado en media tensión podrá requerir que su consumo sea medido en baja tensión, debiendo aceptar que a los cargos por energía y potencia de la tarifa correspondiente en media tensión se les realice un recargo por pérdidas de transformación, equivalente al uno por ciento -1%- de los

mismos; siempre y cuando no cuente con el equipo de medición adecuado que pueda ser programado para que realice en forma automática la compensación de pérdidas. Cuando el consumo de energía eléctrica de un usuario tenga un factor de potencia inductivo inferior a lo establecido en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, a los cargos por energía y potencia de la tarifa correspondiente, se les hará un recargo equivalente al uno por ciento (1%) del valor de los mismos, por cada centésima (0.01) en que dicho factor baja del límite establecido en la normativa.

La distribuidora aplicará la potencia contratada que como tal tenga registrada al mes de enero del año en curso. La distribuidora está obligada a proporcionarle toda la información necesaria sobre su demanda histórica hasta los últimos seis meses. Una vez actualizado el valor de la potencia contratada, éste no podrá reducirse durante un período de seis meses. El exceso de potencia utilizada será penalizado de acuerdo a las Normas Técnicas del servicio de Distribución, la cual dice en su artículo 75 lo siguiente:

Artículo 75 NTSD. Variación de la potencia contratada. En el caso que el Distribuidor detecte que la potencia utilizada por el Usuario es mayor que la contratada, el Distribuidor le podrá cobrar la potencia utilizada en exceso, a un precio máximo de dos veces el valor del Cargo Unitario por Potencia Contratada de la Tarifa correspondiente, por cada kilovatio utilizado en exceso. Dentro de los 2 próximos meses, el Distribuidor realizará la ampliación correspondiente con la finalidad de corregir la Potencia contratada dentro del contrato respectivo.

- c) Usuarios con servicio en baja, media tensión y alta tensión cuya demanda de potencia se mayor a 100 kilovatios, quienes no están sujetos a regulaciones de precio de acuerdo a lo establecido en la Ley General de Electricidad y su Reglamento y la tarifa será pactada libremente entre las partes, sin intervención de la Comisión. Se hará

un detalle de este tipo de usuario, a quien se le llama Gran Usuario en el siguiente capítulo por ser éste el tema central del presente trabajo de investigación.

La opción tarifaria acordada, regirá por un período mínimo de doce meses contados a partir de la suscripción de contrato correspondiente, salvo acuerdo entre el usuario y la distribuidora, o reclasificación por comportamiento en el consumo. La reclasificación de la tarifa se podrá realizar en cualquier momento, en los siguientes casos: a) A requerimiento del usuario, cuando considere que la tarifa que le aplica la distribuidora no es la adecuada; b) Cuando la distribuidora detecte el cambio de las características en el consumo del usuario, debiendo demostrar dicho cambio de forma fehaciente.

De acuerdo a la opción tarifaria, las facturas deberán incluir únicamente los cargos que estén directamente relacionados con el suministro del servicio de energía eléctrica así como la tasa municipal, de conformidad con lo estipulado en la Ley General de Electricidad y su reglamento.

2.1.2 Definición de cargos aplicables en facturación de usuario regulado

Cargo fijo por Cliente: es un cargo correspondiente a los costos administrativos de la distribuidora relacionados con la comercialización de la electricidad.

Cargo unitario por energía: es un cargo relacionado directamente con el consumo de energía eléctrica del usuario.

Cargo unitario por potencia de punta: es el cargo aplicado a la potencia demandada por el usuario en el horario de punta. Correspondientes a la potencia máxima integrada en períodos sucesivos de 15 minutos medidos en el horario de punta.

Cargo unitario por potencia contratada: es el cargo relacionado con la potencia que el usuario contrate con la distribuidora.

Cargo unitario por potencia máxima: es el cargo aplicado al valor más alto de las potencias integradas en períodos sucesivos de 15 minutos, medidos durante las 24 horas de cada día del mes.

Para efectos de facturación se distinguen entre los cargos atribuibles a las actividades de generación y transporte y aquellos cargos atribuibles a la actividad de distribución.

2.1.3 Niveles de tensión

Los niveles de tensión están clasificados como sigue:

Baja Tensión: nivel de tensión igual o inferior a mil (1,000) Voltios.

Media Tensión: nivel de tensión superior a mil (1,000) voltios y menor o igual a sesenta mil (60,000) voltios.

Alta Tensión: nivel de tensión superior a sesenta mil (60,000) Voltios

2.1.4 Definiciones de tarifas para usuarios regulados

Las tarifas aprobadas por la Comisión nacional de Energía eléctrica son publicadas a través de la emisión de resoluciones. A continuación se describen los diferentes tipos de tarifas aplicables a los usuarios regulados, es decir los que tienen una demanda de potencia inferior a los 100 KW.

BTS: tarifa Simple para Usuarios en baja tensión, sin cargo por demanda, no afectos a tarifa social.

BTS afectos a TS (BTSS): tarifa Simple para Usuarios en baja tensión, sin cargo por demanda, afectos a tarifa social.

BTDp: tarifa con medición de demanda máxima, con participación en la punta, para Usuarios conectados en baja tensión.

BTDfp: tarifa con medición de demanda máxima, con baja participación en la punta, para Usuarios conectados en baja tensión.

BTH: tarifa horaria con medida o control de las demandas máximas de potencia dentro de las horas punta, para Usuarios conectados en baja tensión.

MTDp: tarifa con medición de demanda máxima, con participación en la punta, para Usuarios conectados en media tensión.

MTDfp: tarifa con medición de demanda máxima, con baja participación en la punta, para Usuarios conectados en media tensión.

MTH: tarifa horaria con medida o control de las demandas máximas de potencia dentro de las horas punta, para Usuarios conectados en media tensión.

2.1.5 Estructura de facturación para usuarios regulados

Entre los puntos a considerar en la facturación podemos mencionar de manera general que se componen de la siguiente estructura:

Precio base y constantes

Precios Base de compra de potencia y energía: Los precios base de compra de potencia y energía a la entrada de la red de distribución se describen en la siguiente tabla.

Tabla XVII. Precios base de potencia y energía usuario regulado

Descripción	Costo en Q/KW o Q/KWH
Precio Base de la Potencia PBPo	58.350000 Q/KW
Precio Base de la Energía PBEo	0.776283 Q/KWH
Precio Inicial de la Potencia PP	58.350000 Q/KW
Precio Inicial de la Energía PE	0.776283 Q/KWH

Cargos Fijos Base: Los cargos fijos base son los siguientes:

Tabla XVIII. Cargos fijos base usuario regulado

CONCEPTO	Q-CLIENTE-MES
Cargo Fijo Base Media Tensión CF o MT	1,192.2500
Cargo Fijo Base Baja Tensión con Medición de Demanda CF o BT	357.67
Cargo Fijo Base Baja Tensión sin Medición de demanda CF o BTS	7.3820

Valores Agregados de Distribución: Los precios base por uso de la red, Valores Agregados de Distribución (VAD), según el nivel de tensión son los siguientes:

Tabla XIX. Valor Agregado de distribución

CONCEPTO	Q/KW-MES
Valor Agregado de Distribución en Media Tensión VAD MT	69.252780
Valor Agregado de Distribución en Baja Tensión VAD BT	59.46740

2.1.5.1 Ajustes sobre los precios base

Ajuste Anual: las tarifas base iniciales que se publicaron se ajustan de acuerdo a los precios base. El ajuste consiste en aplicar aun factor de ajuste anual al precio de la energía y potencia base. Dicho factor consiste en la razón del precio base de la Energía y Potencia para el año siguiente y el Precio Base de la Energía y Potencia inicial.

Ajuste Trimestral: la metodología de ajuste periódico que aplicará la distribuidora al cargo por la energía a la entrada de la red de distribución, se calcularán como la diferencia entre el precio medio de compra de potencia y energía y el precio medio calculado inicialmente, para ser trasladado como cargo por energía y potencia al usuario final. La metodología se explica en detalle en la resolución CNEE 8-2004.

Ajuste al Valor Agregado de Distribución: el valor agregado de distribución se ajustará semestralmente mediante la utilización de índices que permitan ajustar los valores iniciales de operación y mantenimiento por distribución.

Ajuste al Cargo Fijo: los cargos fijos por usuario se ajustarán semestralmente, a partir de los precios fijos iniciales, descritos anteriormente, mediante la utilización de índices y la aplicación del factor de ajuste del cargo por consumidor al valor inicial. Dicho factor contempla el tipo de cambio actual al inicial según el Banco de Guatemala, el peso del valor de los equipos y materiales sobre el valor total de costos, entre otros. Este no será muy significativo en la facturación.

Ajustes trimestrales y Semestrales por Pérdidas Reales en la Distribuidora: el Artículo 97 del Reglamento de la Ley General de Electricidad establece que los VAD que se calculen para cada distribuidora considerarán factores de simultaneidad resultantes de estudios de caracterización de la carga que ajusten la demanda total autorizada a la suma de la potencia contratada con sus usuarios, mas las pérdidas reales. Se trasladarán las pérdidas reales a tarifas como Saldo No Ajustado. Para el cálculo de las mismas se considera la energía comprada en el trimestre por la distribuidora en todas las tarifas y la energía facturada en el trimestre por la distribuidora en todas las categorías tarifarias, entre otros. Se calcula el porcentaje de pérdidas reales de energía de la distribuidora como la diferencia del las cantidades de energía compradas menos la energía facturada en el mismo trimestre, dividida entre las cantidades de energía compradas.

Posteriormente, deben compararse las pérdidas de energía de dicho trimestre con las pérdidas reconocidas, las cuales tienen un valor del 12.6% y en caso de que las primeras sean mayor a las segundas, respectivamente; se deberá

valuar el costo de las pérdidas en exceso, a través de un ajuste de pérdidas de energía reales, en las tarifas no sociales en el trimestre. El mismo toma en cuenta las cantidades de energía compradas, excepto la tarifa social, la diferencia entre el porcentaje de pérdidas reales y el porcentaje de pérdidas reconocidas y el precio monómico de compras para todas las categorías tarifarias que se calcula como la suma de costos de energía y potencia en el trimestre para todas las categorías tarifarias excluyendo la tarifa social, dividido la energía comprada en el trimestre para el grupo de consumo. Dicho ajuste por pérdidas reales es el producto de los factores recién mencionados y el monto de éste será descontado del monto a recuperar de la distribuidora en cada trimestre.

Semestralmente se efectuará una revisión del porcentaje de pérdidas reales de la distribuidora. El monto del ajuste por pérdidas de energía reales debe recalcularse en función del porcentaje de pérdidas semestrales, el cual resulta de la relación de la diferencia entre la suma de las cantidades compradas de energía en los dos trimestres anteriores y la suma de las dos cantidades de energía facturada entre la suma de las cantidades de energía compradas en los dos trimestres anteriores. La diferencia entre el ajuste por pérdidas de energía reales recalculado semestralmente y el debitado en los dos trimestres anteriores se trasladará a tarifas mediante el Saldo No Ajustado. Los ajustes trimestrales y semestrales por pérdidas reales en la distribuidora se establecen en la resolución CNEE 10-2004.

2.1.5.2 Pliego tarifario base

Las tarifas base, sus valores máximos y ajuste periódico, así como las condiciones de aplicación para todos los usuarios, que atiende a la empresa en cuestión EEGSA, para el período comprendido a partir de su vigencia con día veintiséis de enero del año dos mil cuatro al treinta y uno de julio de dos mil ocho.

Tarifa Simple para Usuarios conectados en baja tensión, sin cargo por demanda (BTS) Comprende los siguientes cargos

Tabla XX. Tarifa simple para Usuarios baja tensión

Tarifa Simple para Usuarios conectados en baja tensión, sin cargo por Demanda (BTS)	
CARGO POR GENERACIÓN Y TRANSPORTE	
Energía y Potencia – Cargo por Generación y Transporte (Q/KWH)	1.1422
CARGO POR DISTRIBUCIÓN	
Cargo Fijo por Cliente (Q/usuario-mes)	7.3820
Energía: Cargo por Distribución (Q/KWH)	0.2749

Tarifa con medición de demanda máxima, con participación en la Punta, para Usuarios conectados en baja tensión. (BTDp) Comprende lo siguiente

Tabla XXI. Tarifa medición de demanda máxima, en la punta, baja tensión

Tarifa con medición de demanda máxima, con participación en la punta, para Usuarios conectados en baja tensión (BTDp)	
CARGO POR GENERACIÓN Y TRANSPORTE	
Energía: Cargo por Generación y Transporte (Q/KWH)	0.9866
Potencia Máxima: Cargo por Generación y Transporte (Q/KW-mes)	51.3311
CARGOS POR DISTRIBUCIÓN	
Cargo Fijo por Cliente (Q/usuario-mes)	357.6700
Potencia Máxima: Cargo por Distribución (Q/KW-mes)	2.5744
Potencia Contratada: Cargo por Distribución (Q/KW-mes)	110.5583

Tarifa con medición de demanda máxima, con baja participación en la Punta, para Usuarios conectados en baja tensión. (BTDfp)

Tabla XXII. Tarifa demanda máxima, baja tensión

Tarifa con medición de demanda máxima, con baja participación en la punta, para Usuarios conectados en baja tensión (BTDfp)	
CARGO POR GENERACIÓN Y TRANSPORTE	
Energía: Cargo por Generación y Transporte (Q/KWH)	0.9866
Potencia Máxima: Cargo por Generación y Transporte (Q/KW-mes)	35.8248
CARGOS POR DISTRIBUCIÓN	
Cargo Fijo por Cliente (Q/usuario-mes)	357.6700
Potencia Máxima: Cargo por Distribución (Q/KW-mes)	1.7967
Potencia Contratada: Cargo por Distribución (Q/KW-mes)	110.5583

Tarifa Horaria con medida o control de demandas máximas de potencia dentro de las horas punta, para Usuarios conectados en baja tensión. (BTH)

Tabla XXIII. Tarifa horaria con demandas máximas en punta, baja tensión

Tarifa Horaria con medida o control de demandas máximas de potencia dentro de las horas punta, para Usuarios conectados en baja tensión (BTH)	
CARGO POR GENERACIÓN Y TRANSPORTE	
Energía: Cargo por Generación y Transporte (Q/KWH)	0.9866
Potencia de Punta: Cargo por Generación y Transporte (Q/KW-mes)	57.9794
CARGOS POR DISTRIBUCIÓN	
Cargo Fijo por Cliente (Q/usuario-mes)	357.6700
Potencia de Punta: Cargo por Distribución (Q/KW-mes)	2.9079
Potencia Contratada: Cargo por Distribución (Q/KW-mes)	110.5583

Tarifa con medición de demanda máxima, con participación en la Punta, para Usuarios conectados en Media Tensión. (MTDp)

Tabla XXIV. Tarifa medición demanda máxima en punta, media tensión

Tarifa con medición de demanda máxima, con participación en la punta, para Usuarios conectados en media tensión (MTDp)	
CARGO POR GENERACIÓN Y TRANSPORTE	
Energía: Cargo por Generación y Transporte (Q/KWH)	0.9356
Potencia Máxima: Cargo por Generación y Transporte (Q/KW-mes)	47.4278
CARGOS POR DISTRIBUCIÓN	
Cargo Fijo por Cliente (Q/usuario-mes)	1,192.2500
Potencia Máxima: Cargo por Distribución (Q/KW-mes)	1.2915
Potencia Contratada: Cargo por Distribución (Q/KW-mes)	54.5309

Tarifa con medición de demanda máxima, con baja participación en la Punta, para Usuarios conectados en Media Tensión. (MTDfp)

Tabla XXV. Tarifa medición demanda máxima, sin punta, media tensión

Tarifa con medición de demanda máxima, con participación en la punta, para Usuarios conectados en media tensión (MTDfp)	
CARGO POR GENERACIÓN Y TRANSPORTE	
Energía: Cargo por Generación y Transporte (Q/KWH)	0.9356
Potencia Máxima: Cargo por Generación y Transporte (Q/KW-mes)	33.1006
CARGOS POR DISTRIBUCIÓN	
Cargo Fijo por Cliente (Q/usuario-mes)	1,192.2500
Potencia Máxima: Cargo por Distribución (Q/KW-mes)	0.9014
Potencia Contratada: Cargo por Distribución (Q/KW-mes)	54.5309

Tarifa Horaria con medida o control de demandas máximas de potencia dentro de las horas punta, para Usuarios conectados en Media Tensión. (MTH)

Tabla XXVI. Tarifa horaria medición demanda máxima, hora punta media tensión.

Tarifa Horaria con medida o control de demandas máximas de potencia dentro de las horas punta, para Usuarios conectados en baja tensión (MTH)	
CARGO POR GENERACIÓN Y TRANSPORTE	
Energía: Cargo por Generación y Transporte (Q/KWH)	0.9356
Potencia de Punta: Cargo por Generación y Transporte (Q/KW-mes)	53.5706
CARGOS POR DISTRIBUCIÓN	
Cargo Fijo por Cliente (Q/usuario-mes)	1,192.2500
Potencia de Punta: Cargo por Distribución (Q/KW-mes)	1.4588
Potencia Contratada: Cargo por Distribución (Q/KW-mes)	54.5309

Tarifa Simple para Usuarios conectados en baja tensión, afectos a Tarifa Social, sin cargo por demanda (BTS) Comprende los siguientes cargos para los Usuarios que no exceden los 300 KWH-MES, es decir 10KWH-DIA, Según resolución CNEE 09-2004, basada en la resolución CNEE 66-2003.

Tabla XXVII. Tarifa simple, baja tensión, tarifa social sin demanda

Tarifa Simple para Usuarios conectados en baja tensión, afectos a Tarifa Social sin cargo por Demanda (BTSS)	
CARGO POR GENERACIÓN Y TRANSPORTE	
Energía y Potencia – Cargo por Generación y Transporte (Q/KWH)	0.4144
CARGO POR DISTRIBUCIÓN	
Cargo Fijo por Cliente (Q/usuario-mes)	7.3820
Energía: Cargo por Distribución (Q/KWH)	0.2298

En la Ley General de Electricidad en su reglamento en los artículos 6 y 59 que están sujetos a regulación tanto la calidad como los precios de suministro de electricidad que se presta a los usuarios del Servicio Distribución Final, cuya demanda máxima de potencia está por debajo de los 100 KW, en consecuencia, todos los demás no estarán sujetos a regulación por parte de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Será conveniente la definición de algunos entes relacionados con el tema en cuestión y definidos en el reglamento de la Ley General de Electricidad, a continuación se definen los mismos.

Gran Usuario: es un consumidor de energía cuya demanda de potencia excede 100 kilovatios (kW) o el límite inferior fijado por el Ministerio en el futuro. El gran usuario no estará sujeto a regulación de precio y las condiciones de suministro serán libremente pactadas con el distribuidor o con cualquier otro suministrador. Para efectos del artículo 59, literal c de la Ley, las tarifas de los

consumidores con demanda de potencia igual o inferior a 100 kilovatios (kW), o el límite inferior que en el futuro establezca el Ministerio, serán fijadas por la Comisión.

Media Tensión: nivel de tensión superior a mil (1,000) voltios y menor o igual a sesenta mil (60,000) voltios.

Ley: es la Ley General de Electricidad, Decreto 93-96 del Congreso de la República.

Línea: es el medio físico que permite conducir energía eléctrica entre dos puntos. Las líneas podrán ser de transmisión o de distribución de acuerdo a su función. La calificación de líneas de transmisión o distribución corresponderá a la Comisión en base a criterios técnicos proporcionados por el Administrador del Mercado Mayorista.

Mercado Spot: es el conjunto de transacciones de compra venta de electricidad de corto plazo, no basado en contratos a término.

Normas de Coordinación: son las disposiciones dictadas por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM), de conformidad con la Ley, este reglamento y su propio reglamento específico y que tienen por objeto garantizar la continuidad y la calidad del servicio.

Normas Técnicas: son las disposiciones emitidas por la Comisión de conformidad con la Ley y este reglamento, en congruencia con prácticas internacionales aceptadas y que servirán para complementar el conjunto de regulaciones sobre las actividades del sector eléctrico.

Potencia Contratada: es la potencia establecida en un contrato de suministro entre un distribuidor y un usuario, obligando al distribuidor a tenerla disponible a requerimiento de éste, en cualquier momento. La potencia contratada da derecho a tener una demanda máxima de potencia igual a dicho valor suscrito.

Potencia de Punta: para el Mercado Mayorista, es la demanda máxima horaria de potencia que se produce en un período anual. Para un Distribuidor o Gran Usuario es su demanda de potencia coincidente con la Potencia de Punta del Sistema Nacional Interconectado.

Potencia Máxima: es la potencia máxima que una Unidad Generadora es capaz de suministrar a la red bajo las condiciones de temperatura y presión atmosférica del sitio en que está instalada.

Potencia Firme: es la máxima potencia que un generador puede vender en virtud de contratos, y que se calcula en base a las normas técnicas que serán establecidas por la Comisión. En todo caso, la suma de las potencias firmes de todas las unidades generadoras del Mercado Mayorista debe ser igual a la demanda máxima proyectada para cada año.

Participantes del Mercado Mayorista: son el conjunto de los agentes del MM más el conjunto de las empresas que sin tener esta última condición, realizan transacciones económicas en el MM, con excepción de los usuarios del servicio de distribución final sujetos a regulación de precios.

Regulación Primaria de Frecuencia: es la regulación inmediata, con tiempo de respuesta menor a 30 segundos destinados a equilibrar desbalances instantáneos entre generación y demanda. Se realiza a base de unidades generadoras equipadas con reguladores automáticos de potencia.

Regulación Secundaria de Frecuencia: es la acción manual o automática de corregir la producción de una o más unidades generadoras para restablecer un desvío de la frecuencia producida por un desbalance entre generación y demanda, permitiendo a las unidades asignadas a regulación primaria volver a sus potencias programadas.

Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado: es el sistema de transmisión dimensionado de forma tal de minimizar los costos totales de inversión, de operación y mantenimiento y de pérdidas de transmisión, para una determinada configuración de ofertas y demandas.

Tarifa Residencial de la Ciudad de Guatemala: para los efectos de la aplicación de la Ley y este reglamento, se entenderá como Tarifa Residencial de la Ciudad de Guatemala, a la tarifa de baja tensión sin medición de demanda de potencia, aplicada en la Ciudad de Guatemala, que defina la Comisión.

Unidad Generadora: es una máquina utilizada para la producción de electricidad.

Unidad Generadora Marginal: es la Unidad Generadora en condiciones de satisfacer un incremento de demanda, posible de ser despachada por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) de acuerdo con los procedimientos establecidos en su correspondiente Reglamento.

2.2 Estudio de las bandas A, B y C de cobro de la empresa suministradora para gran usuario

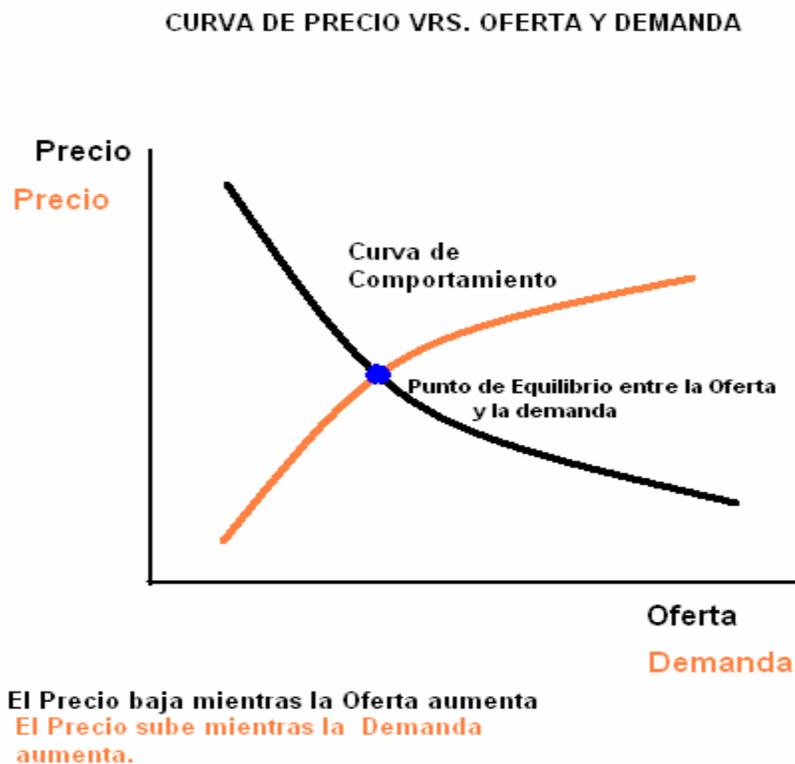
Al período de tiempo de medición de consumo de energía eléctrica en grandes usuarios se le llama Banda Horaria. Para efectos de medición de energía al costo más económico se han determinado tres diferentes bandas de medición horaria. A cada banda corresponde un precio de la energía eléctrica KWH. Este fenómeno está íntimamente relacionado con el despacho de carga determinado por el Administrador de Mercado Mayorista. El despacho de carga se realiza según los requerimientos de la demanda. Así por la noche y por la madrugada existirá una demanda menor de energía que por la mañana; y en la tarde habrá una mayor demanda de energía que en la mañana, es decir a la llamada hora pico, que es el período en que se registra la máxima demanda de energía en nuestro país. En los períodos en donde se requiere menor demanda de energía el Administrador de Mercado Mayorista contrata la demanda de energía requerida al generador que la tenga al precio más bajo.

Cuando la demanda es menor, el precio de la energía es menor debido a que existen varios oferentes generadores en el mercado cuyo interés radica en vender energía. El objetivo de cualquier productor de energía es vender esta misma en su mayor cantidad y la única forma de vender en los períodos de baja demanda es rebajar el costo de la energía. Con forme la demanda va incrementando el precio de la energía también va incrementando debido a la existencia de una necesidad en el mercado. Este fenómeno obedece a la Ley de la Oferta y la Demanda.

Ley de la Oferta y la Demanda: ley natural innata al mercado, la cual reza: a mayor oferta el precio baja y a mayor demanda el precio sube, es decir, los precios de mercado de los bienes y servicios se determinan por la intersección de la oferta y la demanda. Cuando la oferta supera la demanda, los productores

deben reducir los precios para estimular las ventas; de forma análoga, cuando la demanda es superior a la oferta, los compradores presionan al alza el precio de los bienes.

Figura 10 Curva de precio vrs. Oferta y demanda



Fuente: Abrego, apuntes de ingeniería económica, USAC, 2001.

En la figura 10 se observa el comportamiento de la curva Precio vrs. Oferta y del Precio vrs. Demanda y el punto de equilibrio entre la Oferta y la Demanda a un menor precio.

El precio de la energía generada obedece en gran parte a los costos de operación de las máquinas, por ejemplo una planta eléctrica hidráulica tendrá

un costo de operación bajo, el cual corresponde al precio del agua, y el mantenimiento de la misma entre otros. De igual manera sucede con las plantas geotérmicas que sacan su energía primaria de la energía acumulada de la tierra. Estas plantas podrán funcionar en la noche y en la madrugada, individual o conjuntamente. Conforme se va incrementando la demanda de energía eléctrica por la mañana se necesitará agregar otras unidades generadoras al Sistema Nacional Interconectado para abastecer en incremento en la demanda. Es en ese momento en donde se compra energía a las unidades generadoras Termoeléctricas con turbinas de vapor o turbinas de gas, a las plantas generadoras con energía primaria de combustión interna, y actualmente a los ingenios azucareros a través de la cogeneración. En éstas últimas el costo de operación es más elevado que el de las dos anteriores y obedece en su gran mayoría a la fuente primaria de energía utilizada.

El costo de la energía generada en las diferentes horas será el promedio del costo de operación de las plantas generadoras, de tal manera que el precio de la energía eléctrica sea el precio más económico. Esta tarea es mérito del Administrador de Mercado Mayorista al realizar el Despacho Económico y para el caso de los usuarios menores también de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica al revisar y autorizar la correcta implantación de la tarifas de cobro para los usuarios regulados, es decir, con potencia contratada menor a los cien kilovatios. Las tres bandas horarias son: La banda A, banda B y Banda C.

Banda A: es la banda horaria correspondiente al Horario Valle, que es el período comprendido entre las 0:00 00' y las 5:00 00' HRS y de 22:00 01' a las 24:00 00' HRS.

Banda B: es la banda horaria correspondiente al Horario Diurno, que es el período comprendido entre las 5:00 01' y 18:00 00' HRS.

Banda C: es la banda horaria correspondiente al Horario Pico comprendido entre las 18:00 01' y las 22:00 00 hrs.

2.3 Análisis del sistema de facturación de la empresa suministradora

El análisis del sistema de facturación de la empresa suministradora de energía de la empresa que se analiza, corresponde a una de las muchas aplicaciones de la tarifa de Gran Usuario. Como se ha mencionado anteriormente no existe una tarifa regulada para el Gran Usuario, así que la tarifa es libremente pactada entre el oferente y el demandante, es decir, entre la empresa que vende la energía o comercializadora de energía y la industria que solicita dicho servicio. La comercializadora que realiza la venta de energía tiene obligaciones que debe respetar para la prestación de un servicio de calidad al cliente. Las obligaciones que le corresponden se especifican en la Ley General de Electricidad y su reglamento, así como las que dictamine el Administrador de Mercado Mayorista, y las Normas Técnicas del Servicio de Distribución. De tal manera que la comercializadora debe evitar, entre otras, la introducción o contribución de efectos negativos que contribuyan al mal funcionamiento del Sistema Nacional Interconectado, tales como distorsión armónica, bajo factor de potencia, entre otras, a las cuales se mencionará con forme a la relación que tengan con la facturación de energía eléctrica. Se busca la realización del análisis de cada variable que forme parte determinante en el precio de la Energía y Potencia. Se muestra el desglose de facturación correspondiente al mes de septiembre del año dos mil cuatro y se toma como base para la realización de dicha evaluación. Es determinante que el ingeniero encargado

de la planta conozca cómo es el sistema de cobro de la empresa que le está suministrando la energía eléctrica, tanto para poder tener mayor control sobre las variables que más peso tienen en la facturación y así poder realizar una mejor utilización y aprovechamiento de la misma, como para poder realizar cambios que van desde la modificación de la red, el cambio de la tarifa actual hacia una tarifa más adecuada, hasta la modificación de los procesos con el fin de rebajar el costo por consumo de energía eléctrica de la empresa suministradora. También es importante evaluar el costo al que nos están vendiendo la energía eléctrica y la potencia para realizar estudios que nos permitan reducir los costos de la misma. El objetivo principal radicará en la reducción de costos y para ello existen dos formas de hacerlo. Una es mediante el mejor aprovechamiento de la energía eléctrica a través de la modificación de los procesos y la otra por vía de la generación propia. En el presente trabajo de investigación se estudia la segunda mediante la comparación del costo de la energía de la compañía suministradora con el costo de la energía generada internamente mediante los generadores con que cuenta la industria. Se procederá entonces a la descripción de las variables de peso en la factura que se muestra a continuación, para luego realizar una evaluación del costo de la misma.

Figura 11. Desglose de Facturación correspondiente al monitoreo de cargas, factura emitida en el mes de septiembre de 2004

FACTURACIÓN POTENCIA Y ENERGÍA SEPTIEMBRE 2004										
Nombre del Cliente			Potencia Contratada		Dem. Maxima		F.Carga Minima		F.Potencia	
Contrato			700.00 kw		669.20		0.200		0.900	
Punto de Entrega			Contador		Multiplicador		Dias Fact		P.REF.COMB	
Municipi			700.00		30 días		\$ 13.28/BBL		\$ 27.83	
Departa										
BOCA DEL MONTE			Villa Canales Guatemala							
Banda:										
Datos de Consumo del mes de Facturación										
Unidad	Banda	actual 30 Sept 2004	Anterior 1 Sept 2004	Consumo Registrado	Costo Unitario	Total Banda	Costo Total			
Energía KWH	A	421.90	397.05	17,388.70	0.077129/Kwh	1,341.17				
	B	3,145.00	2,970.71	122,002.30	0.085699/Kwh	10,456.48				
	C	840.69	794.66	32,218.20	0.085699/Kwh	2,761.06				
				171,609.20		Total US \$	14,557.71			
Energía KVARH	A	110.71	93.61	11,970.00	Factor Potencia	0.82370 %				
	B	1,092.48	987.56	73,444.00		0.85670 %				
	C	197.41	168.84	19,999.00		0.84950 %				
				105,413.00		0.85210 %				
Potencia	ABC	0.45600	Maxima	669.20	\$ 1.00	/kw-mes	669.20 \$			
		0.35800								
		0.66400								
EXCESO POTENCIA CONTRATADA				0.00	\$ 0.000000 /kw-mes					
						Total US \$	669.20			
Descripcion										
		Ajuste	Costo Unitario	Costo Total						
Valle kwh		832.92	0.077129	64.24						
Diurno kwh		5843.91	0.085699	500.82						
Pico kwh		1543.25	0.085699	132.25						
Maxima kw		32.05	6.901092	221.18						
						Total US \$	918.49			
SUMARIO FACTURACION										
Total Energía us \$	Total Potencia us\$	Potencia y Energía	Ajust \$	Peaje uso lineas Sub.AT(69Kv)	VAD CNEE 77-2004	Complemento 77-2004	NCC-8 del AMMI			
\$ 14,557.71	\$ 669.20	\$ 15,226.91	918.49	\$ 1.813	\$ 6,256.52	\$	\$ 1,018.95			
				* Tipo de Cambio \$ 1.00	Coste total a Facturar	Tasa Municipal Guatemala 13%	I.V.A 12%	Total Factura		
				7.91837	199,760.65	0.00	23,971.28	223,731.93		

Fuente: Empresa comercializadora de energía eléctrica.

2.3.1 Potencia contratada, demanda máxima, multiplicador

Es importante tener bien claros los conceptos referentes a la potencia contratada, la demanda máxima, y el multiplicador para efectos de facturación. A continuación se describen los conceptos para su mejor análisis. Se realiza una fragmentación de la factura mostrada para una mejor visualización y comprensión.

Potencia Contratada: es la potencia establecida en un contrato de suministro entre un distribuidor y un usuario, obligando al distribuidor a tenerla disponible a requerimiento de éste, en cualquier momento. La potencia contratada da derecho a tener una demanda máxima de potencia igual a dicho valor suscrito. En nuestro caso la potencia contratada es de 700 KW como se puede observar en el desglose de facturación.

Demanda: la demanda de una instalación o sistema es la carga en terminales receptoras tomada como un valor medio en determinado intervalo. El periodo durante el cual se toma el valor medio se denomina intervalo de demanda y es establecido para la aplicación específica que se considere. Se mide en KW.

Demanda máxima: las cargas eléctricas rara vez son constantes durante un tiempo apreciable, la demanda máxima de una instalación o sistema se considera como aquella que ha ocurrido durante un determinado periodo de tiempo. Los intervalos de demanda para facturación normalmente duran 15 o 30 minutos. En nuestro caso de facturación corresponde un valor de demanda máxima facturada de 669.20 KW.

Ajustes por exceso de potencia contratada: cuando el usuario excede la potencia contratada con el distribuidor, éste debe pagar al distribuidor el

exceso de la misma, según lo establece el artículo 75 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, el cual hace referencia a las Normas Técnicas del Servicio de Distribución los cuales se mencionan a continuación.

Artículo 75 Reglamento de la Ley General de Electricidad.- Exceso de Demanda. El usuario que utilice una demanda mayor a la contratada deberá pagar al Distribuidor el exceso de demanda, de acuerdo a los que se establezca en las NTSD, sin perjuicio de los aportes reembolsables que correspondiera reintegrar.

Artículo 75 NTSD. Variación de la potencia contratada. En el caso que el Distribuidor detecte que la potencia utilizada por el Usuario es mayor que la contratada, el Distribuidor le podrá cobrar la potencia utilizada en exceso, a un precio máximo de dos veces el valor del Cargo Unitario por Potencia Contratada de la Tarifa correspondiente, por cada kilovatio utilizado en exceso. Dentro de los 2 próximos meses, el Distribuidor realizará la ampliación correspondiente con la finalidad de corregir la Potencia contratada dentro del contrato respectivo.

Período de facturación: el período de facturación de energía eléctrica corresponde a los 30 días.

Multiplicador: es el factor por el cual debe multiplicarse las lecturas registradas en el contador, para calcular la máxima demanda de potencia registrada en el mes, ya que el contador almacena el máximo valor de ésta. Así también para el cálculo de la energía activa y la energía reactiva del mes mediante datos verificables para el usuario. En este caso el multiplicador corresponde a un valor de 700.

Como se puede observar, la máxima demanda de potencia es de 669.20 KW, en el detalle de facturación se muestra en el detalle de potencia, los máximos valores de potencia demandadas en las tres bandas y vemos que se tiene un valor mayor en la banda B, correspondiente a un valor de 0.956, factor que al multiplicarlo con el factor 700 dará un valor de 669.20 KW que corresponde a la máxima demanda de potencia, la cual es facturada en dicho mes, tal y como se muestra en la factura.

Figura 12. Detalle de potencia contratada

Potencia Contratada	Dem Maxima
700.00 kw	669.20
Contador	Multiplicador
	700.00
	Dias Fact
	30 días

Potencia	ABC	0.45600	669.20	\$ 1.00	/kw-m
		0.95600	Maxima		
		0.66400			
		EXCESO POTENCIA CONTRATADA	0.00		
					Tot

Fuente: Factura emitida por la comercializadora de energía septiembre 2004

2.3.2 Factor de carga mínimo y factor de potencia nominal

2.3.2.1 Factor de carga

Es la relación entre la demanda promedio y la demanda máxima que se observa en el mismo intervalo.

$$\begin{aligned} F_c &= D_m / D_{max} \\ &= D_m \cdot \Delta t / D_{max} \cdot \Delta t \\ &= \text{Energía en } \Delta t / D_{max} \cdot \Delta t \end{aligned}$$

Este es un valor específico para el intervalo determinado.

El factor de carga indica básicamente el grado en que el pico de carga se sostiene durante el periodo de análisis.

Una carga constante durante un periodo tendrá un factor de carga de 1.0.

2.3.2.2 Factor de Carga Mínimo Mensual y su importancia en la determinación de la energía a generar por los generadores

Es el valor mínimo de carga que la empresa comercializadora distribuidora de energía eléctrica obliga a tener al usuario consumidor y define el mínimo de energía a consumir por el usuario en el período de facturación. En caso de que el usuario tuviera un factor de carga mínimo al establecido en el contrato de facturación, la distribuidora facturará como mínimo el número de KWH que establece el factor de carga. Así por ejemplo si el factor de carga mínimo fuera de 0.20 el Usuario estará obligado a consumir por lo menos un 80 % de la energía consumida en el mes a la potencia contratada por el mismo o lo

que es igual, a la máxima demanda de energía que está establecida por la potencia contratada por el número de horas al mes y en caso de que no la consumiera, la distribuidora procede a facturar como mínimo el 80% de la demanda máxima.

Es conveniente presentar la fórmula del Factor de Carga Mensual

$$\text{FCmensual} = \frac{E}{\text{Pot.Cont} \times \text{Horas al mes}}$$

Donde: FC mensual = Factor de carga mensual

E= Energía consumida al mes en KWH/mes

Pot.Cont = Potencia contratada para el mes en KW

Horas al mes = Constante correspondiente al número de horas al mes que es un total de (24hrs/día x 30 días/mes = 720hrs/mes)

En nuestro caso el Factor de carga mínimo es de 0.20 como se puede apreciar en el desglose de facturación, es decir:

$$\text{FCmin} = \frac{E_{\text{mín}}}{\text{Pot.Cont} \times \text{Horas al mes}}$$

Donde: $E_{\text{mín}}$ = Corresponde Demanda mínima de energía que el Gran Usuario está obligado a consumir en el mes.

$F_{\text{mín}}$ = Corresponde al Factor de carga mínimo

Sustituyendo los valores establecidos tenemos un factor de carga mínimo de 0.20, una potencia contratada de 700 KW y un total de 720 horas (24x 30) al mes.

$$0.2 = \frac{\text{Emín}}{700 \text{ Kw} \times 720 \text{ horas}}$$

Despejando E tenemos:

$$\text{Emín} = 700 \text{ Kw} \times 720 \text{ horas} \times 0.2$$

$$\text{Emín} = 100,800 \text{ kwh}$$

En caso de que no consumiere Emín, el distribuidor está facultado mediante cláusulas pactadas en el contrato a facturar dicho valor de energía en concepto de KWH-mes.

Como máximo tendrá un derecho a consumir una demanda máxima igual a:

$$\text{Demanda máxima de energía} = 700 \text{ KW} \times 720 \text{ horas} = 504,000 \text{ KWH-MES}$$

Otra forma de calcular la demanda mínima de Energía consumida al mes se expresa mediante la siguiente expresión:

$$\text{Demanda mínima de energía} = \text{FCmín} \times \text{Demanda máxima}$$

$$\text{Demanda mínima de energía} = 0.20 \times 504,000 \text{ KWH-MES}$$

$$\text{Demanda mínima de energía} = 100,800 \text{ KWH-mes}$$

El valor de demanda mínima de energía a consumir en el mes, mismo que está determinada por el factor de carga mínimo y por el valor de potencia contratada nos indica a la vez el número de KWH que podemos ahorrar en los procesos industriales, es decir, que podemos dejar de consumir para seguir manteniendo el mismo pliego tarifario pactado con la distribuidora mediante el contrato de energía y con ello el valor de los precios por el consumo de energía por banda horaria acordada y el valor de la potencia consumida en el mes. En el presente trabajo de investigación se evalúa el hecho de consumir la misma cantidad de energía en la industria en cuestión, evaluando si se tiene un efecto de reducción de costos en la facturación mediante la generación propia de energía eléctrica por medio de los generadores con que cuenta, y las alternativas de generación se determinarán por la comparación del costo de la energía generada calculado en el capítulo anterior con el costo de la energía que vende la distribuidora que se calculará en el final del presente capítulo y también por el presente análisis de facturación de la misma. Se pretende dejar de consumir esa cantidad de energía de la empresa suministradora y consumir la energía que sea generada por el generador propio. La cantidad de energía a generar está determinada por la siguiente expresión:

$$\overline{E_{Genfcmin}} = \overline{D_{Empaño}} - E_{min}$$

Donde: $\overline{E_{Genfcmin}}$ = Energía a generar o a ahorrar mediante el uso de los generadores determinada por el factor de carga mínimos

$\overline{D_{Empaño}}$ = Demanda de energía mensual promedio calculada durante un período de un año.

E_{min} = Demanda mínima de energía que el Gran Usuario evaluado está obligado a consumir en el mes.

En nuestro caso se tomará la demanda mensual promedio calculada durante un período de un año, correspondiente a 173,998 KWH y un valor de Emín encontrado de 100,800 KWH-MES. Sustituyendo tenemos:

$$\mathbf{EGenfc_{mín} = 173,998 \text{ KWH} - 100,800 \text{ KWH} = 73,118 \text{ KWH}}$$

Se pueden ahorrar 73,118 KWH al mes en la Industria en mención, ya sea mediante el uso eficiente de la energía en los procesos o sustituyendo esa cantidad de energía eléctrica comprada por la misma cantidad de energía generada mediante otro medio alternativo, como por ejemplo, la generación interna viable o mediante el uso de pilas voltaicas o solares, u otro tipo de fuente de energía.

Al consumir un valor de energía cercano al valor máximo permitido por la potencia contratada y las horas al mes, es decir, cercano a 504, 000 KWH/MES, tendremos un factor de carga cercano a la unidad, lo cual será de beneficio para la industria, ya que un factor de carga cercano a la unidad, dará como resultado un precio de energía y potencia más bajo al acordado en el contrato y se podrá renegociar dicho precio. El precio del KWH y del KW de potencia está en función del factor de carga de la industria, entre más cercano a uno esté dicho factor, más económico será su costo por KWH y entre más lejano esté a la unidad el factor de carga, el precio del KWH será más alto. Este es un factor muy importante a considerar en la Industria. Esta información es producto del trabajo de investigación en mención y su buena interpretación puede llevar a cabo una reducción en el costo de la energía en los procesos. Es por ello que consumiendo una mayor cantidad de energía eléctrica en el período de un mes, el costo de la energía baja, siendo esta una de las ventajas que tiene para la industria producir en una forma continua, las 24 horas del día, los 365 días del año, tal y como es el caso de muchas industrias en nuestro país, más no así en la industria que se está tomando de referencia en el presente trabajo.

2.3.2.2.1 Demanda media

Es el promedio aritmético de las demandas registradas en un periodo determinado. También corresponde a la relación entre la energía consumida (en kwh) al tiempo (en horas) correspondiente. Para dispositivos en operación durante todo el periodo corresponde a la carga instalada.

2.3.2.3 Factor de Potencia

Eléctricamente, el factor de potencia de un circuito eléctrico está definido como el coseno del ángulo de fase entre la fundamental del voltaje y corriente de la forma de onda. Otra definición del factor de potencia es la razón entre la potencia activa y la potencia reactiva. Para efectos de cálculo haremos uso del triángulo de potencia, tomando el factor de potencia como el coseno del ángulo que resulta del arco tangente de razón de la potencia reactiva KVAR y la potencia activa, como sigue.

$$FP = \cos(\theta)$$

$$\theta = \text{Arco tangente}(Q/P)$$

Donde: FP = Factor de potencia

θ = Ángulo existente entre la potencia activa y la potencia aparente, en el triángulo de potencia.

Según las Normas Técnicas del Servicio de Distribución, elaboradas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica con resolución CNEE No. 09-99, en su capítulo tercero referente al factor de potencia, establece que el valor mínimo admitido para el factor de potencia se discrimina de acuerdo a la potencia del usuario de la siguiente manera:

Usuarios con potencias de hasta 11 kW 0.85

Usuarios con potencias superiores a 11 kW 0.90

Por lo que corresponde a la industria en cuestión el valor de factor de potencia de 0.90, el cual se observa como dato en la facturación.

En el artículo 50 del las NTSD se establece el control para el factor de potencia. El control se realizará en el punto de medición o en la acometida del Usuario, en períodos mínimos de siete días, registrando datos de energía activa y reactiva. El factor de potencia se determinará, efectuando mediciones tanto en el período horario de punta como en el resto del día, de acuerdo a lo indicado a continuación:

Fórmula 2.4.1

$$S^2 = P^2 + Q^2$$

Fórmula 2.4.2

$$\sqrt{\quad}$$

Fórmula 2.4.3

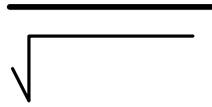
$$\frac{\quad}{\quad}$$

Fórmula 2.4.4

$$\frac{\quad}{\quad}$$

Sustituyendo la fórmula 2.4.2 en la fórmula 2.4.4 tenemos

Fórmula 2.4.6



Donde: P = Potencia Activa KW

Q = Potencia Reactiva KVAR

S = Potencia Aparente KVA

θ = Angulo entre la potencia activa y la potencia reactiva

FP = Factor de Potencia de la Industria.

$$FP = \cos(\theta) =$$

En el artículo 51 del las NTSD se define la Indemnización por bajo Factor de Potencia y indica que todo lo relativo a la Indemnización por bajo Factor de Potencia será incluido en el contrato entre el Distribuidor y el Usuario, considerando lo estipulado en los Pliegos Tarifarios fijados por la Comisión para usuarios regulados.

Precio del Combustible

Como mencionamos anteriormente, las tarifas por consumo de energía eléctrica están íntimamente ligadas con el precio del combustible. Se toma un precio de referencia el cual fue establecido en US\$ 13.28 por barril y el precio de compra actual es de US\$ 27.83 por barril.

Figura 13. Factor de carga mínimo en facturación

F.Carga Mínima	F.Potencia
0.200	0.900
P.REF.COMB	P.ACT.COMB
\$ 13.28/BBL	\$ 27.83

Fuente: Factura emitida por la comercializadora septiembre 2004

2.3.3 Consumo registrado de energía por banda horaria y costo de la energía, cálculo del factor de potencia y ajuste por bajo factor de potencia

En el detalle de facturación se muestra el consumo correspondiente al mes de septiembre del año 2,004 por banda horaria, mismo que corresponde al monitoreo de cargas tomado en el primer capítulo, se puede observar que el la banda horaria B se tiene la máxima demanda de energía. Así mismo se puede observar el precio de la Energía KWH por banda Horaria. El precio de la banda A corresponde al horario Valle, en el cual la oferta de energía sube y la demanda baja, como consecuencia, se puede observar que el precio de dicha

banda también baja. Se puede observar que el precio del KWH en la banda A, corresponde al precio de energía de la banda B con un descuento del 10%.

Figura 14. Energía facturada en diferentes horarios

Unidad	Banda	Consumo Registrado	Costo Unitario
Energía kwh	A	17,388.70	0.077129/Kwh
	B	122,002.30	0.085699/Kwh
	C	32,218.20	0.085699/Kwh
		171,609.20	
Energía KVARH	A	11,970.00	Factor 0.82370 %
	B	73,444.00	Potencia 0.85670 %
	C	19,999.00	0.84950 %
		105,413.00	0.85210 %

Descripcion	Ajuste	Costo Unitario	Costo Total
Valle kwh	832.92	0.077129	64.24
Diurno kwh	5843.91	0.085699	500.82
Pico kwh	1543.25	0.085699	132.25
Maxima kw	32.05	6.901092	221.18
			Total U

Fuente: Detalle de facturación de comercializadora septiembre 2004

El medidor de energía también marca la potencia reactiva consumida por el Gran Usuario, es decir, por la industria en cuestión. Se utiliza para verificar que el factor de potencia se mantenga en su valor fijado, que en este caso es de 0.9. Para cada banda horaria se calcula el factor de potencia como se indicó anteriormente, y finalmente se calcula el factor de potencia tomando los valores totales de energía activa y reactiva. Corresponde al lector verificar estos datos, mismos que ya fueron verificados por el autor. En el presente desglose de

facturación se observa que se tiene un factor de potencia por banda y total menor a 90% ó al 0.9, lo que motivará tal y como se indica en el artículo 51 de las NTSD a una indemnización o ajuste por parte de la distribuidora hacia la Industria, tal y como se observa en los fragmentos anteriores.

El ajuste que se realiza en la presente facturación se puede deducir mediante la siguiente expresión:

$$\%FAjuste (b) = EAjuste (b) / EnerCons (b)$$

Donde: % FAjuste (b) = Es el factor de ajuste que se aplicará al total de energía consumida por banda horaria.

EAjuste (b) = Es la cantidad de energía en KWH adicionada que se cobrarán al precio de banda horaria correspondiente por concepto de ajuste.

EnerCons (b) = Es el total de la energía en KWH consumida por banda horaria.

Este ajuste también aplica para el valor de la potencia máxima, tal y como se puede ver en el desglose del Ajuste por bajo factor de potencia y se cobra al precio de la potencia.

Aplicando la fórmula tenemos:

$$\%FAjuste (banda A) = 832.92 \text{ KWH (banda A) } / 17,388.70 \text{ KWH} = 0.0479$$

$$\%FAjuste (bandaB) = 5843.91 \text{ KWH (banda B) } / 122,002.3 \text{ KWH} = 0.0479$$

$$\%FAjuste (banda C) = 1,543.25 \text{ KWH (banda C) } / 32,218.2 \text{ KWH} = 0.0479$$

$$\%FAjuste (potmax) = 32.05 \text{ KW (potencia max) } / 669.2 \text{ KW} = 0.0479$$

Lo cual indica que por bajo factor potencia la empresa suministradora o distribuidora, cobra el 4.79% de ajuste por bajo factor de potencia

correspondiente a 0.85210 que es el que se muestra en facturación como resultado de los valores totales de consumo de potencia activa y reactiva. Se puede también observar que

FP nominal – FP bajo = %FAjuste

Donde: FPnominal = Corresponde al valor de factor de potencia de 0.9

FP bajo = Corresponde al valor del factor de potencia inferior al nominal, causa del ajuste

Sustituyendo tenemos:

$$0.90 - 0.85210 = 0.0479$$

Dato que corresponde al factor de ajuste a aplicar a la energía por banda horaria y a la potencia máxima del mes. Se cobra el 1% por cada centésima (0.01) que resulte de la diferencia del factor de potencia nominal hacia el factor de potencia por ajuste. Este principio está basado en la Resolución CNEE 8-2004, la cual en el inciso número 10 de sus generalidades determina que cuando el consumo de energía eléctrica de un usuario tenga un factor de potencia inductivo inferior a lo establecido en las NTSD, a los cargos por energía y potencia de la tarifa correspondiente, se les hará un recargo equivalente del 1% del valor de los mismos por cada centésima en que dicho factor baja del límite establecido en la normativa.

2.3.4 Peaje, VAD 77-2004

La Ley General de Electricidad define al peaje como el pago que devenga el propietario de las instalaciones de transmisión, transformación o distribución por permitir el uso de dichas instalaciones para la transportación de potencia y energía eléctrica por parte de terceros.

La industria en estudio recibe el servicio de energía eléctrica con un voltaje de acometida de 13.2 KV, y por ello debe de pagar un peaje correspondiente al valor del peaje del Sistema Principal de 230 KV, el cual es de 1.24 US\$ x Potencia Contratada, así mismo debe pagar el peaje por subtransmisión correspondiente a 69 KV con un valor de 1.35 US\$ x Potencia contratada y finalmente debe de pagar por peaje del sistema de distribución de 13.2 KV, el cual corresponde al Valor Agregado de Distribución, el cual contempla también las pérdidas de energía y de potencia. El peaje en la facturación se calcula como sigue:

Peaje Sistema Principal 230 KV

$$(1.24 \text{ US\$ / kw-mes}) \times \text{Potencia contratada} = 1.24 \text{ US\$} \times 700 \text{ KW} = 868 \text{ US\$}$$

Peaje Sistema de Subtransmisión 69 KV

$$(1.35 \text{ US\$ / kw-mes}) \times \text{Potencia contratada} = 1.35 \text{ US\$} \times 700 \text{ KW} = 945 \text{ US\$}$$

$$\text{Total Peaje} = 868 \text{ US\$} + 945 \text{ US\$} = 1,813 \text{ US\$}$$

VAD Sistema 13.2 KV

$$(8.03 \text{ US\$ / kw-mes}) \times \text{Potencia contratada} = 8.03 \text{ US\$} \times 700 = 5,621 \text{ US\$}$$

Pérdidas de energía

1.64% de la energía consumida a Q0.5238 / KWH
 $0.0164 \times \text{KWH consumidos} \times Q 0.5238 / 7.91637 =$
 $0.0164 \times 171,609.2 \times Q0.5238/7.91637 = 186.22 \text{ US\$}$

Pérdidas de potencia

2.01% Potencia contratada a Q 252.80/kw =
 $0.0201 \times 700 \times Q 252.80/7.91637 = 449.3 \text{ US\$}$

Total VAD que incluye las pérdidas = 6,256.52 US\$

Figura 15: Cobros por concepto de peaje

Peaje uso lineas Sub.A ^T (69Kv)	VAD CNEE 77-2004
\$ 1,813	\$ 6,256.52

Fuente: Facturación de empresa comercializadora septiembre 2004

En el apéndice se encuentran los artículos relacionados con el peaje y el VAD del reglamento de la Ley General de Electricidad.

2.3.5 Norma de coordinación comercial ocho del AMM

El cobro realizado por concepto de norma de coordinación comercial ocho, contiene el cargo por Reserva Rápida Operativa, así también por Reserva Rápida, mismas que sirven para coordinar el sistema en frecuencia. La Reserva Rápida se cobra en función de la potencia máxima registrada en la banda C. El cálculo de la norma de coordinación comercial ocho es como sigue:

Reserva Rápida

$$0.90 \text{ US\$} \times \text{Potencia en Pico} = 0.90 \text{ US\$} \times 0.6640 \times 700 = 418.32 \text{ US\$}$$

La potencia en pico es la máxima demanda reportada en la hora pico, correspondiente al horario de la banda C, que se encuentra multiplicando la lectura 0.6640 registrada en facturación por el multiplicador que es 700.

Reserva Rápida Operativa

$$0.0035 \text{ US\$} \times \text{Energía consumida} = 0.0035 \text{ US\$} \times 171,609.20 \text{ kwh} = 600.63 \text{ US\$}$$

$$\text{Total por norma de coordinación comercial ocho} = 1,018.95 \text{ US\$}$$

El Administrador de Mercado Mayorista define las Normas de Coordinación Comercial como el conjunto de disposiciones y procedimientos, elaborados por él mismo y aprobados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, que tiene por objeto garantizar la coordinación de las transacciones comerciales del Mercado Mayorista. La Norma de Coordinación Comercial No. 8 se refiere al cargo por servicios complementarios y en el apéndice se describe todo lo relacionado a dicha norma.

Figura 16. Cargos adicionales en facturación de energía

Ajust \$	VAD 77-2004	NCC-8 del AMM
918.49	\$ 6,256.52	\$ 1,018.95

Fuente: Facturación de comercializadora de energía, septiembre 2004

2.4 Consumo KWH/día y costo promedio del KWH, KWH/día por empresa suministradora

Es determinante calcular el consumo y el costo promedio por día, para tener un dato real de la cantidad de energía que se está consumiendo. El consumo de energía eléctrica diario en la tabla siguiente resulta de la suma del consumo horario de cada día, tomado del monitoreo de cargas registrado en el medidor de energía.

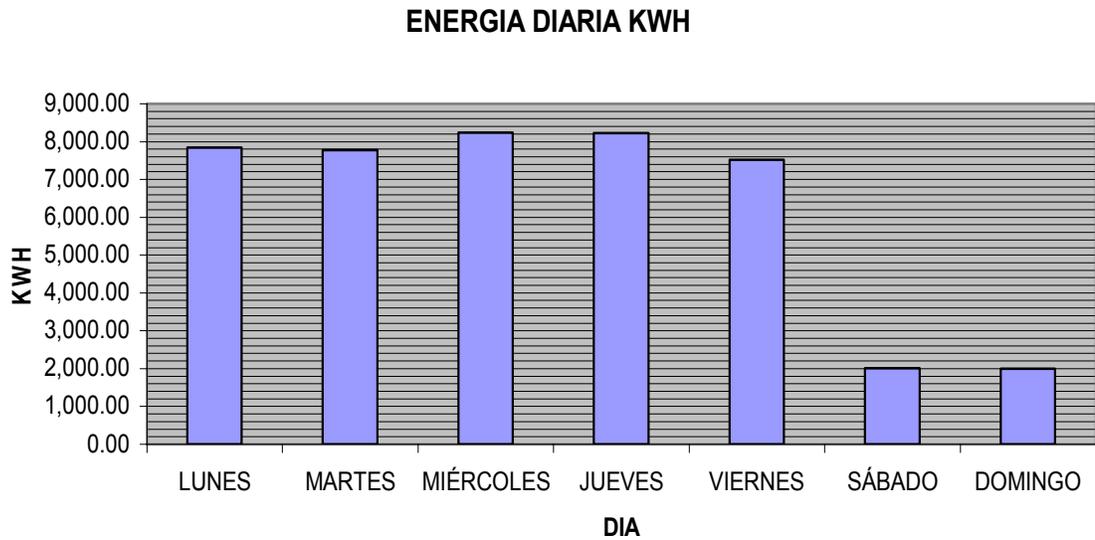
El costo de la energía promedio por día se basa en la determinación del precio del kilovatio hora y toma en cuenta los costos por consumo tanto de energía activa KWH, como de energía reactiva KVAR que se cobran con la medición del factor de potencia y los ajustes por bajo factor de potencia, los ajustes por NCC-8 del AMM, Peaje y VAD 77-2004, el valor de la potencia y se basa en el consumo mensual facturado, tal y como se muestra en el desglose de facturación del inciso 2.3. Se toma de referencia el costo de la energía del KWH.

2.4.1 Consumo promedio diario en KWH

Tabla XXVIII. Consumo de energía de lunes a viernes

DIA	KWH
LUNES	7,839.30
MARTES	7,771.50
MIÉRCOLES	8,232.20
JUEVES	8,231.70
VIERNES	7,516.60
SÁBADO	2,013.90
DOMINGO	2,001.30
TOTSEM	43606.5
TOTMES	174426

Figura 17. Consumo de energía de lunes a viernes



Fuente: Registro de medición en contador demandómetro, sept. 2004

Según la tabla se muestra en promedio un consumo de energía eléctrica de cada día correspondiente de la semana y así el comportamiento del consumo de carga semanal.

2.4.1.1 Tabla de consumo mensual

En la siguiente tabla se muestra el consumo diario calculado en el período de una semana, la cual se toma de referencia para hacer un estimado del consumo mensual calculado a partir de las mediciones del contador de energía para verificar si la energía que se está facturando corresponde al valor real registrado en el medidor. Esto con fines de verificación.

Tabla XXIX. Consumo de energía mensual aproximado

DIA	KWH/DIA	KWH/MES
LUNES	7,839.30	31357.2
MARTES	7,771.50	23314.5
MIÉRCOLES	8,232.20	24696.6
JUEVES	8,231.70	41158.5
VIERNES	7,516.60	30066.4
SÁBADO	2,013.90	8055.6
DOMINGO	2,001.30	8005.2
PR SAYDO	2,007.60	6022.8
PROMLUNAVIE	7,918.26	
TOTSEM	43606.5	
TOTMESEST	186885	
TOTMESREAL		172676.8
TOTFACT		171609.2

El consumo mensual registrado por los días lunes que aparece en la tabla anterior fue aproximado mediante el producto del factor conformado por los KWH/DIA del lunes y el factor de multiplicidad 3 que corresponde al número de días lunes en que hubo producción en el mes de septiembre. De manera análoga se procedió con el día martes. Para la determinación del consumo mensual del día miércoles se multiplicó el factor de consumo por día correspondiente por el factor de multiplicidad 4 que corresponde al número de

días miércoles en que hubo producción y con ello un comportamiento similar de consumo de cargas. De igual manera se procedió con los días viernes, sábado y domingo. Como se puede observar el día jueves tubo un factor 5 de multiplicidad, de tal manera que el consumo correspondiente se multiplicó por dicho factor. Sumando los factores de multiplicidad que corresponden al número de días del mes de septiembre obtenemos un resultado de 27 días. A ellos les agregamos el factor de multiplicidad 3 que corresponde a los días con fecha 13, 14 y 15 de Septiembre en los cuales no hubo producción y en los cuales se obtuvo un consumo de carga por día correspondiente al promedio del consumo de cargas entre día sábado y domingo en donde no hay producción, dicho consumo de carga promedio por día fue el otro factor de multiplicación para la obtención del consumo total mensual aproximado del mes de septiembre. Tal y como se muestra en la tabla anterior.

2.4.2 Determinación del costo del KWH de empresa comercializadora o suministradora

El costo del KWH de la empresa comercializadora toma en cuenta todos los costos que se cobran en el detalle de facturación, incluyendo precio de la energía, precio de la potencia, y precios por ajustes. Este es uno de los más importantes en el trabajo de investigación.

Tabla XXX. Desglose de cargos en facturación de septiembre

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
Tipo de Cambio Q/US\$	7.91637
Unitario KWH Banda A US\$	0.077129
Unitario KWH Banda B US\$	0.085669
Unitario KWH Banda C US\$	0.085669
Energía A KWH	17,388.70
Energía B KWH	122,002.30
Energía C KWH	32,218.20
Total Energía KWH	171,609.20
Unitario Potencia US\$/Kw- mes	1.00
Potencia máxima demandada	669.20
Valor Energía Q	115244.2187
Valor Potencia Q	5,297.63
Ajuste bajo factor de P en Q	7,271.11
Factor de Carga	34%
PEAJE (69KV)	14,352.38
NCC-8 del AMM Q	8,066.38
VAD 77-2004	49,528.93
Costo mensual manto trafo	1,250.00
Costo manto. Gen emerg	1,530
Precio del KWH Q	1.18

Precio del KWH

(Valor de la Energía Q + Valor Potencia Q + Ajuste bajo FP Q + Peaje + VAD 77-2004 + NCC-8 del AMM + Costo mensual manto. Trafo. de subestación + Costo de manto. Generador de emerg) / Total Energía (KWH) = Costo KWH Neto

Costo KWH Neto = 1.18 Q/KWH

3. ANÁLISIS DE RESULTADOS

A continuación se realiza la síntesis del trabajo de investigación, la cual consiste en comparar los costos de generación y energía comprada funcionando alternadamente con los costos de facturación de la energía comprada sin generación. Para ello se realizan las estimaciones de las facturaciones por concepto de energía comprada, la cual corresponde a la energía no cubierta por los generadores en los horarios de no producción.

3.1 Evaluación del costo de energía más económico

La determinación del costo de energía más económico se basa en los análisis realizados en los capítulos 1 y 2 anteriores, que corresponden a la elaboración de una serie de procedimientos, primero para la evaluación del costo del KWH de energía eléctrica generado por los generadores existentes en uso Prime, y luego, mediante la evaluación del costo del KWH de la empresa que suministra la energía eléctrica. Posteriormente es necesaria la realización de una estimación de costos netos debidos a la generación interna y al uso de energía eléctrica del sistema, ambos alternados, para luego compararlos con el solo uso de energía eléctrica del sistema y llegar a una definición que permitirá definir que alternativa sale más económica, en otras palabras, la viabilidad del estudio.

El principal costo de energía generada es el realizado con los generadores existentes, los cuales corresponden a una potencia Prime de 545 KW, los mismos, como se mencionó en su oportunidad se encuentran depreciados en su totalidad, por esta razón se da un costo con la depreciación correspondiente y el otro sin depreciación. Luego se brindan otras evaluaciones con

generadores de 600 KW en uso Prime para referencia debido a que un generador de 600 KW o de 725 KW soporta de mejor manera el pico de carga.

El costo del KWH de generación con generadores existentes de 545 KW es de:

Tabla XXXI. Costo de energía generada generador 545 KW Prime

COSTO DEL KWH CON GENERADORES EXISTENTES DE 545 KW			
COSTO	OPCIÓN A	OPCIÓN B	OPCIÓN C
COSTO S/D	1.17 Q/kwh	1.14 Q/kwh	1.13 Q/kwh
COSTO C/D	1.321 Q/kwh	1.20 Q/kwh	1.19 Q/kwh

El costo del KWH de generación con generadores de 600 KW es de:

Tabla XXXII. Costo de generación generador 600 KW prime

COSTO DEL KWH CON GEN DE 600 KW		
COSTO	OPCIÓN A	OPCIÓN C
COSTO C/D	1.29 Q/kwh	1.16 Q/kwh
COSTO S/D	1.13 Q/kwh	1.10 Q/kwh

El costo del KWH de generación con generadores de 725 KW es de:

Tabla XXXIII. Costo de generación generador 725 KW prime

COSTO DEL KWH CON GEN DE 600 KW	
COSTO	OPCIÓN C
COSTO C/D	1.18 Q/kwh
COSTO S/D	1.13 Q/kwh

El costo del KWH que vende la empresa comercializadora distribuidora de energía correspondiente al mes de septiembre es de:

Costo KWH Neto = 1.18 Q/KWH

A manera de primicia se logra observar que el costo del KWH de generación de algunos generadores resulta ser más económico que el de la empresa comercializadora, aunque su costo no varía en cantidades considerables. Con el cálculo de las facturaciones por el contrato de energía excedente se verá qué tipo de energía es más económico.

3.2 Estimación de costos mensuales mediante energía alternada de generación interna y empresa comercializadora

La estimación de costos mensuales mediante el uso de energía de generación interna alternada con la empresa suministradora depende de la opción de generación que se elija. Para tener un aproximado de la cantidad de dinero gastado por operación de generación y de energía comprada se toma en cuenta el precio del KWH y la cantidad de energía a generar, así como también el costo por la energía restante comprada.

La opción A consiste en generar durante cinco horas diarias, de lunes a viernes, en el período de máxima demanda, de 10:30 a 15:30 horas. Se continúa con el mismo servicio de energía con la misma potencia contratada, ya que la demanda de energía dura quince horas diarias, por lo que en el resto de ella se seguirá consumiendo la potencia contratada.

La opción C consiste como se ha mencionado con anterioridad en la generación de energía durante las quince horas de producción donde ocurre la máxima demanda de potencia. Cuando la producción para y con ello el uso de las máquinas, la potencia baja a su mínimo que es la potencia equivalente de 22:00 a 7:00 horas, que abarca la banda A. Durante este período se registra una demanda máxima de potencia de 88.6 KW, se tomará un valor de 90 KW de

potencia máxima, la cual exige que de Gran Usuario se pase a Usuario Regulado, por tener una demanda máxima de potencia menor a 100KW que establece la Ley General de Electricidad y la Comisión Nacional de Energía Eléctrica. La nueva tarifa a aplicar resulta ser la Tarifa BTDFp, que es la Tarifa con medición de demanda máxima, con baja participación en la punta para usuarios conectados en baja tensión mencionada en el inciso 2.1.5.2 del presente estudio.

Luego, se podrá observar la conveniencia de elevar la potencia restante a 100KW, para obtener, una condición de gran usuario en el saldrá mucho más barata la compra de energía eléctrica consumida en los períodos en los que no se va a generar. También se realiza una estimación del detalle de facturación correspondiente.

Para efectos de facturación de la energía eléctrica de la opción A se tomarán en cuenta los KWH consumidos a la empresa en cuestión, haciendo un estimado detalle de facturación. El cálculo se hace como sigue.

3.2.1 Costo estimado por consumo de energía eléctrica opción A

Este costo el resultado de la suma de los costos por generación más los costos de facturación por la energía restante.

3.2.1.1 Costo de generación Opción A

Se necesita conocer la cantidad de KWH a generar en la opción pertinente. Este dato se calculó en la sección 1.5.1.1 y corresponde a una cantidad de 54,150.8 KWH a generar. Se toma de base el mes de septiembre del año

2,004. El costo del KWH generado en la opción A se determinó en la sección 1.5.1.3 y se presenta también en el análisis de resultados de la presente sección y corresponde a un valor de:

COSTO KWH C/D = 1.17 Q/KWH

COSTO KWH S/D = 1.32 Q/KWH

El costo de generación por Diesel de la Opción A es el producto del costo del KWH por la cantidad de KWH a generar, como sigue:

Costo de Generación Opción A con depreciación = CGOAC/D

CGOAC/D = 1.32 Q/KWH x 54,150.8 KWH = Q 71,479.06

Costo de Generación Opción A sin depreciación = CGOAS/D

CGOAS/D = 1.17Q/KWH x 54,150.8 KWH = Q 63,356.44

La cantidad restante de KWH a facturar por la empresa distribuidora es la diferencia entre el total de KWH facturados en el mes de Septiembre de 2,004 que se muestran en el detalle de facturación del inciso 2.3 y los KWH generados internamente, como sigue:

171,609.20 KWH – 54,150.80 KWH = 117,458.4 KWH a facturar.

3.2.1.2 Costos por facturación de empresa suministradora

La factura estimada es como sigue. Se toma de referencia la factura y los valores base de potencia y energía, así como también para los peajes, y la NCC-8 mostrada los incisos 2.3, 2.3.4 Y 2.3.5. Dicha factura estimada se tomará de referencia para la comparación de los generadores de 545, 600 y 725 KW

Tabla XXXIV. Detalle de facturación estimada 700 KW

OP	PEA 230KV	PEA 69 KV	VAD 77-04	PERD POT	PER ENERG	TOT VAD	TOT PEA	NCC-8
A	868	945	5621	449.3089636	127.4580701	6197.767034	1813	829.4244
ENERG	POT	Total	Tipo de Cam	TOTAL Q				
9917.046263	660.8	19418.0377	7.91637	153720.3711				

El costo total estimado por uso de energía eléctrica será el resultado de la suma del costo por energía generada internamente más el costo de facturación por consumo de energía externa de la compañía + 1,250 Q de mantenimiento del transformador. Se utiliza el mismo valor de facturación para cada generador.

Costo Neto de energía utilizando generador de 545 KW

Costo de Generación Opción A con depreciación = CGOAC/D

$$\text{CGOAC/D} = 1.32 \text{ Q/KWH} \times 54,150.8 \text{ KWH} = \text{Q } 71,479.06$$

Costo de Generación Opción A sin depreciación = CGOAS/D

$$\text{CGOAS/D} = 1.17\text{Q/KWH} \times 54,150.8 \text{ KWH} = \text{Q } 63,356.44$$

$$\text{Costo total c/d} = 71,479.06 + 153,720.37 + 1250 = 226,449.43 \text{ Q}$$

$$\text{Costo total s/d} = 63,356.44 + 153,720.37 + 1250 = 218,326.81 \text{ Q}$$

El costo por energía sin uso de generadores es el facturado que corresponde a una cantidad de **Q 199,760.65 + 1250 de manto. trafo + 1,530 manto. gen emerg = 202,540.65** por lo que se logra observar con claridad que esta opción de generación no es viable económicamente, debido a que el costo en bruto que implica el uso del generador tanto sin depreciación, como con depreciación, es más grande que el costo facturado, a pesar de que el costo de KWH de generación sin depreciación salga más barato que el costo del KWH comprado y principalmente por que generando cinco horas diarias se tendría que tener siempre el mismo contrato de energía y potencia.

Costo Neto de energía utilizando generador de 600 KW

Costo de Generación Opción A con depreciación = CGOAC/D

$$\text{CGOAC/D} = 1.29/\text{KWH} \times 54,150.8 \text{ KWH} = \text{Q } 69,854.53$$

Costo de Generación Opción A sin depreciación = CGOAS/D

$$\text{CGOAS/D} = 1.13\text{Q}/\text{KWH} \times 54,150.8 \text{ KWH} = \text{Q } 61,190.40$$

$$\text{Costo total c/d} = 69,854.53 + 153,720.37 + 1250 = 224,824.9 \text{ Q}$$

$$\text{Costo total s/d} = 61,190.40 + 153,720.37 + 1250 = 216,160.77$$

El costo por energía sin uso de generadores es el facturado que corresponde a una cantidad de **Q 202,540.65** por lo que se logra observar con claridad que esta opción de generación no es viable económicamente, debido a que el costo neto que implica el uso del generador tanto sin depreciación, como con depreciación, es más grande que el costo facturado a pesar de que el costo de KWH de generación sin depreciación salga más barato que el costo del KWH comprado y principalmente por que generando cinco horas diarias se tendría que tener siempre el mismo contrato de energía y potencia.

De manera análoga se estima que se tendrá un resultado similar para la opción B de generación, puesto que se genera durante 13 horas diarias y las siguientes dos horas harán que se tenga una demanda de potencia muy cercana a la de 700 KW y por lo tanto el mismo contrato de potencia. En ambas opciones pesa de sobremanera que el valor de la potencia contratada siga siendo el mismo.

Costo Neto de energía utilizando generador de 725 KW

Tal y como se puede observar en los siguientes valores del costo de KWH para un generador de 725 KW con depreciación y sin depreciación, correspondientes a la opción C son mayores respecto a los de 600 kw Y 545 kw de la misma opción, por lo que no es necesario hacer un cálculo para la opción A de generación. Los costos utilizando dicho generador son para la opción C de 1.18 Q/kwh y 1.13 Q/kwh, respectivamente. Esto se debe a los picos de carga de la curva de consumo de energía eléctrica y hace que un generador de 725 KW funcionando a una potencia promedio de 472.3 KW funcione a una razón del 58% de su potencia nominal, por lo que su uso es ineficiente debido a que un generador trabaja eficientemente con un valor mayor o igual que el 75% de su potencia nominal, tal y como es el caso del generador de 545 KW y de 600 KW, los cuales trabajan a una razón del 87% y del 79%, respectivamente.

La determinación del costo estimado por consumo de energía eléctrica correspondiente a la Opción B de generación no resulta viable en lo absoluto, debido a que tiene características similares a la opción A y por ello no se incluyen sus cálculos en el presente trabajo.

3.2.2 Costo estimado por consumo de energía eléctrica opción C

Para la determinación del costo en facturación por energía eléctrica de la Opción C se procede de igual forma que en la opción A los KWH facturados por la empresa suministradora en el mes de septiembre. Se iniciará y se hará mayor énfasis en el cálculo del generador de 545 KW por ser el existente en la industria en estudio, luego se procederá a realizar los mismos cálculos para los generadores de 600 KW y 725 KW para observar como varía el precio neto de consumo de energía eléctrica.

3.2.2.1 Costo de generación Opción C Generador de 545 KW

Se debe tomar en cuenta la cantidad de KWH a generar. Este dato se calculó en la sección 1.5.1.1 y corresponde a una cantidad de 156,156 KWH a generar. El costo del KWH generado en la Opción C se determinó en la sección 1.6.1.5 y corresponde a un valor de:

Generador de 545 KW

COSTO KWH C/D = 1.19 Q/KWH

COSTO KWH S/D = 1.13 Q/KWH

El costo de generación por Diesel de la Opción C es el producto del costo del KWH por la cantidad de KWH a generar, como sigue:

Costo de Generación Opción C con depreciación = CGOCC/D

$$\text{CGOCC/D} = 1.19 \text{ Q/KWH} \times 156,156 \text{ KWH} = \text{Q } 185,825.64$$

Costo de Generación Opción C sin depreciación = CGOCS/D

$$\text{CGOCS/D} = 1.13 \text{ Q/KWH} \times 156,156 \text{ KWH} = \text{Q } 176,456.28$$

Como se ha mencionado, para la determinación del costo de facturación de energía eléctrica de la empresa suministradora se debe tomar en cuenta la nueva tarifa BTDFp por tener una demanda máxima de potencia de 90 KW y un total de KWH a consumir de:

KWH facturados Gran Usuario – KWH generador Opción C = KWH a consumir en nueva Tarifa de Usuario Regulado

$$171,609.20 \text{ KWH} - 156,156 \text{ KWH} = 15,453.20 \text{ KWH}$$

3.2.2.2 Costos por facturación de usuario regulado

Para la facturación de BTDFp se toma 90 KW de potencia máxima y 15,453.20 KWH consumidos, tomando de referencia el pliego tarifario base de la sección 2.1.5.2 y correspondiente a la tabla XXXIV que se muestra a continuación. Dicha facturación se muestra en la figura 18 siguiente.

Tabla XXXV. Tarifa medición demanda máxima sin punta, baja tensión

Tarifa con medición de demanda máxima, con baja participación en la punta, para Usuarios conectados en baja tensión (BTDfp)	
CARGO POR GENERACIÓN Y TRANSPORTE	
Energía: Cargo por Generación y Transporte (Q/KWH)	0.9866
Potencia Máxima: Cargo por Generación y Transporte (Q/KW-mes)	35.8248
CARGOS POR DISTRIBUCIÓN	
Cargo Fijo por Cliente (Q/usuario-mes)	357.6700
Potencia Máxima: Cargo por Distribución (Q/KW-mes)	1.7967
Potencia Contratada: Cargo por Distribución (Q/KW-mes)	110.5583

La facturación correspondiente es como sigue.

Figura 18. Facturación de energía eléctrica estimada BTDFp

DETALLE DE FACTURACIÓN ESTIMADO		Datos de Lecturas		Potencia Máxima del Mes kW
		1/09/04 AL 30/09/04		90 KW
Tipo de Servicio	Industrial			
Tarifa	Demanda media fuera punta			
Tarifa Vigente				
Sujeto a pagos trimestrales (No retener ISR)		Factor de potencia		
Detalle de Cargos (Q.)		Le hemos servido durante 30 días		
		Precio	Consumos	Importe Q.
GENERACION Y TRANSPORTE (cobro por cuenta de terceros)				
Energía: Cargo por Generación y Transporte (Sin IVA)		0.9866 Q/kWh	15,453.20 kWh	15,246.13
Aporte Extraordinario		0.0000 Q/kWh	0.00 kWh	0.00
Potencia Máxima: Cargos por Generación y Transporte (Sin IVA)		35.82 Q/kW	90 kW	3,224.232
Total Cargo por Generación y Transporte Q. (Sin IVA)				18,470.36
Total Cargo por Generación y Transporte Q. (Con IVA)				20,686.80
DISTRIBUCION				
Cargo Fijo por Cliente (Sin IVA)		357.6700 Q/usuario-mes		357.67
Energía: Cargo por Distribución (Sin IVA)		0.0000 Q/kWh	15,453.2 kWh	0.00
Potencia Máxima: Cargos por Distribución (Sin IVA)		1.7957 Q/kW	90 kW	161.703
Potencia Contratada: Cargos por Distribución (Sin IVA)		110.5583 Q/kW	90 kW	9,950.25
Total Cargo por Distribución Q. (Sin IVA)				10,469.623
Total Cargo por Distribución Q. (Con IVA)				11,725.98
Penalización por Incumplimiento de NTSD Con IVA				0.00
Tasa Municipal (cobro por cuenta de terceros) (Sin IVA)	15.0%	Municipalidad Villa Canales		4,340.997
TOTAL CARGOS DEL MES Q.				36,753.78
TOTAL A PAGAR				Q 36,753.78

Fuente: Empresa distribuidora de energía eléctrica.

Obviamente existe una reducción de costos en facturación de energía eléctrica pero el costo global será de:

Costo Generación Propia + Costo facturación = Costo neto por consumo energía eléctrica

C/D 185,825.44 Q + 36,753.78 Q = Q 222,579.22

S/D 176,456.28 Q + 36,753.78 Q = Q 213,210.06

El costo por energía sin uso de generadores es el facturado que corresponde a una cantidad de **Q 199,760.65 + 1250 de manto. Trafo. = Q201,010.65** por lo que se logra observar con claridad que esta opción de generación no es viable económicamente, debido a que el costo neto que implica el uso del generador tanto sin depreciación, como con depreciación, es más grande que el costo facturado, a pesar de que el costo de KWH de generación sin depreciación salga más barato que el costo del KWH comprado y principalmente por que la tarifa elegida para los KW restantes ya no es de gran usuario, sino más bien de usuario regulado y por lo tanto el costo global se eleva arriba del costo facturado sin generación.

Otra alternativa de Contratación de servicio de Energía eléctrica a una comercializadora es solicitando la tarifa de Gran Usuario y agregar al consumo una demanda igual o mayor de 10 KW para que se tenga un contrato de Gran Usuario, ya que este resulta ser más económico que el anterior de Usuario Regulado, tal y como se verá a continuación. Se toma de referencia una factura de una empresa comercializadora para gran usuario con una potencia contratada de 110 KW. La facturación es como se presenta a continuación.

3.2.2.3 Costo por facturación gran usuario 110 KW

El nuevo contrato para Gran Usuario será para una potencia contratada de 110 KW, con un costo por potencia máxima registrada de 1.00 US\$ / kw-mes, y un costo de KWH de 0.07682US\$/Kwh. En dicho mes se registró una potencia de 90 KW como demanda máxima de potencia y una demanda de 50 KW como potencia de pico. La facturación es como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla XXXVI. Facturación estimada gran usuario 110 KW

POT CONT	OP	PEA 230KV	PEA 69 KV	VAD 77-04	PERD POT	PER ENERG	TOT VAD
110	A	136.4	148.5	883.3	70.60569428	16.76878835	970.6744826
TOT PEAJE	NCC-8	ENERGIA	POT	Total	Tipo de Cambio	TOTAL Q	
284.9	99.086	1187.114824	90	2586.77551	7.91637	20,834.11	

Los factores son los siguientes y corresponden a la base planteada en el detalle de facturación y sus cobros por peaje, VAD 77-04, NCC-8.

Energía = $15453.2 * 0.07682 \text{ US\$/kwh}$

Potencia = $90 \text{ KW} * 1.00 \text{ US\$/KW}$

NCC-8 = $0.9 * 50 \text{ KW} + 0.0035 * 15453.2$

VAD 77-04 = $8.03 * 110 \text{ KW}$

Perd Pot = $0.0201 * 110 * 252.8 / 7.91637$

Perd Energ = $0.0164 * 71343.98 * 0.5238 / 7.91637$

Peaje 230 KV = $1.24 * 110 \text{ KW}$

Peaje 69 KV = $1.35 * 110 \text{ KW}$

Total a pagar en Q Q 20,834.11

C/D $185,825.44 \text{ Q} + 20,834.11 \text{ Q} = \text{Q } 206,659.55$

S/D $176,456.28 \text{ Q} + 20,834.11 \text{ Q} = \text{Q } 197,290.39$

Comparado con los Q 199,760.65 de facturación sin generación, se observa que tampoco es económicamente viable esta opción de generación.

3.2.3 Costo de generación Opción C Generador de 600 KW

Para el Generador de 600 KW en potencia Prime, el cálculo se realiza de manera similar. Se realizará el cálculo de la opción C únicamente debido a que las opciones A y B no merecen la pena calcularlas, pues se intuye fácilmente de que carecen de viabilidad.

El costo de generación por generación es como se observa

Costo del KWH C/D = 1.16 Q/KWH

Costo del KWH S/D = 1.10 Q/KWH

Se debe de generar una potencia de 156,156 KWH, por lo que el costo de generación será el producto de la multiplicación de los dos factores anteriores, es decir, del costo del KWH y de la potencia a generar.

Costo de gen OPCIÓN C 600 KW C/D = Q 181,140.96

Costo de gen OPCIÓN C 600 KW S/D = Q 171,771.6

Agregándole el costo por facturación de energía eléctrica, tal y como se hizo para el generador de 545 KW, se tomará el valor del costo de la energía facturado a la tarifa de Gran Usuario por ser la más económica.

Total de facturación = Q 20,834.11

El costo total estimado por uso de energía eléctrica será el resultado de la suma del costo por energía generada internamente más el costo de facturación por consumo de energía externa de la compañía.

Costo total c/d = Q 181,140.96 + Q 20,834.11 = Q 201,975.07

Costo total s/d = Q 171,771.6 + Q 20,834.11 = Q 192,155.71

El costo por energía sin uso de generadores es el facturado que corresponde a una cantidad de **Q 199,760.65+ Q 1250.00 (manto. Trafo) + Q 1530.00 (manto. gen emerg) = Q 202,540.65**

Se observa que dicha opción C no resulta viable ni con un generador de 545 KW en Prime depreciado, ni con un generador de 600 KW en prime que no esté depreciado. Para un generador ya existente en la Industria y depreciado con éstas características de carga se tiene un ahorro de Q 7,604.89 mensual, que bien podrían ser invertidos en los costos de ingeniería o de operación de los generadores, por lo que se puede determinar que tampoco es viable, debido a que no genera grandes ganancias que justifiquen el cambio. Aunque puede ser útil para exigir una rebaja en la tarifa del consumo de energía eléctrica, debido a que se pudo demostrar de que resulta ser levemente más económico que el servicio de energía comprada, por lo que la comercializadora se verá en la obligación de ofrecer una rebaja que supere a la generación interna de esta opción y aún de las anteriores.

La estimación del costo por consumo de energía eléctrica correspondiente a la opción C del generador de 725 KW no es necesaria realizarla, ya que al comparar los costos del KWH con el de 600KW se nota que son más altos los primeros que los segundos, respectivamente. Tal y como se puede observar

Costo de KWH OPCIÓN C C/D = 1.18 Q/KWH

Costo de KWH OPCIÓN C S/D = 1.13 Q/KWH

Y por lo tanto el costo neto por consumo de energía eléctrica será más alto.

3.2.4 Consideraciones de potencia

El generador de 545 KW no soporta en su totalidad la curva de carga del sistema, debido a que se tienen demandas de hasta 670 KW durante períodos de dos a tres horas, esto se debe a que la curva de carga tiene unos picos característicos, por lo que si se desea cubrir la demanda total con un solo generador deberá uniformizarse la curva de carga para que la demanda que excede en ciertos horarios sea cubierta y distribuida en los horarios de producción en que no se alcanza. Esto se muestra claramente en la curva de carga de la industria en donde a partir de las 16:00 horas, la demanda de carga baja a los 480 KW y en las horas anteriores se tiene demandas máximas de hasta 670 KW. Esta uniformización de la curva se logra a través de la uniformización de los procesos industriales. Esto para que el generador no sufra daños en sus devanados por exceso de carga y por lo tanto el deterioro del mismo.

El generador de 600 KW presenta casi el mismo problema que el generador de 545 KW, debido a los altos picos de demanda durante una a dos horas de 670 KW, aunque soporta de una mejor manera el pico por ser una potencia más cercana respecto al generador de 545 KW, aunque no se ajusta a sus condiciones óptimas, ya que podría sufrir calentamientos leves por los picos de la curva de carga. Aunque para la curva existente éste generador es el más indicado debido a que el generador tiene un factor de servicio del 10%, lo que nos permite llegar hasta una potencia nominal de 660 KW, que es muy cercana a los 669KW demandados, teniendo cuidado en no exceder a éste valor por períodos mayores a los 15 minutos, para evitar daños en el mismo.

El generador de 725 KW es el generador indicado para soportar los picos de demanda de 670 KW, aunque el mismo trabajará a un porcentaje de carga del 65% que por estar abajo del 75% de su porcentaje de carga estará trabando de

manera ineficiente ocasionando pérdidas al sistema. Se logran palpar los efectos negativos que tienen los picos de la curva de carga tomada de referencia en la generación interna. El mejor aprovechamiento de la generación interna y por ende de los generadores se realiza con una demanda de carga uniforme y con generadores funcionando arriba del 75% de su carga nominal y en especial entre el 85% y 95% de la misma, respecto de la potencia promedio de la curva.

Es muy probable que al uniformizar la curva de carga no solo se genere energía con mayor eficiencia, si no que también se consigan precios más económicos de la energía comprada por tener un factor de carga mayor que el que se obtiene con una curva picuda, debido a que a mayor factor de carga se tiene un costo de KWH comprado más barato y en esa medida seguirá siendo más viable la compra de energía a una empresa comercializadora, dependiendo el precio al que la industria compre su energía. Si la energía es mucho más cara que la producida por la generación interna, en ese caso si es viable generar la propia energía, debido a que existe libre mercado en la compra de energía por lo que la industria corre el riesgo de estar comprando su energía a un precio bastante elevado, aún sin saberlo.

Es importante mencionar que al rebajar el costo del diesel mediante la compra en bloque del mismo, el costo por consumo de energía eléctrica generada internamente bajaría de forma directamente proporcional.

Si el combustible diesel bajara a un 50% de su valor actual sería viable la generación interna. Con otro combustible que fuera por lo menos el 50% más económico que el diesel se da luz verde a la generación interna, debido a que el costo de operación de los generadores sería más bajo y que no se estaría pagando Peaje, VAD, ni Normas de Coordinación Comercial, que son los cargos que garantizan el buen funcionamiento del Sistema Nacional

Interconectado y que hacen que el costo de energía comprada suba su valor en forma considerable.

En caso de que la Industria tomada de referencia decidiera generar, aún sabiendo que con los valores referenciados no es viable dicha operación se tienen las siguientes alternativas de generación y además se menciona el estudio de impacto ambiental pertinente a la puesta en marcha de los generadores en uso continuo, esto último se muestra en el apéndice.

Aunque no se descarta un alza en el costo de la energía comprada injustificada o el aumento constante sin medida del cobro de peaje y de normas de coordinación comerciales y otros que impulse a no muy largo plazo la tarea de la generación interna.

3.3 Alternativas de generación

Los resultados obtenidos con anterioridad nos muestran que no es más económico generar la energía en la industria en cuestión. Es importante notar que no existe una diferencia abismal entre los dos precios del KWH de energía eléctrica comparados. La generación interna presentará ciertas ventajas y desventajas. Entre las desventajas podemos mencionar primeramente por el orden de su importancia, el costo más alto por KWH y las implicaciones que lleva consigo la generación interna, tales como el ruido, el humo, y el manejo de combustibles. Entre las ventajas podemos mencionar algunas, como por ejemplo el hecho de que el servicio de energía eléctrica es independiente de las fallas que sucedan en el Sistema Nacional Interconectado, evitando así una mala calidad de energía entregada a la industria por flickers, desbalances de

tensión, altas corrientes producidas por mala operación en las subestaciones, suspensiones del servicio programadas y no programadas, bajos factores de potencia en el punto de recibo, etc. Lo cual se traduce en que la calidad de energía eléctrica consumida dependerá únicamente del consumo de carga propio, de igual modo el efecto del flicker, los desbalances de tensión que están controlados por el regulador de voltaje y por el gobernador de la máquina. La calidad de energía entregada por los generadores Diesel es muy buena, presentando una buena estabilidad en el sistema, teniendo un sistema confiable.

En caso de que un generador falle, se puede transferir manual o automáticamente la carga hacia el otro generador, pues en la Industria en cuestión se cuenta con dos generadores de similares características. A continuación se presentan algunas opciones de generación para el generador de 545 KW en uso Prime y para el generador de 600 KW en uso Prime y para el generador de 725 KW en Prime, según corresponda.

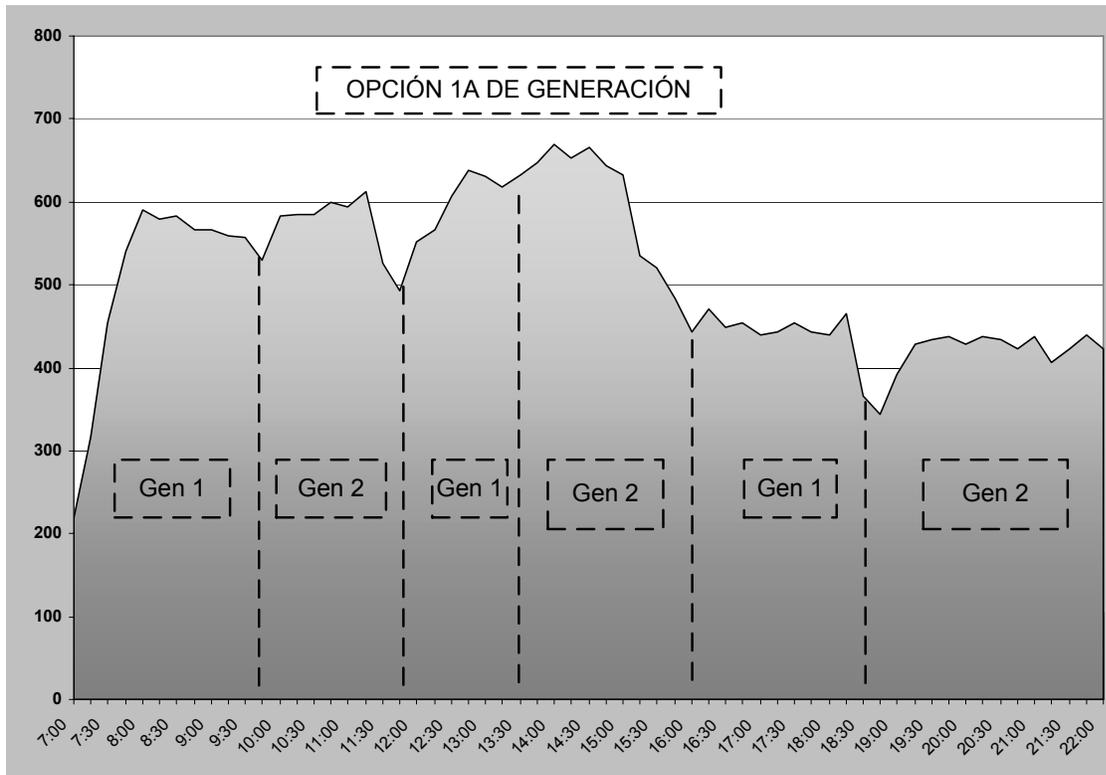
3.3.1 Opción 1 de Generación: Generadores Trabajando de manera Individual al 100% de la carga

Este modo de generación consiste en usar un solo generador y durante el o los periodos en donde se dé la máxima demanda de energía hacer trabajar el generador solo la mitad del tiempo en que ésta se presenta y luego hacer la transferencia manual o de preferencia automática de carga hacia el otro generador para evitar sobrecalentar el generador 1 y así dejar la otra mitad de la demanda máxima de potencia al generador entrante, de tal manera que, se reduzca el tiempo de participación en la cresta de ambos generadores. Esta

alternativa de generación resulta óptima para un generador de 725 KW y en menor grado a un generador de 600 KW. El generador de 545 KW no puede trabajar de este modo de forma continua debido a que el exceso en su potencia nominal lo dañaría. Para ello sería necesario, como se mencionó con anterioridad, la uniformización de la curva de carga. Otra operación que se puede llevar a cabo para evitar el efecto de calentamiento en los embobinados del generador de 545 KW trabajando en esta alternativa de generación puede ser disminuir levemente la demanda de potencia de la Industria, ya sea mediante la desconexión de algún aparato, máquina pequeña o luminaria o mediante el asilamiento o separación de éstos y su respectiva alimentación a través del uso de pilas voltaicas, plantas solares u otra acometida únicamente para este motivo y otro tipo de generación, como generadores auxiliares en el punto de conexión.

La alternativa de generación mencionada se tipifica en la figura que se muestra a continuación.

Figura 19. Opción 1 A de generación

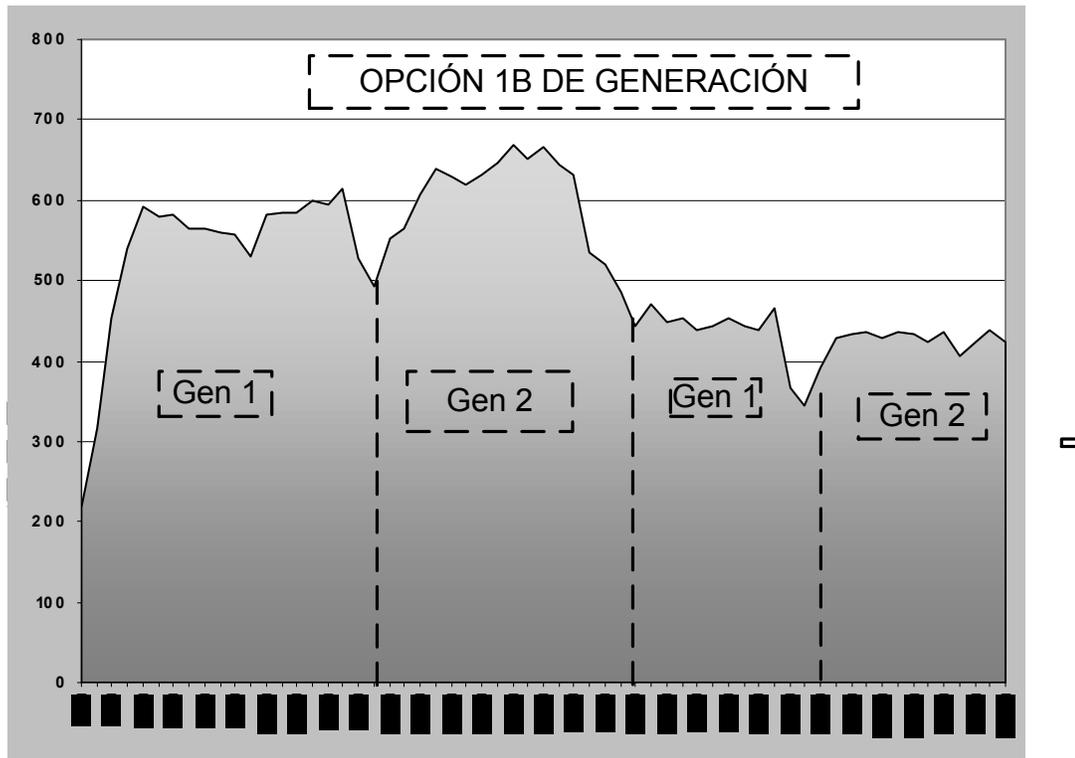


Curva de demanda de potencia máxima durante el mes

Fuente: Curva de demanda de potencia máxima durante mes.
Comercializadora.

Otra opción de generación dentro de la misma alternativa es la que se muestra como opción B, en siguiente figura.

Figura 20. Opción 1 B de generación



Curva de demanda máxima de potencia durante el mes

Fuente: Curva de demanda de potencia máxima durante mes. Comercializadora.

3.3.1.1 Implicaciones del modo de generación Opción 1

1. Realizar varias transferencias de carga durante el ciclo de los generadores diario, de preferencia de manera automática, para el generador de 600 KW.
2. Puesta en marcha de ambos generadores alternadamente, para el generador de 600 KW

3. El mantenimiento se comparte en ambos generadores teniendo el mismo precio relativamente por la repartición de horas, para el generador de 600 KW.
4. Puesta en marcha de forma continua sin transferencias de carga durante todo el período laboral diario, para el generador de 725 KW.
5. Establecimiento de compra de Diesel en bloque para que salga más económico.
6. Movilización por transporte/suministro de Diesel en la Industria, cada dos meses se compraría 20, 000 galones de Diesel.

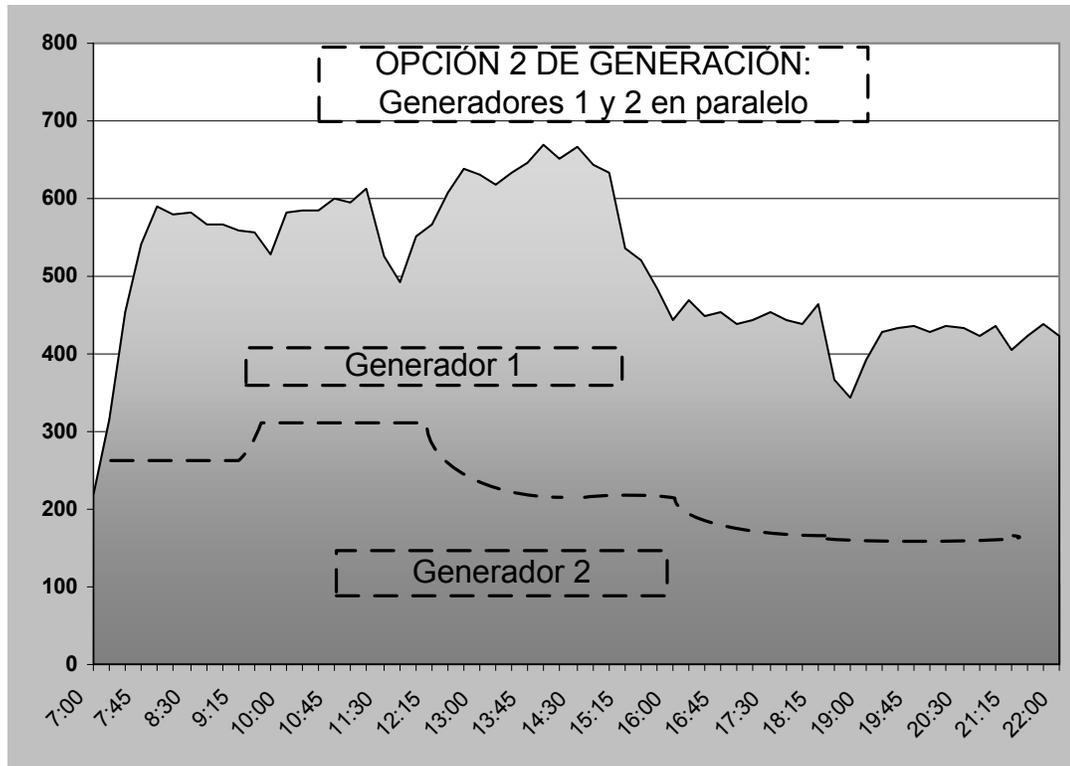
3.3.2 Opción 2 de Generación: Generadores Trabajando colectivamente compartiendo el 50% de la demanda de carga cada uno, es decir al 55% o al 60% de su carga nominal

Este modo de operación es el que corresponde al generador de 545 KW y consiste en generar energía eléctrica usando los dos generadores de similares características, poniéndolos a trabajar en paralelo, con igualdad de cargas durante todo el tiempo de generación, es decir a lo largo de las 15 horas de producción en la Industria o en las cinco horas de producción, de tal manera que cada uno de ellos asuma un 55% a 60% de la carga nominal de cada uno de ellos y compartiendo equitativamente la demanda de carga de la industria.

El objetivo principal de este modo de operación es cubrir la máxima demanda de energía protegiendo los generadores de 545 KW contra sobrecalentamientos

y operaciones inadecuadas. Como ambos generadores estarán trabajando debajo del 75% de su carga nominal, éstos estarán trabajando ineficientemente.

Figura 21. Opción 2 de generación



Curva de demanda máxima de potencia durante el mes

Fuente: Curva de demanda de potencia máxima durante mes. Comercializadora.

3.3.2.1 Implicaciones del modo de generación Opción 2

1. Hacer la transferencia de carga manual o automática de preferencia y la puesta en paralelo de los generadores antes de iniciar la hora de producción, luego cuando ésta finalice, hacer la transferencia de carga a la empresa suministradora. Mientras dure la producción

asegurase de que la carga demandada está equilibradamente repartida entre ambos generadores.

2. Puesta en marcha de ambos generadores simultáneamente.
3. El mantenimiento será similar al descrito anteriormente con cada generador y su costo se incrementará por el trabajo en conjunto de los generadores y el consumo de combustible de cada generador será al 50% o al 60%, es decir de 22 Gal/hora por generador, que es la mitad de lo que se consume a plena carga.
4. El costo en este modo de operación aumentará respecto del anterior por el uso y mantenimiento de otro generador existente.
5. Establecimiento de compra de Diesel en Bloque para que salga más económico.
6. Movilización de transporte por suministro de Diesel en la industria cada dos meses por 20, 000 galones.

El beneficio de este modo de operación consiste en el cuidado brindado a los generadores de 545 KW, evitando la reducción de su vida útil por calentamiento de los devanados.

3.3.3 Opción 3 de Generación: Generador Trabajando de manera individual suministrando el 100% de la potencia demandada por la carga

Este modo de generación es apropiado para el generador de 725 KW y consiste en generar toda la potencia mediante un solo generador y únicamente transferir la carga por motivos de mantenimiento correctivo o en caso de falla hacia el otro generador.

Otra forma de operación consiste en poner a funcionar de manera alternada los dos generadores, un día un generador y luego al día siguiente en generador restante.

3.4 Consideraciones del tiempo de la puesta en marcha de los generadores de la industria

El tiempo de funcionamiento de los generadores Caterpillar con que se cuenta en la industria será el tiempo en que ocurra la cantidad de demanda de potencia y energía de la carga que se desea cubrir, es decir, las bandas o parte de las bandas horarias en que se quiera omitir el consumo externo de energía por el uso de energía propiamente generada.

La manera más indicada de determinar los tiempos de funcionamiento del generador o de los generadores se basa primero en el análisis del comportamiento del consumo de cargas. El comportamiento del consumo de cargas muestra una curva de carga en el tiempo, puede ser diaria si el comportamiento del consumo de cargas tiene similares características durante todos los días de producción en que se pretende generar, como es el caso en el

estudio en cuestión. Para la realización de la curva de carga es necesario tener un monitoreo de la energía y potencia demandada, de preferencia, por períodos de 15 minutos durante todo el mes. Este monitoreo se almacena en la memoria del medidor y debe ser extraída del mismo para su análisis.

El comportamiento del consumo de cargas depende de la forma en que se elaboran los procesos industriales de la fábrica, es decir, de la hora en que empiezan a funcionar las máquinas, la hora en que se conectan todas las máquinas y equipo de consumo de energía eléctrica, lámparas, etc. La hora en que existe una baja en la demanda de potencia por tiempos de no producción por refacciones, almuerzos, desayunos o cena del personal, por final de la jornada y por inicio son tiempos claves en los cuales se pueden realizar transferencias de energía eléctrica. Las transferencias de carga se pueden hacer sin desconectar la energía, simplemente por el hecho de que se pueden transferir de un generador a otro sin dejar de alimentar la carga.

Se debe tener especial cuidado en el instante en que se hace la transferencia de carga tanto de la comercializadora o distribuidora a generadores de planta y viceversa. Regularmente se ejecutarán antes de iniciar la producción, o en un receso del personal, ya sea por almuerzos, cenas o desayunos, para evitar paros de producción o tiempos muertos de producción por transferencias de servicios de energía. Es recomendable que la transferencia se ejecute de forma automática para reducir el tiempo muerto al mínimo, aunque también puede ser manual.

CONCLUSIONES

1. La curva de carga de la Industria nos brinda toda la información necesaria para hacer evaluaciones de generación interna, basados en la potencia promedio y en la demanda máxima de potencia, así como también, para el monitoreo del cobro por su consumo a la empresa comercializadora. Asimismo, sirve para determinar los factores de peso y tener un mejor manejo del consumo de la energía.
2. La reducción de costos por consumo de energía eléctrica mediante la utilización de los generadores Diesel en uso Prime o continuo de la Industria estudiada no es viable, económicamente, pese a que, en algunos casos, el valor del KWH generado es, levemente, menor al costo del KWH comprado, debido primeramente, al costo del peaje de potencia y normas de coordinación comercial para el excedente de energía y debido al alto costo de su energía primaria de los generadores que es el Diesel, aunque, el costo no varía en cantidades excesivas y la energía generada es de excelente calidad, motivo por el cual se pueden ampliar los rangos de operación de los generadores cuando se desee o, en caso de ser necesario, siempre y cuando se les de el mantenimiento apropiado.
3. La determinación del costo de generación interna para la investigación de la viabilidad del presente estudio y, así, del KWH generado, mediante los generadores existentes en la Industria, se basa en la suma de los costos por combustible, servicios e inspecciones y overhaull de mantenimiento y por depreciación que,

luego, se divide entre la cantidad de KWH a generar tomando como referencia un período de tiempo mensual. Dicho costo permite conocer con exactitud el costo del KWH generado para compararlo, constantemente, con el costo al que la industria compra la energía a una comercializadora para determinar cuál de los dos costos le es más favorable.

4. El análisis del sistema de cobro de la empresa comercializadora de energía eléctrica permite conocer con exactitud todas las variables que entran en el detalle de facturación, conociendo su peso en el costo y permitiendo tener un mejor manejo de energía para variar el costo de la misma para obtener costos más reducidos. Asimismo, permite la búsqueda constante de mejores alternativas de servicios, precio y calidad en el consumo de energía eléctrica.
5. Una de las variables que tienen mayor peso en el detalle de facturación por consumo de energía y potencia es el valor de la potencia contratada, la cual está en función de la máxima demanda de potencia registrada por el medidor, pues, es en base a ella que se cobran los peajes y alguna parte de las normas de coordinación comercial. Esto desfavorece, notablemente, a las industrias cuyos procesos no son uniformes, ya que, es ésta la principal causa que origina curvas de cargas con picos pronunciados, teniendo un uso ineficiente de la energía eléctrica, debido a que la energía es más cara a medida de que la curva de carga es menos uniforme y perjudicando, asimismo, la generación interna.
6. El conocimiento de las tarifas, tanto para usuario regulado como para gran usuario, es determinante a la hora de la escogencia de la tarifa más favorable a la Industria de acuerdo a su curva de carga.

7. La búsqueda de opciones de generación interna, utilizando fuentes de energía primarias con costos reducidos permiten un ahorro considerable en los costos por consumo de energía eléctrica, consumiendo la misma o mayor cantidad de dicha energía. En el presente estudio de investigación dicha operación no resultó viable, debido al alto costo de la energía primaria de los generadores en la industria, el cual corresponde al Diesel y a la no generación de energía los días sábados, domingos y al horario comprendido entre las 22:00 y las 6:45 horas diarias, obligando así a la compra de energía en dichos períodos de tiempo y, con ello, elevando el costo neto, debido a los cobros por peaje y normas, a pesar de que el costo de energía generada resulta ser, levemente, menor al de la energía comprada en algunos casos estudiados.
8. El costo de la compra de energía y potencia eléctrica se ha visto incrementado por el aumento constante en el cobro del peaje por concepto del uso de las líneas de transmisión de energía eléctrica y por el cobro de normas de coordinación comercial, mismas que sirven para garantizar la buena operación del Sistema Nacional Interconectado y otros cargos que están siendo cargados al detalle de facturación, observándose, así, una tendencia a la viabilidad de la generación interna, para no depender del Sistema Nacional Interconectado y, así evitarse pagos de peaje y otros cargos que vienen a recargar la factura de energía y potencia.
9. Los generadores de la industria brindarán energía al mejor precio trabajando, eficientemente, en la medida en que la curva de carga sea uniforme.

10. La variación porcentual del precio de los combustibles y del dólar afecta en tal proporción la evaluación hecha. Se prevé que es viable la generación interna mediante los generadores diesel, a partir de una reducción del 38% en el precio del combustible tomado de referencia y para valores que sean menores del 38% ésta no resulta viable, debido a que no se observan reducciones considerables en el costo neto.

RECOMENDACIONES

1. Realizar un monitoreo del consumo de cargas mensual para elaborar una curva de carga que permita conocer las características más importantes de consumo y ver qué parte del proceso es el que hace incrementar la potencia y, así, el pico de la curva haciendo que se eleve el costo de la energía.
2. Realizar cambios en el proceso industrial, con el cuidado de no alterar las ganancias de producción que permitan tener una curva de carga lo más uniforme posible para tener un consumo eficiente de energía eléctrica que dará como resultado reducción en el costo neto por consumo de energía y potencia eléctrica, ya sea generada o comprada.
3. Conocer el grupo electrógeno de la industria, su consumo, costo y manejo y, así, como, también, el comportamiento de la demanda de carga de la industria.
4. Buscar formas de generación propia de energía eléctrica las cuales permitan una reducción considerable en el costo por consumo de la misma y la obtención de ganancias y, así, el mejoramiento de las ganancias de la industria, haciéndola más productiva. Utilizar una fuente primaria de alimentación para los generadores cuyo precio permita la viabilidad de la generación interna. Estar monitoreando, constantemente, el costo del diesel para ver en qué momento es conveniente la generación interna.

5. Conocer la curva de consumo de carga para cotizar y comprar la energía eléctrica al precio más económico al comercializador que lo brinde, ya que, para gran usuario existe la libre compra de energía.
6. Evitar el almacenamiento de los generadores, pues, se deprecian con el tiempo y pierden sus cualidades de generación dañando los mecanismos por desuso, mediante la promoción de programas de puesta en marcha con carga ampliando el rango de operación de dichos generadores.
7. Evaluar el costo de generación antes de comprar un generador, para evitar el desuso del mismo.
8. Guardar todas las normas de seguridad industrial en el manejo y operación de los generadores, para evitar daños personales y de los activos materiales de la empresa.
9. Hacer evaluaciones de impacto ambiental del grupo electrógeno para reducir efectos nocivos al ambiente y al prójimo a nuestro alrededor.

BIBLIOGRAFÍA

1. Caterpillar, **Operation and Maintenance Manual: 3408 and 3412 Industrial and Generator Set Engines**. September 1988
2. Caterpillar, **Operation And Maintenance Manual: SR4 Generator and Control Panel**. May 1994
3. Caterpillar, **Service Manual: Electronic Modular Control Panel SR4 Generator Mounted**. May 1989
4. Caterpillar, **Operation and Maintenance Manual: Recommended Preventive Maintenance Schedule for Standby and Prime Generator Sets**. May 1989
5. Chapman, Stephen J. **Máquinas eléctricas**. 2ª. Edición. Sta. Fe de Bogotá: McGraw-Hill, 1995
6. Dorf, Richard C. **Circuitos eléctricos: Introducción al análisis y diseño**. 2ª. Edición. Bogotá, Colombia: Alfaomega S.A. 1997.
7. Halliday, David y otros. **Física**. 4ª. Edición (Volumen 2). México: Compañía Editorial Continental, S.A. de C.V. 1998.
8. Biblioteca de Consulta Microsoft ® **Encarta** ® 2005. © 1993-2004 Microsoft Corporation.

9. Comisión Nacional de Energía Eléctrica: **Memoria de labores período mayo 2003-abril 2004.** Guatemala.
10. Comisión Nacional de Energía Eléctrica: **Memoria de labores período mayo 2004-abril 2005.** Guatemala
11. **Ley General de Electricidad**
12. **Reglamento de la Ley General de Electricidad**
13. **Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista**
14. Tabacalera Centroamericana S.A.: **Reglamento de higiene, salud, seguridad y medio ambiente.se.**
15. Tabacalera Centroamericana S.A. **Impacto Ambiental del manejo de combustibles.** Febrero 2004

Referencias electrónicas

16. <http://www.mem.gob.gt>
17. <http://www.cnee.gob.gt>
18. <http://www.amm.gob.gt>
19. <http://www.comegsa.net>
20. <http://www.gentrac.com>
21. <http://www.banguat.gob.gt>

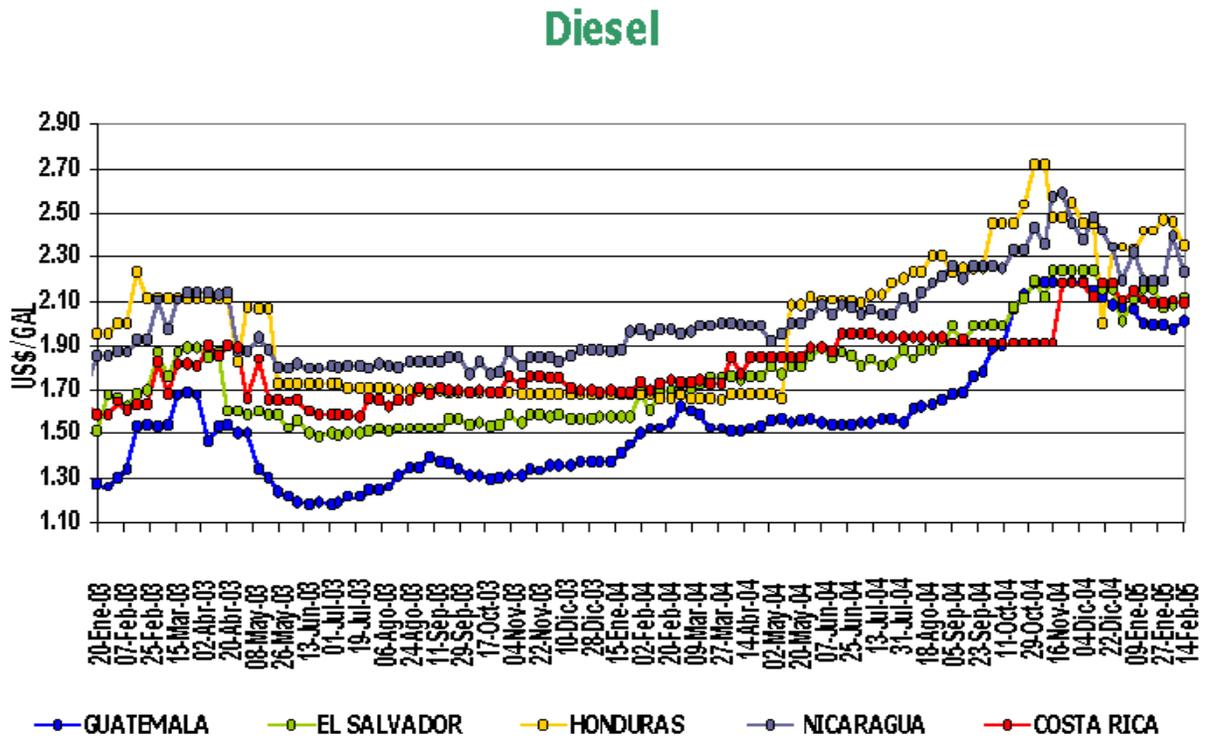
APÉNDICE

EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS POR COMBUSTIBLE

Guatemala, es un país dependiente de los precios de los derivados del petróleo en el mercado internacional cuyo constante incremento afecta la economía del país. La evolución de los precios por combustible en Guatemala está afectada directamente por factores que integran el precio de los mismos. Dentro de los factores podemos mencionar: Los precios internacionales, la tasa de cambio, los impuestos, los márgenes de operación, seguros y cargos portuarios. Los impuestos que actualmente se aplican a los combustibles en nuestro país son: El Impuesto de Distribución (Decreto 11-2003) y el Impuesto al Valor Agregado (IVA), ya que, los aranceles de importación fueron suspendidos a partir de 14 de febrero del año 2003.

En la figura 22 se observan los precios del combustible para Centroamérica en los últimos tres años.

Figura 22. Precios de combustibles en Centroamérica al consumidor final Enero 2003 - febrero 2005



Fuente: Datos tomados del MEM (Ministerio de Energía y Minas) febrero 2005.

De la presente tabla se puede observar que el precio del Diesel para principios de septiembre de 2004 es de US\$ 1.70/galón.

ARTÍCULOS RELACIONADOS CON EL PEAJE Y EL VAD EXTRAÍDOS DEL REGLAMENTO DE LA LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD

En el reglamento de la Ley General de Electricidad se encuentran los siguientes artículos relacionados con el peaje que tiene que pagar el gran usuario al distribuidor. A continuación se muestran dichos artículos.

TITULO II AUTORIZACIONES

CAPITULO IV SERVICIO DE DISTRIBUCION FINAL DE ELECTRICIDAD

Artículo 18. Grandes usuarios. Los Grandes Usuarios no requerirán autorización por un Servicio de Distribución Final y estarán facultados a contratar el suministro de electricidad con un Generador o Comercializador. En este caso deberán pagar un Peaje al Distribuidor, de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de la Ley General de Electricidad. El Distribuidor dejará de ser responsable del suministro al consumidor cuando se produzcan racionamientos por insuficiencia de generación en el Mercado Mayorista.

TITULO V SISTEMA DE TRANSPORTE

CAPITULO IV

SISTEMA DE PEAJE PARA EL STEE

Artículo 55.- Cálculo del peaje. El propietario de cada instalación dedicada al STEE recibirá anualmente, dividido en doce pagos mensuales y anticipados, una remuneración denominada Peaje, libremente acordada por las partes. En caso de que no hubiera acuerdo entre el Transportista y el Usuario del STEE, la Comisión regulará el Peaje sobre la base de los siguientes conceptos:

a) Para instalaciones existentes del Sistema Principal de Transporte, un valor de Peaje, en proporción a la potencia firme conectada, que se calcula dividiendo el costo anual del STEE entre la potencia firme total conectada al sistema eléctrico correspondiente.

Los componentes de costo anual del STEE consideran:

- La anualidad de la inversión de las instalaciones de transmisión de un Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado, considerando un factor de recuperación de capital obtenido con la tasa de actualización que establece la Ley y una vida útil de 30 años.

- Los costos anuales de operación, mantenimiento y administración, que serán como máximo el 3% del costo anual de inversión mencionado en el párrafo anterior. Este porcentaje podrá ser modificado por la Comisión, en base a estudios encargados a empresas consultoras especializadas.

- Un monto anual de sanciones, estimados en base a una calidad de servicio razonable de la transportista, según las normas que emita la Comisión.

b) Para instalaciones existentes del Sistema Secundario, el valor establecido para el Sistema Principal, corregido por la distancia entre el generador o usuario y el punto de conexión al Sistema Principal.

c) Para instalaciones nuevas, el Peaje será

- Para las instalaciones construidas por acuerdo de partes, el Peaje será el costo acordado entre los iniciadores y el Transportista, el que será pagado por los primeros.

- Para instalaciones construidas por la modalidad de consulta, el Peaje será igual al Canon resultante de la Licitación correspondiente.

CAPITULO VI

CARGO POR CONEXIÓN DE TRANSPORTE

Artículo 63.- Definición. Se denomina Cargo por Conexión a los ingresos que un Transportista recibe por instalar, operar y mantener los equipos necesarios para permitir la conexión de un Generador o Gran Usuario a sus instalaciones, y transformar la energía entregada a la tensión de transmisión.

Estos cargos se calcularán con el mismo criterio aplicado para el cálculo de Peaje. Los cargos por conexión serán pagados por los Generadores conectados en cada nodo en proporción a su potencia conectada a dicho nodo.

Los Cargos de Conexión serán pagados por los Grandes Usuarios conectados en cada nodo en proporción a la energía intercambiada cada mes.

CAPITULO VII

PEAJE PARA PRESTADORES DE LA FUNCIÓN DE TRANSPORTISTA

Artículo 64.- Peajes para la función de transportista. Los Prestadores de la Función de Transportista recibirán por el uso de sus instalaciones un Peaje máximo igual al Valor Agregado de Distribución, calculado en función de los Coeficientes de Pérdidas y la Potencia Máxima demandada o generada por el Usuario que requiera el servicio, más las pérdidas incluidas en el cálculo de la Tarifa Base, para el nivel de tensión a que se encuentre conectado.

Valor Agregado de Distribución. Se denomina Valor Agregado de Distribución (VAD) al costo medio de capital y operación de una red de

distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de una determinada densidad de carga. El artículo 91 de la Ley General de Electricidad determina que el VAD se relaciona con el Costo de Distribución de Media Tensión y con el Costo de Distribución de Baja Tensión, además con los factores de pérdidas de potencia y energía en media y baja tensión y con el factor de expansión de pérdidas de distribución en subtransmisión. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica determinará empresas específicas para la realización del cálculo del VAD a las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

NORMA DE COORDINACIÓN COMERCIAL OCHO DEL AMM

CARGO POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

Es función del Administrador del Mercado Mayorista, garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica del País, tomando en consideración, la coordinación de la operación, el establecimiento de precios de mercado dentro de los requerimientos de calidad de servicio y seguridad; administrando todas las transacciones comerciales del Mercado. Corresponde al Administrador del Mercado Mayorista, emitir las Normas de Coordinación que permitan completar el marco regulatorio de las transacciones de energía dentro del Mercado Mayorista.

Según el Artículo 88, del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, los cargos por Servicios Complementarios formarán parte del informe de costos mayoristas para el traslado de los costos y precios de energía y potencia a tarifas de los usuarios regulados de los distribuidores.

Reservas Operativas: entre las reservas operativas se tiene la Reserva Rodante Regulante y la Reserva Rodante Operativa. Se define como reserva rodante regulante a la fracción de la capacidad de una unidad generadora que está sincronizada al sistema de potencia, pero que no está asignada a la producción de energía y que tiene como finalidad que la unidad generadora participe efectivamente en la Regulación Primaria de la Frecuencia. La magnitud de esta reserva será del 3% de la generación en cada hora. Se define como Reserva Rodante Operativa a la fracción de la capacidad de una unidad generadora que está sincronizada al sistema de potencia pero que no está asignada a la producción de energía. Tiene como finalidad que la unidad generadora participe en la regulación secundaria y que esté disponible para otros requerimientos operativos. La Reserva Rodante Operativa es distinta y adicional a la reserva rodante regulante y será asignada por el Administrador del Mercado Mayorista de acuerdo a criterios técnicos y económicos contenidos en el Procedimiento Técnico que deberá ser aprobado por el Administrador del Mercado Mayorista. El reconocimiento por Reserva Rodante Operativa tendrá en cuenta que el servicio haya sido prestado de acuerdo a la calidad requerida. Para ello el Administrador del Mercado Mayorista establecerá un control de la eficiencia horaria y los valores a alcanzar por el generador.

El Administrador del Mercado Mayorista liquidará para cada unidad generadora a la que se le asigne Reserva Rodante Operativa, un importe equivalente a valorar el margen de potencia asignado en una hora al precio de la oferta presentada por el Participante Productor. El precio máximo de la oferta será igual al producto de un multiplicador, el cual inicialmente se establece en dos (2), por el Precio de Oportunidad de la Energía promedio publicado en los Informes de Transacciones Económicas de los últimos doce meses, precio máximo que iniciara su aplicación en la Programación de Largo Plazo del Año Estacional 2004-2005. El pago por reserva rodante operativa será efectuado por los Participantes Consumidores proporcionalmente a su consumo de energía en cada hora. La reserva rodante operativa que sea requerida adicionalmente,

como consecuencia de las características de consumo de un participante consumidor, será remunerada por dicho participante. La reserva rodante total es la suma de la reserva rodante regulante mas la reserva rodante operativa.

Regulación de frecuencia: la regulación de frecuencia está compuesta por la Regulación Primaria y por la Regulación Secundaria.

Regulación primaria

Se define como Regulación Primaria a la respuesta de los generadores como resultado de la acción de sus reguladores de velocidad ante cambios en la frecuencia del sistema. Toda unidad generadora deberá operar obligatoriamente con el margen de reserva para regulación primaria de frecuencia que establezca el AMM. El precio de la energía tiene en cuenta la reserva adoptada para regulación de frecuencia y, por lo tanto, en la remuneración total horaria de la energía a los Generadores ya está incluida una remuneración adicional debido a la reserva regulante con que opera el MM.

Regulación secundaria

El AMM decidirá las unidades que estarán en condiciones de ser habilitadas por él para brindar el servicio de regulación secundaria de frecuencia. Este control se efectuará por medio de un control automático de generación (AGC) en las unidades habilitadas para el efecto. La reserva correspondiente formará parte de la reserva rodante operativa y será remunerada con ésta.

Control de Potencia Reactiva y Control: todo Participante que no cumpla con sus compromisos relativos a potencia reactiva y que obligue al AMM a adoptar medidas para solucionar dicho incumplimiento, deberá hacerse cargo de los costos resultantes. Adicionalmente el AMM informará a la Comisión para la aplicación de las sanciones que corresponda.

Cargos por Servicios Complementarios: al finalizar cada mes el AMM calculará el cargo a pagar por cada Participante Consumidor en concepto de Servicios Complementarios.

DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE SERVICIOS CADA 250 HORAS POR AÑO

El número de servicios a cada 250 horas que debe dársele al generador se calculan como sigue:

$$(\text{HORAS A GENERAR /AÑO}) / (250 \text{ HORAS/SERVICIO}) = \text{SERVICIOS/AÑO}$$

Opción A:

$$[(5 \text{ horas} \times \text{día}) \times (22 \text{ días/mes}) \times (12 \text{ meses/año})] / [(250 \text{ horas/servicio})] = \text{SERVICIOS/AÑO}$$

SERVICIOS/AÑO = $1320/250 \text{ serv/año} = 5.28 \text{ ser/año}$, se aproxima a 5 servicios por no haber fracciones de servicio, sino más bien servicios completos.

SERVICIOS/AÑO Opción A = 5 servicios/año
--

Opción B:

$$[(13 \text{ horas} \times \text{día}) \times (22 \text{ días/mes}) \times (12 \text{ meses/año})] / [(250 \text{ horas/servicio})] = \text{SERVICIOS/AÑO}$$

SERVICIOS/AÑO = $3,432/250$ serv/año = 13.73 ser/año, se aproxima a 14 servicios por no haber fracciones de servicio, sino más bien servicios completos.

SERVICIOS/AÑO Opción B = 14 servicios/año

Opción C:

$[(15 \text{ horas} \times \text{día}) \times (22 \text{ días/mes}) \times (12 \text{ meses/año})] / [(250 \text{ horas/servicio})] =$
SERVICIOS/AÑO

SERVICIOS/AÑO = $3,960/250$ serv/año = 15.84 ser/año, se aproxima a 16 servicios por no haber fracciones de servicio, sino más bien servicios completos.

SERVICIOS/AÑO Opción C = 16 servicios/año

A continuación se muestra la **Tabla para el cálculo de número y tipo de servicios de mantenimiento programado.**

ARTÍCULO DE SERVICIO	UNIDADES DE SERVICIO MEDIDAS									
	10	50	125	250	500	1000	2000	4000	AÑO	As. Req.
LUBRICACIÓN										
Chequeo del nivel de aceite del cárter	*									
Lubricación frontal del clutch (2 derrames)	*									
Lubricación trasera del Clutch (2 derrames)	*									
Chequeo del eje de cojinetes de reserva (atrás de la parte dura del clutch)	*									
Lubricar el cojinete del eje de la palanca de control del Clutch (2 derrames)			*							
Lubricación frontal y trasera del Piloto de Clutch y del eje de cojinetes (2 derrames)			*							
Cambio de aceite del Cárter y filtro de aceite				N.A						
Lubricar los cojinetes del manejador del ventilador				*						
Limpieza del respiradero del Cárter					*					
Cambio de la reserva de aceite del eje del Clutch					*					
Lubricar el Gobernador (woodward del motor de sincronización)						*				
SISTEMA DE ENFRIAMIENTO										
Chequear el nivel de refrigerante de la máquina	*									
Inspeccionar las varas de cinc en el sistema de agua cruda (solo agua salada)		*								
Limpiar el corazón del radiador (externamente)				*						
Inspeccionar la línea de conexiones del refrigerante y las mangueras				*						
Chequear el ventilador, la tensión de las fajas del alternador y el desgaste				*						
Cambiar el elemento y/o agregar inhibidor al sistema de enfriamiento				*						
Inspeccionar la bomba del refrigerante							*			
Inspeccionar la temperatura del regulador							*			
Limpieza interna del sistema de enfriamiento							*			
SISTEMA DE COMBUSTIBLE										
Llenar el tanque de combustible después de detenerse o de parada	*									
Drenar los sedimentos de agua del tanque de combustible	*									
Chequear la lectura del medidor de presión de combustible	*									
Lavar el filtro primario				*						
Reemplazar el filtro final de combustible	N.B.									
Chequear/Reemplazar las boquillas de inyección de combustible si fuera necesario							*			

ARTÍCULO DE SERVICIO	UNIDADES DE SERVICIO MEDIDAS									
	10	50	125	250	500	1000	2000	4000	AÑO	As. Req.
INDUCCIÓN DE AIRE Y DESCARGA										
Chequear el indicador de servicio del limpiador de aire	*									
Chequeo y limpieza de la tapa del colector de polvo	*									
Limpiar/Reemplazar el elemento limpiador de aire						N.C.				
Inspeccionar la conducción por tuberías por fugas de aire o goteras				*						
Chequear la válvula de rotación con la máquina parada							*			
Inspeccionar/reconstruir el turbo cargador								*		
SISTEMA ELÉCTRICO										
Chequeo del electrolito de las baterías				*						
Chequear las conexiones eléctricas y la batería				*						
Inspeccionar las fajas del alternador				*						
Chequear los controles de corte					*N.D.					
Inspeccionar/reconstruir el alternador							*			
Inspeccionar/reconstruir el motor de arranque								*		
Chequear las ayudas de arranque en frío								*		
IMPULSO DE LOS ACOPLAMIENTOS										
Chequear y ajustar el Clutch										*

N.A. = El porcentaje de sulfuro en el combustible afectará las recomendaciones del aceite de la máquina.

Consultar al proveedor de Caterpillar para corregir las recomendaciones para el aceite y programar el cambio de los filtros.

N.B. = Chequear la medida de la presión de aceite diariamente. Reemplace los filtros cuando la medida indica más de los 124 KPa de presión o los 20 PSI.

N.C.= Los elementos pueden ser limpiados aproximadamente tres veces. Inspeccionar cuidadosamente los elementos después de cada limpieza. Recomendable chequear cada 250 horas de uso y más cuando está bajo condiciones extremas de polvo.

N.D. = Los proveedores autorizados de Caterpillar están equipados con las herramientas, personal y procedimientos necesarios para mejorar estos servicios.

CLASIFICACIÓN DE LOS GENERADORES

Existen diferentes formas de clasificar a los generadores. Los generadores pueden clasificarse por su construcción en generadores síncronos y generadores asíncronos. Los primeros son generadores, cuya corriente de campo la suministra una fuente de corriente continua, mientras que los generadores asíncronos son generadores cuya corriente de campo se suministra mediante la inducción magnética dentro de sus embobinados de campo, respectivamente. El tipo más usado en la actualidad de generadores es del tipo de generador síncrono. Por su utilización, los generadores pueden ser clasificados en generadores de emergencia o *Stand by*, generadores de uso Prime, generadores de uso Continuo y generadores de uso *Peak Load Shaving*. También se pueden clasificar los generadores por la potencia eléctrica que pueden entregar. Es decir, un generador de 400 KW será diferente de un generador de 700 KW, es decir, clasificarse y diferenciarse por sus características de placa.

Generadores de Emergencia o -Stand By-

Los generadores de emergencia o *Stand By* tienen por objeto el suministro de la potencia eléctrica cuando el sistema normal ha sufrido una falla, para proteger los bienes de una industria, en primer lugar el personal y, luego, la producción. Se usa por tiempos no mayores de dos a tres horas continuas en períodos eventuales cuando ocurre una falla en el sistema eléctrico que pronto será restablecido. Luego de que la falla ha sido eliminada del sistema externo de energía eléctrica y la misma es restablecida se desconecta el generador de emergencia y entra a funcionar el sistema normal principal de energía eléctrica que es el que brinda la empresa contratada para ello.

Generadores de uso Prime

Es el utilizado de forma programada en períodos de tiempo constantes de 5, 10, 12 y hasta 24 horas parando solo en periodos de servicios. Esto se usa para cubrir la demanda en períodos de tiempo donde la demanda es máxima, cuando la demanda es en promedio semiconstante y la carga es variable. Este es el modo de operación que se utilizó, anteriormente, para el cálculo del costo del KWH en generación interna.

Generadores de Uso Continuo

Se trabajan los generadores de forma continua cuando generan todos los días una potencia base establecida, ya sea para consumo o para venta de energía eléctrica. Se trabaja siempre sobre esa potencia base, sin carga variable por tiempo ilimitado.

Peak Load Shaving o Recorte de Pico

Existe una cuarta forma de utilidad de los generadores, en la cual estos se sincronizan en conjunto con la línea de la empresa externa suministradora, se interconecta al sistema nacional en las horas en donde existe un pico de demanda de carga para cubrir ese pico de tal manera que a la empresa suministradora se le consuma una demanda promedio mínima. Esta última forma de generación se llama Peak Shaving o Peak Load Shaving, que significa recorte de pico.

De 1 a 10 KW se recomienda generadores con alimentación primaria de gasolina, de 10 a 1.15 MW se recomienda Diesel y de 1.15 MW en adelante se recomienda el uso de Bunker.

Características técnicas de los generadores de la industria

Dentro de las características técnicas de los generadores con que se cuenta en la industria se puede mencionar primeramente sus valores nominales.

Existen límites básicos de velocidad y de potencia que pueden obtenerse de un generador sincrónico, los cuales se expresan como valores nominales de la máquina. Los valores nominales tienen por objeto proteger al generador de los peligros de un manejo inadecuado, es por ello que cada máquina tiene un listado de valores nominales en la placa de identificación adherida a ella. Los valores nominales típicos de un generador sincrónico son: el voltaje, la frecuencia, la velocidad, la potencia aparente, el factor de potencia, entre otros.

La frecuencia nominal de un generador sincrónico depende del sistema de potencia al cual esté conectado. En Guatemala, el sistema de potencia obedece a una frecuencia nominal de 60 Hertz. Una vez conocida la frecuencia de funcionamiento, hay, solamente, una velocidad de rotación posible para un determinado número de polos. La relación fija entre la frecuencia y la velocidad se expresa por medio de la expresión siguiente:

$$f_e = N m P / 120$$

Donde: f_e = Frecuencia eléctrica, Hertz

N_m = Velocidad mecánica del campo giratorio, rpm (= velocidad del rotor de las máquinas síncronas)

P = Número de polos

En las características de placa del generador en cuestión se identifica una frecuencia de operación de 60 Hertz, una velocidad nominal de 1,800 rpm, lo cual corresponde a un generador sincrónico de 4 polos.

El valor nominal más obvio es el voltaje para el cual se diseñó el generador. El voltaje de un generador depende del flujo, de la velocidad de rotación y de su construcción mecánica, ya que, para un tamaño de armazón y velocidad dados se necesita un flujo más alto en cuanto más alto sea el voltaje deseado. El flujo no puede aumentar indefinidamente, ya que hay siempre una corriente de campo máxima permitida.

Existen dos factores que determinan los límites de potencia de las máquinas eléctricas. Uno es el momento de torsión mecánico sobre el eje y el otro es el calentamiento de los embobinados de la máquina. En todos los motores y generadores sincrónicos reales, el eje es mecánica y lo suficientemente fuerte para soportar una potencia de estado estable mucho mayor de lo que indica la potencia nominal de la máquina, de tal manera que los límites reales en estado estable se manifiestan por el calentamiento de los embobinados de la máquina. Hay dos embobinados en un generador sincrónico y cada uno debe protegerse contra recalentamiento; estos dos embobinados son el de inducido y el de campo. La máxima corriente de inducido aceptable establece la potencia nominal aparente del generador, puesto que la potencia nominal S se expresa por

$$S = 3 V_f I_a$$

Si el voltaje nominal se conoce, entonces la máxima corriente de inducido aceptable determina los kilovoltamperios nominales del generador:

$$S_{\text{nominal}} = 3 V_f, \text{ nominal } I_a, \text{ máx.}$$

$$S_{\text{nominal}} = 3 V_t, \text{ nominal } I_L, \text{ máx.}$$

Con relación al calentamiento del inducido, el factor de potencia de la corriente de inducido es irrelevante. El efecto de las pérdidas en el cobre en el estator se expresa por

$$P_{\text{SCL}} = 3 I_a^2 R_A$$

Otro embobinado de interés es el embobinado de campo. Las pérdidas en el cobre de este embobinado se expresan por

$$P_{\text{RCL}} = 3 I_f^2 R_F$$

De tal manera que el máximo calentamiento permitido define la máxima corriente de campo para la máquina que estará en función de la corriente que puede soportar el conductor del que está hecho el embobinado de campo. Como el voltaje de armadura está en función del flujo de la máquina y éste de la corriente de campo y de las características constructivas, también, define la mayor magnitud aceptable para la tensión de armadura. El efecto de tener valores máximos de la corriente de campo I_f y de la tensión de armadura E_a , convierte directamente en una restricción el mínimo factor de potencia permitido cuando el generador está trabajando en la potencia aparente nominal, kilovoltioamperios.

Set del generador Caterpillar SR4

Potencia Prime 545 KW

Potencia Stand by 600 KW

Conexión Estrella

Excitación del generador con Regulador estático con escobillas

Aislamiento Clase F

Capacidad de sobre velocidad del 150%

Regulador de voltaje, sensor trifásico de Voltios por Hertz ajustable -25% a 10%

Regulación de voltaje de menos de +/- 1/2% en estado continuo

Ganancia de Voltaje ajustable por compensación de la caída de velocidad y pérdida de línea

Forma de Onda con menos de 5% de desviación

Distorsión Armónica Total de menos de 5%

Panel de Control Caterpillar

Control de 24 voltios DC

Aislamiento a la vibración

Equipo Estándar

Motor

Aftercooler

Limpiador de Aire con indicador de servicio
Base con estructura de acero
Enfriador lubricado por aceite
Flujo completo de combustible
Gobernador
Radiador
Bombas de transferencia de combustible, de lubricación de aceite
Paro manual
Arranque eléctrico de 24 voltios

Generador

Control de voltaje manual
Excitación de imán permanente
Calentador espacial

Switcheo

Flipón manual automático
Bus principal de carga
Relés protectores

Control Panel

Relés auxiliares
Switch gobernador de velocidad
Luces de iluminación

Sensor de velocidad instalado

Alarma por activación de relé de potencia de reversa

Luces de sincronización

Datos Técnicos

Potencia real con factor de potencia de 0.8 en Standby de 600 KW

Potencia real con factor de potencia de 0.8 en Prime de 545 KW

Potencia aparente con factor de potencia de 0.8 en Standby de 750KVA

Potencia aparente con factor de potencia de 0.8 en Prime de 681 KVA

Consumo de combustible (100% de carga) con ventilador en Prime de 40.4 gal/hora y en Standby de 44.9 gal/hora

Consumo de combustible (75% de la carga) con ventilador en Prime de 30.2 gal/hora y en Standby de 33.5 gal/hora

Datos de Placa

Voltaje nominal de 480 voltios

Velocidad nominal de 1,800 rpm

Potencia del motor de 890 hp

Modelo del motor 3412

Modelo del Generador SR4

Trifásico conexión estrella

Excitación de 32 voltios y 7.3 amperios

Máxima temperatura d manejo 130°C por resistencia

Figura 23. Fotografía del generador caterpillar 545 KW Prime



Image shown may not reflect actual package.

Tabla XXXVIII. Datos técnicos del generador en la industria 545 KW

PRIME 545 e kW 681 kVA 60 Hz 1800 rpm 480 Volts	
--	--

TECHNICAL DATA

Open Generator Set - — 1800 rpm/60 Hz/480 Volts	PRIME DM1910	
Package Performance		
Power rating	545 e kW	
Power rating @ 0.8 pf	681.25 kVA	
Fuel Consumption		
100% load with fan	152.6 L/hr	40.3 Gal/hr
75% load with fan	117.3 L/hr	31.0 Gal/hr
50% load with fan	83.9 L/hr	22.2 Gal/hr
Cooling System*		
Ambient air temperature	54 Deg C	129 Deg F
Air flow restriction (system)	.12 kPa	0.48 in. water
Air flow (max @ rated speed for radiator arrangement)	1099 m ³ /min	38,811 cfm
Engine coolant capacity	57.0 L	15.1 Gal
Exhaust System		
Combustion air inlet flow rate	49.4 m ³ /min	1,744.5 cfm
Exhaust stack gas temperature	477.9 Deg C	892 Deg F
Exhaust gas flow rate	130.8 m ³ /min	4,619.2 cfm
Exhaust flange size (internal diameter)	203.2 mm	8.0 in
Exhaust system backpressure (maximum allowable)	6.7 kPa	26.9 in. water
Heat rejection		
Heat rejection to coolant (total)	353 kW	20,075 Btu/min
Heat rejection to exhaust (total)	559 kW	31,790 Btu/min
Heat rejection to atmosphere from engine	111 kW	6,313 Btu/min
Heat rejection to atmosphere from generator	30.73 kW	1,747.61 Btu/min
Alternator**		
Motor starting capability @ 30% voltage dip	1629 skVA	
Frame	593	
Temperature Rise	105 Deg C	
Lube System		
Lube oil refill volume with filter change for standard sump	139.0 L	36.7 Gal

*Ambient capability at 200 m (660 ft) above sea level. For ambient capability at other altitudes, consult your Caterpillar dealer.

**UL 2200 Listed packages may have oversized generators with a different temperature rise and motor starting characteristics. Generator temperature rise is based on a 40 degree C ambient per NEMA MG1-32.

Tabla XXXIX. Datos técnicos del generador en la industria 600 KW

PRIME 600 e kW 750 kVA 60 Hz 1200 rpm 480 Volts	
--	---

TECHNICAL DATA

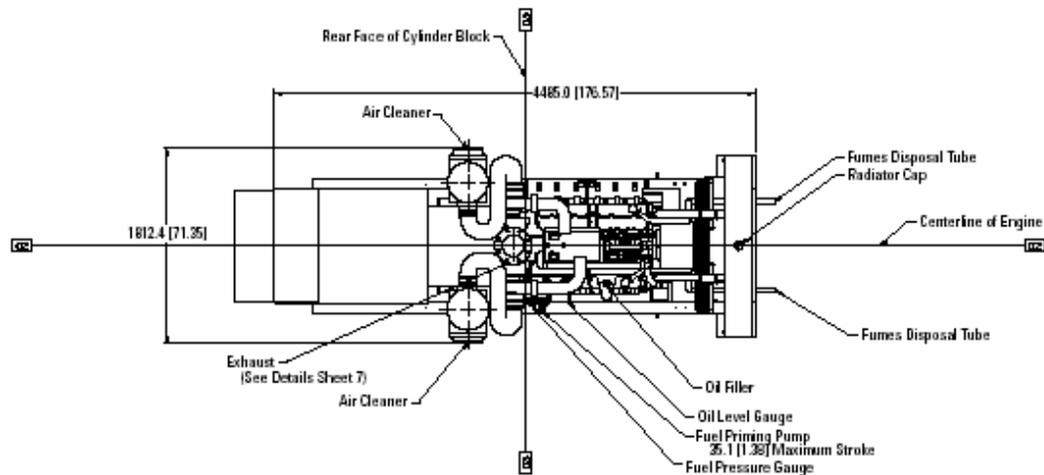
Open Generator Set - — 1200 rpm/60 Hz/480 Volts	PRIME DM6749	
Package Performance		
Power rating	600 e kW	
Power rating @ 0.8 pf	750 kVA	
Low Fuel Consumption		
Coolant to aftercooler temp max	90 Deg C	194 Deg F
Fuel Consumption		
100% load with fan	162.3 L/hr	42.9 Gal/hr
75% load with fan	122.3 L/hr	32.3 Gal/hr
50% load with fan	86.0 L/hr	22.7 Gal/hr
Cooling System*		
Air flow restriction (system)	.12 kPa	0.48 in. water
Engine coolant capacity	102.7 L	27.1 Gal
Exhaust System		
Combustion air inlet flow rate	53.7 m ³ /min	1,896.4 cfm
Exhaust stack gas temperature	424.3 Deg C	796 Deg F
Exhaust gas flow rate	132.1 m ³ /min	4,665.1 cfm
Exhaust flange size (internal diameter)	203.2 mm	8.0 in
Exhaust system backpressure (maximum allowable)	6.7 kPa	26.9 in. water
Heat Rejection		
Heat rejection to coolant (total)	393 kW	22,350 Btu/min
Heat rejection to exhaust (total)	565 kW	32,131 Btu/min
Heat rejection to atmosphere from engine	102 kW	5,801 Btu/min
Heat rejection to atmosphere from generator	34.41 kW	1,956.89 Btu/min
Alternator**		
Motor starting capability @ 30% voltage dip	1488 skVA	
Frame	667	
Temperature Rise	105 Deg C	
Lube System		
Lube oil refill volume with filter change for standard sump	219.6 L	58.0 Gal

*Ambient capability at 200 m (660 ft) above sea level. For ambient capability at other altitudes, consult your Caterpillar dealer.

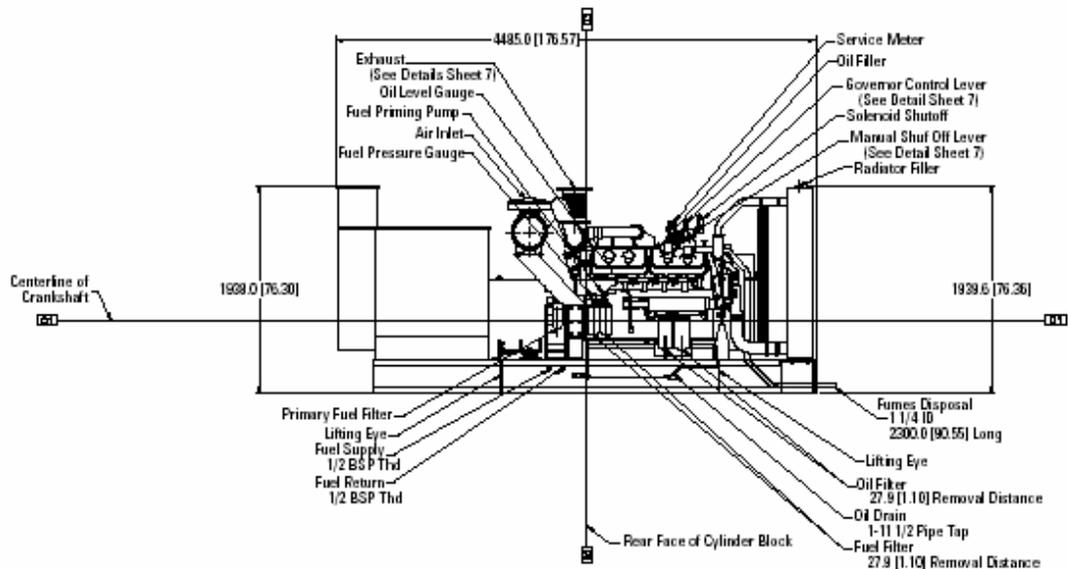
**UL 2200 Listed packages may have oversized generators with a different temperature rise and motor starting characteristics. Generator temperature rise is based on a 40 degree C ambient per NEMA MG1-32. Generator temperature rise is based on a 40 degree C ambient per NEMA MG1-32.

Figura 24. Esquema del generador en la Industria

STANDBY/PRIME POWER GENERATOR SET PACKAGE — TOP VIEW



STANDBY/PRIME POWER GENERATOR SET PACKAGE — SIDE VIEW



Fuente: Folleto de Caterpillar, Generadores síncronos, Gentrac, 2004

RUTINA DE MANTENIMIENTO DE GENERADORES ELÉCTRICOS DE USO DE EMERGENCIA Y DE USO PRIME O CONTINUO

Los generadores eléctricos de emergencia se utilizan como su nombre lo indica en caso de emergencia, la cual obedece a un corte de energía eventual por parte de la empresa suministradora, ocasionada por una falla. Dependiendo de la gravedad de la falla eléctrica ocurrida en el sistema, así será el tiempo de restablecimiento del suministro de energía eléctrica. En una industria están, altamente, valorizadas las horas de producción, debido a que en ellas entra en cuenta el salario de los trabajadores y las horas de trabajo de las máquinas, cuando ocurre un corte de energía las máquinas se paran, frenando todo el proceso de producción. El tiempo en que tarda en paro el proceso de producción se llama hora muerta y da origen a pérdidas considerables. Es aquí en donde entran en funcionamiento los generadores de emergencia, generando energía durante el tiempo en que tarda en restablecerse la energía de la compañía suministradora.

Generalmente, cuando se restablece el sistema los generadores de emergencia son frenados y se hace la transferencia de energía para el sistema externo de la empresa suministradora. El tiempo que trabajan los generadores de emergencia es relativamente corto, tomando en cuenta de que el sistema es generalmente estable. Los generadores de emergencia deben estar en perfectas condiciones para cumplir su función adecuadamente a la hora en que se les sea requerido. Para ello, se debe llevar a cabo un plan de rutina de mantenimiento preventivo hecha por personeros de la empresa o por personal subcontratado por la misma. Dicha rutina de mantenimiento tiene un costo, el

cual es el que cobra la empresa prestadora de dicho servicio. En la industria en mención es la empresa GENTRAC.

La rutina de mantenimiento se realiza por períodos de tiempo mensuales por uso de los generadores de *Stand By*.

Cuando un generador se utiliza para generar energía eléctrica, no sólo en los casos de emergencia, sino que cuenta con un horario programado de generación diaria en un número determinado de horas que puede ir desde las cinco horas, 12 horas, hasta las 24 horas se dice que tiene un uso Prime o Continuo. Para los generadores en uso Prime o Continuo se calculan los períodos de tiempo de mantenimiento, según lo indica la tabla de programa de mantenimiento que sigue. El mantenimiento estará determinado por el número de horas que funciona el generador.

Aspectos importantes en la realización de mantenimiento de los generadores

Es importante tener un adecuado programa de mantenimiento, ya que con ello se logrará prevenir y minimizar los tiempos de caída o tiempos muertos inesperados, alargando la vida útil de la máquina a través de una utilización adecuada del mismo. El mantenimiento debe corresponder a las necesidades del generador y motor. Tales como cambio de aceite, filtro de aire, filtro de aceite, filtro de combustible. Es recomendable realizar un overhaul cada 10,000 horas de uso. Actualmente, los generadores reportan en sus horómetros un uso de 3, 000 horas.

El valor de la reparación o costo de mantenimiento programado puede ser predeterminado, permitiendo exactitud en las metas para los gastos. Cuando

una máquina en operación falla, pueden variar los costos de reparaciones que serán adicionados por partes sustituidas, filtros, maquinaria, etc.

Se cuenta con varias opciones de reparación para la mayoría de mantenimientos y reparaciones, y su costo dependerá entre otros de los siguientes aspectos.

1. Reemplazo de componentes originales CAT.
2. Reemplazo de componentes reconstruidos.
3. Intercambio de componentes CAT con el distribuidor.
4. Reconstrucción de la máquina usando componentes originales.

Es importante realizarle al Generador las PRUEBAS DE ACEITE PROGRAMADO.

Pruebas de aceite programado

Este programa de Caterpillar consiste en una serie de pruebas de diagnóstico diseñadas para identificar y medir la contaminación y condición del aceite en el cárter de la máquina.

Este programa incorpora tres básicos test.

Análisis de desgaste: este análisis identifica y mide la cantidad de partículas desgastadas en el aceite. Estas partículas extrañas son comparadas contra las establecidas partículas patrón para determinar su aceptabilidad.

Examen Químico y Físico: en este análisis se puede detectar la presencia de agua, combustible y anticongelante en el aceite. Si éstos elementos son

encontrados en su concentración con comparados con el patrón de aceite para establecer límites máximos y determinar y luego corregir el problema causante.

Análisis de condición de aceite: identifica y mide la cantidad de contaminantes, tales como el hollín: sulfuro, oxidación y productos de nitrato. Este examen permite personalizar el programa de mantenimiento, ya sea extendiendo o reduciendo el mantenimiento mediante los cambios de aceite.

Estas evaluaciones permitirán sustituir piezas sin necesidad de que éstas se destruyan por completo dañando así otros sistemas y aumentando el problema y el costo así como la calendarización del overhaul o reparación del motor.

Terminología utilizada en el programa de mantenimiento

Se definen a continuación la siguiente terminología.

Chequeo: observar para condiciones satisfactorias, exactitud, seguridad y desempeño y rendimiento.

Inspeccionar: examinar cuidadosamente en evaluaciones críticas cuando se mida o evalúen componentes o sistemas.

Lubricar: aplicar un lubricante -aceite, grasa, etc.- específicamente, para reducir la fricción, calor y desgaste entre superficies sólidas.

PROGRAMA DE MANEJO DE MANTENIMIENTO

El programa de manejo de mantenimiento debe de ser realizado tal y como se indica a continuación en períodos semanales, anuales y cada tres años, antes y después de arrancar la máquina. Se muestra la descripción de las rutinas que se deben llevar a cabo en la realización del mantenimiento. Estas tareas son para los generadores de uso de *Stand By* o emergencia y son exactamente las mismas las que se realizan para el generador en uso Prime o continuo, solo que se realizan con más frecuencia, según las horas de servicio trabajadas por el generador y marcadas en el horómetro del mismo. Para determinar la frecuencia de las mismas se toma de referencia las unidades de servicio medidas en el generador, tal y como se explica y se ve en la tabla No. De mantenimiento en el PROGRAMA DE MANTENIMIENTO Y LUBRICACIÓN que se muestra seguida de la descripción de las rutinas de mantenimiento en el presente capítulo.

Semanalmente, Antes de arrancar la máquina

En el Cáster: ver el nivel de aceite. Mantener el nivel de aceite entre la marca ADD y FULL de la varilla de medición de aceite con la máquina detenida.

Sistema de enfriamiento: chequear el nivel de refrigerante. Mantener el nivel entre 13 mm ($\frac{1}{2}$ de pulgada) del fondo del cuello de llenado o el propio nivel sobre la medida vista.

Caminata alrededor para Chequeo e inspección: chequear e inspeccionar la máquina, radiador y generador por pérdida o rotura de montajes, mangueras,

cables o guardas y por alguna condición anormal del estado de la máquina. Reparar si fuera necesario.

Indicador limpiador de Aire: -Si está equipado- chequear el indicador. Cambiar elementos si el diafragma del indicador permanece en posición cerrada bajo llave.

Cargador de Baterías: chequear la adecuada operación.

Sistema de Combustible: chequeo de fugas. Drenar el separador de agua. Chequear el nivel del tanque, debe de estar lleno. Chequear el indicador de filtro de combustible.

Fajas: inspeccionar por desgaste, rotura o fajas sueltas. Ajuste si fuera necesario.

Baterías: limpiar la tapa o el borde de las baterías Chequear el nivel de electrolito. chequear por conexiones sueltas.

Bloque del calentador: chequear la adecuada operación. Mantener en 32° C 90° F la temperatura del refrigerante en el bloque todo el tiempo.

Gobernador: chequear e inspeccionar, mantener el nivel de aceite.

Medidores o indicadores: examinar la condición de todos los medidores. Reparar o reemplazar cualquier indicador roto.

Sistema de aire: en el drenado de agua chequear la presión del aire.

Generador y Panel de Control: chequear e inspeccionar visualmente por rotura o daño del cableado o componentes.

Semanalmente, Con la máquina en movimiento

Arranque la máquina: las siguientes operaciones de chequeo son propuestas para chequear la operación del generador y el arranque de la máquina, lubricación y sistema de combustible para un chequeo total de la operación.

El chequeo no debe prolongarse por más de cinco minutos para completarlo. No son requeridos largos períodos de operación. Para más beneficios de chequeo se presentará anualmente chequeos con la máquina operando bajo carga y así obtener más información.

Medida de la presión del aceite: chequear que haya una adecuada operación de la presión de aceite, verificar la medida correcta de la presión de aceite.

Medida de la presión de combustible: chequear que haya una adecuada operación de la presión de combustible, teniendo un adecuado valor de lectura.

Cárter de la máquina: chequear el nivel de aceite. Mantener el nivel de aceite entre las marcas ADD y FULL de la varilla de medición.

Frecuencia (rpm) y Voltaje del generador: chequear y grabar las lecturas.

Nota: La operación del voltaje del generador en frío será ligeramente alto, comparado con el voltaje del generador operando bajo carga y caliente. A plena carga el voltaje del generador SR4 decrecerá un máximo de 1% cuando este generador se estabiliza a 100° C (212° F). La mayoría del decrecimiento del voltaje ocurre cerca de los primeros treinta minutos. Generalmente la temperatura del generador se estabiliza en un lapso de dos horas.

Persianas del Generador: chequear que tengan una adecuada operación, que sea capaz de abrir y cerrar libremente.

Goteras y Ruidos: chequear para que no exista goteras y ruidos inusuales.

Nota: La máquina se debe parar antes de hacer las reparaciones necesarias.

Semanalmente, Después de parar la máquina

Switch Automático: chequear que el switch esté en posición adecuada para arranque automático.

Tanque de Combustible: chequear el nivel de combustible, llenarlo si está en un nivel inferior a los 3/4 del nivel superior del tanque.

Cargador de Baterías: grabar las lecturas del amperaje del cargador de baterías.

Malfuncionamientos: reportar cualquier malfuncionamiento y hacer las reparaciones necesarias.

Anualmente, antes de Arrancar la máquina

Se debe realizar todos los procedimientos de mantenimiento semanales antes de arrancar la máquina.

Caminata alrededor para inspección: inspeccionar la máquina, radiador y generador y verificar que no haya rotura de montajes, mangueras, cables o guardas.

Sistema de enfriamiento: chequear el nivel de refrigerante, mantenerlo entre los 13 mm (1/2 de pulgada) del fondo de llenado sobre el cuello del depósito. Reemplazar el refrigerante o agregar líquido refrigerante condicionado.

Sistema de combustible: drenar el agua y los sedimentos del tanque. Cambiar los filtros de combustible.

Elemento limpiador de aire: inspeccionar y limpiar o reemplazar elementos.

Gobernador: chequear y mantener el nivel de aceite.

Cárter de la máquina: chequear el nivel de aceite. Mantener el nivel de aceite entre las marcas adecuadas con la máquina parada. Limpiar el respiradero del cárter.

Uniones: chequear y ajustar todas las uniones si es necesario. Lubricar todos los montajes de las uniones con grasa adecuada.

Dispositivos de protección de la máquina: chequear y comprobar su adecuada operación.

Baterías: limpiar la tapa de las baterías. Chequear el nivel de electrolito (a menos que las baterías sean libres de mantenimiento). Chequear que no haya conexiones sueltas.

Máquina: secar la parte de abajo, limpiar si es necesario.

Generador -Nota A- lubricar cojinetes. Vaciar, limpiar y chequear el cableado del regulador, excitador y estator. Chequear los campos del generador con el megaohmetro (meguer) y grabar las lecturas para referencia. Chequear la operación de los calentadores de espacio.

Nota A: saber usar o consultar el manual de servicio del generador para usar correctamente el megaohmetro y la lectura de baja resistencia.

Anualmente, Con la máquina en movimiento

Realizar los mantenimientos semanales primero con la máquina en movimiento descritos anteriormente.

Arranque de la Máquina: operar la máquina y chequear todas las medidas o indicadores, presión de aceite, presión de combustible, rpm (frecuencia), voltaje generado y la temperatura del agua para correctos valores medidos.

Cárter de la máquina: chequear el nivel de aceite. Mantener el nivel entre la marca ADD y FULL de la varilla medidora.

Persianas del Generador: chequear la operación adecuada para que sean capaz de abrir y cerrar libremente.

Goteras y Ruidos: chequear por goteras o ruidos inusuales. La máquina debe estar parada antes de realizar las respectivas reparaciones.

Prueba de Carga: cargar la máquina para un mínimo del 30% de la carga nominal. Operarla a este nivel por un tiempo mínimo de dos horas. Después de de aproximadamente una hora, grabar las lecturas de todos los medidores: presión de aceite, presión de combustible, nivel de aceite, rpm (frecuencia), voltaje generado, horas de servicio, entre otras.

Anualmente, Después de parar la máquina

Realizar los mantenimientos semanales después de haber parado la máquina primero.

Reparar o Ajustar: hacer las reparaciones o ajustes para la máquina y el generador que sean necesarios.

Cárter de la máquina: hacer el cambio de aceite; tomar una muestra del aceite y realizar el **análisis de las pruebas del aceite programado**, descritas anteriormente. Cambiar los filtros, cortar el filtro abierto viejo e inspeccionar el material extraño.

Nivel de Combustible: grabar o registrar la medida del tanque de combustible. Llenarlo si se encuentra bajo los 3/4 de la capacidad total del tanque.

Cargador de Baterías: registrar o grabar las lecturas de amperaje en el instante en que las baterías se están cargando.

Switch Automático: chequear que todos los switches estén en posición apropiada para arranque automático.

Cada tres años, Antes de arrancar la máquina

Antes del arranque: realizar anualmente todos los procedimientos del mantenimiento preventivo anual antes del arranque de la máquina.

Sistema de Enfriamiento: drenar, limpiar y vaciar el sistema de enfriamiento. Reemplazar el termostato. Llenar con solución de refrigerante y acondicionador.

Mangueras de caucho y fajas: es recomendable que las mangueras y fajas sean reemplazadas en este período de tiempo cuando el generador funciona en emergencia (stand by) para minimizar el tiempo de caída y evitar adicionar costos por reparación por falla de componentes causada por éstos artículos.

Baterías: reemplazar todas las baterías en este intervalo de tiempo de tres años, cuando el generador trabaja en emergencia o su equivalente para servicio continuo.

Turbo Cargador: inspeccionar, reparar o reemplazar si fuese necesario para minimizar el incremento de fallas asociadas a este componente.

Máquina: realizar un ajuste completo de la máquina y un tune-up, es decir poner a punto la máquina.

Cada tres años, Con la máquina en movimiento

Con la máquina en movimiento: realizar todos los procedimientos descritos en el mantenimiento preventivo anual con la máquina en movimiento descrita anteriormente.

Sistema de combustión: chequear por fugas. Reparar o reemplazar componentes defectuosos con la máquina en posición de parada.

Cada tres años, Después del paro de la máquina

Después del paro de la máquina: realizar todas las tareas descritas en el mantenimiento preventivo anual después del paro de la máquina descritas anteriormente.

Programa de mantenimiento y lubricación

Los intervalos de tiempo de mantenimiento son expresados en Unidades de Medición de Servicio u horas. Los servicios de medición hechos en la máquina muestran el total de unidades o veces u horas que la máquina ha operado. Se debe usar las lecturas del Servicio de Medición para la determinación del programa de mantenimiento. Se debe realizar el mantenimiento tantas veces como se necesite según el número de unidades o veces lo requiera, según se muestra en la siguiente tabla. Por ejemplo, cuando el Medidor de servicio muestre 100, todos los artículos listados bajo “CADA 10 UNIDADES DE SERVICIO MEDIDAS” deberán realizarse 10 veces y todos los artículos bajo “CADA 50 UNIDADES DE SERVICIO” deberán efectuarse dos veces.

Combustible Diesel, lubricantes y refrigerantes compuestos de agua para uso están especificados en los manuales de la máquina.

IMPACTO AMBIENTAL DEL PROYECTO Y SEGURIDAD INDUSTRIAL

En el presente capítulo se mencionan aspectos del impacto que produce la operación de los generadores en la salud humana y en el ambiente, así como, también, aspectos de seguridad industrial.

Entre los aspectos de impacto en la salud humana se tiene el ruido, la vibración, la contaminación por manejo de combustible.

Los impactos potenciales al medio ambiente y sus respectivas medidas de mitigación, consideraciones de alternativas del proyecto y su viabilidad ambiental se mencionan, específicamente, en relación a los depósitos de combustible, por ser el riesgo más grande que se puede tener en la operación de los generadores diesel debido al almacenamiento y manejo de combustible.

1. Niveles de ruido de generador

El ruido es un sonido inarticulado, no deseado y desagradable que carece generalmente carece de mensaje alguno. Las fuentes de ruido ambiental son generadas por actividades humanas, tales como: el transporte, la Industria, la ingeniería de generación de energía y actividades de construcción y actividades recreativas. Entre los tipos de ruido se puede mencionar el estable, el intermitente y el impulsivo, entre ellos, el más dañino es el intermitente, como lo puede ser un golpe de martillo.

Los efectos de ruido son difíciles de cuantificar, ya que la tolerancia de cada persona es diferente. El ruido excesivo es el principal motivo para una mala audición en adultos.

Efectos del Ruido

Los efectos nocivos directos para las personas expuestas a ruido son

1. alteraciones del sueño;
2. fatiga;
3. presión sanguínea elevada;
4. tensión y nerviosismo, estrés;
5. molestias digestivas;
6. aumento de accidentes.

El efecto del ruido depende de la duración de la exposición y del nivel de intensidad del ruido. La intensidad del ruido se mide en Decibeles (dB). El decibelímetro sirve para medir la variación de la presión del aire. El oído es un órgano muy sensible que tolera los sonidos que están entre los 60 y 70 decibeles. Arriba de los 85 decibeles, es necesario utilizar protección auditiva. Dentro de la Industria se puede proteger el sistema auditivo mediante la aplicación de Controles de ingeniería, controles administrativos y uso de equipo de protección personal.

Los niveles de ruido que producen los generadores con que cuenta la industria para emergencia y uso prime sobrepasan el umbral del nivel de sonido del sistema auditivo del ser humano que puede producir daños en éste. En el área

de la subestación en donde se encuentran los generadores se tiene un sonido arriba de los 85 decibelios, por lo que es obligatorio que el personal que se encuentre ejecutando tareas de operación y control de la máquina en movimiento lleve puestos los tapones especiales para proteger los oídos. La exposición continua o frecuente a niveles de sonido superiores a 85 decibelios (dB) puede causar sordera neurosensorial progresiva. Para que los ruidos no se intensifiquen a través de la reflexión en las paredes o en lugares cerrados en el área en cuestión se colocan los generadores en un área libre de ventilación y lo más abierta posible.

Los ruidos del generador son originados en su mayoría por la operación mecánica y eléctrica del mismo, de tal manera que es difícil reducirlos, es por ello que se obliga necesariamente a utilizar tapones. Los ruidos causados por la vibración de la máquina sobre la base se reducen al reducir la vibración.

2. Eliminación de la vibración

Cuando la frecuencia natural de un objeto oscilante se transmite a otro objeto fijo que no forma parte del mismo y cuya construcción no está diseñada para soportar dicha frecuencia se dice que el objeto vibra como efecto de la transmisión de la oscilación del objeto oscilante al objeto fijo, produciendo una agitación en las moléculas de éste a la frecuencia natural. Esta vibración puede ocasionar la destrucción del objeto fijo por la separación o el daño de sus enlaces atómicos y así de su estructura.

Para la eliminación de la vibración de los generadores debe primeramente delimitarse el área de la base sobre la cual serán montados y aislarse del área restante del cuarto de máquinas. La estructura de la base del generador debe ser realizada de tal manera que soporte el peso del mismo. Se deja un espacio libre entre el área de la base de cada generador y el área restante. Se puede colocar esponja o duropord en el espacio libre mencionado para que la vibración no se transmita alrededor de los generadores y pueda dañar la superficie de paso del operante de la máquina. Entre los rieles, en donde descansa el generador, se colocan resortes, uniformemente, distribuidos para que los mismos absorban la vibración y la reduzcan, de modo que se transmita la menor vibración posible hacia la base sobre la cual será colocado. La vibración da origen a ruidos indeseados y a daños en la estructura en donde se transmite, de manera que, al reducir la vibración, se reduce, también, el ruido producido por ésta y los daños por destrucción del objeto vibrante. El ruido producido por la vibración mínima de los generadores está contemplado dentro de los niveles medidos y contribuyen a que el ruido sobrepase a los 85 decibelios, aunque la mayoría de ellos se deba a la operación propia de la máquina.

3. Evaluación de riesgos

Se le llama riesgo a la contingencia -posibilidad de que algo suceda o no suceda- o proximidad de un daño. En la evaluación de riesgos se toman en cuenta todas aquellas operaciones realizadas por el encargado de operar las máquinas, en las cuales se le pueda ocasionar un daño a la integridad física o a la salud del mismo o al personal y equipo circundante al área de generación.

Dentro de los riesgos que se pueden mencionar están los riesgos por la mala operación del personal o el estado inadecuado del generador y motor, los riesgos por derrame de materia inflamable, los riesgos por contaminación dentro del área de la subestación y sus alrededores.

Riesgos relacionados con la mala operación del personal dentro de la subestación o el estado inadecuado o defectuoso del generador y el motor

Los riesgos relacionados con la mala operación del personal dentro de la subestación son específicamente todas las acciones de mantenimiento o verificación que el operante no debe de realizar con la máquina en movimiento, para ello refiérase al inciso 1.4.2.1 relacionado con el programa de manejo de mantenimiento en donde se especifican las operaciones que se deben realizar antes y después de arrancar la máquina. El operante debe de regirse de manera rigurosa a ese instructivo. El operante no debe de tocar la máquina o partes de ella para evitar quemaduras graves o leves ya que la máquina en marcha lleva consigo altas temperaturas. Debe tener especial cuidado para

evitar cortes, trituración o descargas eléctricas en alguna parte del cuerpo por partes rotativas o partes vivas, enganchamiento de su cuerpo a la máquina por ropa suelta o cabello largo, anillos, pulseras o cadenas colgantes.

Los riesgos relacionados por el estado inadecuado o defectuoso del generador y el motor son los daños que pudieran ocasionar la liberación involuntaria de vapores a presión, o el desprendimiento de alguna pieza rotativa, ya sea por estar ésta floja o suelta o mal fijada a la máquina. Para ello, se recomienda que antes de usar la máquina se fijen todas las posibles piezas sueltas o flojas y conexiones en el mismo estado y se inspeccione el valor de los medidores o indicadores de aceite, combustible, etc.

Riesgos por derrame de materia inflamable

Los riesgos existentes por derrame de materia inflamable son los posibles derrames de aceite, en el menor de los casos que pudiera ocasionar un incendio en dicha área o el desliz del pie del operador de la máquina al realizar tareas de inspección o puesta en marcha y control de la máquina. El otro riesgo relacionado es el derrame involuntario de combustible diesel por el área circundante a los generadores, ya sea por daño del tanque de almacenamiento de 285 galones, por daño o ruptura de la tubería que lleva dicho combustible o la expulsión del mismo por partes de la máquina en mal estado que pudiera ocasionar a la menor chispa un incendio en dicha área. Para ello, se recomienda limpiar todas las goteras de aceite derramado por la máquina o mangueras sueltas y la revisión periódica de los depósitos de combustible, del sistema de ignición de la máquina y de la tubería conducente de dicho material. Para evitar incendios leves que pueden acrecentar rápida y bruscamente se deben de colocar extinguidores cercanos y con un manual instructivo claro de

los mismos que el operador ya debe conocer y utilizar en un incidente. Todo ello con el fin de evitar quemaduras leves o graves del personal, equipo cercano y adyacente a la zona del área de generación o la industria en general. Para evitar incendios se tienen planes de contingencia muy bien elaborados que se mencionan de manera breve en el inciso 5.4.

Riesgos por contaminación dentro del área de generación y sus alrededores

Existe un riesgo de contaminación del cuerpo del personal dentro del área de la subestación mayormente en el arranque de la máquina que es el momento en donde se origina la mayor cantidad de humo negro y luego, de una manera leve después de que la máquina ya arrancó y se encuentra en pleno periodo de operación continua. Para ello, el operador debe de llevar una mascarilla puesta sobre la nariz y la boca para evitar la respiración del humo negro contaminante. En los alrededores de la subestación y los generadores se tiene un riesgo leve en el momento del arranque de la máquina y un riesgo menor de contaminación al ambiente por la cantidad de humo negro liberado. La cantidad de humo se reduce en gran cantidad cuando la máquina termina su período de arranque. Por tener dos generadores de iguales características y funcionar en su gran mayoría uno a la vez no se contamina el ambiente de una forma exagerada en comparación con otras industrias. Al darse el adecuado mantenimiento al los generadores y en específico el sistema de ignición de la máquina y mediante la utilización de combustible de calidad se estará contribuyendo en buena medida a la reducción de humo al ambiente. Deben emplearse métodos avanzados para la reducción de humo negro para evitar contaminar el ambiente, actualmente, dichos métodos conllevan un costo altamente considerable

IMPACTO AMBIENTAL DE LOS DEPÓSITOS DE COMBUSTIBLE

El manejo, almacenamiento y consumo de combustible en la Industria para sus diferentes utilidades como fuente de energía primaria en procesos y en generación de energía eléctrica produce un impacto en el ambiente de su entorno, tanto en el ambiente local, como el circundante y en el planeta tierra en general. Es por ello que se hace necesaria la evaluación de un estudio de impacto ambiental del mismo. En el presente trabajo de investigación se menciona de manera breve algunos de los más importantes aspectos del impacto ambiental del manejo de combustibles.

1. Identificación del área de Influencia

El área de influencia puede ser local, circundante y del planeta. Dentro del área de influencia de la ubicación de los depósitos de combustible dentro de las instalaciones de la Industria, las fuentes fijas de producción de contaminantes que puedan alterar de alguna manera la calidad del aire local, son la combustión del diesel de las plantas generadoras de energía eléctrica y la emisión de vapores de los tanques de combustible subterráneos.

2. Asignación de riesgos

Salud y seguridad personal, por riesgo de accidentes laborales en las áreas de almacenamiento de hidrocarburos por incendio, fugas o explosiones accidentales si existiera un inadecuado manejo del producto.

Riesgo de contaminación de fuentes de agua tanto superficial como subterránea si no se cuenta con controles adecuados de almacenamiento, manejo y distribución de combustibles.

3. Impactos positivos y negativos significativos

Los impactos positivos con valorización significativa encontrados son principalmente en el medio socioeconómico al haber fuente de trabajo, la cual generará empleos en la localidad.

Los impactos negativos significativos sobre el entorno derivado de la operación de consumo de almacenamiento, manejo y distribución de combustible que utiliza la industria se identifican en dos aspectos.

1. Salud y seguridad personal por la posibilidad de riesgos de accidentes laborales en las áreas de almacenamiento de hidrocarburos por incendios, fugas o explosiones accidentales si existiera un inadecuado mantenimiento o manejo del producto.
2. Por la posibilidad de riesgos de contaminación de fuentes de agua tanto superficiales como subterráneas si no se cuenta con controles adecuados en el almacenamiento y manejo de combustibles.

4. Medidas de mitigación

Las medidas de mitigación están destinadas a prevenir, controlar y reducir los impactos ambientales que los tanques de almacenamiento de combustible diesel de la industria podrían causar, se desarrollan para este fin los siguientes planes.

- Plan de Contingencia
- Plan de Salud Humana
- Plan de Seguridad Ambiental
- Plan de manejo de desechos
- Plan de abandono

Con el objeto de reducir en gran medida los posibles impactos, a través de las acciones establecidas en el estudio, considerando las características específicas del lugar donde se localizan los tanque y el tipo de combustible almacenado en ellos.

Dentro del plan de medidas de mitigación del proyecto se tiene

4.1 Identificación de riesgos y amenazas

Un riesgo es la probabilidad que durante un período de vida determinado, la manifestación de un fenómeno exceda en un sitio particular una intensidad de referencia, que provoque un cierto nivel de daño específico.

Como ya se ha visto antes, existe un riesgo por fugas de combustible, por derrames de combustible, por incendios y por atentados

4.2 Plan de contingencia

Ante las fugas de combustible se tienen las siguientes:

- desconectar el sistema eléctrico y suspender el bombeo de combustible,
- aislar el sitio con arena seca y corregir el problema.

Ante los derrames de combustible que, generalmente, suceden en proceso de abastecimiento se tienen:

- si el derrame es pequeño, se debe suspender el suministro de combustible y cubrir con arena para absorber y contener;
- si el derrame es grande, se debe cortar el servicio de energía eléctrica de toda la planta;
- informar e iniciar la evacuación;
- llamar a los bomberos, al Ministerio de Ambiente, al Ministerio de Energía y Minas o a Comisión Nacional contra la Reducción de Desastres;
- evitar que el derrame se prolongue a desagües o cunetas, reteniéndose mediante un dique o cubrir con arena;
- aplicar espuma y remover el material para su tratamiento.

En caso de incendios, la industria cuenta con una brigada de bomberos industriales dentro de la planta, manteniendo el adiestramiento al personal dentro de la planta. Se tiene un plan contra incendios y un anillo contra incendio. Se le da mantenimiento a todo el equipo pertinente para que esté en óptimas condiciones en caso de incendios.

4.3 Plan de seguridad humana

La finalidad del plan de seguridad Industrial es poner término a los accidentes que pueden ocasionar daños, eliminando riesgos, protegiendo al trabajador y promoviendo prácticas seguras. Ningún plan ha tenido éxito en cuanto a eliminar por completo los accidentes, por lo cual es necesario contar con un plan de seguridad humana para el mejor tratamiento de las víctimas.

La industria cuenta con una clínica médica, la cual es atendida por personal especializado, es decir por enfermeras y un médico dentro de la misma.

La aplicación oportuna y adecuada de los primeros auxilios en caso de accidentes, puede evitar serias complicaciones y salvar muchas vidas. Los primeros auxilios se aplicarán en caso de:

- Quemaduras;
- heridas y hemorragias;
- envenenamiento;
- inhalación de vapores;
- insolación;
- lujaciones y fracturas;
- ataque cardíaco o infartos.

4.4 Plan de Seguridad Ambiental

El plan de seguridad ambiental tiene como objetivo el prevenir, controlar y mitigar cualquier impacto ambiental a través de un diseño adecuado considerando factores técnicos y ambientales, de tal forma lograr la inserción de la dimensión ambiental en los diseños y operaciones de los tanques de

almacenamiento de combustibles. En él se menciona las medidas técnicas para resguardar el medio ambiente y que se aplican en los puntos donde se localizan los tanques de almacenamiento, tales como: la localización de los tanques, las especificaciones del combustible, los tanques subterráneos y superficiales.

4.4.1 Localización de los tanques de almacenamiento

En un radio de 100 metros de distancia del punto donde se localizan los tanques no existen establecimientos educativos, ni fábricas o ventas de pólvora, ni productos pirotécnicos.

4.4.2 Especificaciones del Combustible

La planta de generación consumirá combustible diesel que cumpla con las especificaciones de calidad vigentes en el país con el objeto de evitar la contaminación del aire por combustión de productos que no reúnan las propiedades.

El aceite combustible diesel número 2-D es el aprobado por el Ministerio de Energía y Minas y tiene que cumplir con las siguientes propiedades físicas y químicas:

1. gravedad API de 30° C a 60°F;
2. número de Cetano mínimo 45;
3. viscosidad cinemática a 100 °F de 32.6 a 40.1 segundo Saybolt Universal;
4. punto de turbidez máxima a 26.6 °F;

5. punto de fluidez máximo a 20 ° F;
6. punto de inflamabilidad mínima a 125°F;
7. cenizas máximo 0.01% en masa;
8. contenido de sedimento y agua máxima 0.05% en volumen;
9. contenido de azufre mínimo de 0.5% en masa;
10. temperatura máxima al recuperar el 90% de su destilación no se debe exceder los 350 °C a presión de 760 mm de Hg.

4.4.3 Tanques subterráneos y superficiales

El diseño de tanques se debe considerar la adecuada localización, selección, manejo e instalación de tanques de almacenamiento de combustible para que prevenga la ocurrencia de posibles impactos sobre el ambiente o la comunidad.

Los impactos a prevenir o mitigar son los siguientes:

- contaminación de suelo y agua superficial o subterránea en la zona donde se localizan por fugas durante la operación;
- riesgos de incendios o explosiones;
- molestias por emisiones de gases, polvo o ruido.

Para prevenir los impactos mencionados se deben realizar las siguientes pruebas.

1. Pruebas de hermeticidad: las cuales pueden ser hidrostáticas o neumáticas para detectar y evitar fugas en el tanque.

2. Tuberías de ventilación y respiraderos: para mitigar la emisión de gases o vapores que causen molestias a los empleados. El respiradero debe estar alejado al menos 15 metros de fuentes de ignición como líneas de alta tensión y transformadores.

3. Métodos de prevención de derrames: generalmente, en operaciones de llenado se debe contar con postes de protección como guardas para evitar choques con el camión cisterna de otros móviles durante el llenado. Se debe contar con diques de contención de derrames.

4.5 Plan de seguridad industrial

La responsabilidad del cumplimiento de las condiciones de seguridad es del Departamento de Seguridad Industrial de la planta, debiendo cumplir con las reglamentaciones emitidas.

El trabajador se encuentra expuesto a riesgos mecánicos, físicos y químicos de diversa índole, frecuencia, intensidad como consecuencia de la misma actividad industrial que requiera una variedad de condiciones de operación. El tipo de accidente es la forma de contacto, exposición o movimiento de la persona lesionada con el objeto o sustancia. Los tipos de accidentes son varios y por mencionar algunos se tiene:

- caídas al mismo o diferente nivel;
- golpes contra o por objetos;
- atrapado en, sobre o entre objetos;
- contacto con temperaturas extremas, corriente eléctrica o químicos;

- inhalación, ingestión o absorción de gases, vapores o sustancias químicas;
- sobreesfuerzos al levantar, alcanzar, jalar o empujar objetos.

Este tipo de accidentes ocurren por factores observados.

- Condición insegura para realizar operaciones.
- Estado inseguro por violación de una norma o procedimiento seguro.
- Estado mental o corporal del individuo.

El 96% de los accidentes son causados por actos inseguros y se clasifican respecto a las personas de la forma siguiente.

1. Equipo de protección personal.
2. Posición de la persona.
3. Acciones de la persona.
4. Herramienta.
5. Equipo.
6. Procedimiento y método.

No existe peligro alguno que no pueda ser evitado a través de medidas de seguridad, por ello, es importante contar con un plan de seguridad Industrial, misma que estará basado en las diferentes operaciones y áreas de trabajo específicas para su funcionamiento.

4.6 Plan de manejo y disposiciones de desecho

Se debe tomar en cuenta el diseño y construcción de los sistemas necesarios para el manejo correcto y eficiente de los desechos líquidos y sólidos de los

generadores por la planta, tales como aceites usados, agua residual industrial, etc. Los desechos líquidos generados por limpieza del área de las máquinas o depósitos tales como agua con jabón se consideran como agua residual industrial, la cual es extraída de la industria por el sistema de drenaje de aguas residuales industriales. Para los derrames líquidos se tienen diques de contención de derrames, los cuales envían el combustible derramado hacia otros depósitos específicos. Además de depósitos de combustibles, existe un área de recolección de desechos sólidos, la cual consiste en cuatro recipientes donde se depositan desechos clasificados en desechos orgánicos, plásticos, papeles o cartón y aceites usados. Para los desechos orgánicos su deposición final serán el basurero municipal, el resto se destina a industrias de reciclaje locales.

4.7 Plan de Abandono de los tanques de almacenamiento

El plan de abandono tiene por objeto evitar dejar en el entorno residuos de combustible que podrían contaminar el ambiente, especialmente suelos y aguas o crear accidentes como incendios o explosiones. Por eso debe promoverse el retiro del tanque de almacenamiento subterráneo en abandono o el llenado con material inerte, pero principalmente el primero.

4.8 Programa de monitoreo

Sirve para evaluar los elementos -suelo, agua y aire- de los impactos potenciales durante la operación de los tanques. Para evitar contaminar el aire, suelo, aguas superficiales y subterráneas del área es importante que dentro de las actividades a monitorear se tengan las siguientes:

- trampas de grasas y combustibles, los niveles de grasas y combustibles;
- la descarga de combustible en los tanques de almacenamiento;
- el estado de las líneas de conducción de combustible;
- el estado de los tanques de almacenamiento de combustible.

4.9 Ubicación del Depósito de Diesel

Frente al área de Calderas y de los Generadores se ubican tres tanques subterráneos de 20,000 galones de capacidad, dos para bunker-C y uno para diesel. El área de los tanques está separada del área de calderas y generadores por una calle, para poder realizar la descarga de los camiones cisterna a los tanques. También, existen cunetas con rejillas para coleccionar cualquier derrame de los combustibles a almacenar en el lugar y es depositado en la trampa de combustibles con capacidad de 55 galones para cada sistema de recolección. La planta de generación eléctrica cuenta con un tanque auxiliar de 285 galones que cumple la función de suplir el combustible en la fase de encendido de la planta.

4.10 Sistema contra Incendios

La industria cuenta con un sistema contra incendios compuesto de un anillo de alimentación de agua, este anillo está conformado de tubería de alta presión de 6 pulgadas que alimenta mediante reductores a 4 pulgadas los hidrantes. Dichos hidrantes tienen válvulas de compuerta y boquillas especiales para la colocación de mangueras distribuidoras de agua, mangueras que se encuentran en anaqueles al lado de cada hidrante. El sistema está compuesto por una cisterna subterránea de 100,000 galones, un depósito elevado de 5,000 galones y bombas de agua hidroneumáticas, ubicadas cerca del tanque de combustible

diesel de 2,000 galones en el área de parqueo. En el caso del área de los tanques de diesel se cuenta con una estación de espuma para combatir cualquier eventualidad en el área. Sumando a este sistema cuenta con alrededor de 135 extintores a lo largo de todas las instalaciones de la industria.

En el área del parqueo de la fábrica se localiza un tanque de diesel con capacidad de 2,000 galones, el cual cuenta con rejillas para coleccionar cualquier derrame de diesel a almacenar en el lugar y es depositado en la trampa de combustible con capacidad de 55 galones.

Se cuenta con una planta de generación eléctrica del Sistema General Contra Incendios, la cual da energía a las bombas sumergibles de dos pozos mecánicos para extracción del agua. Dentro de este sistema el diesel es bombeado a un tanque superficial auxiliar con capacidad de 130 galones, el cual cuenta con un dique de seguridad en caso de derrame.

NIVELES DE CONTAMINACIÓN

Algunos de los contaminantes más importantes corresponden a los subproductos de todo tipo de combustible, como los que se utilizan en la industria en generación de energía eléctrica, por el uso de energía primaria con motores de combustión interna diesel. Estos contaminantes se deben al humo resultante durante la combustión que es mayor en el arranque de los generadores y que, luego, se reduce por el estado en marcha de los mismos.

La contaminación también se debe a los vapores orgánicos que salen al aire durante el almacenamiento de combustible. Para la reducción del segundo, respectivamente, los tanques cuentan con tubos de 1.5 a 2 metros de altura sobre la superficie del tanque para evacuar hacia arriba dichos vapores. Estos tubos se llaman respiraderos.

Algunos de los contaminantes que pueden llegar a representar un riesgo para la salud o la economía se muestran en la siguiente tabla.

Tabla XXXX. Efecto de algunos contaminantes y sus principales fuentes

Contaminante	Efecto en la Salud	Principales fuentes
Monóxido de Carbono CO	Impide el transporte de oxígeno en la sangre. Daños en sistemas nervioso central y cardiovascular	Uso de combustibles fósiles
Bióxido de Azufre Trióxido de Azufre	Cardiovascular y respiratorio	Combustión de carbón y petróleo que contiene azúcar
Bióxido de Nitrógeno y Monóxido de Nitrógeno	Tracto respiratorio alta y bajo	Uso de petróleo, gas natural y carbón
Macro partículas Sólidas y líquidas	Respiratorio, gastrointestinal, sistema nervioso central y renal.	Actividades industriales de transporte, combustión y causas naturales

Para reducir la contaminación se recomienda utilizar combustible diesel de calidad según especificaciones del Ministerio de Energía y Minas ya mencionado. Dar mantenimiento a la máquina para que su combustión sea adecuada y no contamine en exceso. Se cuenta con tubos que envían el humo hacia el exterior del área de generación. Evaluar los niveles de contaminación por humo resulta muy caro para una industria. Sin embargo, se pueden realizar mediante la colocación de un filtro en el tubo de escape, que luego será llevado a los laboratorios químicos para el establecimiento de sus niveles y composición.

DEFINICIÓN DEL EQUIPO DE PROTECCIÓN PERSONAL Y PRECAUCIONES DE SEGURIDAD NECESARIAS PARA OPERACIÓN DENTRO DE LA SUBESTACIÓN

El equipo de protección personal es un equipo que está diseñado para la protección de los trabajadores en un área de trabajo. Su finalidad es prevenir y minimizar lesiones o enfermedades ocupacionales que puedan ser causadas por el contacto de productos químicos, físicos, eléctricos y mecánicos.

Las precauciones de seguridad son procedimientos adecuados y recomendados a llevar a cabo en la elaboración de la actividad laboral a realizar dentro de la empresa y están contemplados en el plan de seguridad industrial.

Las siguientes precauciones de seguridad son una guía general para la operación segura, tanto de la máquina como del encargado dentro del área de la subestación y la definición de equipo de protección personal.

1. Para prevenir lesiones al personal, instalar guardas o protecciones sobre todas las partes expuestas de rotación de tal manera que limiten el acceso involuntario a las mismas.

2. Para prevenir daños en el oído, usar orejeras o dispositivos de protección contra el ruido excesivo como tapones estándares si se trabaja dentro del cuarto de máquinas con las máquinas operando. Los tapones para oídos protegen los oídos de altas exposiciones a ruidos que pueden causar lesiones o pérdidas auditivas irreversibles así como el estrés físico o psicológico. En ambientes de trabajo con más de 85 decibeles deben utilizarse por salud los tapones para oídos. Una receta fácil para que el operario se acostumbre al uso de tapones para oídos por primera vez suele ser, el primer día utilizar los tapones durante una hora, el segundo día durante dos horas, el tercer día durante cuatro horas, el cuarto día durante seis horas el quinto día seguramente los podrá utilizar durante toda la jornada. El utilizar los tapones se estará protegiendo los oídos y se estará evitando escuchar zumbidos al terminar la jornada de trabajo.

3. Para prevenir daños en la cabeza, usar casco de seguridad cuando se labore sobre el área o cuando alguien más lo haga o en lugares elevados lejos de la superficie, o por desprendimiento de un objeto mecánico que pueda impactar en la cabeza.

4. Siempre que se realice una operación de mantenimiento se debe llevar a cabo el procedimiento de cierre con candado de puertas o gabinetes y etiquetado de señalización -de no operar, peligro, etc.- para evitar la activación de las fuentes de energía y así de la máquina.

5. Usar lentes y zapatos adecuados como sea requerido, para evitar chispa y daño a los ojos y para contribuir a estar aislado del equipo en operación y partes vivas.
6. Nunca utilizar ropa suelta o floja cuando se esté trabajando alrededor de las máquinas o maquinaria.
7. Secar los derrames de aceite, combustible o refrigerante.
8. Mantener las baterías en un lugar con buena ventilación. No fumar alrededor de las baterías. Existe gas hidrógeno en presencia de las baterías cuyas propiedades son altamente explosivas.
9. Proveer una adecuada y segura eliminación del aceite desechado.
10. Almacenar o depositar los trapos grasientos en contenedores a prueba de fuego. No dejar los trapos usados sobre la máquina. WARNING: CUANDO SE USE AIRE A PRESIÓN USAR LAS GAFAS DE PROTECCIÓN Y LA ROPA ADECUADA DE PROTECCIÓN. USAR COMO MÁXIMO PARA LIMPIEZA AIRE A PRESIÓN BAJO LAS 30 PSI (2 Kg. /cm.).
11. Quitar todas las herramientas, cordones eléctricos y otros artículos sueltos de la máquina antes de que esta inicie su operación de arranque.
12. Desconectar el cable de tierra de la batería antes de trabajar sobre la máquina para prevenir accidentes por arranque automático o manual

indeseados o involuntarios. Asegurarse de que el sistema de arranque automático esté deshabilitado mientras se trabaja en la máquina.

13. No hacer reparaciones que no se entiendan. Seguir siempre las instrucciones.
14. Parar la máquina antes de realizar operaciones de ajuste o reparación en la misma.
15. Limpiar y quitar la tapa del radiador lentamente. El sistema de enfriamiento puede estar bajo presión y agua caliente con vapor con presión se puede liberar al remover la tapa bruscamente.
16. Nunca arranque la máquina con el gobernador desconectado.
17. Remover o reparar el equipo o partes quebradas o dañadas que den origen a vibración o ruido.
18. No fumar cuando se esté dentro del área de operación. Observar el rótulo NO SMOKING Y nunca estar ebrio o semi- ebrio.
19. Nunca guarde o almacene o porte líquidos inflamables cerca de la máquina.
20. Todo el equipo eléctrico debe tener el aislamiento necesario o equipo a tierra de acuerdo con los códigos estándares de seguridad.

21. Chequear periódicamente el ajuste o sujeción y aislamiento de todas las conexiones.
22. Aislar todas las conexiones, cables desconectados y puntas sueltas.
23. No use extinguidotes de tetracloruro de carbón. El humo tóxico y líquidos tienen efectos nocivos sobre el aislamiento.
24. No toque los fregaderos calientes sobre el regulador del generador cuando el generador esté operando. Está eléctricamente caliente o energizado.
25. No trabaje sobre los puntos eléctricamente calientes.
26. Siempre desconecte el circuito de arranque de la máquina cuando trabaje sobre el generador.
27. El aceite caliente de la máquina puede causar quemaduras cuando está siendo drenado o escurriendo.
28. Permitir que el aceite se enfríe a bajo de los 140 °F (60°C) o proveer protección cuando se esté drenando el aceite caliente.
29. Nunca quite un tapón para medir la presión con la máquina operando. Apague la máquina y asegúrese de que no haya presión antes de quitar una tapa.

30. Cuando arranque la máquina después de su reparación o revisión, asegúrese de proveer un corte de la fuente de aire en caso de que se tenga una sobre velocidad en el arranque.

31. Nunca ver dentro de un cilindro o hacia alguna parte de la máquina con potencialidad de liberar químico a presión cuando opere, pues podría lanzar aceite o agua violentamente.