



UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA
PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EL
FURRIAL**

Br. Jaibri Gabriel Perdomo Mendoza

Mérida, Noviembre 2017

UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA
PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EL
FURRIAL**

www.bdigital.ula.ve

Trabajo de Grado presentado como requisito parcial para optar al título de Ingeniero
Electricista

Br. Jaibri Gabriel Perdomo Mendoza

Tutor: M.Sc. Pedro Mora

Asesor: Ing. José Lara

Mérida, Noviembre 2017

UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

ANALISIS TECNICO-ECONOMICO DE LA PLANTA DE GENERACION ELECTRICA EL FURRIAL

Br. Jaibri Gabriel Perdomo Mendoza

Trabajo de Grado, presentado en cumplimiento parcial de los requisitos exigidos para optar al título de Ingeniero Electricista, aprobado en nombre de la Universidad de Los Andes por el siguiente Jurado.

Prof. Ernesto Mora

Jurado

Prof. María Salazar

Jurado

Prof. Pedro Mora

Tutor

DEDICATORIA

A Dios por sobre todas las cosas, por darme la oportunidad de vivir y por estar conmigo en cada paso que doy, por fortalecer mi corazón e iluminar mi mente y mi camino y por haber puesto en mi camino a aquellas personas maravillosas que han sido mi soporte y compañía durante todo el periodo de estudio.

A mi madre Briseida por ser el pilar fundamental en todo lo que soy, por sus enseñanzas en toda mi educación, tanto académica, como de la vida que me ha permitido ser una persona de bien, además por su incondicional apoyo en todo momento, pero más que nada, por su amor.

A mi hermana Dahiana por ser el ejemplo de una hermana mayor y de la cual aprendí cosas muy buenas; a mi tía Sandra, también por darme su apoyo incondicional sin pedir nada a cambio y ser como otra madre; a mi abuela Malula también por educarme con sus buenos valores y estar en esos momentos cuando mi madre no estaba; a mis sobrinos José Miguel y Bárbara para que tengan un ejemplo a seguir; y a todos mis demás familiares que no estén en esta lista también es para ustedes.

A mi novia Hasbleidy por todo su apoyo incondicional y su amor, al no estar en mi ciudad natal cerca de mis familiares, con tu compañía me ayudaste a que sea menos difícil no estar con ellos, también es para ti.

Finalmente a los profesores, que marcaron cada momento de mi carrera universitaria, y a los que me ayudaron en asesorías y dudas en la elaboración de este trabajo de grado. Al igual que a los compañeros de la empresa donde realice mi tesis con su apoyo y ayuda, esto también va para ustedes.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar a Dios por haberme guiado por el buen camino, en segundo lugar a cada uno de los que son parte de mi familia a mi Madre Briseida Mendoza, mi segunda madre mi Abuela Malula, mi otra madre mi Tía Sandra Mendoza, a mi hermana Dahiana, a mi novia Hasbleidy, y a todos mis demás familiares por haberme dado su apoyo incondicionalmente y en cualquier momento, eso me ha llevado a lo que soy y en donde estoy ahora.

A mi asesor empresarial y Compañeros de la Planta por haberme dado su amistad, apoyado e instruido a realizar la tesis lo mejor posible. Al igual que todos los profesores que me han ayudado en mi carrera universitaria a ser un buen profesional y a los que me han ayudado en la concepción de esta tesis.

Y a todas las demás personas que me han ayudado directa e indirectamente ya sea con mi carrera universitaria o en mi vida personal.

A todos ustedes con toda la sinceridad posible les agradezco ¡MUCHAS GRACIAS!

Jaibri Gabriel Perdomo Mendoza. Análisis Técnico-Económico de la Planta de Generación Eléctrica El Furrrial. Universidad de Los Andes. Tutor: Pedro Mora. Noviembre 2017.

Resumen

Debido a los cambios climatológicos presentados en el País, las Plantas Hidroeléctricas que están en funcionamiento disminuyen su capacidad nominal cargada al sistema, por ende, PDVSA elabora un plan de contingencia con la construcción de Plantas Eléctricas con Turbinas a Gas para mantener la producción asociada de barriles de Petróleo, así como de ayudar al Sistema Eléctrico Nacional; con la puesta en marcha de esta Planta es ideal la ejecución de análisis Técnicos-Económicos periódicamente, el cual forma como objetivo principal de esta tesis.

Para el desarrollo de esta tesis se empleó una metodología de campo, debido a que es necesario recopilar los datos de interés en forma directa en las diferentes instalaciones de la Planta tanto técnicos como teóricos (edificios eléctricos, cuarto de protecciones, edificio de operaciones), además de los diferentes equipos (Medidores de Energía, Centro de Control de Motores, Iluminación, etc.).

La presente investigación se considera descriptiva, debido al que objetivo principal de este proyecto es describir, modelar, interpretar e analizar tanto información técnica como los costos totalizados a las unidades turbogeneradoras de la Planta.

Con el desarrollo de cada uno de los objetivos de esta tesis se alcanzaron varios logros como estudiar las cargas conectadas en los Servicios Auxiliares, y así poder determinar alternativas para reducir el consumo de energía por parte de estas cargas, y por ende una disminución de la Energía Importada de la Planta.

También se logró evaluar indicadores de operación y de mantenimiento para conocer el estado de las unidades turbogeneradoras y por ende tomar acciones que mejoren dichos indicadores.

Además de los costos se hallaron los beneficios para evaluar la razón de beneficio-costos y conocer su rentabilidad, la cual es óptima siempre y cuando se tenga la Planta en Operación.

Descriptor: Análisis, Medición, Balance, Energía, Demanda, Indicadores, Costos, Beneficios

ÍNDICE GENERAL

	pp.
APROBACIÓN	ii
DEDICATORIA	iii
RECONOCIMIENTO	iv
RESUMEN	v
ÍNDICE DE FIGURAS	viii
ÍNDICE DE TABLAS	ix
ÍNDICE DE GRÁFICOS	x
INTRODUCCIÓN	1
1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.1 PLANTEAMIENTO DE PROBLEMA.....	3
1.2 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	4
1.3 OBJETIVOS.....	5
1.3.1 Objetivo General.....	5
1.3.2 Objetivos Específicos.....	5
1.4 METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACION.....	5
1.5 ALCANCES Y LIMITACIONES.....	5
2 MARCO TEORICO	
2.1 ASPECTOS A INFLUIR SOBRE LOS MEDIOS DE PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD.....	6 6
2.1.1 Suficiente Capacidad Instalada.....	6
2.1.2 Equipos de Control que Garanticen la Confiabilidad y Eficiencia del Servicio.....	8 8
2.2 BALANCE DE ENERGÍA.....	12
2.3 ASPECTOS ECONÓMICOS.....	12
2.3.1 Costos de Capital o Fijos.....	13
2.3.2 Costos de Explotación o Costos Variables.....	14
2.4 COSTOS DE OPERACIÓN.....	14
2.4.1 Costos de Combustible.....	20
2.4.2 Costos de Mano de Obra.....	21
2.4.3 Gestión de Equipos Operacionales.....	25
2.5 COSTOS DE MANTENIMIENTO.....	32
2.6 ANÁLISIS ECONÓMICO.....	33
2.6.1 Evaluación de la Razón Beneficio-Costo.....	34
2.6.2 Beneficio de la Planta de Generación Eléctrica El Furrial.....	37
3 DESARROLLO DEL PROYECTO	37
3.1 IDENTIFICACIÓN Y TOMA DE PARÁMETROS DE LOS ELEMENTOS DE MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	37 37
3.1.1 Medidor de Energía SIMEAS P50.....	39
3.1.2 Medidor de Energía PQMII (<i>Power Quality Meter</i>).....	39

3.1.3	Medidor de Energía EMCPII (<i>Electronic Modular Control Panel</i>).....	40
3.1.4	Medidor de Energía SEL-734.....	40
3.2	ELABORACIÓN DE UNA DATA DE ESTADÍSTICA CON UN BALANCE DE ENERGÍA DEL CONSUMO DE ENERGÍA EN SERVICIOS AUXILIARES Y LA ENERGÍA ENTREGADA AL SISTEMA ELÉCTRICO.....	45
3.2.1	Centro de Control de Motores de los Turbogeneradores.....	46
3.2.2	Centro de Control de Motores de la Planta de Tratamiento de Agua Desmineralizada.....	52
3.2.3	Sistema de Calentadores de Gas Combustible.....	57
3.2.4	Sistema de Bombeo de Aceite Hidráulico.....	58
3.2.5	Sistema HVAC (<i>Heating, Ventilating, and Air Conditioning</i>).....	59
3.2.6	Sistema de Iluminación.....	60
3.2.7	Sistema de Protección y Control de las Unidades Turbogeneradoras.....	61
3.2.8	Cargas Auxiliares en el Generador.....	62
3.3	EVALUAR LOS COSTOS DE MANTENIMIENTO Y DE OPERACIÓN CON SUS RESPECTIVOS ÍNDICES A LA PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EL FURRIAL.....	63
3.3.1	Costos de Operación.....	63
3.3.2	Indicadores de Operación.....	66
3.3.3	Costos de Mantenimiento.....	69
3.3.4	Indicadores de Mantenimiento.....	75
3.3.5	Costos Totales.....	75
3.4	EVALUAR LA RAZÓN BENEFICIO-COSTO (B/C) DE LA PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EL FURRIAL.....	76
4	PROPUESTAS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	78
4.1	ALTERNATIVAS PARA LA REDUCCIÓN DE LA ENERGÍA CONSUMIDA EN LOS SERVICIOS AUXILIARES DE LA PGEF.....	78
4.1.1	Alternativas para el Sistema de Iluminación.....	79
4.1.2	Alternativas para el Sistema HVAC.....	81
4.1.3	Alternativas para los Motores Eléctricos.....	83
4.2	ANÁLISIS DE COSTOS E INDICADORES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.....	86
4.2.1	Indicadores de Operación.....	86
4.2.2	Indicadores de Mantenimiento.....	89
4.3	RAZÓN BENEFICIO-COSTO (B/C) DE LA PGEF.....	90
	CONCLUSIONES.....	91
	RECOMENDACIONES.....	93
	REFERENCIAS.....	95
	ANEXOS.....	97
	A: Tablas Correspondientes al Análisis de Cargas de la PGEF.....	97
	B: Reportes de Promedios de Consumo de Gas.....	106
	C: Análisis de Cargas de la PGEF.....	112

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura		pp.
2.1	Balance de Energía.....	8
2.2	Característica Entrada-Salida de una Planta Térmica.....	16
2.3	Curva Característica del Costo de Generación por Hora de una Planta Termoeléctrica.....	17
2.4	Diagrama de Pareto de Factores de Planta.....	24
3.1	Ubicación de los diferentes Elementos de Medición en el Diagrama Unifilar de la PGEF.....	38
3.2	Ubicación en el Diagrama Unifilar de Relés del Medidor de Energía SIMEAS P50.....	42
3.3	Ubicación en Diagrama Unifilar de Servicios Auxiliares del Medidor de Energía PQMII.....	43
3.4	Ubicación en Diagrama Unifilar de Servicios Auxiliares del Medidor de Energía EMCPII.....	44
4.1	Eficiencia y FP Vs Carga de un Motor Eléctrico.....	84

www.bdigital.ula.ve

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla	pp.
2.1 Cromatografía de Gas de la PGEF.....	19
2.2 Precios del Gas Natural en el Año 2017.....	20
2.3 Listado de Profesionales CIV de la PGEF.....	20
2.4 Listado de Personal Técnico de la PGEF.....	21
2.5 Clasificación de Actividades por Tipo de Mantenimiento.....	25
2.6 Composición de los Costos de Mantenimiento.....	29
2.7 Tiempo y Acciones de Capacitación del Personal de la PGEF (Enero-Junio)....	32
2.8 Precios por Barril de Petróleo en Venezuela.....	35
2.9 Tasa de Cambio DICOM.....	36
3.1 Carga de los Accionamientos Mecánicos.....	45
3.2 Parámetros del Calentador de Gas Combustible.....	58
3.3 Parámetros del Motor de la Bomba de Aceite Hidráulico.....	59
3.4 Carga de Acondicionamiento de Espacios (HVAC).....	60
3.5 Carga de Iluminación.....	61
3.6 Cargas de Control y Protección de las Unidades.....	62
3.7 Cargas en el Generador.....	62
3.8 Carga Total de Servicios Auxiliares.....	63
3.9 Promedios Diarios de Consumo de Gas de la PGEF.....	63
3.10 Costos de Combustible de la PGEF.....	65
3.11 Variables de Indicadores de Operación de la Unidad-100.....	66
3.12 Variables de Indicadores de Operación de la Unidad-300.....	66
3.13 Variables de Indicadores de Operación de la Unidad-300.....	67
3.14 Indicadores de Operación de la Unidad-100.....	67
3.15 Indicadores de Operación de la Unidad-300.....	67
3.16 Indicadores de Operación de la Unidad-400.....	68
3.17 Datos de Estadísticas de Fallas.....	68
3.18 Actividades Ejecutadas en el Mantenimiento Preventivo de la Unidad-100 (4000 Horas).....	70
3.19 Actividades Ejecutadas en el Mantenimiento Preventivo de la Unidad-300 (4000 Horas).....	72
3.20 Indicadores de Mantenimiento.....	75
3.21 Costos Totales de la PGEF.....	75
3.22 Beneficio por Energía Eléctrica Generada en la PGEF.....	76
3.23 Beneficio Asociado a la Producción de Barriles de Petróleo.....	76
3.24 Evaluación de la Razón Beneficio-Costo con Diferentes Tasas de Cambio.....	77
4.1 Carga Total Corregida en Servicios Auxiliares.....	85
4.2 Balance de Energía de la PGEF.....	86

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico	pp.
3.1 Consumo de Gas diarios con la Producción de MW.....	64
4.1 Índice de Disponibilidad de las Unidades Turbogeneradoras.....	87
4.2 Factor de Salidas Forzadas de las Unidades Turbogeneradoras.....	87
4.3 Cantidad de Fallas en las Unidades Turbogeneradoras.....	87
4.4 Estadística de Fallas.....	88
4.5 Actividades de Mantenimiento.....	89
4.6 Componentes de Costos.....	89

www.bdigital.ula.ve

INTRODUCCIÓN

El sistema eléctrico nacional (SEN) se encuentra interconectado a través de líneas de transmisión y su alimentación es proporcionada a partir de diferentes fuentes de generación. Corpoelec indica que con respecto a la Generación en el País, el mayor porcentaje de Energía es generada a partir de Generación hidráulica con un porcentaje de aproximadamente un 62%, otro 35% de la generación de electricidad proviene de plantas termoeléctricas, y casi un 3% corresponde al sistema de generación distribuida, conformada por grupos electrógenos. Debido a los cambios climatológicos presentados durante los últimos años, las represas asociadas a estas centrales hidráulicas, han sufrido decrecimientos notables de sus niveles óptimos, lo que conlleva que la capacidad nominal cargada por estas plantas hidráulicas decaiga notablemente quedando el sistema eléctrico nacional en déficit de generación.

Por tal motivo se incluyen sistemas de generación con turbinas a gas que constituyen una base fundamental para el crecimiento y desarrollo a nivel mundial, al igual que aprovechar los recursos en el cual en ellas se utilizan; a través de la puesta en servicio de estas plantas, el sistema eléctrico de potencia se torna más estable debido a que en caso de *blackout* o colapsos ayudan a que el estado de restauración del sistema sea más rápido y efectivo, de igual manera permiten que los perfiles de tensión en la red sean mejorados y el sistema sea más estable, lo que contribuye a contrarrestar este déficit y así cubrir totalmente la demanda del sistema eléctrico, o liberar carga a éste. Por ello PDVSA insta a la autosuficiencia eléctrica, con la construcción de plantas eléctricas (turbinas a gas) debido a la necesidad de tener energía continua y confiable para maximizar y garantizar la continuidad de los procesos productivos de la Industria Petrolera.

Debido a que la meta es entregar energía de forma continua y confiable es de vital importancia las elaboraciones de estudios técnicos–económicos que tendrán un compendio de

los costos operacionales y de mantenimiento, así como también de balances de energía que permiten visualizar la energía consumida como a generada, debido a esto con la contribución de este estudio accede tener conocimiento de los presupuestos necesarios para su operación y así minimizar los costos totalizados, para así se pueda llegar a una adecuada gestión de la energía generada y consumida en los servicios auxiliares de las unidades turbogeneradoras, y por ende una maximización de la producción de energía.

La estructura del trabajo grado la comprenden, el Capítulo 1, donde se presenta la importancia y finalidad de este estudio, mediante el planteamiento del problema, justificación, objetivos, metodología, alcance y limitaciones.

Posteriormente en el Capítulo 2, es donde se detallan los diversos términos fundamentales que describen las características y herramientas que se utilizan para el desarrollo del análisis técnico-económico propuesto.

En el Capítulo 3, se describe el estado actual de la Planta de Generación Eléctrica El Furrial, con respecto, a los Elementos de Medición, la demanda generada por los Servicios Auxiliares, así como los costos generados para su producción de Energía Eléctrica.

El Capítulo 4, está orientado en la presentación y el análisis de los resultados obtenidos luego del desarrollo de los objetivos específicos.

Finalmente, se plantean las conclusiones y recomendaciones apoyadas en los resultados obtenidos a través del desarrollo de este Trabajo de Grado.

CAPÍTULO 1

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La función principal, de cualquier Planta de Generación Eléctrica es satisfacer la demanda de los consumidores considerando los siguientes requerimientos básicos: confiabilidad y seguridad en el suministro, mínimo costo, calidad de servicio (frecuencia y niveles de voltaje), optimizar el uso de los recursos energéticos disponibles. Estos requerimientos constituyen restricciones que en general encarecen el suministro de energía; para completar esos requerimientos es óptimo realizar diversas tareas de planificación, esto conllevará a la operación óptima del sistema de generación.

Luego de la puesta en marcha de estas plantas de generación con turbinas a gas, no se tomaron en consideración algunos aspectos importantes, el cual un aspecto destacado que no se tomó en cuenta es la realización de balances de energía, ya que debido a ello se puede visualizar con análisis de cargas la energía generada y la energía consumida en los servicios auxiliares de la Planta; para así poder ejecutar tareas o diseños de sistemas que sean igual o más eficientes pero que tengan un menor consumo de energía; y así obtener por lo menos un leve descenso del consumo de energía (Demanda) en los Servicios Auxiliares (SSAA).

Otro de estos aspectos es la realización de análisis económicos que contengan todos los costos totalizados para su producción, ya que debido a esto se podría visualizar si se incurre o no en gastos innecesarios y por ende deliberar para su futura eliminación, al igual que enfocarse en los gastos necesarios o críticos para la óptima operación de la planta, y con esto se pueda observar si la planta eléctrica es rentable o no. Por ello al no ejecutarse esta tarea no se tiene conocimiento sobre el beneficio que se obtiene a un determinado costo, es decir, no se puede realizar periódicamente un análisis costo-beneficio, y por ende no se puede buscar un

punto de equilibrio en dónde se pueda mantener el beneficio sobre el costo, y en la mejor de las oportunidades aumentar el beneficio al mismo o a un menor costo.

1.2 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

Para la autosustentabilidad de la Planta de Generación Eléctrica El Furrial es necesario realizar o ejecutar diversas tareas de planificación, como lo es un análisis técnico-económico, por ello, para una parte del análisis es necesario que se contabilice tanto la energía producida y consumida en los servicios auxiliares, por lo tanto al contabilizar la energía consumida se pueden tomar decisiones en donde se observe energía desperdiciada, y por ende tomar decisiones de reemplazo de tecnología para incurrir en ahorro energético; ya que con la obtención de esos valores cuantificados se puede comprobar la energía total producida que se carga al sistema eléctrico interno de PDVSA, y con esto se pueda verificar el ahorro de consumo que incurre al Sistema Eléctrico Nacional, así como la ganancia anual por venta de energía excedente que se carga al sistema eléctrico nacional con una tarifa establecida; ya que debido al estar totalmente operativas las unidades turbogeneradoras se entregaría la suma aproximada de 200MW, los cuales 120MW sería para suplir la demanda del distrito Furrial (Sistema Interno de PDVSA) y los 80MW excedentes se entregan al Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Aunado a esto es importante que se incorpore a la planificación una estructura o análisis de costos, para así construir una base de datos que contenga dichos costos (Gastos operacionales, Gastos de Mantenimiento), inversiones, etc.; además con esta estructura se pueden obtener y evaluar indicadores de operación y de mantenimiento, puesto que con ellos se puede visualizar el estado de la planta, ya sea con respecto a disponibilidad de unidades, índice de fallas, etc. y con ello se puedan tomar decisiones para una gestión eficaz de los activos de la planta, como lo es un adecuado manejo del capital o presupuesto para así mantener los costos mínimos posibles. Ya con la estructura de costos se puede evaluar la razón de Beneficio-Costo que será una técnica de respaldo para así se pueda conocer la Planta es rentable y autosustentable; todo esto con la finalidad de garantizar la mejora continua de los procesos de generación sin exceder el presupuesto planteado, logrando así autonomía y manteniendo su producción asociada.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo General

❖ Elaboración de un Estudio Técnico-Económico asociado a la Planta de Generación Eléctrica El Furrial.

1.3.2 Objetivos Específicos

- ❖ Identificación y toma de parámetros de los elementos de medición de energía eléctrica.
- ❖ Elaborar una data estadística con un balance de energía de consumo de energía en servicios auxiliares y la energía entregada al sistema eléctrico.
- ❖ Evaluar los costos de mantenimiento y de operación y sus respectivos índices de la Planta de Generación Eléctrica El Furrial
- ❖ Evaluar la razón beneficio-costos (B/C) de la Planta de Generación Eléctrica El Furrial.

1.4 METODOLOGÍA

Para el desarrollo de esta tesis se empleó una metodología de campo, debido a que es necesario recopilar los datos de interés en forma directa en las diferentes instalaciones de la Planta tanto técnicos como teóricos (edificios eléctricos, cuarto de protecciones, edificio de operaciones), además de los diferentes equipos (Medidores de Energía, Centro de Control de Motores, Iluminación, etc.). Al igual descriptiva, debido al que objetivo principal de este proyecto es describir, modelar, interpretar e analizar tanto información técnica como los costos totalizados a las unidades turbogeneradoras de la Planta.

1.5 ALCANCES Y LIMITACIONES

El Alcance de esta investigación se enfoca en la documentación de la demanda generada por los SSAA y así implementar alternativas para reducir dicha demanda, así como la elaboración de una estructura de los costos que quedará constituyendo una base para su posterior uso y posteriores mejoras para determinar el modo más adecuado y eficiente de los recursos para garantizar un servicio óptimo y confiable para mejorar la razón de beneficio-costos.

Con respecto a las limitaciones se puede hacer referencia a la falta de documentación o estudios elaborados en el País que se enfoquen a la estimación de costos operativos y de mantenimiento relacionados a Plantas Termoeléctricas de Turbinas de Gas.

CAPITULO 2

MARCO TEÓRICO

En este capítulo se darán a conocer las bases teóricas de mayor importancia que serán tomadas para el desarrollo óptimo del análisis técnico-económico propuesto en este trabajo de grado.

2.1 ASPECTOS A INFLUIR SOBRE LOS MEDIOS DE PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD

Gonzalez-Longatt F. (2007) [1], hizo el relato que hoy en día los problemas enfocados en el control y operación de los sistemas eléctricos de potencia, son los relacionados con la operación económica y expansión óptima de los sistemas. Por ello para que la operación de un sistema de potencia se logre dentro de los límites técnicos y económicos es necesario desempeñar una serie de requerimientos, los cuales son mencionados a continuación:

2.1.1 Suficiente capacidad instalada

Con la finalidad de absorber la demanda en crecimiento, normalmente se utiliza una reserva del 10-20% de la demanda prevista, esto siempre y cuando se realiza con una buena planificación. El crecimiento de la capacidad instalada debe al menos igualar el crecimiento de la carga, ya que si no se llega a cumplir esta condición al suceder un déficit de generación esto conllevará a racionamientos de carga o en el peor de los casos apagones en horas pico.

2.1.2 Equipos de control que garanticen la confiabilidad y eficiencia del servicio

Todo sistema debe disponer de sistemas de control y protección de manera de lograr obtener el menor número de interrupciones posibles, además de niveles o perfiles de tensión y de frecuencia aceptables; estos rangos permisibles más generales de variación corresponden a

Voltaje: $\pm 5\%$; Frecuencia: $\pm 2\%$, por lo tanto la calidad de servicio se logra con adecuados Sistemas de Control. Además de esto es importante se implementen adecuados sistemas o estrategias para disminuir la demanda en los servicios auxiliares de una planta eléctrica. Para ello es de interés que se conozca los patrones de consumo, así como las aplicaciones donde se consume energía considerable.

La norma IEEE-739-1995, [2] indicó que inicialmente es necesario que se conozcan los patrones de consumo de energía en una instalación, y así se pueda entender todas las aplicaciones de los procesos de energía. Estas aplicaciones de energía se agrupan en seis tipos principales:

- a) Acondicionamiento del espacio: Energía utilizada directamente para calentar o enfriar un área para acondicionamiento de confort.
- b) Combustible de la caldera: Esto se subdivide en el acondicionamiento del espacio y la energía del proceso, dependiendo de cómo se utiliza el vapor.
- c) Calor directo del proceso: Energía utilizada para calentar el producto que se está procesando, calentadores de gas, hornos de recalentamiento, etc., excluyendo la energía utilizada en vapor de caldera o en caliente.
- d) Materia prima: Combustible utilizado como ingrediente en el proceso. Por ejemplo: galvanoplastia, producción de sodio, etc.
- e) Iluminación: energía utilizada en todo el tipo de iluminación del área de trabajo, ya sea iluminación exterior e iluminación interior.
- f) Accionamiento mecánico: Motores que se utilizan para sistemas de ventilación, bombas, trituradoras, líneas de producción, controles hidráulicos, etc.

Además [2] señaló que con el conocimiento de las aplicaciones de los procesos que consumen energía en los servicios auxiliares se puede elaborar una balance de energía, en el cual se hará énfasis en los siguiente tipos de aplicación de energía: Acondicionamiento de espacios (HVAC), Iluminación y Accionamientos Mecánicos (Centro de Control de Motores, CCM); debido a que estos tipos de aplicaciones se pueden examinar directamente, para así se

disminuya la energía consumida en estos servicios auxiliares, lo cual al ocurrir esta disminución se incrementa la energía de producción de la Planta de Generación Eléctrica El Furrial (PGEF).

Cualquier proceso requiere un cierto consumo mínimo de energía, los complementos de energía (o equipos) que sobrepasen este mínimo requieren una evaluación del costo incremental de equipos o técnicas más eficientes en comparación con los ahorros o costos de energía resultantes. Algunos de los usuarios más intensivos de energía industrial, incluidos los productos químicos, el papel y la refinación del petróleo, han encontrado durante mucho tiempo que es ventajoso crear diseños para la conservación de energía. Prácticamente todos los nuevos diseños de instalaciones comerciales e industriales consideran la conservación de energía de alguna u otra forma. Existen dos incentivos económicos para que se pueda implementar el desarrollo de un programa de gestión de la energía en función de la instalación; estos son ahorros obtenidos mediante la reducción del uso de energía y la prevención de pérdidas económicas al minimizar la probabilidad de reducción del suministro de combustible.

2.2 BALANCE DE ENERGÍA

Es competente que se desarrolle un balance de energía, con esto se pueden evaluar las oportunidades de conservación de energía, un balance energético básico se muestra en la figura siguiente, la energía es introducida (combustible) en un sistema que produce un producto, hay una cierta cantidad de energía absorbida en el proceso, que se puede llamar energía consumida (Servicios Auxiliares), la diferencia entre la entrada de energía y la producción de energía es el consumo de energía. Se deben desarrollar balances energéticos en cada proceso para definir, en detalle, los insumos energéticos, las materias primas, la energía consumida, el crédito energético para los subproductos, las cargas netas de energía al producto y la energía disipada.

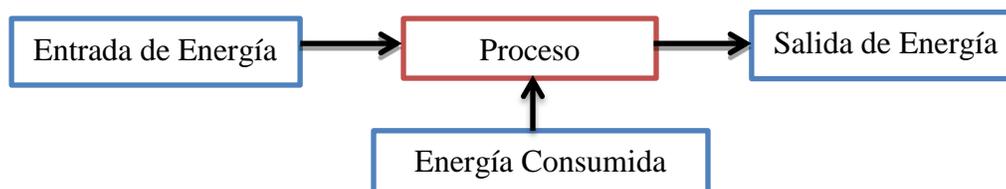


Figura N° 2.1: Balance de Energía [2]

Por ello es relevante que se elabore un balance de energía que de esta manera podrá influir en la gestión eficaz de energía. A su vez puede permitir una auditoria de energía para determinar la cantidad de energía que entra y sale de una planta. Esta determinación será probablemente una aproximación al principio, pero la precisión debería mejorar con la experiencia. La auditoría consiste en una encuesta y evaluación de los sistemas de energía y servicios públicos en varios niveles de detalle.

Para la elaboración del balance de energía inicialmente se incurrió al uso de la norma 90619.1.050 “manual de Ingeniería de PDVSA” [3] específicamente el Volumen 4-II que lleva por título (análisis de cargas), el cual ha hablado sobre la importancia de tener un buen conocimiento de todos los tipos de cargas asociadas a cualquier sistema que se considere, para así determinar las demandas continuas, intermitentes y de reserva, y así se pueda totalizar la demanda máxima de operación, y por ende, analizar en donde puedan haber oportunidades en donde se observe posibilidad de realizar conservación de energía, además de conocer la energía consumida en los Servicios Auxiliares de la PGEF. El manual indica las siguientes definiciones:

❖ **Datos de Carga Firme:** Son los datos de carga obtenidos de la observación de las características reales de operación de un equipo y sus ciclos de servicio.

❖ **Demanda Máxima para 8 horas:** Se define como la carga promedio más alta que puede ocurrir por un período de 8 horas.

❖ **Demanda Máxima para 15 minutos:** Se define como la carga promedio más alta que puede ocurrir por un período de 15 minutos.

❖ **Demanda Máxima Ajustada:** Cuando está basada en datos de carga firme, es igual a 1,0 vez la demanda máxima.

❖ **Demanda Máxima Ajustada:** Cuando está basada en datos de carga no firmes, es igual a 1,2 veces la demanda máxima estimada.

❖ **kVA de Operación Normal:** estos kVA aplican a cargas continuas en operación normal. La información a colocar es el valor de kVA al freno de diseño el cual se considera igual a la potencia al freno de diseño, la potencia al freno de diseño, es la potencia que el equipo accionado requiere en el eje del motor. Para aquellos casos en que es necesario hacer el dimensionamiento de equipos, antes de obtener datos confiables de potencia, se usarán para el

cálculo del valor de los kVA de demanda máxima los datos de placa en lugar de los caballos al freno de diseño.

❖ **KVA de Operación Intermitente:** kVA que aplica para cargas discontinuas de motores en operación normal y para cargas que no son motores tales como: iluminación, aire acondicionado, térmico eléctrico, instrumentación, válvulas motorizadas y otras similares. El valor de kVA para las cargas de motores será determinada calculando los kVA al freno de diseño los kVA de datos de la placa correspondientes a la condición normal de operación y luego multiplicándolo por el factor de operación. El factor de operación se calcula dividiendo el período de tiempo de operación real entre el tiempo total correspondiente a ese período. En otras palabras, si el motor funciona solamente 4 horas durante un período de 8 horas, tendrá un factor de operación de 0,5. Para el cálculo de factores de operación, es usual considerar un período de tiempo de 8 horas. Además del factor de operación se puede utilizar el factor de servicio de demanda.

❖ **Cargas de Reserva:** cuando un motor de reserva esté conectado al mismo CCM del motor principal, la potencia del mismo no se incluirá en el cálculo del valor de los kVA de demanda máxima de operación del CCM. Sin embargo, cuando el motor principal no esté conectado al mismo CCM, los KVA al freno de diseño deben listarse en la columna de reserva e incluirse en el valor de los KVA de máxima demanda de operación del CCM. Estos casos deben indicarse a fin de que en el transformador aguas arriba, cuando el motor principal como el de reserva sean alimentados desde la misma barra, la carga de reserva sea restada del valor de los KVA de demanda máxima.

❖ **Máxima Demanda de 8 Horas del CCM:** es la sumatoria de todas las cargas de operación normal e intermitente.

❖ **Máxima Demanda de 15 Minutos del CCM:** es la sumatoria de todas las cargas de operación normal, intermitente y de motores de reserva. La razón por la cual se incluyen los motores de reserva está basado en la hipótesis de que estos motores podrían operar simultáneamente con los motores de operación normal. Este es el caso usual cuando el motor principal y su reserva operan a intervalos iguales con el fin de aumentar la vida del motor y ambos motores podrían operar simultáneamente durante la operación de transferencia.

Con estas definiciones planteadas, se puede realizar el análisis de las cargas, para totalizar la máxima demanda de operación tanto de los centros de control de motores (CCM) como

también de las otras cargas asociadas a los diversos paneles de distribución como (iluminación, tomacorrientes, calentadores de espacio, sistemas HVAC, entre otros). Todos estos datos fueron adheridos en formatos de hojas de Microsoft Excel, que son proporcionados por el manual de análisis de cargas con el fin de aligerar cálculos, además quedarán plasmados para observaciones futuras, y para apoyo en las diferentes aplicaciones de ingeniería. Se debe indicar que estos formatos serán mostrados en los anexos.

En el formato estructurado para el análisis de cargas, se encuentran fórmulas que se utilizan para el cálculo de la demanda respectiva para cada carga, estas son las siguientes:

❖ **Capacidad Nominal del Sistema en Operación:** indica la Potencia Aparente Máxima Nominal de cada sistema y se representa con la siguiente ecuación:

$$\text{Capacidad Nominal} = \frac{\text{Cap Carga} \times \text{Fs} \times \text{Fd} \times \text{N}^{\circ} \text{Cargas}}{\text{Fp}} \text{ KVA} \quad (2.1)$$

❖ **Potencia Activa del Sistema:** indica la Potencia Activa demandada por el Sistema en Operación, se representa con la ecuación siguiente:

$$\text{Potencia Activa} = \text{Cap Carga} \times \text{Fs} \times \text{Fd} \times \text{N}^{\circ} \text{Cargas} \text{ kW} \quad (2.2)$$

$$P_{3\phi} = 3 \times \text{VF} \times \text{IF} \times \cos \phi \quad (2.3)$$

$$\text{VF} = \frac{\text{VL}}{\sqrt{3}} \quad (2.4)$$

❖ **Potencia Reactiva del Sistema:** indica la Potencia Reactiva demandada por el Sistema en Operación, se representa con la ecuación siguiente:

$$\text{Potencia Reactiva} = \frac{\text{Potencia Activa} \times \text{sen}(\text{acos}(\text{Fp}))}{\text{Fp}} \text{ kVAR} \quad (2.5)$$

En donde,

Cap. Carga: Potencia de la Carga en W.

Fs: Factor de Servicio.

Fd: Factor de Demanda.

N° Cargas: Numero de Cargas (motores, Extractores, etc.) que componen cada sistema.

Fp: Factor de Potencia.

❖ **Factor de Demanda:** Según el Código Eléctrico Nacional (CEN) [4], el factor de demanda viene dado por la relación existente entre la demanda máxima de la instalación o del sistema y la carga total conectada a éste, esta relación dará como resultado un valor adimensional generalmente es menor o igual a uno.

$$F_{DEM} = \frac{D_{MAX}}{D_{INS}} \quad 2.6$$

2.3 ASPECTOS ECONÓMICOS

Esteves F. (2012). *Análisis de Sistemas de Potencia* [5], En su tesis de grado indicó que toda central eléctrica se plantea la producción de energía eléctrica desde una doble perspectiva las cuales son: minimizar los costos de producción, y afrontar una demanda variable en el tiempo, que tiende a crecer, pero manteniendo unas condiciones mínimas de calidad de servicio; por ello las centrales eléctricas en su función de generar energía se ven influidos por diversos aspectos económicos que afectan la óptima operación de estas centrales. Estos aspectos se explican y se desglosan a continuación:

El costo de cualquier producto resulta de la suma de sus respectivos costos de producción, distribución, transporte y de comercialización; en el caso de las centrales eléctricas, cuando se habla de costos se refieren al costo de generación y el producto es la energía eléctrica entregada a la red, la cual es expresada en kilovatios-hora (kWh) o megavatios-hora (MWh). Para producir esta energía eléctrica es necesario disponer de una central con una potencia suficiente de generación, de un combustible y del personal que se haga cargo de su gestión, operación y mantenimiento. Mora M. *Apuntes de Centrales Eléctricas* [6] desglosa todos estos costos que se totalizan en costos variables y costos fijos los cuales se detallan a continuación:

2.3.1 Costos de Capital o Fijos

Estos son proporcionales a la potencia instalada, y no dependen de la producción, estos están constituidos por: sueldos, amortización de capital, intereses sobre los préstamos, seguros sobre los equipos, impuestos de los bienes inmuebles y a las utilidades. Estos costos fijos se mantienen constantes, es decir, cada año se hace repercutir una cantidad constante sobre el costo de producción de la central eléctrica, que se denomina costo fijo anual. Los costos fijos anuales vienen dado por la siguiente expresión generalizada:

$$C_{FIJOS} = P_{INS} \times p \times i \text{ Bs}_a \quad (2.7)$$

Siendo:

P_{INS} = Potencia Instalada

p = Precio del kW instalado actualizado a la fecha de puesta en servicio

i = Tasa de gastos fijos (cantidad de dinero que hay que pagar anualmente como gasto fijo por cada Bolívar invertido)

2.3.2 Costos de Explotación o Costos Variables

Estos costos son proporcionales a la producción realizada, es decir, son los gastos incurridos para satisfacer una demanda determinada. Estos costos se pueden desagregar en costos de combustible que generalmente representan más de la mitad del costo total, y los otros costos corresponden a los gastos de operación y de mantenimiento, los cuales dependen del nivel de generación y representan aproximadamente un 5-20% de la estructura de costo variable total. En un proceso de optimización los costos variables, son los que se optimizan, ya que los costos fijos por ser constantes, no se consideran explícitamente. Los costos variables anuales vienen dado por la siguiente expresión:

$$C_{VAR} = E_a \times c = P_{INS} \times h \times c \text{ Bs}_a \quad (2.8)$$

Siendo:

E_a = Energía Total Anual kWh_a

c = Precio de la energía Electrica en barras de la central Bs_{kWh}

h = horas de utilizacion

Sumando las ecuaciones (1.1) y (1.2), da como resultado el Costo Total Anual, dicho valor representa el costo total anual necesario para mantener en servicio la central eléctrica produciendo $E_a \text{ kWh}_a$; representado por la siguiente expresión:

$$C_{TOT} = C_{FIJOS} + C_{VAR} = P_{INS} \times p \times i + P_{INS} \times h \times c \text{ Bs}_a \quad (2.9)$$

Se tiene que acotar que hay diferentes maneras para calcular esos costos pero que deberían ser aproximados, una de ellas es la señalada por Buñay F. y Pérez F. (2012) [7], en su tesis de grado *Comparación de Costos de Producción de Energía Eléctrica para diferentes tecnologías en el Ecuador*, señalaron que los costos de operación son los indicados como

costos fijos, mientras que los costos variables son sinónimo de los costos de mantenimiento. Por ello luego de tener una breve explicación generalizada sobre los costos, se debe profundizar sobre los costos operacionales y de mantenimiento de la Planta Eléctrica el Furrial, y así se iniciará con uno de los objetivos del análisis propuesto en este trabajo de grado, el cual tiene como finalidad analizar los costos que se generan en la planta para así contribuir a mejorar la función principal de esta central eléctrica, la cual es satisfacer la demanda de los consumidores.

2.4 COSTOS DE OPERACIÓN

Estos costos se pueden desagregar en costos de combustible, que generalmente representan más de la mitad del costo total, y los otros costos corresponden a los gastos de operación asociados a la mano de obra para operar el sistema, como también la gestión o procura de equipos que estén en fallas y herramientas de trabajo para lograr la óptima operación de la PGEF. Por ello es importante que se expliquen estos costos desagregados para así se tenga una idea sobre ellos, y así se puedan analizar y disponer cómo es la mejor manera de que se minimicen. Sin más preámbulo se explican a continuación:

2.4.1 Costos de Combustible

En Venezuela existen cuantiosas reservas de combustibles fósiles tales como el gas natural, petróleo y carbón. Todos estos combustibles tienen un mercado común, como lo es la generación de energía eléctrica mediante procesos térmicos; a su vez la generación termoeléctrica compite con la generación de energía hidroeléctrica, constituyendo esta última un aproximado del 60% de la producción eléctrica total. Por consiguiente el Combustible constituye uno de los índices más importantes en las variables de la operación para el caso de las centrales termoeléctricas, debido a su alto costo en el mercado y al tipo de tecnología empleada por la planta.

[2] en su capítulo 1 sección 1.4, señaló que los efectos del costo del combustible en la producción de la energía eléctrica de la manera siguiente:

Los costos de combustible impactan el costo de la producción eléctrica, esta sección discute los factores que afectan los costos de los combustibles principales usados hoy en día. Todos

los combustibles o las fuentes de energía conocidas tienen un ciclo de vida que comienza con el desarrollo de un medio para la producción y utilización efectiva de su propio combustible. La fuente de energía crece en uso hasta un punto de máxima producción hasta que ese uso empieza a declinar; este declive es causado por varios factores la cual incluyen obsolescencia, es decir desuso, y agotamiento de la fuente.

Gas Turbine Engineering Handbook en su segunda edición [8], indicó que hoy en día esas fuentes de energía o combustibles pueden ser divididas en tres categorías principales: combustibles fósiles, solares, y nucleares. Donde el combustible usado por estas turbinas es el fósil, específicamente el gas natural, por la cual se dará una breve descripción a continuación:

Gas Natural. Es el combustible fósil inflamable más limpio, pero es el que tiene las reservas menos probadas mundialmente. El gas natural presenta pocos problemas de contaminación del aire, y es probablemente el más económico de los combustibles fósiles; la dudosa disponibilidad sigue siendo su principal desventaja, aunque la desregulación ha fomentado la exploración al igual que el uso de pozos que antes se pensaba que no era rentable operar. En resumen, los precios del gas deberían subir a la tasa de inflación, pero la desregulación podría afectar adversamente el precio, si en algún momento la oferta no se mantiene al ritmo de la demanda.

Además [8] indicó que el gas natural tiene un contenido en Btu de aproximadamente 1000-1100 Btu/ft³. La turbina de gas de ciclo simple, tiene un rendimiento en el rango de 25 al 30 % (es decir, la tasa de calor de la unidad es de 13.600 a 11.400 MBtu/kW-h, basado en el valor del calentamiento más alto del combustible).

Blanco A. (2010). Operación Económica y Planificación de Sistemas Eléctricos de Potencia. [9], relató que todos los procesos tienen su repercusión en la eficiencia total de la máquina, todas las pérdidas, deficiencias de fabricación, errores de manejo, se suman para lograr una sola eficiencia o una relación de potencia de entrada contra potencia de salida. Por ello en el análisis de operación de cualquier sistema, es de suma importancia que se conozcan las diferentes variables que intervienen en el proceso, para la operación económica de la carga, las curvas características de las unidades turbogeneradoras juegan un papel importante en la operación del sistema. Una de las curvas características de entrada-salida es la del gasto de

calor versus la potencia generada, la cual presenta una no linealidad, esta curva se muestra en la siguiente figura y se representa por la siguiente ecuación:

$$H = \alpha_0 + \alpha_1 P + \alpha_2 P^2 + \dots + \alpha_n P^n \quad (2.10)$$

Dónde: α_i coeficientes

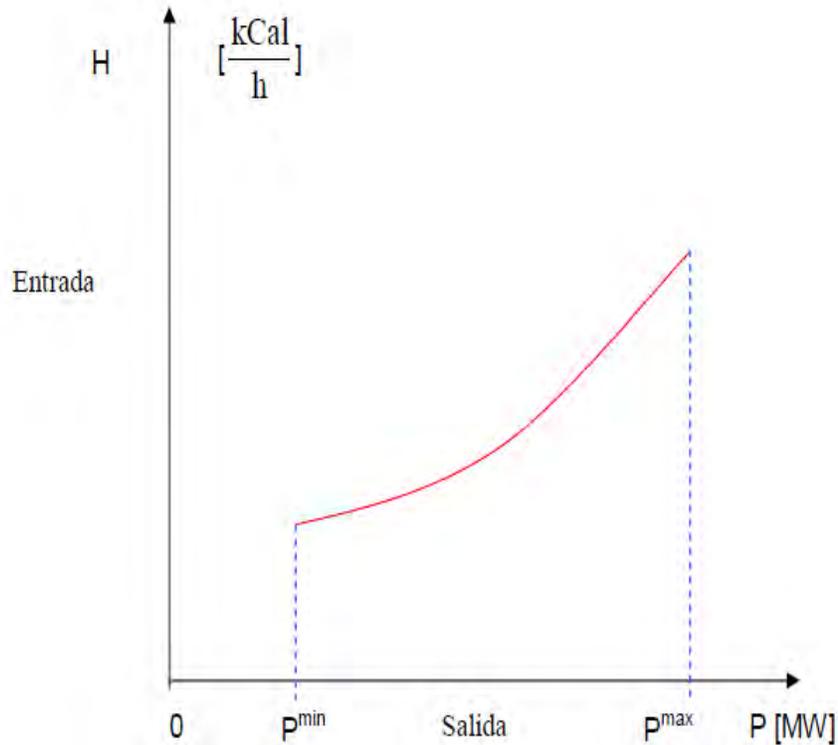


Figura N°2.2: Característica Entrada-Salida de una Planta Térmica [9]

El gasto de calor por hora, sin perder generalidad, se puede aproximar por un polinomio de grado n , es decir, por una función no lineal, lo más común es que se considere una ecuación cuadrática o cubica. En algunos estudios para simplificar el proceso de optimización, la función puede ser linealizada o considerada como una función lineal a tramos. El gasto de calor por hora, H (MBTU/h), se puede convertir en costo de generación por hora, F (\$/h), al considerar el costo del combustible, al igual se puede representar por la siguiente ecuación:

$$F = cH = a_0 + a_1 P + a_2 P^2 + a_3 P^3 + \dots + a_n P^n \quad (2.11)$$

Con las restricciones: $P_{min} \leq P \leq P_{max}$

Dónde:

$H =$ Gasto de Calor por Hora $\frac{\text{kCal}}{\text{h}}$ ó $\frac{\text{MBtu}}{\text{h}}$

$F =$ Costo de Generacion por hora $\frac{\$}{\text{h}}$

$c =$ Costo del Combustible $\frac{\$}{\text{MBtu}}$

$a_i =$ Coeficientes

$P =$ Potencia generada en MW

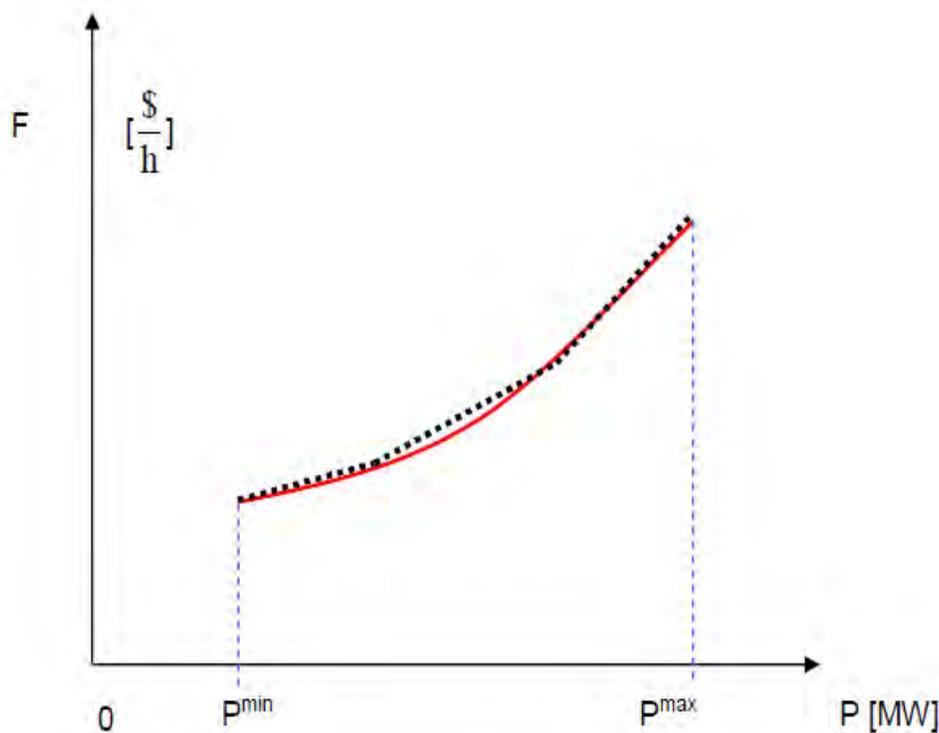


Figura N° 2.3: Curva Característica del Costo de Generación por hora de una Planta Termoeléctrica [9]

Como los costos de combustible representan un gran porcentaje de los costos totalizados, es necesario la realización de un análisis y un cálculo lo más preciso posible. De esta manera a continuación se procede con la cuantificación del gas natural que se utiliza como energía de entrada para posteriormente se convierta en energía eléctrica, con esto se derivan los cálculos correspondientes para conocer los costos asociados al tipo de combustible que se utiliza en la PGEF.

La cuantificación del gas que entra en la PGEF se mide en MMPCSD (millones de pies cúbicos diarios), estos valores son registrados diariamente por el personal de operación, con esto se puede ver plasmado el consumo diario de gas natural, y a su vez el promedio mensual de consumo de las unidades turbogeneradoras. Ya con la obtención del consumo de gas combustible, solo falta una referencia del precio del combustible, por lo tanto se utilizará una referencia internacional la cual es la proporcionada por (*Henry Hub*) la cual es una de las percibidas en el mercado internacional según la EIA (*Energy Information Administration*) [10], y la “BP *Statistical Review of Energy 2017*”; los precios de gas natural fijados en *Henry Hub* están denominados en \$/MMBtu (dólares por millones de unidades térmicas británicas).

Como los valores que se registran del gas consumido en la PGEF tienen diferentes unidades a las que utiliza la referencia internacional es necesario realizar un cálculo de conversión de MMPCSD a MMBtu diarios. Con estos datos respectivos se puede proceder al cálculo de los costos asociados al consumo de gas combustible para la generación de energía eléctrica.

Para la conversión de los MMBtu a MMPCS, el sistema internacional de medidas indica que 1 MMPCS es equivalente a 1030 MMBtu, pero como es debido realizar un cálculo preciso se debe tomar el valor calorífico específico del gas natural que entra a la PGEF; en la etapa de regulación y medición llega el gasoducto de la Planta de Inyección a Gas El Furrial (IGF), el cual provienen 2 tipos diferentes de gas combustible ACCRO Y ACOGAS, el primero es el principal utilizado debido a que es más seco y el segundo esta para suplir en caso de un plan de contingencia por motivos de mantenimiento o fallas.

Por ello es necesario el conocimiento de las fracciones molares de los componentes que contiene el gas natural, los datos serán tomados de la Filosofía de Operación de la PGEF [11], por ende, estas composiciones se pueden visualizar en la tabla N° 1, con ello se puede realizar el cálculo del valor calorífico con la siguiente formula:

$$\text{Poder Calorífico} = \sum_{i=1}^j P_j \times n_j \quad (2.12)$$

Donde, $P_j = \text{Poder Calorífico} \left(\frac{\text{Btu}}{\text{Pie Cubico}} \right)$

$n_j = \text{Fraccion molar (\%)}$

Tabla N° 2.1: Cromatografía de Gas de la PGEF [11]

Componentes	ACCRO	ACOGAS
	% Molar	% Molar
N2	0,16	0,22
CO2	5,8	3,97
Metano	83,96	86,09
Etano	9,21	8,18
Propano	0,79	0,92
Iso-Butano	0,03	0,15
Neo-Butano	0,03	0,26
Iso-Pentano	0,00	0,10
Neo-Pentano	0,00	0,00
Pentano	0,00	0,08
C6+	0,03	0,02
Presión (psig)	1154	1203
Temperatura (°F)	121	115
Caudal Gas (MMPCND)	177	405
H2O (Lb/MMPCN)	0,48	7,71

Ya con el conocimiento de las fracciones molares de los compuestos del gas natural, es necesario el conocimiento de sus poderes caloríficos correspondientes para la aplicación de la ecuación (2.10), estos poderes caloríficos se indican a continuación:

- Nitrógeno (N2): 0
- Dióxido de Carbono (CO2): 0
- Metano (C1): 1010 Btu/Pie Cúbico
- Etano (C2): 1769,60 Btu/Pie Cúbico
- Propano (C3): 2516,10 Btu/Pie Cúbico
- Iso-Butano (I-C4): 3251,90 Btu/Pie Cúbico
- Neo-Butano (N-C4): 3262,30 Btu/Pie Cúbico
- Iso-Pentano (I-C5): 4000,90 Btu/Pie Cúbico
- Pentano (N-C5): 4008,90 Btu/Pie Cúbico
- Hexano (C6+): 4755,90 Btu/Pie Cúbico

Además a continuación se indica el precio del gas natural con la referencia Henry Hub:

Tabla N° 2.2: Precios del Gas Natural en el Año 2017 [10]

Precio del Gas Natural (Henry Hub) Dólares/MMBtu					
ene-17	feb-17	mar-07	abr-17	may-17	jun-17
3,30	2,85	2,88	3,10	3,15	2,98

2.4.2 Costos de Mano de Obra

Además de los costos de combustible también están asociados a los costos de operación, gastos por pago de personal, además de logística que incluyen transporte, comida, etc.; para el primer semestre del año se encuentran laborando en la PGEF un total de 31 trabajadores, los cuales se dividen en Personal Contractual (13 Trabajadores), Personal no Contractual (9 Trabajadores) y Personal Contratado (9 Trabajadores), para la elaboración del estimado de costos se debe relacionar directamente con las tabulaciones que maneja la industria petrolera, como por ejemplo las emitidas por el colegio de ingenieros (CIV), además tomando en cuenta los incrementos que se han dado en el transcurso del año. A continuación se indica un listado del personal de la PGEF junto con los niveles de instrucción:

Tabla N° 2.3: Listado de Profesionales CIV de la PGEF [12]

Personal Profesionales de CIV		
Años de Experiencia	Nivel de Instrucción	Nº de Trabajadores
24 a 25	P-9A	2
22 a 23	P-9A	1
21 a 22	P-9A	1
17 a 18	P-8	1
14 a 15	P-7	2
12 a 13	P-6	2
8 a 9	P-4	2
6 a 7	P-3	2
3 a 4	P-2	1

Tabla N° 2.1: Listado de Personal Técnico de la PGEF [12]

Listado de Personal Técnicos		
Años de Experiencia	Nivel de Instrucción	N° de Trabajadores
13 a 14	TS-7	2
11 a 12	TS-6	2
10 a 11	TS-5	2
8 a 9	TS-4	3
7 a 8	TS-4	2
6 a 7	TS-3	2
4 a 5	TS-2	1
Tec. Medio >30	TM-10	2
Tec. Medio 16 a 17	TM-8	1

Ya con el desglosamiento del nivel de instrucción junto con los años de experiencia del personal que labora en la PGEF, se puede realizar la estimación de sus respectivos salarios con los tabuladores suministrados por el Colegio de Ingenieros de Venezuela (CIV), teniendo en cuenta que en el transcurso del año se han ejecutado incrementos salariales.

2.4.3 Gestión de Equipos Operacionales

Junto con la evaluación de los costos de Operación se evaluarán indicadores de Operación, En toda planta eléctrica se presentan fallas recurrentes en diferentes equipos, por lo cual se necesita de una adecuada gestión de estos equipos, por ello la utilización de índices de gestión de equipos operacionales permitirá visualizar, para los ítems controlados, cuales son los que necesitan mayor atención del órgano de ejecución del mantenimiento y de las operaciones. En función del valor de los índices, el personal de supervisión de mantenimiento y de operaciones, podrá analizar, con el área involucrada en la existencia del índice las causas de la ocurrencia, buscando su eliminación futura o alguna acción para minimizarlos; y con ello poder minimizar los costos generados. Estos índices son tomados de Tabares L. (2000). Administración Moderna de Mantenimiento. 1era Edición. Edición Electrónica [13], y se indican a continuación:

❖ **Tiempo Medio Entre Fallas:** es la Relación entre el producto del número de ítems por un tiempo específico y el número total de fallas detectadas en esos ítems, en el periodo observado.

$$\mathbf{TMEF} = \frac{\mathbf{HPE} - \mathbf{HFS}}{\mathbf{NTMC}} \quad (2.13)$$

HFS = Horas de Fuera de Servicio

HPE = Horas en un periodo específico

NTMC = Numero total de fallas detectadas en un periodo específico

❖ **Tiempo Medio Para Reparación:** es la Relación entre el tiempo total de intervención correctiva en un conjunto de ítems con fallas y el número total de fallas detectadas en esos ítems, en el periodo observado. Este índice debe ser usado, para ítems en los cuales el tiempo de reparación es significativo con relación al tiempo de operación.

$$\mathbf{TMPR} = \frac{\mathbf{HTMC}}{\mathbf{NTMC}} \quad (2.14)$$

TMPR = Tiempo medio para Reparación

HTMC = Horas totales de la intervención correctiva

NTMC = Número Total de Fallas Detectadas

❖ **Tiempo Medio Para la Falla:** es la Relación entre el tiempo de operación de un conjunto de ítems y el número total de fallas detectadas en esos ítems, en el periodo observado.

$$\mathbf{TMPF} = \frac{\mathbf{HROP}}{\mathbf{NTMC}} \quad (2.15)$$

TMPF = Tiempo medio para la Falla

HROP = Tiempo de operación de ítems

NTMC = Número total de fallas detectadas en esos ítems

Es importante que se observe la diferencia conceptual existente entre los índices Tiempo medio para la Falla y Tiempo medio Entre Fallas. El índice (TMPF) se calcula para ítems tras la ocurrencia de una falla con respecto al tiempo de operación. El índice (TMEF) se calcula para ítems tras la ocurrencia de la falla con respecto a un periodo específico.

❖ **Factor de Disponibilidad de Planta:** es la relación porcentual entre el tiempo disponible del equipo y el tiempo total en un periodo específico.

$$AF = \frac{HS}{HP} \times 100\% \quad (2.16)$$

HS = Horas de Servicio

HP = Horas Totales del Periodo Especifico

❖ **Factor de Indisponibilidad de Planta:** es el recíproco del factor anterior, es decir, es la relación entre el tiempo no disponible y el tiempo total en un periodo específico.

$$UF = \frac{HFS}{HP} \times 100\% = \frac{HSP + HSF + HSM}{HP} \times 100\% \quad (2.17)$$

HFS = Horas Fuera de Servicio

HSP = Horas de Salidas Planeadas

HSF = Horas de Salidas Forzadas

HSM = Horas de Salida por Mantenimiento

HP = Horas totales del periodo específico

❖ **Factor de Salidas Planeadas:** es la relación entre las horas de salidas planeadas entre las horas totales en un periodo específico.

$$POF = \frac{HSP}{HP} \times 100\% \quad (2.18)$$

HSP = Horas de Salidas Planeadas

HP = Horas del periodo

❖ **Factor de Salidas Forzadas:** señala la relación que existe entre las salidas forzadas y el tiempo total en un periodo específico.

$$FOF = \frac{HSF}{HP} \times 100\% \quad (2.19)$$

HSF = Horas de Salidas Forzadas

HP = Horas totales del periodo específico

❖ **Factor de Salidas no planeadas:** señala la relación que existe entre las salidas no planeadas y el tiempo total en un periodo específico.

$$UOF = \frac{HSNP}{HP} \times 100\% = \frac{HSF \times HSM}{HP} \quad (2.20)$$

HSNP = Horas de Salidas no Planeadas

HSF = Horas de Salidas Forzadas

HSM = Horas de Salida por Mantenimiento

HP = Horas totales del periodo específico

❖ **Factor de Salidas por Mantenimiento:** señala la relación que existe entre las salidas por mantenimiento y el tiempo total en un periodo específico.

$$\text{MOF} = \frac{\text{HSM}}{\text{HP}} \times 100\% \quad (2.21)$$

HSM = Horas de Salida por Mantenimiento

HP = Horas totales del periodo específico

Es recomendable que la recolección y el cálculo de estos índices se limiten a periodos mensuales, el análisis deberá ser realizado para periodos mayores (anual o semestral), donde se tendrán mayor cantidad de datos para poder pronosticar el comportamiento de esos equipos. Una herramienta muy útil para el análisis de estos índices, es la elaboración del Diagrama de Pareto de frecuencia de fallas por equipo. En este caso serían divididas las cantidades o fallas (u horas paradas por falla) de cada equipo, por el total de fallas (u horas de falla) en todos los equipos en el periodo analizado (el cual deberá ser efectuado mensualmente para periodos de un año), siendo sus valores relativos puestos en un gráfico; y por ende se puede tomar decisiones para los equipos más críticos.

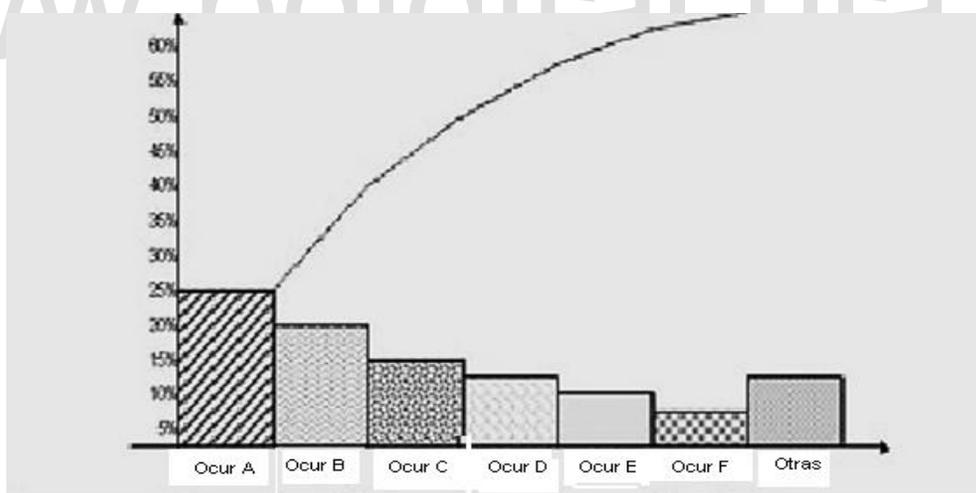


Figura N° 2.4: Diagrama de Pareto de Factores de Planta [13]

Para evitar que este gráfico quede muy sobrecargado, se recomienda destacar apenas los equipos de mayor importancia operacional. Es recomendable la composición de gráficos (como el Diagrama de Pareto, lineal, superficie, barras o sectores) para facilitar el análisis y evaluación de los índices en estudio. En la ilustración de la figura N° 2.4, es representado el

estudio del índice de frecuencia de fallas en un determinado ítem. El mismo diagrama podría haber sido trazado para la disponibilidad relativa de los equipos o para tiempos totales de mantenimiento, o incluso, para cantidad de paradas (de cualquier naturaleza) etc. También podría ser hecho el Diagrama de Pareto por tipo de actividad (correctiva, reparo de defecto, preventiva sistemática, predictiva etc.).

2.5 COSTOS DE MANTENIMIENTO

Los tipos de Mantenimiento establecidos en PDVSA según la norma de mantenimiento mm-01-01-03 en su sección 6 [14], son el Mantenimiento Preventivo y el Mantenimiento Correctivo, considerados en dos clases: Ordinario y Extraordinario. Las actividades asociadas a dichos tipos de mantenimiento pueden clasificarse de acuerdo a su magnitud y complejidad, como se puede observar en la siguiente tabla:

Tabla N° 2.5: Clasificación de Actividades por Tipo de Mantenimiento [14]

CLASES DE MANTENIMIENTO	TIPO DE MANTENIMIENTO	ACTIVIDADES
ORDINARIO	PREVENTIVO	Nivel 1
		Nivel 2
		Nivel 3
		Nivel 4
		Nivel 5
	CORRECTIVO	Reparación
		Reemplazo
		Fabricación
		Retrabajo
		Trabajo Menor
		Obras Civiles
No Industrial		
EXTRAORDINARIO (MANTENIMIENTO MAYOR)	PREVENTIVO	Nivel 5 (Parada de planta programada)
	CORRECTIVO	Parada de planta no programada
EXTRAORDINARIO (PROYECTO DE MANTENIMIENTO)	PREVENTIVO	Nivel 5
	CORRECTIVO	Reemplazo
		Fabricación
		Obras Civiles
		No Industrial
Modificado o Mejora		

Entre las clases de mantenimiento mostradas en la tabla N°2.5, en la Planta Eléctrica el Furrial se ejecutan generalmente el mantenimiento ordinario, debido a que para que se ejecuten los mantenimientos de tipo extraordinario se necesita de una gestión de mantenimiento más compleja por causa de la parada de la planta, lo que conlleva a un análisis más delicado para la ejecución de dicho mantenimiento. Es por tal razón que se realiza una descripción detallada del mantenimiento de acuerdo a sus tipos a continuación:

❖ **Mantenimiento Ordinario:** Es el conjunto de actividades del mantenimiento preventivo y correctivo (reemplazo parcial o mantenimiento menor), con el fin de mantener los activos en condiciones operacionales, durante el tiempo establecido para su depreciación ordinaria.

❖ **Mantenimiento Preventivo:** Es un conjunto de actividades predeterminadas, planificadas y programadas, cuyo fin es evitar la ocurrencia de una falla en un activo tangible o intangible. Este tipo de mantenimiento presenta diferentes niveles a considerar, destacando que la PGEF ejecuta los niveles del 1 al 3, ya que los niveles restantes (4 y 5) representarían proyectos de mantenimiento mayor, estos niveles se explican a continuación:

✓ **Nivel 1:** En este nivel se describe el mantenimiento que involucra servicios básicos y las actividades de prevención, que no requieren desmontaje, apertura o parada del activo, así como registros de parámetros operacionales y la conservación de los aspectos de Seguridad Industrial, Higiene Ocupacional y Ambiente. Por ejemplo: todas las actividades dirigidas a la conservación externa, inspección visual, competición de niveles de fluidos de lubricación o enfriamiento de los equipos, orden y limpieza del activo en general.

✓ **Nivel 2:** En este nivel se describen todas las actividades de inspección no intrusiva, pruebas, ensayos no destructivos, mantenimiento de elementos que requieran o no paradas del activo y adicionalmente, monitoreo, registro de datos de mantenimiento y confiabilidad que permitan establecer la condición del elemento. Las paradas en este nivel no comprometen la continuidad operacional o el arranque del activo. Por ejemplo: cambio de elementos consumibles.

✓ **Nivel 3:** En este nivel se describen todas las actividades de inspección intrusiva, pruebas, ensayos no destructivos especializados, ensayos destructivos y mantenimiento preventivo,

para restituir las condiciones operacionales que se requieran con o sin parada del activo. La parada en este nivel compromete la continuidad operacional o el arranque del activo.

✓ **Nivel 4:** En este nivel se describen en general las actividades de restitución parcial del activo llevándolo a condiciones similares de diseño, que permitan prolongar su vida útil e impliquen parada. Por ejemplo: fabricación o reparación de piezas, armado y reparación de conjuntos.

✓ **Nivel 5:** En este nivel se realizan todas aquellas actividades de restitución total de las condiciones originales de diseño que impliquen parada del activo, igualmente, reparaciones del Nivel 4 asignadas a este nivel por razones económicas o de oportunidad, pudiéndose referir a mejoras operacionales, ampliación de la capacidad instalada o incorporación de nuevas tecnologías.

❖ **Mantenimiento Correctivo:** Es un conjunto de actividades que se llevan a cabo después de haber reconocido la existencia de una falla, con el fin de devolver al activo a una condición de funcionamiento en el que pueda ejecutar una(s) función(es) requerida(s) y de acuerdo con los estándares establecidos. Cada negocio y filial de PDVSA debe identificar según su contexto operacional, las actividades de mantenimiento correctivo asociadas a los activos, considerando lo siguiente:

✓ **Reparación:** Acción de mantenimiento realizada para restaurar un activo a una condición similar a su estado original.

✓ **Reemplazo:** Acción de mantenimiento realizada para reemplazar el elemento o parte en falla por uno nuevo o reparado con el mismo tipo de especificaciones.

✓ **Fabricación:** Acción de mantenimiento realizada para fabricar el elemento o parte en falla por uno nuevo con el mismo tipo de especificaciones.

✓ **Retrabajo:** Acción de mantenimiento que requiere dedicar esfuerzos y recursos adicionales para lograr que el producto sea conforme a lo especificado, ya que se evidencia una no conformidad en las acciones de mantenimiento previamente implementadas.

- ✓ **Trabajo Menor:** Acción de mantenimiento que involucra servicios básicos y actividades de mantenimiento correctivo que no requieren desmontaje, apertura o parada del activo. Este trabajo se realiza cuando la consecuencia de la falla no afecta la seguridad, el medio ambiente y la operación/producción.
- ✓ **Obras Civiles:** Acción de mantenimiento dirigida a la reparación o fabricación de estructuras civiles que presenten fallas.
- ✓ **No Industrial:** Acción de mantenimiento dirigida a la reparación de activos (facilidades) que presenten fallas no asociados a la producción.
- ✓ **Parada de Planta No Programada:** Acción de mantenimiento extraordinario que se realiza por un evento no pronosticado.
- ✓ **Modificado o Mejora:** Acción de mantenimiento para renovar o cambiar un activo o parte del mismo, con elementos mantenibles/partes de características diferentes basadas en el mismo material o diseño.

Por consiguiente en la Planta de Generación Eléctrica Furrial se desarrolla un proceso crítico de Generación de Energía Eléctrica donde los equipos deben estar siempre operativos, existen protocolos y planes para ejecutar lo inherente a tareas de mantenimiento. Esto sucede principalmente porque una falla cualquiera puede redundar en pérdidas económicas de consideración ya que no solo impacta en la facturación de MWH que se descuenta a la empresa de suministro Corpoelec, sino que, puede traer como consecuencia la pérdida de barriles de petróleo razón por la cual es preferible que se asuman costos de personal dedicado especialmente a esa tarea.

Para ayudar al cumplimiento de estos objetivos también se disponen de todos los procedimientos de análisis de causa raíz, estadísticas de fallas anteriores, guías de mantenimiento, procedimiento de trabajo seguro, matriz de riesgo, instrucciones de trabajo que permiten tener una base a los técnicos a cumplir con sus tareas en lo que respecta a conservación de los equipos.

[13] Indicó que el costo total de mantenimiento se compone de 5 elementos (personal, material, terceros, depreciación, y pérdida o reducción en la facturación), cada una de ellos con tres subdivisiones (costos directos, costos indirectos y costos administrativos). A su vez las empresas lamentablemente se limitan a considerar dos o tres elementos (personal, material y eventualmente terceros) al igual que una o dos de sus subdivisiones (costos directos y eventualmente, costos indirectos).

Tabla N° 2.6: Composición de los Costos de Mantenimiento [13]

Personal	Personal	Salarios y Comisiones
	Indirectos	Recargos Sociales y Beneficios (transporte, alimentación, Seguro Médico, Seguro Odontológico, Habitación, Recreación, Deportes, Auxilio de Capacitación, etc.
	Administrativos	Rateo de los gastos de las áreas de recursos humanos y capacitación, en función de la cantidad de empleados del órgano de mantenimiento
Material	Directos	Costo de Reposición de Material
	Indirectos	Capital Inmovilizado, costo de Energía Eléctrica, almacenaje (instalaciones), agua y personal de deposito
	Administrativos	Rateo de los gastos de las áreas de compra y administración de material, en función del tiempo de ocupación del personal para la atención al área de mantenimiento
Contratación	Directos	Costos de los contratos (permanentes y eventuales)
	Indirectos	Servicios y recursos utilizados por terceros y costeados por la empresa (transporte, alimentación, instalaciones, etc.)
	Administrativos	Rateo de los gastos de las áreas de administración de contratos, financiera y contable, en función de la implicación con los contratos del área de mantenimiento
Depreciación	Directos	Costo de Reposición
	Indirectos	Capital Inmovilizado
	Administrativos	Rateo de los gastos de las áreas de contabilidad, control de patrimonio y compra en levantamiento, acompañamiento y adquisición de máquinas y herramientas para el área de mantenimiento
Pérdida de Facturación	Directos	Perdida de Protección
	Indirectos	Perdida de materia prima, pérdida de calidad, devolución, re-procesos.
	Administrativos	Rateo de los gastos de las áreas de control de calidad, ventas, marketing y jurídica en función de la implicación debida a mantenimiento

Al igual [13], realizó una definición de los indicadores de cálculo para los costos asociados a estos mantenimientos, estos índices son llamados de clase mundial debido a que son

utilizados según en su misma expresión en todos los países. Se tendrá que tomar en cuenta que un factor que torna los índices de costo imprecisos, es la utilización de valores contables pertenecientes al historial de los equipos, sin corrección monetaria (sin llevar los precios al día que se ejecuta los cálculos respectivos) lo que es más susceptible de originar errores en el caso de una inflación monetaria. De la misma manera, cuando la empresa utiliza un valor de referencia (dólar o Bs), la imprecisión aparece, debido a la variedad de los índices de corrección, o a la no consideración de la devaluación del tipo de moneda que se está tomando como referencia.

Los índices de gestión de costos de mantenimiento más utilizados por las empresas de proceso y servicio son los siguientes:

❖ **Componente del Costo de Mantenimiento:** este indicador debe mostrar la relación que existe entre el costo de mantenimiento y el costo total de producción, el costo total de la producción incluye: los gastos directos e indirectos de ambos órganos (operación y mantenimiento), este indicador muestra la influencia que tiene el costo de mantenimiento en el costo final de la producción normalmente puede rondar el 5% a 15%, este índice se representa con la siguiente ecuación:

$$\text{CCMN} = \frac{\text{CTMN}}{\text{CTPR}} \times 100 \quad (2.20)$$

CCMN = Componente del costo de Mantenimiento

CTMN = Costo Total de Mantenimiento

CTPR = Costo Total de Producción

❖ **Costo de Mantenimiento con Relación a la Producción:** Es la relación entre el Costo Total de Mantenimiento y la producción total en un periodo considerado. Esta relación es dimensional, ya que el denominador es expresado en unidades de producción (m³, ton., kW, km. recorridos etc.). este índice se representa por la siguiente ecuación:

$$\text{CMRP} = \frac{\text{CTMN}}{\text{P RTP}} \times 100 \quad (2.21)$$

CMRP = Costo de Mantenimiento con relación a la Producción

CTMN = Costo Total de Mantenimiento

PRTP =Producción Total en un periodo específico

Dentro de esta composición de los costos de mantenimiento es de suma importancia que se reitere de la existencia de la gestión de mano de obra (personal de mantenimiento), por ello existen índices de dicha gestión que calculan estos costos generados y así ser incluidos a los costos totalizados, primeramente para llegar a estos índices es necesario que se totalicen las horas de mano de obra en cada mantenimiento (horas-hombre), por lo cual se dan a conocer a continuación:

❖ **Trabajo en Mantenimiento Preventivo:** indica la relación entre los hombres-hora gastados en mantenimientos programados y las horas-hombre disponibles, entendiéndose por "horas-hombre disponibles", a aquellos ejecutantes del mantenimiento. Cuanto mayor sea este índice, es mucho mejor, debido a que los valores de mantenimiento correctivo disminuyen. Se representa por la siguiente ecuación:

$$\text{TBMP} = \frac{\text{HHMP}}{\text{HHDP}} \times 100 \quad (2.22)$$

TBMP =Trabajo en Mantenimiento Preventivo

HHMP =Horas-Hombre gastados en Mantenimientos Preventivos

HHDP =Horas-Hombre disponibles por mantenimiento

❖ **Trabajo en Mantenimiento Correctivo:** indica la relación entre las horas-hombre gastadas en mantenimiento correctivo (reparación de fallas) y los hombres-hora disponibles, óptimamente debería ser menor al trabajo por mantenimiento preventivo. Se representa por la siguiente ecuación:

$$\text{TBMC} = \frac{\text{HHMC}}{\text{HHDP}} \times 100 \quad (2.23)$$

TBMC =Trabajo en Mantenimiento Correctivo

HHMC =Horas-Hombre gastados en Mantenimiento Correctivo

HHDP =Horas-Hombre disponibles por mantenimiento

❖ **Costo de Capacitación:** Este índice representa la cuota de gastos de mantenimiento, invertida en el desarrollo del propio personal a través de la capacitación interna y externa, y puede ser complementado, con el índice del costo de capacitación "per cápita" o sea, el costo

de capacitación por la cantidad de personal capacitado, es representado por la siguiente ecuación:

$$CTET = \frac{CEPM}{CTPR} \times 100 \quad (2.24)$$

CTET = Costo de Capacitación

CEPM = Costo de Capacitación de Personal

CTMN = Costo Total de Producción

Además de esto es idóneo desglosar el tiempo invertido y los costos de capacitación al personal de la PGEF (cursos, módulos, etc.), para una mejor ejecución de los mantenimientos preventivos y correctivos, así como un mejor diagnóstico de las fallas ocurridas en los diferentes sistemas de la PGEF, además de optimizar la buena gestión gerencial y supervisorio, que a un corto plazo trae menores tiempo de ejecución de las tareas planificadas. Por ello a continuación se refleja el tiempo de capacitación invertido para los trabajadores:

Tabla N° 2.7: Tiempo y acciones de Capacitación del Personal de la PGEF (Enero-Junio) [12]

CAPACITACION	Acciones de Formación	Horas de Formación
Personal Contractual PGEF	6	136
Personal no Contractual PGEF	15	400
Personal Contratado PGEF	6	104
Total	27	640

2.6 ANÁLISIS ECONÓMICO

La norma IEEE 739-1995 señala que el uso de un análisis económico es crítico para el programa de conservación debido a que el ahorro monetario puede influir significativamente en las decisiones de gestión de cualquier planta eléctrica. La ingeniería deberá, por lo tanto, ser capaz de traducir una propuesta en valor monetario (gastos versus ahorros).

El ingeniero puede usar los fundamentos económicos para desarrollar un programa energético y determinar la mejor opción entre alternativas. Esta determinación debe incluir la comprensión de los períodos de amortización, la comprensión del valor temporal del dinero y el peso de otros costos pertinentes. Una comprensión de la estructura de las tarifas eléctricas es

esencial en un análisis económico porque el ahorro monetario aumentará de cuentas eléctricas más bajas. Las estructuras tarifarias son suficientemente complejas para justificar una cuidadosa consideración; la tasa eléctrica es particularmente importante en proyectos de control de demanda (gestión de carga).

Luego de que se obtengan los costos totalizados y de ahí haberse elaborado la estructura de estos costos (base de datos), es de suma importancia que se ejecuten unos conceptos de ingeniería económica para así se pueda realizar un análisis económico. Hay un modelo económico general para evaluar las opciones energéticas o los costos generados: Evaluación de la Razón Beneficio-Costo.

2.6.1 Evaluación de la Razón Beneficio-Costo

Según Blank L. y Tarquin A. (1999). Ingeniería Económica [15], este método se considera complementario, ya que se utiliza corrientemente en forma conjunta con un análisis de valor presente o valor anual, es una técnica analítica que se debe entender fácilmente. Además de su uso en los negocios y en la industria, el método B/C se utiliza en muchos proyectos del gobierno y de obras públicas para determinar si los beneficios esperados constituyen un retorno aceptable sobre la inversión y los costos estimados.

El método de selección de alternativas más comúnmente utilizado por todas las gestiones empresariales es la razón beneficio/costo (B/C). Como su nombre lo sugiere, el método de análisis B/C está basado en la razón de los beneficios a los costos asociada con un proyecto particular; por lo tanto se considera que un proyecto es factible cuando los beneficios derivados de su implementación y reducidos por los beneficios negativos esperados excede sus costos asociados. Por ello, el primer paso en un análisis B/C es que se determinen cuáles de los elementos son beneficios positivos, negativos y costos. Se pueden utilizar las siguientes descripciones que deben ser expresadas en términos monetarios.

- ❖ **Beneficios (B):** Ventajas experimentadas por el propietario.
- ❖ **Costos (C):** Gastos anticipados por construcción, operación, mantenimiento, etc., menos cualquier valor de salvamento.

Dado que el análisis B/C es utilizado por los gestores en los estudios de economía, se tiene que pensar al público en general como el experimenta los beneficios positivos y negativos, y

en los gestores como en quien incurre en los costos. Por consiguiente, la determinación de si un renglón debe ser considerado un beneficio positivo o negativo o un costo, depende de quién es afectado por las consecuencias. Si se toma el punto de vista más amplio, casi siempre los beneficios positivos compensarán con exactitud una cantidad igual de beneficios negativos.

No es cómodo que se asigne un valor en la moneda utilizada en el análisis, a cada beneficio positivo o negativo o costo involucrado. Sin embargo, en general, los valores están disponibles o son obtenibles, pero pueden tomar algún esfuerzo para que se determinen con alguna precisión.

Antes de calcular una razón B/C, todos los beneficios y costos identificados deben convertirse a unidades comunes en la moneda utilizada. La unidad puede ser un valor presente, valor anual o valor futuro equivalente, pero todos deben estar expresados en las mismas unidades. Una vez que tanto el numerador (beneficios) como el denominador (costos) están expresados en las mismas unidades, se puede aplicar la ecuación siguiente que representa la razón B/C.

$$\frac{B}{C} = \frac{\text{Beneficios}}{\text{Costos M\&O}} \quad (2.25)$$

Hay 2 casos que se presentan cuando se evalúa la razón beneficio-costos, cuando la razón B/C es menor que 1 eso indica que el proyecto o la inversión no es factible, y la otra cuando la razón B/C es mayor o igual que 1, la cual en el peor de los casos cuando es igual a 1 no presenta ni pérdidas ni ganancias, es decir, que se recupera solo la inversión sin obtener ganancias; y cuando es mayor que 1 indica que el proyecto evaluado es económicamente ventajoso, debido a que se recupera la inversión y aparte se obtienen ganancias.

2.6.2 Beneficio de la Planta de Generación Eléctrica El Furrial

Como la misión que caracteriza a la Planta de Generación Eléctrica El Furrial es operar y mantener las unidades de generación interconectadas al Sistema Eléctrico del Distrito Furrial que tiene una demanda de 120 MW, para así conservar la producción asociada que es de aproximadamente 300 Miles de Barriles diarios (MBD), además de al estar operativas todas las unidades (200 MW) se reduce la demanda que se carga al Sistema Eléctrico Nacional, y así

cumpliendo con el decreto de emergencia eléctrica nacional; además de esto se ve beneficiada una población de aproximadamente 1500 habitantes que contemplan las zonas aledañas.

Como parte del beneficio que se genera en la PGEF al estar operativa la planta es necesario que se conozcan los precios por el barril de petróleo para el primer semestre del año, de ahí se obtiene la cantidad de ganancias que se interpreta como beneficio. Otra cosa que se debe señalar que al no producirse la demanda necesaria para alimentar al Distrito Furrrial, esa Energía se carga por otras Plantas generadoras o por Energía Importada del SEN, por ello se reducirán los beneficios que genera La PGEF de acuerdo al porcentaje de reducción. Por consiguiente los precios del barril de petróleo que se utilizan son los indicados por el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería [16], y los cuales se muestran a continuación:

Tabla N° 2.8: Precios por Barril de Petróleo en Venezuela [16]

Precios del Petróleo en Venezuela	
Mes	\$/barril
Enero	45,12
Febrero	46,37
Marzo	42,95
Abril	44,08
Mayo	42,63
Junio	40,83

Ya con estos datos se puede proceder al cálculo del beneficio generado al estar la planta activa con la próxima ecuación:

$$\text{Beneficio} = \text{Prod. Asoc.} \times \text{Días al Mes} \times \text{Prec. Barril} \times \% \text{ Energ. Generada} \quad (2.26)$$

En donde,

Producción Asociada = 300 MBD

Días al Mes = Días totales en el mes específico

Prec. Barril = Precio del Barril de Petróleo para el Mes Especifico

% Energía Generada = para mantener la producción asociada de 300 MBD se debe por lo menos generar 120 MW, para el caso de que se genere un valor menor, otras Plantas Eléctricas del Sistema Interno de PDVSA o directamente el Sistema Eléctrico Nacional se encargan del resto de energía que se necesite, por ello la producción también se asociaría a estos.

Además de la producción asociada que es un beneficio, existe otro beneficio que al estar activa la PGEF, la energía que se necesita para mantener la producción no se carga del SEN, por eso se ahorra los gastos en facturación de energía eléctrica. Este beneficio se puede hallar con la siguiente formula:

$$\text{Beneficio} = \text{Energ. Prom al dia} \times 24 \text{ hr} \times \text{dias al mes} \times \text{tarifa} \quad (2.27)$$

Como al País le interesa obtener de alguna manera mayor cantidad de ganancias al comercializar los barriles de petróleo, el beneficio generado se multiplicara por la tasa de conversión Dicom el cual es un Tipo de Cambio Bs/US\$ determinado de conformidad con el artículo 24 del Convenio Cambiario N° 33, publicado en la Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 6.171, es decir, al multiplicar las divisas obtenidas por tasa DICOM el resultado es más bolívares, luego de esto para el país realizar inversiones, los bolívares obtenidos se llevan a Dólares a la tasa DIPRO, por ello se obtienen excedentes en divisas que beneficiara más a las inversiones que quiera realizar el País; a continuación se muestra el valor de los Dólares a la tasa DICOM, todos estos datos son tomados Data De Banco Central de Venezuela [17]:

Tabla N° 2.9: Tasa de Cambio DICOM [17]

Cambio de Referencia DICOM						
Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Precio (Bs/\$)	690	700	710	717	2010	2640

Sumario: en el presente capitulo se desglosaron todas las características y variables asociadas para el desarrollo de los objetivos específicos, inicialmente se definió la norma a utilizar para elaborar el balance de energía con la energía consumida en los SSAA y la energía producida. Seguidamente se definieron las particularidades y formulas a usar para los cálculos de los costos asociados a la PGEF junto con sus indicadores. Y por último se puntualizó sobre la razón a evaluar para la evaluación del beneficio-costo de la Planta.

CAPÍTULO 3

DESARROLLO DEL PROYECTO

En el presente capítulo se desarrollara cada objetivo específico propuestos en este trabajo de grado.

3.1 IDENTIFICACIÓN Y TOMA DE PARÁMETROS DE LOS ELEMENTOS DE MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En la Planta de Generación Eléctrica el Furrial se encuentran varios elementos de medición de energía, los cuales unos de ellos están asociados al generador, otros a barra de bajo voltaje (consumo en servicios auxiliares), y otros a las líneas de transmisión, por lo cual es de suma importancia la identificación de estos, y a su vez que se pueda conocer su funcionamiento.

Es necesario de haber iniciado con la señalización de cada uno de estos elementos de medición en el diagrama unifilar de la Planta de Generación Eléctrica El Furrial para se obtenga un breve conocimiento de la ubicación de estos elementos. A continuación se nombran los elementos de medición:

- ❖ Medidor de Energía SIMEAS P50 (Medidor de Energía del Generador).
- ❖ Medidor de Energía PQMII (Power Quality Meter) (Medidor de Energía asociado a la barra de bajo voltaje de servicios auxiliares)
- ❖ Medidor de Energía EMCPII (Electronic Modular Control Panel) (Medidor de Energía asociado al Generador de Emergencia “Blackstart”)
- ❖ Medidor de Energía SEL-734 (Medidor de Energía asociado a las Líneas de Transmisión)

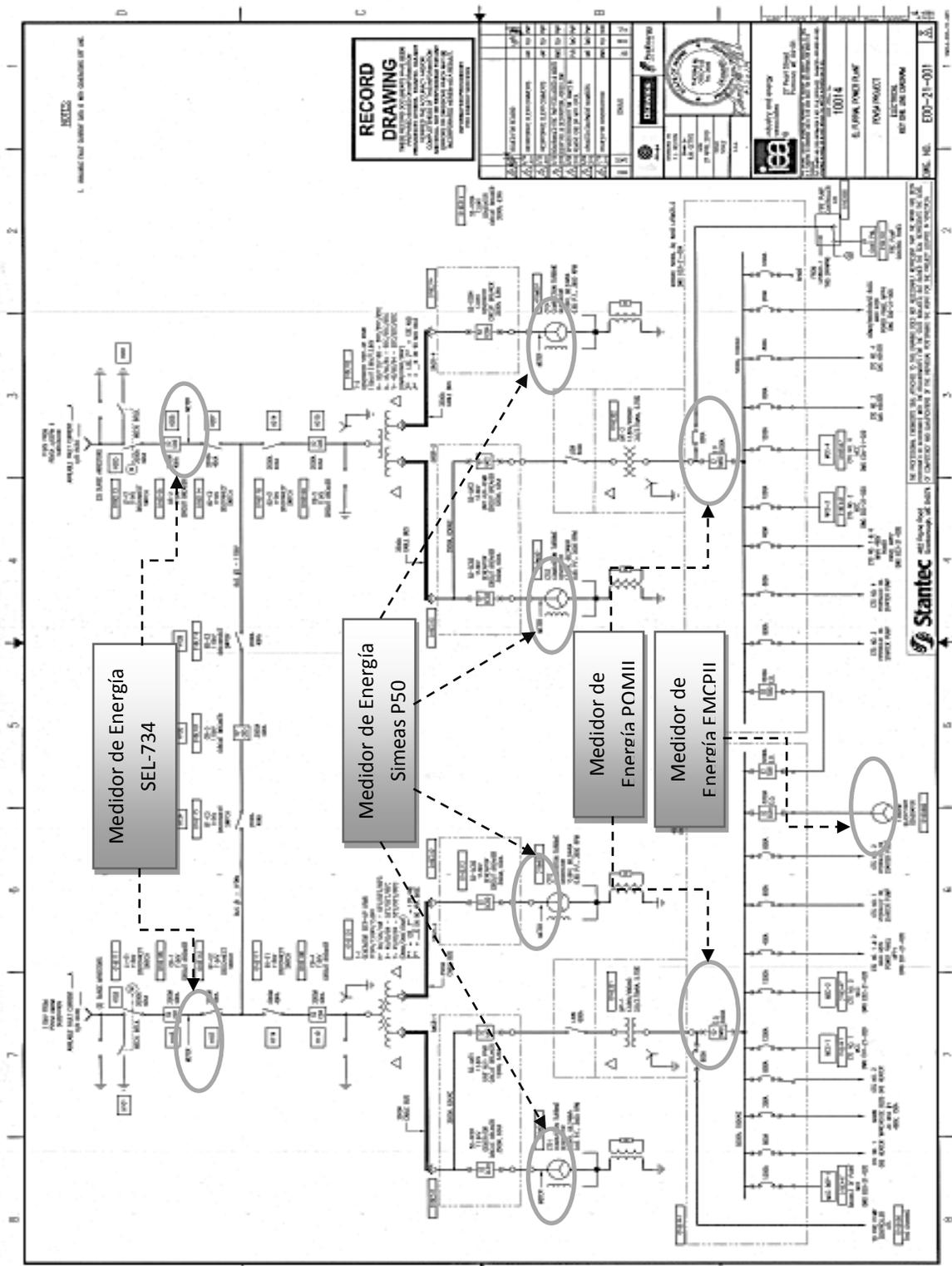


Figura N° 3.1: Ubicación de los diferentes elementos de Medición en el Diagrama Unifilar de la PGEF [18]

3.1.1 Medidor de Energía SIMEAS P50

Este medidor de energía se encuentra acoplado al sistema de medición del generador, es decir se encarga de la toma de parámetros del generador de cada unidad turbogeneradora para así conocer su Potencia y Energía Producida; su principio de funcionamiento se basa en microprocesadores que facilitan la manera más segura y confiable de registrar y cargar los parámetros medidos. El Simeas P50 puede ser conectado a cualquier sistema de potencia de configuración directa (hasta 690V), o desde un transformador monofásico o transformador trifásico, al igual puede ser conectado a cualquier sistema de potencia configurado desde 1A a 5A, o por medio de un transformador de corriente. Su fuente de alimentación permite en Alimentación continua un rango desde 24 a 250 VDC y en Alimentación alterna desde 100 a 230 VAC.

La función principal del Simeas P50 es el monitoreo y grabación de parámetros a nivel de medio voltaje (MV) y bajo voltaje (LV), recaudando así los parámetros para generar información de status y en el peor de los casos situación de alarma. Entre los parámetros que puede ser muestreados se incluyen valores RMS de voltajes (fase a fase y fase a tierra), corrientes, potencia aparente, potencia reactiva, potencia activa, energía, factor de potencia, ángulo de fase, voltajes y corrientes armónicas, distorsión armónica total por fase más frecuencia y factor de simetría.

3.1.2 Medidor de Energía PQMII (*Power Quality Meter*)

Este medidor de energía está asociado a la barra de bajo voltaje (servicios auxiliares), es decir con la toma de parámetros en este medidor se puede conocer la energía consumida en los servicios auxiliares o propios de las unidades turbogeneradoras. Este medidor puede monitorear constantemente desde un sistema monofásico hasta un sistema trifásico. Su fuente de poder se basa (90 a 300 VDC y de 70 a 265 VAC).

El PQMII provee mediciones de corriente, voltaje, potencia activa, potencia reactiva, potencia aparente, energía consumida, factor de potencia y frecuencia. Otra función de este medidor es que con puntos de ajustes programables y cuatro (4) relés de salida asignables se pueden adherir funciones de control para aplicaciones específicas. Al igual incluye una alarma básica para subtensión, sobretensión, subcorriente, sobrecorriente, desbalance, reducción de

carga basada en la demanda y control de corrección para el capacitor de factor de potencia. Para un control más complejo es posible utilizar cuatro (4) *switches* de entrada, estos también pueden usarse para información de status

3.1.3 Medidor de energía EMCPII (*Electronic Modular Control Panel*):

Este medidor de energía se encarga de realizar las mediciones al generador *Blackstart* (generador de emergencia de diésel), el cual responderá a diferentes condiciones de operación, frente a pérdida de la energía eléctrica en las barras de 480 VAC, bien sea por disparo de los interruptores 52UAT1/52UAT2 y/o disparo de los seccionadores fusibles LISW1/LISW2, por sobrecorriente o por actuación de la protección de pérdida de fase, desbalance de fase asociadas; este medidor se encuentra acoplado al *Electronic modular control panel* (EMCPII).

El EMCPII combina el control completo del generador con el medidor AC dentro de un solo módulo, usando un control muy cómodo para interactuar. Este dispositivo realiza mediciones de valores RMS que conllevan a mediciones muy precisas hasta para formas de ondas con distorsión resultantes por cargas no lineales (variadores de frecuencia, computadoras, sistemas UPS, entre otros). La exactitud de las mediciones están aproximadamente entre $\pm 0.5\%$ para Voltajes y corrientes en AC; y ± 0.1 Hz para valores de frecuencia, sobre un rango de temperatura desde -40°C hasta 70°C . Contiene una pantalla digital LCD que reporta horas de servicio del motor, presión de aceite del motor, velocidad, temperatura, y a su vez muestra las mediciones de voltaje del sistema CC, voltaje y corriente CA y frecuencia del generador.

3.1.4 Medidor de Energía SEL-734

La función de este medidor es realizar mediciones de los diferentes parámetros de las líneas de transmisión (Línea Amana y Línea Jusepin 2), es decir los parámetros de salida de las unidades turbogeneradoras de la PGEF (Potencia Activa, Potencia Reactiva, Energía Activa, Energía Reactiva y Factor de Potencia); debido a esto se convierte en el elemento de medición más relevante para la toma de parámetros; se encuentra en el cuarto de protecciones de la subestación elevadora asociada a la planta, allí se encuentran dos (2) medidores SEL-734, cada medidor ejerce la toma de parámetros para cada línea, más específicamente el MTR-L1 para el flujo de carga de la línea Amana y respectivamente el MTR-L2 para el flujo de carga

de la línea Jusepin 2. Algunas de las especificaciones del SEL-734 se describen a continuación:

- ❖ $300V_{L-N}$ trifásico, conexión en estrella (*meter form 9*)
- ❖ Fuente de alimentación:
 - Alimentación en alta tensión: 85-264 VCA (50/60Hz) o 85-275 VCC
 - Alimentación en baja tensión: 19-58 VCC
- ❖ Entradas de Voltaje CA: Valor Máximo (300 V continuamente), (600 V por 10 segundos)
- ❖ Entradas de Corriente CA: Valor Máximo (22 A continuamente), (500 A por 1 segundo)

El medidor SEL-734 puede ejecutar una variada toma de parámetros,

- ❖ Mediciones de Cuarto Cuadrante VAR
- ❖ Mediciones de demanda
- ❖ Mediciones de energía
- ❖ Medición del factor de cresta
- ❖ Mediciones de armónicos
- ❖ Perdidas de transformador y de las líneas
- ❖ Reporte del perfil de carga
- ❖ Cálculos de mediciones

Ya con la descripción de funcionamiento y características de cada elemento de medición que se utiliza en la PGEF, lo siguiente que se realizó es el detalle de los aspectos relacionados a la toma de medidas de los parámetros, ya sea con los procedimientos, o los formatos utilizados en donde serán registrados estos parámetros, todo esto con el objetivo de tener una base de datos para tener soportes de cuanta energía se genera y cuanta energía se consume. El formato que se utilizó para el registro de los parámetros en el elemento de medición SEL-734 se puede visualizar en el apartado de los anexos, además de una breve explicación del significado de cada columna contenida en dicho formato. Aparte de esto se debe señalar que actualmente es el único elemento de medición en donde se registran sus parámetros debido a que este medidor mide la energía total que se importa para los Servicios Auxiliares y la energía total que se exporta a la red eléctrica.

Además de esto también se visualizaron los diagramas de los Elementos de Medición en diagramas unifilares:

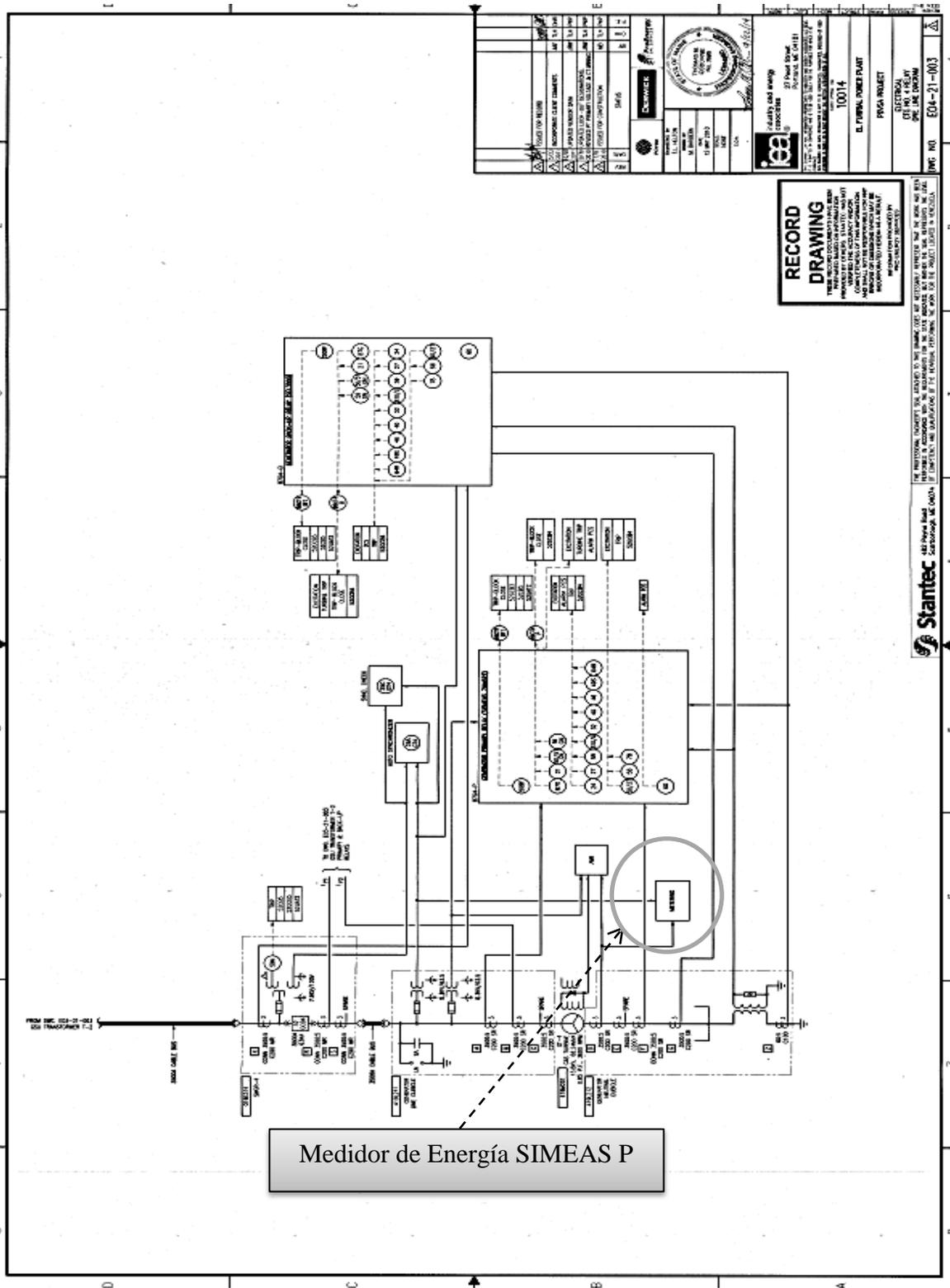


Figura N° 3.2: Ubicación en el Diagrama Unifilar de Relés del Medidor de Energía SIMEAS

P50 [18]

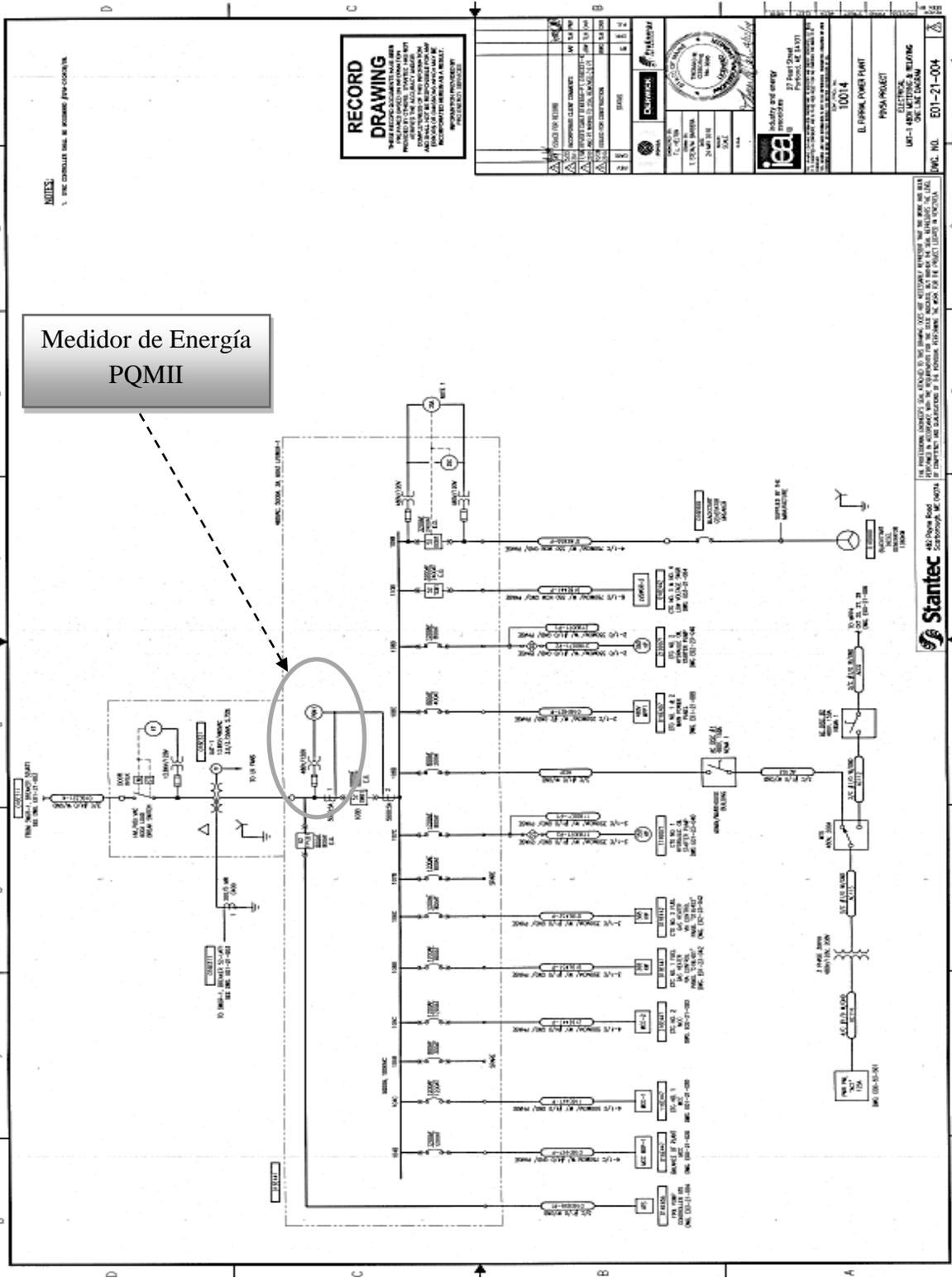


Figura N° 3.3: Ubicación en Diagrama Unifilar de Servicios Auxiliares del Medidor de Energía PQMII [18]

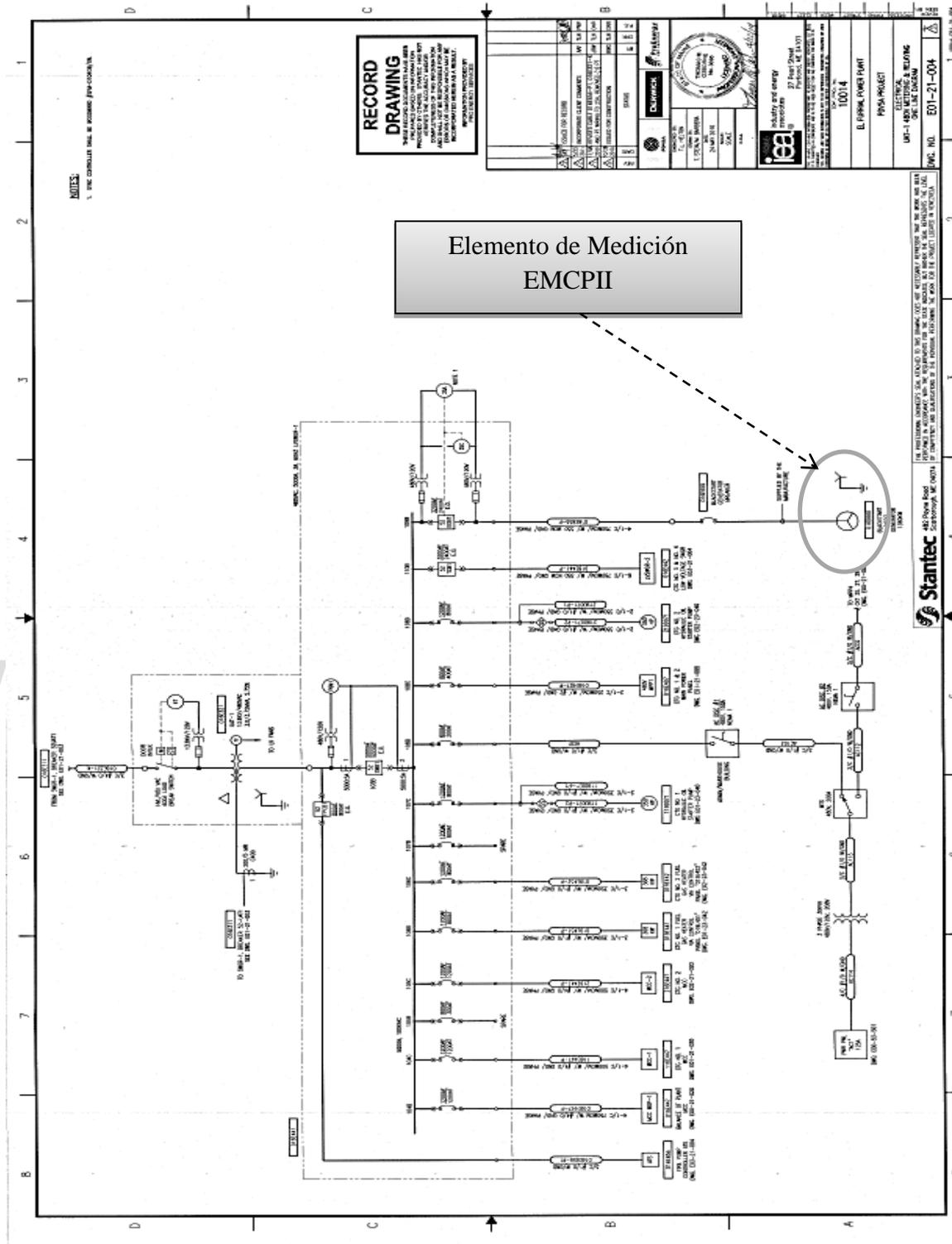


Figura N° 3.4: Ubicación en Diagrama Unifilar de Servicios Auxiliares del Medidor de Energía EMCPII [18]

3.2 ELABORACIÓN DE UNA DATA DE ESTADÍSTICA CON UN BALANCE DE ENERGÍA DEL CONSUMO DE ENERGÍA EN SERVICIOS AUXILIARES Y LA ENERGÍA ENTREGADA AL SISTEMA ELÉCTRICO

Luego de la obtención del registro de medición de energía eléctrica en S/E de la PGEF, mediante el medidor de línea SEL-734, el cual los resultados están plasmados en la tablas mostradas en el apartado de los anexos, luego de esto se procedió a elaborar programa de estadística con un balance de energía contenido de la energía consumida en servicios auxiliares y la energía entregada al sistema eléctrico, para así se pudiera realizar un balance de energía, con la finalidad de haber comprobado la totalización de la producción de la PGEF, al igual como poder reducir la energía consumida propia de los servicios auxiliares

A continuación se enfatizó sobre las cargas de servicios auxiliares y su energía consumida, de esta manera se pudo confrontar estas cargas con la identificación de su categoría de control, y así haber buscado la manera efectiva de reducir el consumo de estas cargas. Por lo tanto con esto se pudo analizar como disminuir la energía desperdiciada y así una reducción de la energía importada de la planta con respecto a la red eléctrica.

Inicialmente se desglosaron todas las cargas asociadas a los accionamientos mecánicos que mayormente es donde se presenta la mayor demanda. La Planta de Generación Eléctrica El Furrial cuenta con cuatro centros de control de motores de 480 VAC, trifásico, 60 Hz; identificados como CCM-1, CCM-2, CCM-3 y CCM-4; uno por cada turbogenerador; al igual un CCM para la planta de tratamiento de agua. Desde cada gaveta asociado a motores y otras cargas, ubicada en cada CCM, se controla sus accionamientos y se monitorea su respectiva operación.

Tabla N° 3.1: Carga de los Accionamientos Mecánicos [18]

Nombre del Panel	Aplicación	Ubicación	Potencia Máxima Conectada (kW)
Centro de Control de Motores (CCM-1)	Unidad 100	Edificio Eléctrico N°1	435,98
Centro de Control de Motores (CCM-2)	Unidad 200	Edificio Eléctrico N°1	432,86
Centro de Control de Motores (CCM-3)	Unidad 300	Edificio Eléctrico N°2	435,98

Nombre del Panel	Aplicación	Ubicación	Potencia Máxima Conectada (kW)
Centro de Control de Motores (CCM-4)	Unidad 400	Edificio Eléctrico N°2	432,86
Centro de Control de Motores (CCM BOP-1)	Planta de Tratamiento de Agua	Planta de Tratamiento de Agua	373,35
Carga Máxima Conectada (kW)			2111,03

Esta Carga Conectada no es constante, debido a que todos los elementos no se encuentran continuamente en funcionamiento, como varios autores los definen un motor que acciona bombas, extractores no funcionan a su potencia nominal sino se diseñan para que este por lo menos un 25% por arriba de su carga a manejar; por lo tanto a partir de aquí se empezó a desglosar todos los sistemas individuales para así se pudiera realizar un análisis más íntegro y así encontrar oportunidades de conservación de energía. Por ello inicialmente se analizaron las cargas asociadas a los Centro de Control de Motores de las unidades Turbogeneradoras.

3.2.1 Centro de Control de Motores de los turbogeneradores (CCM)

Sistema de aceite de control hidráulico. La puesta en marcha del sistema es iniciada por el sistema de control del motor (ECS) durante la secuencia de arranque automático de la turbina de gas. Una vez que funciona, el sistema se ejecuta automáticamente. El fluido hidráulico es bombeado a través del conjunto de filtros a los actuadores de la turbina de gas para paletas guía, válvulas de purga de *Low Pressure* y válvulas de control de pistones de empuje *Intermediate Pressure / Low Pressure*. El aceite es suministrado desde una sección separada del tanque de aceite y es presurizado por una de dos bombas de desplazamiento variable accionadas por el motor eléctrico, una en funcionamiento y otra en stand-by. En caso de baja presión del sistema, se iniciará automáticamente una desconexión de emergencia (ESD). El apagado del sistema se realiza ya sea desde el ECS, los arrancadores del motor de la bomba en el MCC o los botones de parada de emergencia.

Las dos bombas son bombas de desplazamiento variable que sólo compensan la presión. Cada bomba es accionada por un motor de inducción eléctrico de 22 kW, 460 V, 3 fases, 60 Hz, 1800 RPM, factor de potencia 0.87, FS 1.15; para aplicaciones en el Hemisferio Occidental. Las bombas son controladas por el sistema de control de paquetes (PCS). Si la bomba de servicio falla, la bomba de reserva se inicia automáticamente.

Sistema de Aire de Ventilación de la Caseta de la Turbina. El sistema de aire de ventilación de la turbina de gas realiza varias funciones distintas, la función principal es enfriar y ventilar el compartimento de la turbina de gas. Sin embargo, el sistema de aire de ventilación también está diseñado para eliminar las concentraciones de gases combustibles y para proporcionar aire de refrigeración al sistema de refrigeración y sellado de la turbina de gas.

El sistema se utiliza para mantener la temperatura del aire dentro del recinto de la turbina de gas a niveles aceptables durante el funcionamiento. Dado que la carcasa de la turbina del motor permanece por encima de la temperatura de ignición del gas, el sistema de ventilación también proporciona suficientes cambios de aire en el compartimento de la turbina de gas para diluir las concentraciones de gas por debajo de los límites de explosión, en caso de una fuga de gas.

Durante la secuencia de arranque de la unidad, se pone en marcha el sistema de ventilación del recinto de la turbina. Los dos accionamientos de ventilador asignados como servicio se inician; si después de 10 segundos la depresión del recinto es inferior a 200 Pascal (Pa), se inicia el accionamiento del ventilador de reserva. Asimismo si la depresión es menor que el ajuste del sistema SIS, la turbina de gas se disparará y el sistema de combustible de gas se despresurizará. Si en algún momento la protección contra incendios y gases indica una concentración de gas superior al 5% Límite Inferior de Presión (LEL), se encenderá el ventilador de espera. En caso de que se detecte un incendio, todos los ventiladores se detendrán y los *dampers* (accionadores) de fuego se cerrarán automáticamente, para así se mantenga el recinto totalmente sellado y así el sistema CO₂, pueda ser más eficiente en apagar el incendio.

Este sistema está compuesto por 3 ventiladores, cada uno con su motor, cuyas especificaciones son las siguientes; 230V/460V, 92/46 A, 40 Hp, 60Hz, 3540 rpm, Factor de Potencia de 0.89, factor de Servicio de 1.00. Normalmente en la Planta de Generación Eléctrica El Furrial, desde el arranque de su primera fase, no se ha necesitado del funcionamiento de los 3 ventiladores, solo de los 2 dispuestos al servicio, por lo tanto, a partir de esto se puede calcular la demanda generada por dicho sistema.

Extractor de polvo de la caseta de filtros. El sistema de filtro de aire se suministra con un sistema de aire secundario para recoger y descargar polvo en el aire. Los conductos verticales recogen y descargan el polvo en un conducto de escape de aire secundario horizontal equipado con un ventilador. Por consiguiente el ventilador de aire secundario está destinado a funcionar continuamente cuando la turbina está en línea y ayuda a prolongar la vida operativa del elemento filtrante. Los parámetros eléctricos de este ventilador para el cálculo de la demanda son los siguientes: 50Hp (37 kW), factor de potencia de 0.85, Factor de Servicio de 1.15, a partir de esto se puede realizar el cálculo de la demanda producida por este sistema.

Sistema de Refrigeración Evaporativo. Consiste en un patín autónomo cerca del extremo de entrada de aire, el resto del sistema está contenido en la carcasa del filtro de admisión de aire. El sistema enfría el aire de combustión que es arrastrado a través de la carcasa del filtro de admisión de aire. La carga asociada al CCM es la caja de conexiones del sistema, es decir, el panel de control del enfriador evaporativo, el cual controla y monitorea el sistema, también proporciona señales de supervisión, señales de falla y control de encendido/apagado.

El enfriador está provisto de una bomba que extrae agua del tanque y la descarga a la tubería de alimentación, asimismo la bomba recircula agua al medio enfriador evaporativo en el sistema de filtro de entrada a la instalación de la turbina de gas. El tubo de alimentación tiene una válvula de mariposa manual y un medidor de flujo para establecer el flujo requerido a través del tubo. El agua de la tubería se distribuye a través de las boquillas a través del medio enfriador evaporativo. Según los datos suministrados por los manuales de la PGEF el consumo de este sistema es de 5.80 kW, pero es necesario calcular la demanda por la bomba, por ello los parámetros eléctricos de la bomba son los siguientes: 230/460V, 11.2/5.6, 5 Hp (3,72kW), FP (0.94), FS (1.15), Eficiencia (0.92).

Sistema de Lubricación del Generador. El sistema de aceite lubricante es un sistema de recirculación de flujo completo que proporciona un flujo continuo de aceite a los cojinetes del generador. El sistema incluye el módulo de aceite lubricante y varios instrumentos, el módulo incluye un tanque de aceite, una bomba conducida por el eje principal, 2 motores de C.A. y 1 motor DC que accionan sus respectivas bombas, un refrigerador de aceite, calentadores de aceite, filtros de aceite a dos caras. Para conocer la demanda total del sistema de lubricación

del generador a continuación se describe por separado los componentes ubicados en el sistema:

❖ Tanque de aceite: El depósito de aceite tiene una capacidad de 3200 litros y está colocado en el módulo de lubricación. El tanque contiene 2 filtros de malla de salida de 125 micras (aspiración de la bomba), una válvula de desagüe, una boca, interruptores y un medidor de nivel de aceite y un calentador de 4.5 kW que funciona cuando la temperatura desciende por debajo de 50 ° C. Un indicador de nivel de vista, un transmisor de nivel de tanque y un indicador de temperatura son facilitados para visualización. Un elemento de temperatura proporciona la entrada para las alarmas de aceite de la temperatura alta y baja, y el control del calentador.

❖ Bombas de aceite: la bomba de arranque de lubricación de aceite (*Jacking Oil Pump*), es operada por un motor de corriente alterna de 7.75 Hp, 480V, factor de potencia de 0.74, FS 1.15 y suministra aceite a una velocidad de 262 litros/min. La bomba de arranque de CA proporciona los rodamientos con aceite hasta que la velocidad del eje del generador está por encima de 400 rpm, después de esta velocidad, la bomba principal la cual es conducida por el eje toma el control, esta proporciona aceite a los cojinetes principales. Cuando ocurra el caso de que la bomba principal que es conducida por el eje falla, existe una bomba principal (*Lube Oil Pump*) es conducida por un motor de 7.5 Hp, 460 V, factor de potencia de 0.75, FS 1.15, Eficiencia 91.2 y suministra aceite a una velocidad de 12 litros/min a los cojinetes principales.

Cuando el Sistema de Control de Paquetes PCS (*Package Control System*) reconoce una falla de la bomba CA, instruirá a una bomba de corriente continua en espera que se ejecute cuando la velocidad del eje del generador esté a 400 rpm y continuará hasta que el eje del generador se haya detenido. Durante un cierre normal o cierre de emergencia la bomba de aceite reinicia a 400 rpm para suministrar aceite a los cojinetes hasta que el generador se haya detenido. Esta bomba de DC es conducida por un motor *Shut Down System*, el cual tiene como parámetros los siguientes: 24 VCC, 34.7 A, 0.55kW, Factor de Potencia 0.74, Factor de Servicio de 1.15, Eficiencia 91.2.

❖ Eliminador de la niebla del aceite lubricante (*Lube Oil Mist Eliminator*): además para evitar la acumulación de vapor de aceite, el tanque de aceite se mantiene en un vacío leve por un ventilador extractor. El ventilador desaloja a través de un separador que quita cualquier vapor

de aceite antes de expulsar a la atmósfera. El desempañante se coloca en la parte superior del tanque de aceite y actúa como un separador de aire/aceite. El aceite es entonces vuelto al tanque y el aire se ventila a la atmósfera. Los parámetros del motor que acciona el ventilador son los siguientes: 440-480 V, 1.71 A, 0.86 kW, FP 0.88, FS 1.15.

❖ Enfriador de aceite: Un intercambiador de calor de aceite/agua enfría el aceite de las bombas de motor de CA. El aceite se enfría a 55°C, y un bypass alimenta el aceite alrededor del enfriador si la temperatura de entrada cae por debajo de los 54°C, el enfriador está colocado en el módulo de lubricación; El agua de refrigeración es una mezcla 60/40 de glicol y agua. Los parámetros eléctricos del enfriador de aceite (*Oil Cooler*) son los siguientes: 400V, 0.37kW, 0.9A, 3000 rpm, FS 1.15, 60 Hz; con estos datos se puede realizar el cálculo de la demanda generada por este motor.

❖ Ventilación del recinto del generador: el generador recibe aire filtrado del módulo de ventilación que está soportado desde el techo del recinto del generador. La entrada de aire está en las caras delantera y trasera del módulo de ventilación, luego de esto el aire de ventilación agotado se descarga a la atmósfera a través del conducto central donde está ubicado un ventilador extractor accionado por un motor eléctrico; este motor tiene como parámetros los siguientes: 460 V, 4.5 A, 2.55 kW, 60Hz, 3480 rpm, FP 0.86, FS 1.1.

Cargador de Baterías de 24 VCC y 125 VCC. En el CCM 1 se encuentra el cargador N°1 de 24 VCC, esta cargador es compartido también para el sistema de control de corriente continua de la unidad 200; también se encuentra un cargador de baterías de 125 VCC que al igual es compartido con la unidad 200. Estos cargadores obviamente se encargan de darle alimentación a los banco de baterías de VCC, que a su vez sirven para mantener con suministro a los sistemas de control DC de los diferentes accionamientos que se hallan en la unidad, así como también potencia DC de emergencia, UPS (*Ininterruptible Power System*), alarmas y señales, entre otros. Estos 2 cargadores (serie AT30), son de iguales especificaciones ya que este cargador se puede emplear para diferentes tensiones de entrada y de salida, variando solamente su consumo.

Los parámetros del cargador de baterías de 24 VCC son los siguientes: 480 VAC (voltaje de entrada), 24 VDC (voltaje de salida), 1.25 kW, 60 Hz, 3 fases, FP 0.80. Asimismo los

parámetros del cargador de baterías de 125 VCC son los siguientes: 480 VAC (voltaje de entrada), 125 VDC (voltaje de salida), 3.125 kW, 60 Hz, 3 fases, FP 0.80, FS 1.

Sistema de Inyección de Agua Desmineralizada. Este sistema se encarga de suministrar agua desmineralizada al sistema de combustión para disminuir las emisiones y disminuir la temperatura interna en la turbina, para así mejorar el rendimiento. Un patín de 3 bombas suministra agua a través de un filtro y una válvula de control a la presión requerida y la velocidad de flujo para la inyección en el sistema de combustión.

El arranque del sistema es iniciado por el Sistema de Control de la maquina ECS (*Engine Management System*) durante la secuencia de arranque automático de la turbina de gas. Una vez operado, el sistema es controlado por el ECS. El agua se bombea a una presión de 450 psi a través de un colador tipo Y a través de un filtro, una válvula de control que se utiliza para controlar el flujo requerido por el motor que depende de los datos de emisión y la potencia del motor requerida. Esta válvula reduce la presión hasta alrededor de 272 PSI dependiendo de la demanda del agua a inyectar.

Dependiendo del flujo de inyección de agua que requiera la cámara de combustión, se activan los motores asociados a estas bombas. Normalmente en el ciclo de trabajo de la unidad solo se activa una bomba, y en el peor de los casos el sistema requiere la activación de una segunda bomba quedando una de estas en espera o *stand by*. Los motores asociados a estas bombas de inyección de agua desmineralizada tienen los siguientes parámetros eléctricos: 230 / 460 V, 137 / 68.6 A, 60 Hp (45 kW), 1775 rpm, FP 0.88, FS 1.25, rendimiento de 93.6.

Sistema de Bombeo de Agua de Refrigeración Cerrada (closed cooling water pump). Este sistema se encarga del bombeo de agua de refrigeración para así enfriar el aceite lubricante mediante intercambiadores de calor refrigerados por aire, debido a que el aceite tiene que estar a una temperatura óptima de operación de aproximadamente 55°C; este aceite es utilizado en los diferentes mecanismos hidráulicos en las unidades turbogeneradoras. Luego de utilizarse esta agua refrigerada retorna de nuevo al sistema, que mediante el intercambiador de calor, se bombea de nuevo para reutilizarse, por ello la palabra de cerrado. El sistema se compone de 3 bombas accionadas cada una por un motor eléctrico de 460 V, 24.3 A, 20 Hp (15 kW), Factor de potencia de 0.85, Factor de servicio 1.25 Eficiencia de 0.91.

En la Planta de Generación Eléctrica El Furrial existen 2 sistemas de bombeo de agua de refrigeración cerrada, cada sistema se encarga de enfriar el aceite lubricante e hidráulico de cada 2 unidades. Además de esto, normalmente se accionan solo 2 bombas (una para cada unidad), quedando una bomba en estado de espera (*stand by*).

Refrigerador de ventilador de extremo (Fin Fan Cooler). Junto con el sistema de bombeo de agua refrigerada cerrada, se encarga de enfriar el aceite hidráulico y de lubricación, mediante el compuesto de refrigeración que es una mezcla 60/40 de glicol y agua. Los ventiladores de enfriamiento airean perpendicularmente al compuesto refrigerante, de esta manera recircula nuevamente a los sistemas hidráulicos y de lubricación. Al igual que el sistema de bombeo del compuesto refrigerante hay 3 ventiladores accionados cada uno por un motor eléctrico de parámetros eléctricos 460 V, 59.2 A, 25 Hp (18.6 kW), PF 0.85, FS 1.25. Al igual que el sistema de bombeo de agua de refrigeración, normalmente se activan 2 ventiladores quedando el tercero en espera (*stand by*).

3.2.2 Centro de Control de Motores de la Planta de Tratamiento de Agua Desmineralizada

Allí se encuentra ubicado un CCM que controla los accionamientos de las cargas conectadas (motores, compresores), así como también la supervisión de sus operaciones. La planta de tratamiento de agua consta de varias etapas, que conjuntas logran expedir agua desmineralizada, que luego de esto es inyectada a la turbina de cada unidad. Varias de esas etapas consisten en arreglos de patines de bombas, las cuales fueron estudiadas a continuación:

Patín de agua cruda. Consiste en 3 bombas centrifugas verticales multi-etapa que son controladas por arrancadores suaves, estas bombas se encargan de bombear al agua que se encuentra en el tanque de almacenamiento de agua cruda, la cual proviene de la succión de los 3 pozos de agua profunda; a su vez también se halla un tanque presurizado (pulmón) que sirve para mantener una presión constante en el sistema, un panel central de control con PLC y una interfaz de operación. El sistema está diseñado para permitir que solo una bomba esté operativa bajo condiciones normales de operación, mientras que las 2 restantes quedaran en estado de espera ('stand by'). Los motores eléctricos que accionan estas bombas tienen como parámetros los siguientes: 460V, 18.5A, 15Hp (9 kW), FP 0.91, FS 1.25 Eficiencia 0.865.

Patín de Osmosis Inversa (O.I.). el siguiente paso en el proceso de desmineralización es la ósmosis inversa, que elimina más del 95% del contenido mineral del agua cruda. En términos más sencillos, un sistema de Osmosis Inversa elimina los minerales disueltos estrujando moléculas de agua a través de membranas semipermeables. Para forzar el agua a través de estas membranas, se requiere una bomba de refuerzo que es accionada por un motor con los siguientes parámetros: 460 V, 34 A, 30 Hp (22.38 kW), FP 0.91, FS 1.15.

Patín Limpiador de Osmosis Inversa. se proporciona un sistema portátil de limpieza de membrana para limpiar las incrustaciones minerales y orgánicas de las membranas, mediante ácido y limpiadores alcalinos los cuales son limpiadores químicos estándar. Este sistema está diseñado para ser fácilmente conectado al patín de Osmosis Inversa a través de mangueras que vierten los limpiadores que estarán contenidos en un tanque de almacenamiento. Un procedimiento de limpieza de membrana típico toma aproximadamente medio día, esta limpieza se hace cada cierto tiempo, por ello este sistema no se encuentra activo normalmente. El motor eléctrico asociado a esta bomba tiene los siguientes parámetros eléctricos: 460 V, 11.9 A, 10 Hp (7.46 kW), FP 0.90 FS 1.15.

Patín de Agua Potable y Agua Permeada de OI. El agua del producto del sistema de Osmosis Inversa debe ser almacenada en un tanque que está diseñado para manejar bajo contenido mineral y la alta calidad del agua OI, ya que se debe volver a presurizar el permeado de OI almacenado. Para la represurización del agua OI, se combinan dos aplicaciones en el patín. Una porción del patín proporciona una presión constante de permeado de OI para alimentar el desmineralizador de células E, mientras que la otra parte del patín almacena el Agua Permeada y la recircula a través de un esterilizador ultravioleta, proporcionando agua de alta calidad para uso potable.

El patín se compone de dos conjuntos de dos bombas centrífugas verticales multietapa de acero inoxidable Grundfos, dos depósitos de vejiga presurizados, dos VFD ('Variable Frequency Drive'), un esterilizador UV, una válvula de bola motorizada, un tanque de almacenamiento de polietileno de 850 galones con sensor de nivel ultrasónico, un panel central de control con PLC y la interfaz del operador.

El sistema de agua permeada de OI está diseñado para permitir que una bomba esté en funcionamiento, mientras que la otra está en reposo. El flujo de proceso normal para la represurización del permeado de OI es de 200 galones por minuto. El pulmón ubicado en el patín almacena la presión para ayudar a mantener una presión constante para así proporcionar una alimentación presurizada constante al desmineralizador corriente abajo. Los parámetros eléctricos de los motores asociados al par de bombas son los siguientes, 460 V, 18.5 A, 15 Hp (11.2 kW), FP 0.91, FS 1.15.

El sistema de agua potable tiene dos bombas más pequeñas del acero inoxidable usadas para distribuir el agua de OI para las necesidades del agua potable, junto con un tanque de almacenaje de agua potable de 850 galones y un esterilizador ultravioleta para destruir bacterias. Una bomba de agua potable funciona continuamente para recircular la bomba de agua almacenada el esterilizador UV y de vuelta al tanque de almacenamiento a través de un bucle de derivación en la línea de distribución potable; mientras que la otra queda en espera. Los motores eléctricos asociados a estas bombas presentan los siguientes parámetros: 460 V, 2.70 A, 2 HP (1.5 kW), FP 0.85, FS 1.15.

Proceso de Desmineralización. En esta parte de la planta de tratamiento de agua existe un sistema de células (GEMK-3), el cual usa un proceso de electrodesionización (EDI) para remover impurezas iónicas en el agua. Este sistema contiene pilas de células E (*E-cellstacks*), son unidades modulares que determinan la capacidad del sistema, y un generador de corriente continua, denominado rectificador. Cada sistema de células comprende de una a 27 pilas MK-3, dentro de las pilas están la resina y las membranas de intercambio iónico de cationes y aniones. Cuando el sistema está funcionando, la corriente continua fluye a través de la pila eliminando las impurezas iónicas y regenerando la resina. El agua a tratar fluye a través de las cámaras diluidas dentro de la pila y las impurezas se recogen en las cámaras de concentrado.

El rectificador de este sistema tiene como requerimientos eléctricos los siguientes: 300 VCC, 5.2 ACC, 2.08 kW, Factor de Potencia de 0.82, Factor de Servicio 1.00; con estos datos se puede calcular a continuación la demanda generada cuando el sistema de desmineralización este en operación.

Patín de Bombeo de Represión de agua desmineralizada. Hay un patín de bombas de represión de agua desmineralizada que se utiliza para represurizar el agua desmineralizada almacenada para permitir una presión constante a la alimentación de la caldera, centrifugadoras y lavado de turbina. El patín se compone de dos bombas centrífugas verticales multietapa Grundfos de acero inoxidable, dos pulmones presurizados, un panel central de control con PLC e interfaz de operador.

El sistema está diseñado para permitir que una bomba esté en funcionamiento, mientras que la otra está en modo de espera. El flujo de proceso normal para la aplicación es 200 galones por minuto. Un pulmón almacena la presión para ayudar a mantener una presión constante en las líneas de distribución del desmineralizador en todo momento. Los motores eléctricos que accionan estas bombas tiene los siguientes parámetros: 460 V, 10.8 A, 7.5 Hp (5.60 kW), FP 0.79, FS 1.15.

Patín de bombeo de enfriamiento evaporativo. Existe un sistema de niebla que enfría el aire de entrada introduciendo pequeñas gotitas (niebla) de agua desmineralizada en la corriente de aire inmediatamente aguas abajo de los filtros de aire de entrada de la caseta de filtros de la turbina. Las pequeñas gotas de agua son creadas por boquillas de niebla que están distribuidas uniformemente en el área de flujo disponible. El agua a las boquillas se suministra a través de la tubería mediante una bomba de alta presión montada sobre patines. Las boquillas se dividen en zonas para proporcionar etapas predeterminadas de enfriamiento. Una válvula de bloqueo accionada controla el flujo a cada zona. El número de zonas en funcionamiento en un momento dado se basará en condiciones ambientales medidas.

El patín de bombeo se conforma con dos bombas, en condiciones de operación solo una se encontrará en operación, mientras que la otra bomba quedara en espera; los motores que accionan estas bombas tienen como parámetros los siguientes: 480 V, 13.8 A, 12.5 Hp (9.3 kW), FP 0.89, FS 1.15.

Sistema de Compresores de Aire. Está constituido por cuatro compresores marca Ingersoll Rand 250 Pie/min y 120 psi, los compresores tipo tornillo de 60 Hp están instalados en paralelo, los compresores toman el aire de la atmosfera y lo comprime a través de los tornillos a una presión de 120 psi y el aire detenido se utiliza para instrumento que funcionan con

señales neumáticas dentro de la planta de Tratamiento y en las Unidades Turbogeneradoras. Además del paquete de compresores, el sistema se compone de un receptor de aire (tanque vertical de 400 galones a 165 psi), 2 secadores de aires de instrumentos y un receptor de aire de instrumento (tanque vertical de 200 galones a 200 psi). Al igual este motor compresor tiene incluido un motor ventilador de enfriamiento.

Hay 2 pares de compresores conectados en paralelo, normalmente los compresores trabajan en tándem, mientras que uno de los compresores en el conjunto se encuentra en modo de líder, el otro está en el modo de rezagado. Esto permite la rotación del equipo para tener un desgaste más uniforme del equipo. Para mejor explicación cada unidad turbogeneradora necesita de un flujo de presión de aire para sus variados instrumentos y válvulas de accionamiento neumático, así como también una cantidad de aire que se puede llamar caudal de aire; como analogía se puede llamar al flujo como una tensión o voltaje y al caudal como una corriente, por ello cuando se necesite de un mayor caudal de inyección de aire, es necesario que se active un compresor adicional para así se pueda cubrir esa demanda. Por ello normalmente solo están 2 compresores accionados y los otros 2 quedan en espera, por si ocurre el caso en donde uno de los compresores disminuya su presión el otro se activa.

Los parámetros eléctricos de motor compresor de aire son los siguientes: 460 V, 72.3 A, 60 Hp (45 kW), FP 0.84, FS 1.21. Los datos eléctricos del ventilador son los siguientes: 460 V, 4.5 A, 3 Hp (2.24 kW), FP 0.78, FS 1.15. Con estos datos se puede determinar la demanda generada por el sistema de compresor de aire.

Sistema de aguas residuales. Se encarga de transferir las aguas residuales que se encuentran en el sistema de alcantarillado a los tanques de retención, mediante una bomba sumergible que es controlada por 3 interruptores flotadores; un flotador que indica nivel bajo (bomba apagada), nivel alto (encendido de bomba), y un último que indica alarma, solo en el caso de que llegue y supere el nivel alto y no se active la bomba. El motor asociado a esta bomba tiene los siguientes parámetros: 460 V, 5.8 A, 3 Hp (2.24 kW) FS 1.15.

Sistema de Protección contra incendio (SCI). El Sistema de Protección Contra Incendio de la Planta de Generación Eléctrica El Furrial, suministra agua de manera simultánea al Sistema de tuberías que están ubicadas en forma de lazos alrededor de los transformadores GSU 1 Y 2, y

donde están instalados rociadores con salida de ½". El sistema contra incendio lo conforma un patín, el cual consta de los siguientes componentes:

- ❖ Una (01) Bomba Centrifuga de 1 etapa y 750 Galones por minuto, accionada por un motor eléctrico de 50 Hp, 3550 rpm, 460 V, 56 A, FP 0.80, FS 1.15.
- ❖ Una (01) Bomba Centrifuga de 1 etapa y 750 Galones por minuto, accionada por un motor diésel de 60 Hp, 2100 rpm.
- ❖ Una (01) Bomba Jockey vertical de 7 etapas y 15 Galones por minuto para mantener presurizada la línea, accionada por un motor eléctrico de 2 Hp, 460 V, 2.9 A, 3450 rpm, FP 0.80, FS 1.15.
- ❖ Un (01) tanque para combustible Diésel de 185 Galones.

Cuando ocurra el caso de incendio la bomba centrifuga de 1 etapa, se acciona automáticamente para extinguir el incendio en los GSU, luego de un tiempo se desconecta y si es necesario se activa la bomba jockey para mantener la presión en la línea, por ello las 2 bombas nunca se accionaran simultáneamente. Como es normal este sistema se activa solo en caso de incendio, por lo tanto no es una carga constante en los servicios auxiliares. Pero es de interés que se conozca su demanda al accionarse el sistema.

3.2.3 Sistema de Calentadores de Gas Combustible

Al llegar a la etapa de regulación y medición el gas viene con una temperatura aproximada de 75°F (24°C) en sus niveles más bajos y 95°F (35°C) en sus niveles más altos, esto depende directamente del clima que se esté dando en el momento; luego de la etapa de Regulación y Medición, la presión con que viene el gas que es de 1200 PSI se reduce a 900 PSI lo que hace el Gas Combustible se expanda y por ende se reduzca su temperatura (Expansión Adiabática), por consiguiente es de vital importancia la implementación del sistema de gas combustible, para así lleve la temperatura del gas a aproximadamente 27 a 28°C que es la óptima para entrar a la cámara de combustión.

El sistema de calentadores de Gas Combustible (1 para cada unidad), se compone por 2 sensores de temperatura de salida RTD PT-100, que se encuentran ubicados a la salida, así mismo cableado con 4 Circuitos de Resistencias en Delta que se accionan mediante contactores, los cuales se accionan cuando se requiera subir la temperatura del gas.

Los sensores de temperatura RTD PT-100 envían su señal a un PLC, el cual compara estas señales con sus valores seteados, luego de la comparación envía un pulso o señal a unos relés de interposición, que actúan para darle alimentación a los contactores y a su vez a los bloques de resistencias. Además de esto se encuentra ubicado en el circuito de control, 2 SCR conectados a otro bloque de resistencias que sirven para regular la energía térmica generada por estos bloques de resistencia por si sobrepasa o decae la temperatura óptima del gas.

Debido a que este sistema fue diseñado para climas fríos, y donde se encuentra la PGEF es un ambiente de clima tropical, normalmente solo se acciona un bloque de resistencias conjunto con el contenido de los SCR. Por ello se procede a hallar sus factores de demanda para así se conozca la demanda real de éste sistema.

Tabla N° 3.2: Parámetros del Calentador de Gas Combustible [18]

Parámetros Eléctricos del Calentador de Gas	
Potencia	368 kW
Factor de Servicio	1.09
Fuente de Alimentación	480V/3 Fases/60Hz
Corriente Nominal	445A

3.2.4 Sistema de Bombeo de Aceite Hidráulico

El sistema de bombeo de aceite de arranque hidráulico proporciona aceite para alimentar y enfriar el motor del arrancador hidráulico. Este sistema de bombeo comprende un conjunto de bombas de desplazamiento, accionado por un único motor eléctrico de 260 kW.

Cuando se recibe una señal del sistema de control del motor, el motor de arranque hidráulico comienza a funcionar y la salida de la bomba de desplazamiento variable aumenta. La velocidad del eje de la turbina HP *High Pressure* debe comenzar a elevarse hacia la velocidad de purga de aproximadamente 3000 rpm. Después de 5 minutos de purga, el encendido de la turbina de gas debe ocurrir y una vez exitoso, el motor de arranque ayuda al compresor de HP *High Pressure* a acelerar a 4500 rpm, momento en el que el arranque se corta. El apagado del motor de arranque se produce automáticamente y la presión del sistema disminuye a cero.

El motor de arranque hidráulico es un motor de accionamiento hidráulico de desplazamiento fijo montado en el embrague centrífugo de sobrecarga. El embrague está montado en la caja de cambios externa situada en la base de la turbina; el acoplamiento del embrague es automático al caudal de aceite del motor desde la bomba hidráulica.

Por ello este sistema de bombeo de aceite hidráulico es importante ya que se necesita para romper la inercia en los alabes de la turbina, y así se pueda iniciar con el encendido de la turbina. De esta manera este sistema solo se utiliza en el arranque de las unidades, es decir, no es una carga continua sino una carga que se acciona para un determinado tiempo específico, dependiendo de si las unidades presenten fallas que generen su parada. La demanda total de este sistema se calculan con los datos de la placa, que se han plasmado en la tabla N°8, esta demanda real obtenida es la que se genera por cada sistema de bombeo, para la totalización de esta demanda es necesario la multiplicación del valor que se obtendrá a continuación por cuatro (4), ya que hay un sistema por cada unidad.

Tabla N° 3.3: Parámetros del Motor de la Bomba de Aceite Hidráulico [18]

Parámetros Eléctricos de la Bomba de Aceite Hidráulico	
Potencia	350Hp (260kW)
Fuente de Alimentación	480V/3 Fases/60Hz
Factor de Servicio	1.15
Corriente Nominal	377A
Factor de Potencia	0.87

3.2.5 Sistema HVAC (*Heating, Ventilating, and Air Conditioning*)

En la tabla siguiente se mostraron las cargas relacionadas a los acondicionamientos de espacios en las diferentes dependencias; los acondicionamientos de espacios son importantes debido a que en esos edificios están ubicados todos los diferentes elementos ya sean de control, de protección, de monitoreo, entre otros, que necesitan de un clima adecuado para su óptimo funcionamiento. Debido a que la mayoría de estos elementos están diseñados para funcionar en climas fríos o templados, y el clima donde se encuentra ubicada la PGEF que se caracteriza por ser de clima tropical, se debe emplear un acondicionamiento o climatización de estos espacios de ubicación.

Tabla N° 3.4: Carga de Acondicionamiento de Espacios (HVAC) [18]

Nombre del Panel	Descripción	Total Vatios		
		A	B	C
<i>Power Distribution Panel (PDP4)</i>	Edificio de Mantenimiento, Sala de Control	10700	8592	8592
<i>Power Distribution Panel (PDP5)</i>	Edificio Eléctrico N°1	6200	6200	6200
<i>Power Distribution Panel (PDP6)</i>	Edificio Eléctrico N°2	6200	6200	6200
	Potencia Máxima Conectada (W)	23100	20992	20992

El sistema de aire acondicionado y ventilación que se encuentra en las diferentes dependencias de la planta, se compone de sistemas de 5 toneladas de refrigeración para cada dependencia; cada edificio eléctrico contiene sus sistemas, mientras que el edificio de control y operaciones al igual consta de sus sistemas, como también de extractores ubicados en el área de almacenamiento, la planta de tratamiento de agua contiene solo un sistema para aclimatar el área donde se encuentra el CCM. Para que se pueda calcular la demanda causada por este sistema es necesario conocer su potencia además de su factor de potencia que es de 0.85.

1 Tonelada de Refrigeración=12000 Btu/Hr

Entonces, 5 Toneladas de Refrigeración = 60000 Btu/Hr

Ahora, 1000 W = 10000 Btu/Hr

Por lo tanto, 6000 W = 60000 Btu/Hr

3.2.6 Sistema de Iluminación

En la tabla siguiente se hizo una especificación con la carga demandada por el sistema de iluminación, se tomaron en cuenta todos los elementos contenidos en los Paneles de Distribución de Luminaria (*Lighting Distribution Panel*) (LDP); los cuales están contenidos con: Luces Exteriores y Luces Interiores para las diferentes dependencias de la Planta, así como las luminarias de las casetas de la turbinas, a su vez contienen Tomacorrientes de Uso General (TUG), Extractores de Aire, UPS (*Ininterruptible Power Supply*), pertenecientes a los paneles de instrumentos.

Tabla N°3.5: Carga de Iluminación [18]

Nombre del Panel	Descripción	Total Vatios		
		A	B	C
<i>Lighting Distribution Panel (LDP1)</i>	Edificio Eléctrico N°1	10944	12194	14365
<i>Lighting Distribution Panel (LDP2)</i>	Edificio Eléctrico N°2	10508	11759	13236
<i>Lighting Distribution Panel (LDP3)</i>	Edificio de la Planta de Tratamiento de Agua	7705	9803	9817
<i>Lighting Distribution Panel (LDP4)</i>	Edificio de Mantenimiento, Cuarto de Control	10785	10655	10322
<i>Lighting Distribution Panel (LDP5)</i>	Caseta de Guardia	1260	213	720
	Carga Máxima Conectada (W)	35933	39355	42498

3.2.7 Sistema de Protección y Control de las Unidades Turbogeneradoras

A continuación se enfatizó con las cargas contenidas en los Paneles de Distribución de Potencia (PDP, *Power Distribution Panel*), la cual en su mayoría son las cargas generadas por el sistema de control y protección de cada unidad turbogeneradora, es decir, el ECS *Engine Management System* (Sistema de Control de la Maquina), PCS *Package Control System* (Sistema de Control de Paquetes), y el GMP *Generator Monitoring Panel* (Panel de Monitoreo del Generador).

Igualmente se encuentran los sensores de accionamiento del sistema CO₂ para la extinción de incendios en las caseta de la turbina y la caseta del generador, arranque de la bomba sumergible de separación de aguas residuales); así como también se ubican los calentadores de espacios de algunos motores de los CCM, calentadores de espacio de los fusibles seccionadores, el cual es la protección principal del transformador asociado a servicios auxiliares; al igual que los calentadores de espacio de las bombas de inyección de agua desmineralizada además se encuentra el cargador de batería del generador de respaldo “Blackstart”.

Tabla N° 3.6: Cargas de Control y Protección de las Unidades [18]

Nombre del Panel	Descripción	Total Vatios		
		A	B	C
<i>Power Distribution Panel (PDP1)</i>	Edificio Eléctrico N°1	7660	10200	6800
<i>Power Distribution Panel (PDP2)</i>	Edificio Eléctrico N°2	7660	10200	6800
<i>Power Distribution Panel (PDP3)</i>	Edificio de la Planta de Tratamiento de Agua	2436	936	936
	Potencia Máxima Conectada (W)	17756	21336	14536

3.2.8 Cargas auxiliares en el Generador

En la tabla siguiente (N°12), se indicó la demanda de los paneles HPP (*Heat Power Panel*), en el cual se encuentran los diferentes calentadores de espacios asociados a los accionamientos mecánicos dentro de la cabina del generador, ya sea el motor de la bomba de aceite lubricante, motor del ventilador del eliminador de niebla del aceite lubricante, al igual que para los cubículos de línea y neutro. Además también se encuentran, el monitor de falla a tierra del rotor del generador, panel de control y protección del generador (GCPP), iluminación y tomacorrientes dentro de la cabina del generador; cada panel hace referencia a cada unidad turbogeneradora, por ejemplo el HPP1 hace referencia a la unidad 100 y así sucesivamente.

Tabla N° 3.7: Cargas en el Generador [18]

Nombre del Panel	Descripción	Total Vatios		
		A	B	C
<i>Heater Power Panel (HPP1)</i>	Edificio Eléctrico N°1	1653		1653
<i>Heater Power Panel (HPP2)</i>	Edificio Eléctrico N°1	1653		1653
<i>Heater Power Panel (HPP3)</i>	Edificio Eléctrico N°2	1653		1653
<i>Heater Power Panel (HPP4)</i>	Edificio Eléctrico N°2	1653		1653
	Potencia Máxima Conectada (W)	6612		6612

De esta manera se sumaron todas las cargas para contabilizar toda la demanda máxima a conectar de los servicios auxiliares; pero se tiene que acotar que obviamente no es la potencia que está continuamente cargada al sistema, debido a que en todo sistema, ya sea motores, bombas, iluminación, extractores, calentadores de espacio, entre otros, o todos los procesos

que intervienen en la gesta de estos servicios no están constantemente en funcionamiento; sino como es lo normal o real, trabajan por un tiempo establecido, ya sea alternándose entre sí o cuando se amerite su funcionamiento.

Tabla N° 3.8: Carga Total de Servicios Auxiliares [18]

Tipo de Carga	Potencia Máxima a Conectar (kW)
Accionamiento Mecánico (CCM)	869,41
Tablero Principal de Iluminación (LPD)	158,02
Paneles de Control y Protección (PDP1-PDP3)	64,73
Acondicionamiento de Espacios (HVAC)(PDP4-PDP6)	63,48
Cargas en el Generador (HPP)	28,43
Calentadores de Gas Combustible	552
Motor de la Bomba de Aceite Hidráulico	585
Carga Total Conectada (kW)	2321,07

Como se dijo en el capítulo 2 para la realización del balance de energía con la demanda lo más exacta posible se elaborará un análisis de cargas en un formato específico en Microsoft Excel, dichos formatos se encontrarán plasmados en el apartado de los anexos para una mejor visualización y entendimiento.

3.3 EVALUAR LOS COSTOS DE MANTENIMIENTO Y DE OPERACIÓN CON SUS RESPECTIVOS ÍNDICES A LA PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EL FURRIAL

3.3.1 Costos de Operación

A continuación se mostrara el consumo diario para el mes de enero de gas natural en la PGEF, así como una gráfica representativa del consumo con la producción de MW vs Tiempo.

Tabla N° 3.9: Promedios diarios de Consumo de Gas de la PGEF [21]

PROMEDIOS DIARIOS (MW-CONSUMO DE GAS)		
ENERO/2017		
Fecha	MW	MMPCSD
1	129,8	25,61
2	130,0	25,75
3	129,3	25,77
4	129,6	25,48
5	129,8	25,55
6	130,0	25,47

Fecha	MW	MMPCSD
7	130,0	25,45
8	130,0	25,60
9	130,0	25,61
10	129,1	25,69
11	129,3	25,66
12	129,4	25,52
13	129,3	25,47
14	129,3	25,43
15	129,2	25,47
16	119,2	23,53
17	90,0	17,36
18	89,9	17,33
19	90,0	17,52
20	116,4	21,57
21	130,0	22,93
22	130,8	25,36
23	126,7	24,98
24	122,6	21,98
25	119,8	24,27
26	93,2	18,17
27	130,0	25,76
28	130,0	25,61
29	130,0	25,81
30	130,0	25,59
31	130,0	25,46

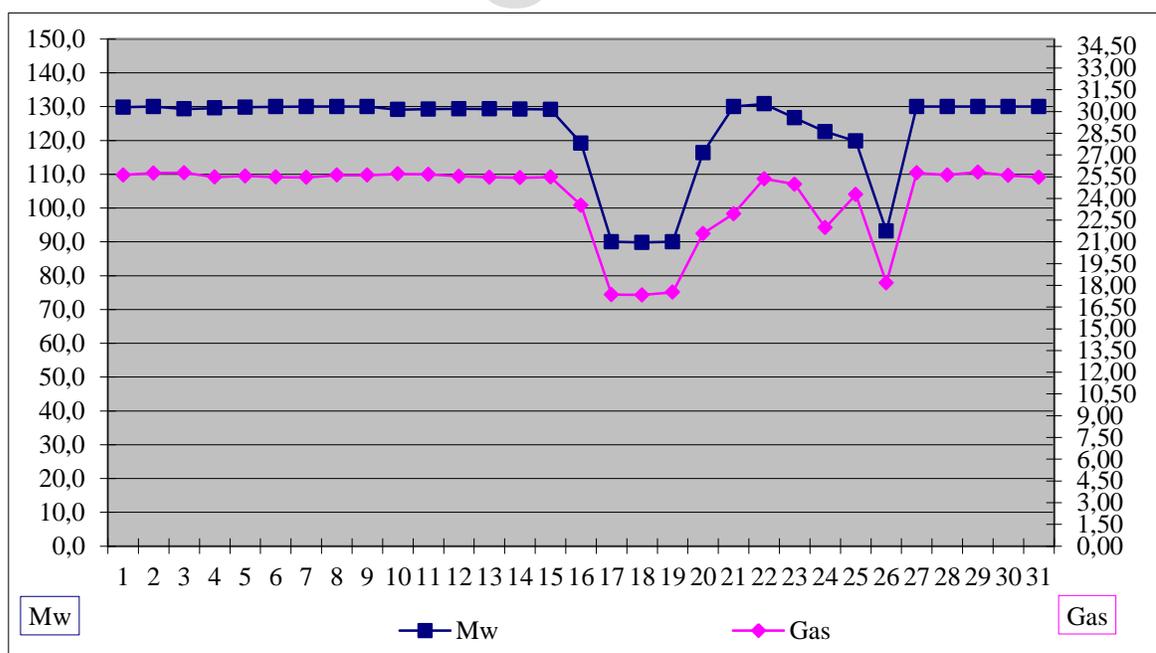


Gráfico N° 3.1: Consumo de Gas diarios con la Producción de MW [21]

Inicialmente se calculó el poder calorífico del Gas Natural para una más cercana conversión de MMBtu a MMPCD, se utilizaron los datos de la tabla 2.1, de la densidad de cada componente antes expuestos y la ecuación 2.12; el resultado obtenido fue el siguiente:

$$\text{Poder Calorífico del Gas ACCRO} \cong 1034 \text{ Btu/Pie Cúbico}$$

Luego de realizado del cálculo anterior, se procedió al cálculo de los costos por el consumo de gas mensual para una tasa de gas de consumo promedio de las unidades turbogeneradoras. Para estos respectivos cálculos se utilizaron los datos contenidos en las tablas N° 2.2 y N° 3.9 junto con la ecuación N° 2.11; estos resultados se señalan en la tabla siguiente:

Tabla N° 3.10: Costos de Combustible de la PGEF

Costos de Combustible			
Mes	Consumo Promedio (MMPCD)	Consumo Promedio (MMBTU)	Costos (\$)
Enero	23,3	24092,20	2.464.632,06
Febrero	19,51	20173,34	1.609.832,53
Marzo	14	14476	1.292.417,28
Abril	19,70	20369,80	1.894.391,40
Mayo	21,20	21920,80	2.140.566,12
Junio	22,20	22954,80	2.052.159,00
		Total	11.453.998,39

Con los costos reflejados en la tabla N° 3.10, se obtuvo el costo asociado al primer semestre de la demanda de gas natural, el cual es el siguiente: 11.453.998,39 \$ o al equivalente en Bolívares para ello se utiliza el tipo de cambio denominado DIPRO (Cambio de Divisas Protegidas), el cual es dirigido a bienes y servicios y remesas definidas como prioritarias, que ronda los 10 Bolívares por Dólar, por lo tanto el equivalente es de 114.539.983,90 Bolívares.

Ya con los costos de combustible desglosados, lo próximo era proceder al cálculo de los costos de pago de personal, logística que incluyen transporte, comida, etc.; Por lo tanto a continuación se realizó el estimado de estos respectivos costos:

Con las tabulaciones emitidas por el CIV, el estimado de costos por pago de personal en la PGEF es de aproximadamente ochenta millones de Bolívares (80.000.000 Bs). Junto con los

gastos que corresponden a los servicios de logística (Transporte, Comida Operacional, etc.), que en comparación de los anteriores son más elevados, aproximadamente resulta en costos devengados por alrededor de Ochocientos Millones de Bolívars (800.000.000 Bs) para el primer Semestre del año en curso.

3.3.2 Indicadores de Operación

Luego de obtener los costos asociados a la Operación de la Planta, lo siguiente en realizar fue el estudio de la gestión de equipos referente a sus fallas recurrentes, disponibilidad, tiempo de fallas, etc.; es una medida que permite la herramienta de visualización para así encontrar el equipo que necesite mayor atención para ejecución de mantenimientos o reparaciones, para así se pueda minimizar sus costos asociados. A continuación se presentaron unas respectivas tablas que contienen todas las variables para el cálculo de los indicadores de gestión de equipos y de operación para cada unidad turbogeneradora:

Tabla N° 3.11: Variables de indicadores de operación de la Unidad-100

Variables de Operación						
Unidad-100	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Horas de Periodo	744	672	744	720	744	720
Horas de Servicio	652,35	663,7	744	702,93	737,97	715,63
Horas de Salidas Planeadas	86,12	0	0	0	0	0
Horas de Salidas Forzadas	5,53	8,3	0	3,55	6,03	0
Horas de Salida por Mantenimientos	0	0	0	13,52	0	4,37
Cantidad de Fallas	1	1	0	1	2	0
Horas totales de Fuera de Servicio por Fallas	5,53	8,3	0	3,55	6,03	0

Tabla N° 3.12: Variables de indicadores de operación de la Unidad-300

Variables de Operación						
Unidad-300	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Horas de Periodo	744	672	744	720	744	720
Horas de Servicio	744	286,81	711,65	656,57	644,37	664,01
Horas de Salidas Planeadas	0	77,77	0	0	0	0
Horas de Salidas Forzadas	0	307,42	23,13	57,40	99,63	37,67
Horas de Salida por Mantenimientos	0	0	9,22	6,03	0	18,32
Cantidad de Fallas	0	3	8	12	5	3
Horas totales de Fuera de Servicio por Fallas	0	8,3	23,13	57,40	99,63	37,67

Tabla N° 3.13: Variables de indicadores de operación de la Unidad-400

Variables de Operación						
Unidad-400	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Horas de Periodo	744	672	744	720	744	720
Horas de Servicio	716,33	619,60	639,90	676,75	734,28	706,92
Horas de Salidas Planeadas	27,67	0	0	0	0	0
Horas de Salidas Forzadas	0	52,40	104,10	38,50	9,72	13,08
Horas de Salida por Mantenimientos	0	0	9,22	4,75	0	0
Cantidad de Fallas	0	4	9	6	3	6
Horas totales de Fuera de Servicio por Fallas	0	52,40	104,10	38,50	9,72	13,08

Ya con la obtención de las variables de los indicadores de operación para cada unidad, con la conjetura de que la unidad-200 se encuentra fuera de servicio para el momento de la elaboración de esta investigación; por lo tanto a continuación con las ecuaciones que parten desde la N° 2.13 hasta la N° 2.21 junto con los datos mostrados en las tablas N° 3.11, N° 3.12 y N° 3.13, se procedió al cálculo de los indicadores de operación para cada unidad, estos respectivos cálculos fueron mostrados en las siguientes tablas para mejor visualización.

Tabla N° 3.14: Indicadores de Operación de la Unidad-100

Unidad-100						
Periodo	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
TMEF (Hr)	738,47	663,70		716,45	368,99	
TMPR (Hr)	5,53	8,30		3,55	3,02	
TMPF (Hr)	652,35	663,70		702,93	369,99	
AF (%)	87,68	98,76	100	97,63	99,19	99,39
UF (%)	12,32	1,23	0	2,37	0,81	0,61
POF (%)	3,72	0	0	0	0	0
FOF (%)	0,74	0	0	0,49	0,81	0
MOF (%)	0	0	0	1,88	0	0,61

Tabla N° 3.15: Indicadores de Operación de la Unidad-300

Unidad-300						
Periodo	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
TMEF (Hr)		121,53	90,11	55,22	128,88	227,44
TMPR (Hr)		102,47	2,89	4,78	19,93	12,56
TMPF (Hr)		95,60	88,96	54,71	128,88	221,34
AF (%)	100	42,68	95,65	91,19	86,61	92,22
UF (%)	0	57,32	4,35	8,81	13,39	7,78
POF (%)	0	11,57	0	0	0	0
FOF (%)	0	45,75	3,11	7,97	13,39	5,23
MOF (%)	0	0	1,24	0,84	0	2,54

Tabla N° 3.16: Indicadores de Operación de la Unidad-400

Unidad-400						
Periodo	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
TMEF (Hr)		154,90	71,10	117,82	244,76	117,82
TMPR (Hr)		13,10	11,57	2,18	3,24	2,18
TMPF (Hr)		154,90	71,10	117,82	244,76	117,82
AF (%)	96,28	92,20	86	93,99	98,69	98,18
UF (%)	3,72	7,80	15,23	6,01	1,31	1,82
POF (%)	0	0	0	0	0	0
FOF (%)	0	7,80	14	5,35	1,31	1,82
MOF (%)	0	0	1,23	0,66	0	0

Tabla N° 3.17: Datos de Estadísticas de Fallas [2]

Sistemas		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Sistemas de Control	No. De Fallas	1		4	6		
	Horas	5,53		66	24,97		
Protecciones	No. De Fallas						
	Horas						
Sistema de Combustible	No. De Fallas		3	10	11		4
	Horas		323,02	55,35	46,11		7,35
Sistema de Lubricación	No. De Fallas						
	Horas						
Sistemas de Enfriamiento	No. De Fallas						
	Horas						
Sistemas Mecánicos	No. De Fallas		2	1	1		1
	Horas		14,60	7,15	20,65		20,02
Sistemas Eléctricos	No. De Fallas				1	1	
	Horas				7,72	73,38	
Instrumentación	No. De Fallas						
	Horas						
Comunicaciones	No. De Fallas		3	2		1	4
	Horas		30,50	29,53		17,62	23,38
Sistemas Auxiliares	No. De Fallas					3	
	Horas					7,47	
Externas	No. De Fallas					3	
	Horas					16,92	
Total	No. De Fallas	1	8	17	19	8	9
	Horas	5,53	368,12	158,03	99,45	115,39	50,75

3.3.3 Costos de Mantenimiento

Dentro de la gestión de planificación de la Planta Eléctrica El Furrial se maneja un plan de mantenimiento preventivo de las unidades turbogeneradoras a las 4000, 8000 y 12000 Horas, el cual para el primer semestre del año en curso se tendría proyectados mantenimientos preventivos a la Unidad-100 (4000 Horas), Unidad-300 (4000 Horas), Unidad-400 (8000 Horas), De estos 3 mantenimientos preventivos programados sólo se lograron ejecutar los previstos a la Unidad 100, 300, el faltante no se pudo ejecutar debido a falta de disponibilidad de los recursos necesarios para su realización (herramientas, personal, materiales, consumibles).

Por lo tanto se debieron hallar los costos generados por cada mantenimiento en todas sus partes (mano de obra, repuestos, materiales y consumibles), para así se pueda haber procedido a la totalización de estos costos junto con los de operación. Con respecto a cada mantenimiento realizado es necesario el conocimiento de todas las actividades ejecutadas, junto con las horas-hombre de la cuadrilla dispuesta para su ejecución, y así se pueda saber cuánto es el costo por cada actividad y de allí su unificación para la obtención del costo total por mantenimiento.

La Planta de Generación Eléctrica El Furrial realiza los informes respectivos para cada mantenimiento realizado, en el informe se refleja cada actividad realizada y las horas-hombre que se necesitaron para su ejecución, por lo tanto se tomaron estos informes como fuente de información para iniciar los cálculos de sus costos. Cada una de estas actividades se debe relacionar a partidas de pago que son suministradas directamente por la gerencia de ingeniería y proyectos (estimación de costos); o por empresas filiales a PDVSA que son contratadas para la ejecución de estos mantenimientos, por lo tanto ya con estos datos se pudieron realizar los cálculos respectivos para estos mantenimientos asociados a la PGEF. Por consiguiente a continuación para ser más precisos y se pueda visualizar mejor, se reflejaron todas las actividades realizadas en cada mantenimiento en tablas:

❖ **Mantenimiento de las 4000 Horas (Unidad 100):**

Tabla N° 3.18: Actividades Ejecutadas en el Mantenimiento Preventivo de la Unidad-100 (4000 Horas)

Mantenimiento Preventivo Unidad-100 (4000 Horas)			
Ítem	Actividad Requerida de Mantenimiento	Recursos	
		Personal	Duración (Horas)
1	Limpieza de la Excitatriz con Solvente Dieléctrico	1 Electricista, 1 Mecánico	16
2	Inspección Boroscópica de Compresor y Turbina	1 Mecánico, 1 Ayudante, 1 Instrumentista	8
3	Inspección de caseta de filtros de turbina filtros primarios	2 Mecánicos	1
4	Ajuste de borneras en cajas de conexión y tableros	1 Electricista, 1 Instrumentista	5
5	Limpieza de Rotámetros y tanque del sistema de evaporador	2 Instrumentistas, 1 Ayudante	6
6	Desmontaje de elementos filtrantes de deshumificador de aceite de generador	1 Mecánico, 1 Ayudante	8
7	Limpieza de enfriador de aire de aceite de lubricación de generador	2 Mecánicos	4
8	Limpieza de Paneles y Gabinetes (PCS, ECS, BOP N° 3, MCCI, GCPPI)	1 Electricista, 1 Instrumentista	5
9	Drenaje, Limpieza de Tanque de Expansión de Enfriador N° 1	3 Mecánicos	5
10	Limpieza / Inspección de detectores de partículas metálicas	2 Mecánicos	3
11	Desmontaje de Conjunto Bomba-Motor N° 1 y N° 2 de Sistema de Agua Desmineralizada de la TGF-1 y TGF-2 para reemplazo	2 Mecánicos	3
12	Verificación de Parámetros Eléctricos de Motores. (Megado a todos los motores)	2 Electricistas	8
13	Ajuste de Sensor de Vibración en NDE del Generador por Fuga de Aceite	1 Instrumentista, 1 Mecánico	8
14	Limpieza/Pruebas de Sensor de Falla a Tierra de Rotor	2 Electricistas, 2 Mecánicos	3
15	Limpieza de Elementos filtrantes compacto y tipo bolsa de aire de generador	1 Mecánico, 1 Ayudante	16
16	Ajuste de Conexiones de Tablero de Calentador de Gas Combustible	2 Electricistas	4
17	Inspección y reemplazo de correas de ventiladores extractores de aire de turbina	2 Mecánicos	3
18	Limpieza de Línea de Barrido de Bomba Lubricación de Turbina	1 Mecánico, 1 Ayudante	4
19	Limpieza y Mantenimiento de Banco de Baterías 24 VDC y 125 VDC Edif. 1	1 Electricista, 1 Ayudante	2
20	Inspección/Mantenimiento de Extractores de Switchgear N° 1	1 Electricista, 1 Ayudante	3

Mantenimiento Preventivo Unidad-100 (4000 Horas)			
Ítem	Actividad Requerida de Mantenimiento	Recursos	
		Personal	Duración (Horas)
21	Reemplazo de Ciego Mecánico Tubería de Sistema de Lubricación	2 Mecánicos	2
22	Verificación de Parámetros Eléctricos de Motores	2 Electricistas	3
23	Verificación de Funcionamiento de Calentadores	2 Electricistas	3
24	Limpieza de Panel de Caseta de Filtros de la Turbina	2 Mecánicos	1
25	Verificación de fugas de Aceite y Ajuste de Conexiones Mecánicas	2 Mecánicos	2
26	Verificación de Funcionamiento de Banco de Baterías de UPS Edificio N° 1	2 Electricistas	0.5
27	Pruebas Funcionales de Switch de Vibración de Fin-Fan Cooler N° 1	1 Instrumentista, 1 Mecánico	1.5
28	Inspección/Reemplazo de Escobillas de Generador	2 Electricistas	1
29	Inspección de Caseta de Filtros de Sistema de Evaporación (Tipo Colmena)	2 Mecánicos	2
30	Drenaje, Limpieza y Llenado de Tanque de Aceite de Lubricación	2 Mecánicos	4
31	Drenaje, Limpieza y Llenado de Tanque de Aceite de Sistema Hidráulico	2 Mecánicos	4
32	Reemplazo de Fusibles en Tablero de Calentador de Gas Combustible	2 Electricistas	8
33	Pruebas Funcionales de Solenoides de Válvulas de Descarga (“Bleed Valve”)	2 Mecánicos, 1 Instrumentista	2
34	Conexión Eléctrica y Mecánica de Motores de Agua Desmineralizada N° 2 y N°3.	2 Mecánicos, 2 Electricistas	3
35	Cambio de Alimentación de Switch de Comunicación TGF-1 (Mejora)	2 Instrumentistas, 1 Ayudante	2
36	Inspección de relés en tablero GCPP	2 Electricistas	3
37	Inspección y reemplazo de luminarias dañadas	2 Electricistas	3
38	Limpieza de Carcasa de Generador y Turbina	2 Mecánicos	2
39	Drenaje de Líneas de Sistema Hidráulico	2 Mecánicos	2
40	Completación de Nivel de Aceite de Sistema Hidráulico de Turbina	2 Mecánicos	5

Mantenimiento Preventivo Unidad-100 (4000 Horas)			
Ítem	Actividad Requerida de Mantenimiento	Recursos	
		Personal	Duración (Horas)
41	Ajuste de Conexión de Manómetros en Enfriador N° 1	2 Instrumentistas, 1 Ayudante	2

❖ **Mantenimiento de las 4000 Horas (Unidad 300):**

Tabla N° 3.12: Actividades Ejecutadas en el Mantenimiento Preventivo de la Unidad-300 (4000 Horas)

Mantenimiento Preventivo Unidad-300 (4000 Horas)			
Ítem	Actividad Requerida de Mantenimiento	Recursos	
		Personal	Duración (Horas)
1	Lavado de Compresor Axial	2 Operadores, 1 Mecánico	2
2	Limpieza de la excitatriz con Solvente Dieléctrico	1 Electricista, 1 Mecánico	16
3	Limpieza de Paneles y Gabinetes (PCS, ECS, BOP N° 3, MCCI, GCPPI)	1 Electricista, 1 Instrumentista	5
4	Ajuste de borneras en cajas de conexión y tableros	1 Electricista, 1 Instrumentista	5
5	Limpieza / Inspección de detectores de partículas metálicas	2 Mecánicos	3
6	Verificación de Gabinete GCPP (contactor, varistor, relés)	2 Electricistas	3
7	Limpieza de enfriador de aire de aceite de lubricación de generador	2 Mecánicos	4
8	Desmontaje/Limpieza de Filtros tipo bolsa y compacto de generador	1 Mecánico, 1 Ayudante	16
9	Drenaje, Limpieza de Tanque de Expansión de Enfriador N° 1	3 Mecánicos	5
10	Verificación de fugas de Aceite y Ajuste de Conexiones Mecánicas	2 Mecánicos	2
11	Ajustes de conexiones eléctricas y conduits roscados	2 Electricistas	2
2	Reparación de conduits alta temperatura averiados	2 Electricistas	2
13	Limpieza de enfriador de aire de aceite de lubricación de generador	2 Mecánicos	4
14	Limpieza/Pruebas de Sensor de Falla a Tierra de Rotor	2 Electricistas, 2 Mecánicos	3
15	Reparación de RTD de cámara de cojinetes de generador	1 Instrumentista, 1 Mecánico	8

Mantenimiento Preventivo Unidad-300 (4000 Horas)			
Ítem	Actividad Requerida de Mantenimiento	Recursos	
		Personal	Duración (Horas)
16	Instalación de abrazaderas de termocuplas de T30	2 Mecánicos	6
17	Reemplazo de conductores, fusibles y contactores y ajustes de conexiones en Tablero Calentador de Gas Combustible	2 Electricistas	12
18	Inspección Boroscópica de compresor, turbina y cámara de combustión	1 Mecánico, 1 Ayudante, 1 Instrumentista	8
19	Verificación de funcionamiento de interruptor de nivel enfriador N° 2	1 Instrumentista, 1 Ayudante	2
20	Verificación de alineación ventilador-motor en extractores de turbina	2 Mecánicos	3
21	Verificación de funcionamiento de módulo de solenoides de válvulas de sangrado de compresor	1 Instrumentista, 1 Mecánico	2
22	Lubricación de rodamientos de motores	2 Mecánicos	3
23	Mantenimiento de LVDT de gatos hidráulicos de LPBOV	2 Mecánicos	2
24	Inspección de topes de gatos hidráulicos de LPBOV	2 Mecánicos	8
25	Drenaje e inspección de tanque separador de aguas aceitosas	1 Mecánico, 1 Ayudante	4
26	Verificación de funcionamiento de calentadores de espacios y tanques	2 Electricistas	3
27	Verificación de funcionamiento de extractores de tableros	1 Electricista, 1 Ayudante	2
28	Medición de parámetros eléctricos y densidad de baterías 24 VDC y 125 VDC	2 Electricistas	2
29	Verificación de luminarias dañadas	1 Electricista, 1 Ayudante	1
30	Reemplazo de transmisor de presión diferencial de sistema lubricación	2 Instrumentistas, 1 Ayudante	8
31	Medición de parámetros eléctricos de motores. (Megado y Corrientes de Arranque)	2 Electricistas	11
32	Verificación y reparación de sensor de falla a tierra de rotor	2 Electricistas	8
33	Ajuste de conexiones mecánicas y fugas de aceite	2 Mecánicos	2
34	Limpieza de carcasa de turbina y generador	1 Mecánico, 1 Ayudante	2
35	Limpieza de Rotámetros de sistema de enfriamiento por evaporación	2 Instrumentistas, 1 Ayudante	2
36	Inspección/Reemplazo de empacaduras de sistema de gas combustible	2 Mecánicos	4
37	Reemplazo de contactor K190 de Gabinete GCPP	2 Electricistas	5
38	Completación de Niveles de Aceites Lubricantes de Turbina	2 Mecánicos	2
39	Ajuste de Control de Arrancador Hidráulico	1 Instrumentista, 1 Ayudante	2

Mantenimiento Preventivo Unidad-300 (4000 Horas)			
Ítem	Actividad Requerida de Mantenimiento	Recursos	
		Personal	Duración (Horas)
40	Desmontaje, Limpieza y Pruebas de Bomba de Succión de Sumidero de Aguas Aceitosas	2 Mecánicos	12
41	Reparación de Contactador K190 reemplazado	1 Electricista, 1 Ayudante	3

Ya con el conocimiento previo de las actividades realizadas por cada mantenimiento preventivo, el objetivo es haber realizado un estimado de los costos por cada mantenimiento, con las partidas de pago suministradas por la gerencia de estimación de costos de PDVSA, de ello se obtuvieron los siguientes estimados por cada mantenimiento:

❖ Mantenimiento Preventivo U-100 (4000 Horas): 31.982.387,50 Bolívares con un total de aproximadamente 171 Horas-Hombre invertidas, junto con el pago correspondiente a repuestos nacionales e internacionales (696.000 Bolívares y 0,28 MM \$).

❖ Mantenimiento Preventivo U-300 (4000 Horas): 25.008.667,45 Bolívares con un total de aproximadamente 187 Horas-Hombre invertidas, junto con el pago correspondiente a repuestos nacionales e internacionales (696.000 Bolívares y 0,28 MM \$).

A estos costos se le debe agregar los asociados a logística que es de aproximadamente 10.000.000 Bs por Mantenimiento ejecutado; por lo tanto la suma total de los costos de ejecución de estos mantenimientos arrojó un valor de aproximadamente: treinta y nueve millones ciento catorce mil seiscientos treinta y dos bolívares con treinta y siete céntimos (73.983.054,95) Bolívares.

Además de los costos de los mantenimiento ejecutados se debió conocer los costos por capacitación, destacando que todas las acciones de formación del semestre en curso se han dictado en el Centro de Formación Socialista Argimiro Gabaldón (CEFOSAG), y no por empresas u organismos exteriores, por ello las acciones de formación no son de costos elevados y circundan entre 28.750 a 45.000 Bolívares, por ende junto con los datos de la tabla Nº 2.7, se realizó un estimado de los costos por capacitación que son de aproximadamente 1.000.000 Bolívares.

3.3.4 Indicadores de Mantenimiento

Ya con el conocimiento previo de los costos de mantenimiento lo siguiente que se realizó fue el cálculo de los índices de mantenimiento con las ecuaciones 2.20 hasta la 2.24 y serán mostrados en la tabla siguiente:

Tabla N° 3.20: Indicadores de Mantenimiento

Indicadores de Mantenimiento		
Unidad	%	Bs/MW
CMRP	X	739830,55
CTET	0,02	X
CCMN	747,00%	X
TBMP	20	X
TBMC	80	X

3.3.5 Costos Totales

Ya con la obtención de los costos de operación y de mantenimiento se procedió a calcular y evaluar la razón beneficio-costos, con ello se pudo conocer la rentabilidad de la Planta Eléctrica, pero antes de ello se han totalizado los costos con las ecuaciones 2.7, 2.8 y 2.9, de la siguiente manera:

$$C_{\text{FIJOS}} = 914.539.983,90 \text{ Bs semestre}$$

$$C_{\text{VAR}} = 75.983.054,95 \text{ Bs semestre}$$

$$C_{\text{TOT}} = 990.523.038,90 \text{ Bs semestre}$$

Tabla N°3.21: Costos Totales de la PGEF

Costos Generados en la PGEF	
Acciones	Bs/Semestre
Combustible	114.539.983,90
Pago de Personal y Logística	800.000.000
Costos de Operación	914.539.983,90
Capacitación de Personal	2.000.000,00
Mantenimientos Programados	73.983.054,95
Costos de Mantenimiento	75.983.054,95
Total	990.523.038,90

3.4 EVALUAR LA RAZÓN BENEFICIO-COSTO (B/C) DE LA PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EL FURRIAL

Para haber determinado la razón beneficio-costos (B/C) de la PGEF, se hallaron las variables que componen dicha razón, anteriormente se realizaron los cálculos respectivos para el hallazgo de los costos totalizados de la planta, por ende, quedó por realizar los cálculos de los beneficios consecuentes de mantener la Planta en operación.

Para evaluar la razón de beneficio-costos, se procedió a la realización del cálculo del beneficio generado por los MWh generados por la planta a una tarifa eléctrica establecida por Corpoelec que es de aproximadamente 3,1 Centavos de Dólar por kWh; por lo tanto por cada MWh generado se obtiene una ganancia de 31 \$/MWh, además junto con los datos obtenidos por los reportes diarios de consumo de gas (Anexos C), se puede visualizar la energía Generada Diariamente, por consiguiente a continuación se procedió al cálculo con la ecuación 2.27:

Tabla N° 3.22: Beneficio por Energía Eléctrica Generada en la PGEF

Mes	Cantidad Promedio Diaria (MW)	Ingreso (\$)
Enero	123,31	2.844.021,84
Febrero	95,99	1.999.663,68
Marzo	73,33	1.691.283,12
Abril	103,86	2.318.155,20
Mayo	112,18	2.587.319,52
Junio	117,35	2.619.252
		14.059.695,36

Utilizando la Tasa de Conversión DIPRO (1 \$ = 10 Bs)

$$\text{Ingreso por Energía Producida} = 140.596.953,60 \text{ Bs}$$

Seguidamente se procedió con el cálculo del beneficio con la producción asociada de barriles de petróleo con la ecuación 2.26 y los datos contenidos en las tablas 2.8 y 3.22:

Tabla N° 3: Beneficio asociado a la Producción de Barriles de Petróleo

Ganancias asociadas a la Producción de Barriles de Petróleo						
Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
Beneficio (\$)	419.616.000	311.606.400	243.655.350	345.146.400	368.706.870	356.445.900
	Total (\$)		2.045.176.920			

Ya con el valor en dólares lo siguiente es multiplicarlo por la tasa de conversión DIPRO, por lo tanto da como resultado lo siguiente:

$$\text{Ganancias asoc. a la producción de Petróleo} = 20.451.769.200 \text{ Bs}$$

Por lo tanto el beneficio total es la suma por ingreso de energía producida y por el ingreso asociado a la producción de barriles de petróleo, por consiguiente el total es el siguiente:

$$\text{Beneficio Total} = 20.592.366.153,60 \text{ Bs}$$

Utilizando la ecuación 2.25, se obtuvo la siguiente razón beneficio-costo:

$$\frac{B}{C} = 20,78 > 1$$

Ahora utilizando la tasa de cambio DICOM, se realizó el cálculo de la razón beneficio-costo y resultó en lo siguiente:

$$\frac{B}{C} = 2635,35 > 1$$

En la tabla siguiente se pudo visualizar mejor la diferencia que existe entre la evaluación de la razón beneficio-costo con respecto a diferentes tasas de cambio.

Tabla 3.24 Evaluación de la Razón Beneficio-Costo con diferentes tasas de cambio

Comparación de Tasas de Cambio			
Tasas de Cambio	Beneficio (Bs)	Costo (Bs)	Razón Beneficio-Costo
DIPRO	20.592.366.153,60	990.523.038,90	20,78
DICOM	2.610.374.891.000	990.523.038,90	2635,35

Sumario: en el capítulo a culminar se desarrolló cada objetivo propuesto, con todas las características, variables y normas estudiadas en el capítulo anterior. Se obtuvieron los costos asociados a la Operación y al Mantenimiento así como los beneficios asociados de la Planta de Generación Eléctrica El Furrial; luego de esto se procedió al cálculo de la razón de beneficio-costo para así tener el conocimiento de si la Planta obtiene o no una rentabilidad. Además de esto se estudiaron los elementos de medición que se encuentran asociados a la medición de parámetros de interés de la Planta.

CAPÍTULO 4

PROPUESTAS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se desarrolla las propuestas de alternativas para mejorar la gestión eficaz de la planta, así como también el análisis de los resultados de cada uno de los objetivos ejecutados para el análisis técnico-económico a la PGEF.

4.1 ALTERNATIVAS PARA LA REDUCCIÓN DE LA ENERGÍA CONSUMIDA EN LOS SERVICIOS AUXILIARES DE LA PGEF

Es adecuado que se haya realizado un enfoque en donde exista conservación o reducción de las demandas; así el control de la energía representa la reducción en el uso total de kWh o a veces kVA, el control de la energía se realiza con mayor frecuencia mediante la metodología de control de la demanda; Sin embargo, la reducción automática de la carga, la reducción del nivel de iluminación, el control del tiempo de los aparatos o equipos que consumen energía y el control interactivo de los parámetros que definen la tasa de gasto (un termostato como ejemplo simple) son los enfoques más comunes para el control de la energía.

La aplicación de los conceptos de gestión de la carga requiere una comprensión de las tarifas de servicios públicos, auditoría y medición, así como un conocimiento básico del proceso y la carga que se controla. Inicialmente se debe auditar y medir el sistema y luego determinar cuál de las cargas eléctricas puede reducirse. Con este conocimiento, el programa de gestión de carga puede comenzar, y con ello existen diversas técnicas de control de demanda. El principio fundamental del control de la demanda es bastante simple, es necesario determinar en qué momento del día y en qué días los picos se producen y luego determinar qué cargas se encuentran en uso en ese momento.

A continuación, se determinó la magnitud de las cargas y así haber tomado decisiones en cuanto a qué operaciones pueden ser reducidas o aplazadas para reducir el pico de

demanda. Por consiguiente se realizó enfoques para el control de energía, a prácticamente a las cargas deferibles, los cuales son cargas en donde se pueden desenergizar sin sacrificar la calidad o cantidad de la producción y los servicios básicos. Con ello inicialmente se estudió el sistema de iluminación, para analizar cómo se puede reducir la demanda generada por estas cargas conectadas.

4.1.1 Alternativas para el Sistema de Iluminación

El Sistema de Iluminación en las diferentes dependencias de la PGEF, son luminarias Fluorescentes (Iluminación Interna) y Metal Halide (áreas abiertas y externas), las cuales son luminarias muy eficientes. Pero como se busca aumentar la eficiencia energética, es indispensable encontrar un sistema que consuma menos potencia con la misma o mayor intensidad de iluminación.

El sistema de iluminación interna se compone de las siguientes luminarias:

- ❖ Luminaria Fluorescente tubular 2'x2', T8 (2x17 W), 2', 120 V, Hubbell.
- ❖ Luminaria Fluorescentes Tubular 2'x4', T8 (3x32 W), 4', 120 V, Hubbell.
- ❖ Luminaria Fluorescente Tubular 2'x4' T8 (4x32 W), 4', 120V, Hubbell.
- ❖ Luminaria Fluorescente Industrial Tubular 1'x4', T8 (2x32 W), 4', 120 V, Hubbell.
- ❖ Luminaria Fluorescente Industrial Tubular 1'x4', T8 (3x32 W), 4', 120 V, Hubbell.

Mientras que el sistema de iluminación externa se compone de la siguiente manera:

- ❖ Luminaria Perimetral de 100 W Metal Halide, con Balastro Multi-Voltaje y con fotocelda incluida, 120 V, Hubbell.
- ❖ Luminaria de montaje colgante de 100 W Metal Halide, Balastro Multi-Voltaje, 120 V, Hubbell.
- ❖ Luminaria de Carretera, montaje en poste (Látigo), 400 W Metal Halide, Balastro de 480 V, Lithonia.

Un sistema de mayor rendimiento con respecto al de las lámparas fluorescentes y Metal Halide, es el de tecnología LED, el objetivo es que solo se sustituya la lámpara o bombillo mas no la luminaria completa, por ello se busca lámparas que sean compatibles con las que se encuentran actualmente instaladas para incurrir en menos gastos. Una de las empresas que

manufactura esta tecnología es la OSRAM, la cual será tomada para el estudio de luminarias internas. En su catálogo 2016 en tecnología LED [20], se encuentra la sección *LED Substitute*, en donde se encuentran las luminarias tubulares LED de alto desempeño que son idóneas para el reemplazo de lámparas fluorescentes de 17W T8, 32W T8 y 75W T12 con grandes ahorros de energía. Cuenta con la opción de fuente de alimentación integrada y con opción de driver externo para un mayor desempeño, mayor flujo luminoso y mayor tiempo de vida. Su exclusivo diseño combina características ópticas y mecánicas, logrando un patrón de distribución de luz que reduce la pérdida de lúmenes dentro del luminario.

Para el reemplazo de la luminaria fluorescente tubular T8 (17 W), existe el modelo LEDSUB10T8/L60/F/865/UNV/OSRAM, el cual tiene los siguientes parámetros: Potencia 10W, 120 V, Flujo Luminoso 900 (Lm), IRC>82%, Vida Promedio de 40.000 Horas, Temperatura de Color 6500 °K. A su vez para el reemplazo de la luminaria fluorescente tubular T8 (32 W), se sustituye por el modelo LEDSUB16T8/L120/F/865/UNV/OSRAM, que cuenta con los siguientes parámetros: Potencia 18 W, 120 V, Flujo Luminoso 1650 (Lm), Índice de Reproducción Cromática (IRC)>82, Vida Promedio de 40.000 Horas, Temperatura de Color 5000 °K.

Para la sustitución de las lámparas externas se inició con las lámparas perimetrales, áreas abiertas, al igual que las lámparas que se utilizan dentro del recinto del turbogenerador. La compañía Lithonia fabrica una luminaria similar a la actual exceptuando su bombillo que es de tecnología LED (en este caso el enfoque es al bombillo), todos estas luminarias se han indicado en su catálogo *Catálogo TWP LED Wall*. La lámpara LED TWP contiene LEDs avanzados con hasta 5.200 lúmenes, ofrecen una vida útil esperada de más de 20 años y eliminan frecuentes reemplazos de lámparas y balastros asociados con tecnologías tradicionales. Este sistema reemplaza lámparas de haluro metálico de 100-250W, al igual proporciona un ahorro de energía de hasta 77% frente a las luminarias comparables de haluro metálico. Se compone desde 10 a 30 LEDs, en este caso se toma la de 30 LEDs la cual tiene los siguientes parámetros: Potencia 67 W, 120 V, Flujo Luminoso 5208 (Lm), IRC>70, Temperatura de Color 5000°K.

Con respecto a las luminarias de alumbrado público de 400 W Metal Halide, se pueden sustituir por luminarias de 100 W tipo LED (se componen de 300 LEDs), estas bombillas tipo

LED, pueden sustituir con eficacia a las actuales, lo que conllevaría a un ahorro energético considerable; esta luminaria tiene normalmente como parámetros eléctricos los siguientes: Potencia 100 W, Flujo Luminoso 10500 (Lm), Vida Útil > 50000 Horas, ICR > 80, Temperatura de Color 6000°K.

Con la sustitución de todo el sistema de iluminación se calculó la variación de la demanda del sistema de iluminación de la PGEF, así se puede conocer el ahorro energético que puede resultar de ello. La demanda del sistema de iluminación antes del análisis de su sustitución es de aproximadamente 57.84 kVA, mientras que la demanda de los tableros de iluminación LDP (*Lighting Distribution Panel*) es de 158.02 kVA. Luego del análisis de los reemplazos por una tecnología más eficiente, la demanda del sistema de iluminación se reduce a 21,35 kVA, mientras que la demanda de los paneles se reduce a los 123.68 kVA. A continuación se demostró el porcentaje de reducción de la demanda:

$$\% \text{ Reduccion Demanda S.I.} = \frac{57.84 \text{ kVA} - 21.35 \text{ kVA}}{57.84 \text{ kVA}} \times 100\% \cong 63.08\%$$

$$\% \text{ Reduccion Demanda LDPs} = \frac{158.02 \text{ kVA} - 123.68 \text{ kVA}}{158.02 \text{ kVA}} \times 100\% = 21.73\%$$

Como se observó en los previos porcentajes, la demanda del sistema de iluminación decae un 63.08 %, más de dos tercios de la demanda, lo cual es una reducción bastante considerable; mientras que la demanda de los paneles LDPs decae un 21.73 %, este porcentaje es mucho menor que el anterior debido al hecho de que a estos paneles se conectan otras cargas conectadas.

4.1.2 Alternativas para el Sistema HVAC

Luego del análisis anterior que se le realizó al sistema de iluminación para reducir su demanda, posteriormente se realizó un análisis del sistema HVAC (*Heating, Ventilating and Air Aconditioning*), para visualizar que método o técnica pueda funcionar para la reducción de su demanda. Actualmente diversas empresas e industrias usan tecnología de control y monitoreo precisos, que puede supervisar el estado de los elementos que interactúan y componen el sistema HVAC.

Diversas normas hablan sobre cómo gestionar adecuadamente dicho sistema, una de ellas es [2] en su sección 4 el cual ha indicado el uso de sistemas inteligentes de aire acondicionado, del ahorro energético y de las estrategias que contribuyen a mejorar la interacción de dichos sistemas con el medioambiente. La supervisión de su consumo total y uso correcto son dos factores fundamentales para continuar por la adecuada gestión de ahorro energético, los cuales pueden llevarse a los mejores niveles mediante estas técnicas.

Con respecto al ahorro de energía, existen varias alternativas que se pueden utilizar para llegar a cumplir este objetivo, una de estas alternativas es el uso de un control de horarios, mediante implementos electrónicos (reloj, temporizadores, tarjetas lógicas, etc.); los equipos trabajaran solo cuando se requiera y se proporcionará confort. Además del control por horario, pueden emplearse otras estrategias, dependiendo del tipo de sistema de aire acondicionado, que permiten disponer de la capacidad de aire que se requiera en determinado momento; ahí es donde se producirá el ahorro importante.

Una de esas alternativas es con la medición del nivel de concentración de CO₂ o simplemente las diferencias de temperatura en los extremos del cuarto para saber si se necesita inyectar más o menos cantidad de aire para que la temperatura de ese cuarto sea más homogénea. Entonces, se requiere de un par de termostatos o, dependiendo del área a cubrir, un mayor número de termostatos que estén censando la temperatura de esa dependencia.

Otra alternativa es el uso de sensores de presencia que detectan cuando una persona se encuentra en determinado sitio, de modo que se active el aire acondicionado y opere de manera normal; en caso contrario, el sistema se ubica en modo de energía o de hibernación. Otro son los horarios de operación, en los cuales la calendarización, generalmente semanal, brinda libertades para especificar una rutina normal de oficina: que de 8 a 2 de la tarde el equipo se ponga en operación; de 2 a 3, en inactividad, es decir, que no trabaje cuando no sea necesario.

Además es indispensable mantener limpio el sistema HVAC para mantener una calidad aceptable del aire interior, ya que muy pocos o ningún sistema de ductos se encuentra totalmente limpio. Se sabe por estudios que se han llevado a cabo, uno de ellos es el NIOSH (Instituto Nacional de Salud y Seguridad Ocupacional de los Estados Unidos), que los ductos

acumulan polvo, polen, hollín, bacterias y hongos lo cual hace que el aire al salir esté altamente contaminado. Al igual aplicando mantenimientos programados al sistema conlleva a que se encuentren 100 % funcionales y por ende más eficientes, y así se pueda aprovechar la energía completamente, sin pérdidas de energía.

Por ello la importancia de mantener limpio el sistema ya que se pueden reducir costos en limpieza, pintura y mantenimiento, ya que se remueven kilos de polvo en ductos, mismo que al salir mancha paredes, techos, deteriora mobiliario y además, daña los sistemas de cómputo. También se pueden reducir la energía consumida, debido a que según estudios previos por parte de ‘NIOSH’ 1/16” de capa de polvo en los ductos, puede reducir entre un 10% y un 20% la eficiencia de enfriamiento y calefacción incrementando el ahorro de energía.

La implementación de cualquiera de estas técnicas es indispensable para la reducción de su demanda generada, según Febré N. [22], señala que con la implementación de estas técnicas se puede reducir desde un 20% a un 50% aproximadamente de su consumo, es decir, cada sistema de aire acondicionado que consume 6 kW decae entre los valores de (3 a 4,8) kW por cada sistema. A su vez los demás elementos del sistema HVAC de la PGEF, se les puede aplicar alternativas para reducir su demanda; por ejemplo, los extractores de aire pueden funcionar cuando se requiera su accionamiento, es decir, con implantación de equipos de control (sensores, termostatos, etc.) que sirven para emitir una señal o pulso para su posterior arranque.

4.1.3 Alternativas para los Motores Eléctricos

Según normas internacionales como la IEE y IEC indican que los motores eléctricos consumen entre el 50 y 70 % de la energía eléctrica a nivel industrial, además que existen oportunidades de ahorro de esta energía consumida hasta un 30%; [2] indica que los ahorros potenciales de energía en motores eléctricos y procesos se desglosan de la siguiente manera: cambios operacionales y de mantenimiento estiman ahorros inmediatos del 5 al 10 %, pequeñas inversiones y cambio de procesos de equipos estiman a corto plazo un ahorro de 5 a 10 %, mientras que con grandes inversiones y cambios de procesos de equipos a largo plazo estiman un ahorro de 5 al 10 % todo esto para un total del 15 al 30%. Por ello se debe conocer a profundidad la operación y mantenimiento, para así tomar una buena decisión con respecto a

reemplazos y reparaciones, además de establecer programas e inversiones de ahorro energético.

Pincolini E. [23] indicó que normalmente los motores eléctricos no funcionan a plena carga, suelen hacerlo a un porcentaje de 50 a 80 %, debido a que estos motores se dimensionan por arriba de la carga que maneja, ya sea por prevención indirecta de fallos en procesos críticos o por previsión de futuras ampliaciones productivas. De ello el mejor desempeño de eficiencia de un motor eléctrico se alcanza entre 60-80% de carga, y además el mayor factor de potencia se logra después de 80% de carga. En la figura siguiente se puede observar el punto óptimo de convergencia en donde un motor eléctrico consigue su mayor eficiencia, aproximadamente cuando está al 80 % de la plena carga.

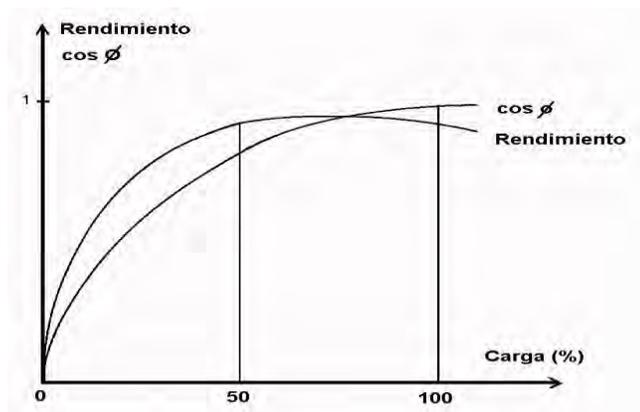


Figura N°4.1: Eficiencia y FP Vs Carga de un Motor Eléctrico [23]

Existen alternativas para la reducción de la demanda como el uso de arrancadores suaves y variadores de frecuencia, un arrancador suave es un dispositivo electrónico que permite controlar el arranque y parada de motores de inducción, ayudando a proteger el motor y contribuyendo al ahorro de energía. Los arrancadores suaves limitan la corriente de arranque y el par de arranque permitiendo ejercer un control de la tensión desde 0 hasta la nominal para el arranque y al revés para la parada. Regula el voltaje de modo que el motor recibe primero una oleada de baja tensión, que va ascendiendo hasta que el motor empieza a girar, ahorrando en el desgaste y a menudo colaborando a que los componentes electrónicos duren más tiempo, y por ende reduce la máxima demanda; mientras que mecánicamente reduce el estrés en los componentes de la transmisión previniendo ejes quebrados, engranes rotos, cadenas dañadas, y el golpe de ariete en las bombas centrifugas.

Mientras que los variadores de frecuencia, permiten un control de la velocidad debido a que la velocidad del eje del motor es directamente proporcional a su frecuencia de trabajo, se puede utilizar como control mecánico de caudales en lugar de válvulas y *dampers*, es decir, si se necesita un menor flujo el variador de frecuencia reduce la frecuencia para si se disminuya su velocidad; por ello aumenta la productividad al igual que la vida útil del motor. Por lo tanto estas 2 aplicaciones incurren en ahorro energético y monetario lo cual es necesario e idóneo para cualquier industria y planta eléctrica.

Debido a que en la PGEF los motores asociados a los CCM tienen un alto factor de potencia y eficiencia alta, no se requieren reemplazos de esos motores por unos más eficientes, por ende, lo único que se puede realizar para la reducción de la demanda es con la implementación de los arrancadores suaves (que reducen la demanda máxima en el arranque).

Además de instalar motores de velocidad ajustable con reguladores electrónicos (variadores de frecuencia), en aquellos accionamientos, en donde la carga sea variable y se pueda controlar ajustando la velocidad. Por ejemplo en sistemas de bombeo o compresión que deben suministrar caudales variables y que para hacerlo utilicen válvulas u otros dispositivos de control. La eficiencia total del motor y su carga se eleva notablemente con estos ahorros importantes de energía.

Luego de la premisa de cómo se pueda reducir mediante una gestión más eficaz y adecuada la potencia consumida de las cargas conectadas en los servicios auxiliares, en la tabla siguiente se pudo observar en cuanto aproximadamente se puede reducir la demanda.

Tabla N° 4.1: Carga Total Corregida en Servicios Auxiliares

Tipo de Carga	Potencia Máxima a Conectar (kW)
Accionamiento Mecánico (CCM)	782,47
Iluminación (LPD)	109,96
Paneles de Control y Protección (PDP1-PDP3)	64,73
Acondicionamiento de Espacios (HVAC)(PDP4-PDP6)	49,08
Cargas en el Generador (HPP)	28,43
Alumbrado Público (<i>Roadway Lights</i>)	6,22
Calentadores de Gas de Combustible	552
Motor de la Bomba de Aceite Hidráulico	585
Carga Total Conectada (kW)	2177,89

$$\% \text{ Reduccion Demanda S. I.} = \frac{2303.79 \text{ kW} - 2177.89 \text{ kW}}{2303.79 \text{ kW}} \times 100\% \cong 5.46\%$$

Tabla N° 4.2: Balance de Energía de la PGEF

Balance de Energía			
Energía	Generada (MW)	Consumida (MW)	Total (MW)
Carga Conectada	150	2,30	147,70
	130	2,30	127,70
Carga Conectada Corregida	150	2,18	147,82
	130	2,18	127,82

En la tabla N° 4.2 se observó que hay una reducción leve pero aun importante, de aproximadamente un 5%; por ello esta reducción conlleva a una mayor reserva a estos sistemas, en la probabilidad de la conexión de más cargas a estos sistemas pertenecientes a los servicios auxiliares; o al igual una reducción de la energía importada de la red.

4.2 ANÁLISIS DE COSTOS E INDICADORES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Ya con los índices de mantenimiento y de operación calculados previamente para cada unidad, haciendo excepción con la unidad-200 que actualmente se encuentra fuera de servicio, por ello para una mejor visualización de estos índices es haber realizado una técnica más demostrativa con el uso de gráficos o con diagramas de Pareto, con esta técnica se pudieron reflejar los indicadores de operación de más relevancia, como pueden ser disponibilidad operativa de cada unidad, numero de fallas por sistema, factor de salidas forzadas, etc. Y para los indicadores de mantenimiento como por ejemplo: componente de costo de mantenimiento, trabajo en mantenimiento preventivo, trabajo en mantenimiento correctivo, etc.

4.2.1 Indicadores de Operación

Inicialmente se analizaron los indicadores de operación, para ello se tomaron los datos de las tablas 3.14 a la 3.17, a continuación se mostraran dichos gráficos:

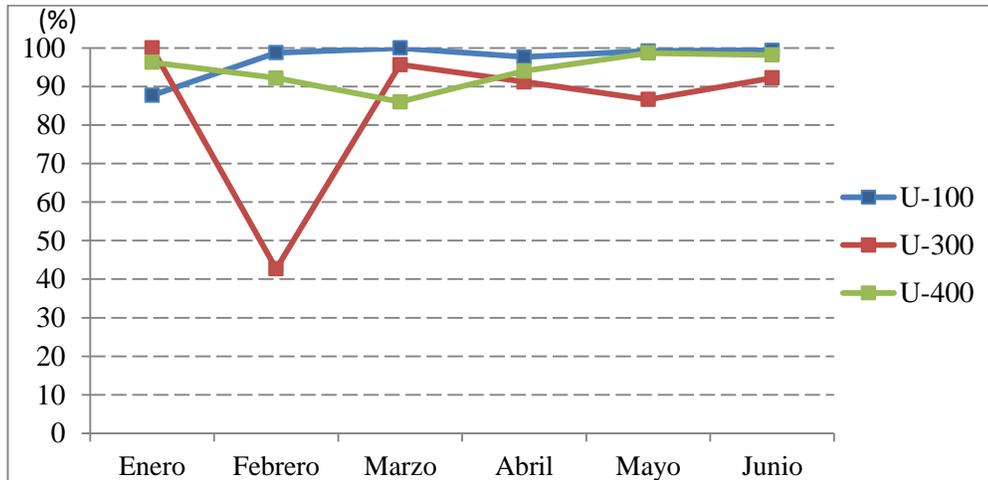


Gráfico N° 4.1: Índice de Disponibilidad de las Unidades Turbogeneradoras

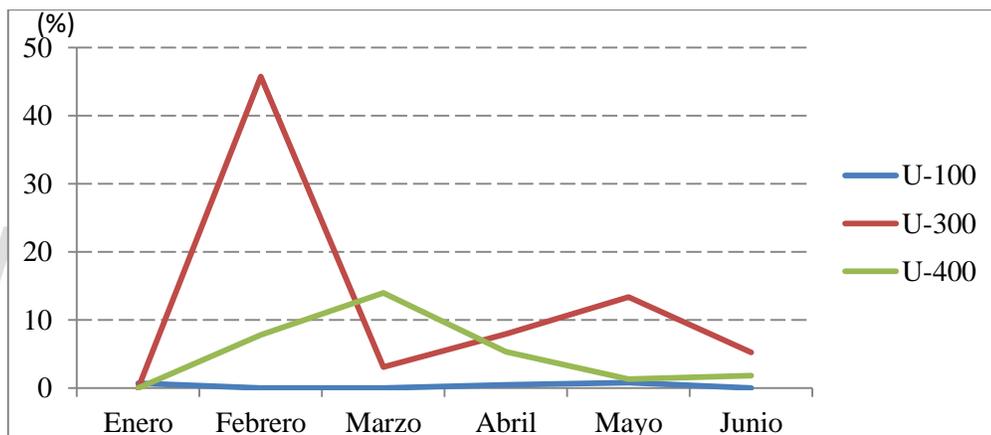


Gráfico N° 4.2: Factor de Salidas Forzadas de las Unidades Turbogeneradoras

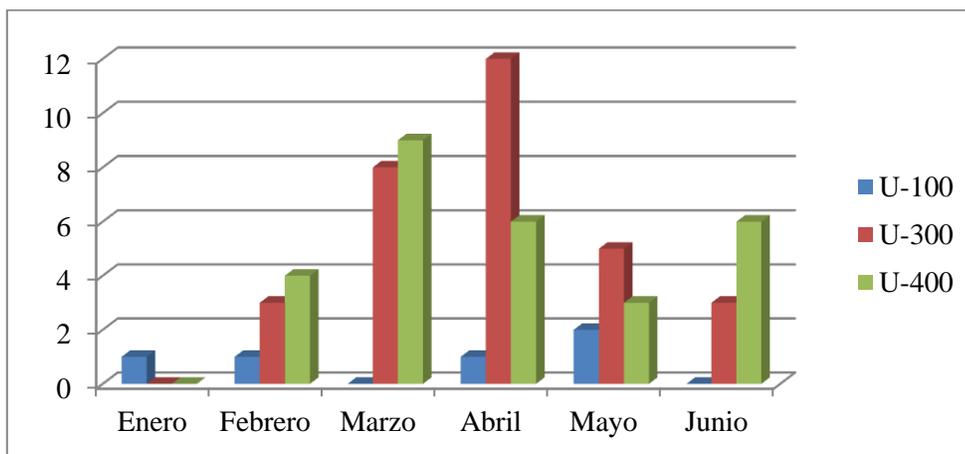


Gráfico N° 4.3: Cantidad de Fallas en las Unidades Turbogeneradoras

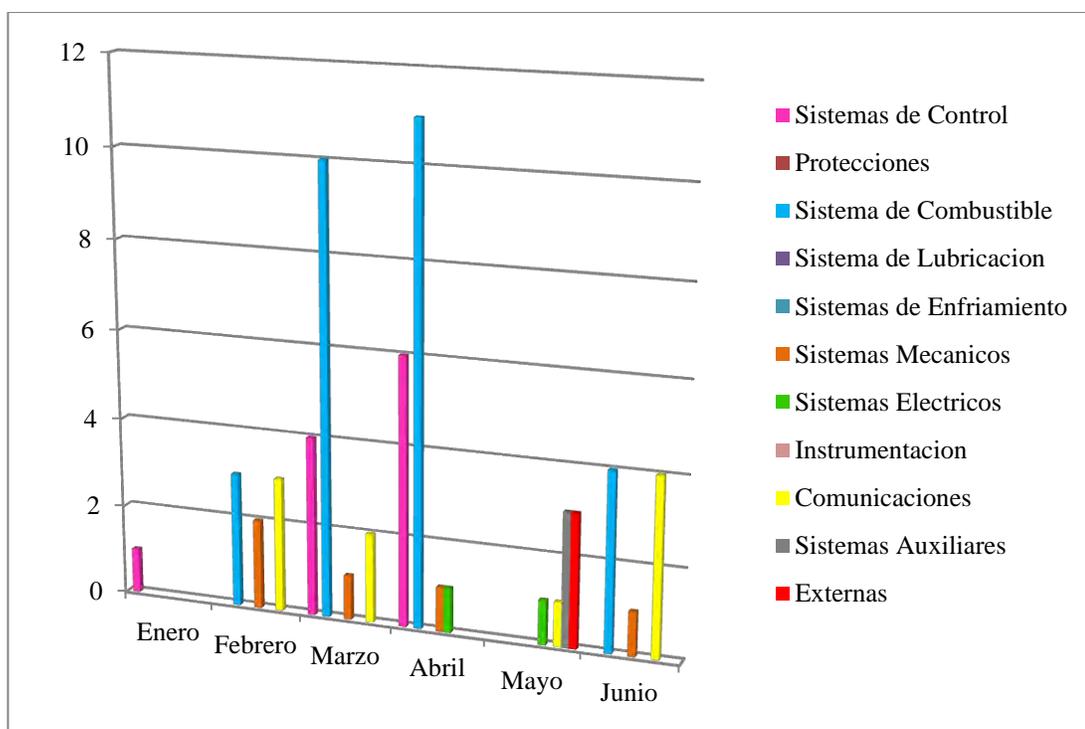


Gráfico N°4.4: Estadística de Fallas

Con los indicadores de operación de cada unidad previamente expuestos en las tablas 3.14 a la 3.17, al igual que los gráficos 4.1 al 4.4 se pueden tomar acciones para una adecuada gestión de estos equipos para el segundo semestre del año en periodo, ya sean labores de mantenimiento, gestiones de procura de repuestos, etc. Por ende, para planificar las acciones de mantenimiento se pudo observar el factor de salida forzada de cada unidad, y la causa que origina estas fallas.

Por ejemplo para el mes de febrero el Factor de Salidas Forzadas (FOF) en la unidad 300, se elevó a un 45% cuyo porcentaje es muy elevado, es decir casi la mitad del tiempo del periodo la unidad estaba fuera de funcionamiento, esto resulto de fallas críticas en el sistema de gas combustible más específicamente en las válvulas de regulación de gas combustible que presentaron atascamiento, por ello se deben buscar reemplazos inmediatamente, al igual que tener en “stock” para prevenir ese tipo de fallas en las demás unidades y así mantener la mayor parte del tiempo las unidades en operación.

En el gráfico N°5 se observó la cantidad de fallas presentadas en las unidades turbogeneradoras, en la gran mayoría de estas fallas provienen del sistema de gas combustible,

según la base de datos de la PGEF en el tiempo transcurrido en el primer semestre del año hubieron 65 fallas (internas y externas), la cual 28 se deben al sistema de gas combustible, representando aproximadamente un 43%, por ende actualmente es el sistema más crítico de necesidad de acciones de mantenimiento y/o reemplazo de componentes.

4.2.2 Indicadores de Mantenimiento

Para la elaboración de los gráficos de los indicadores de operación se tomaron los datos contenidos en la tabla 3.20:

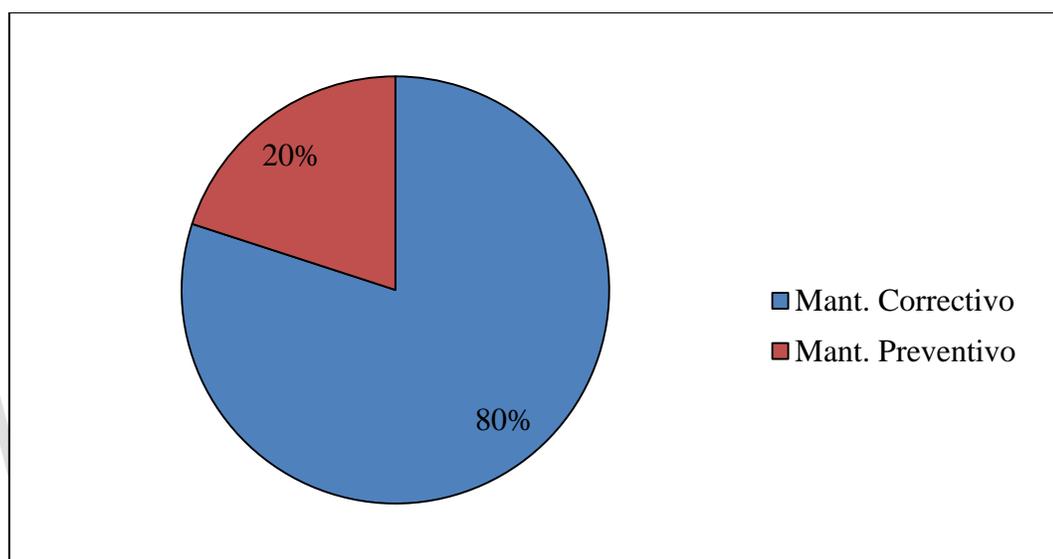


Gráfico N° 4.5: Actividades de Mantenimiento

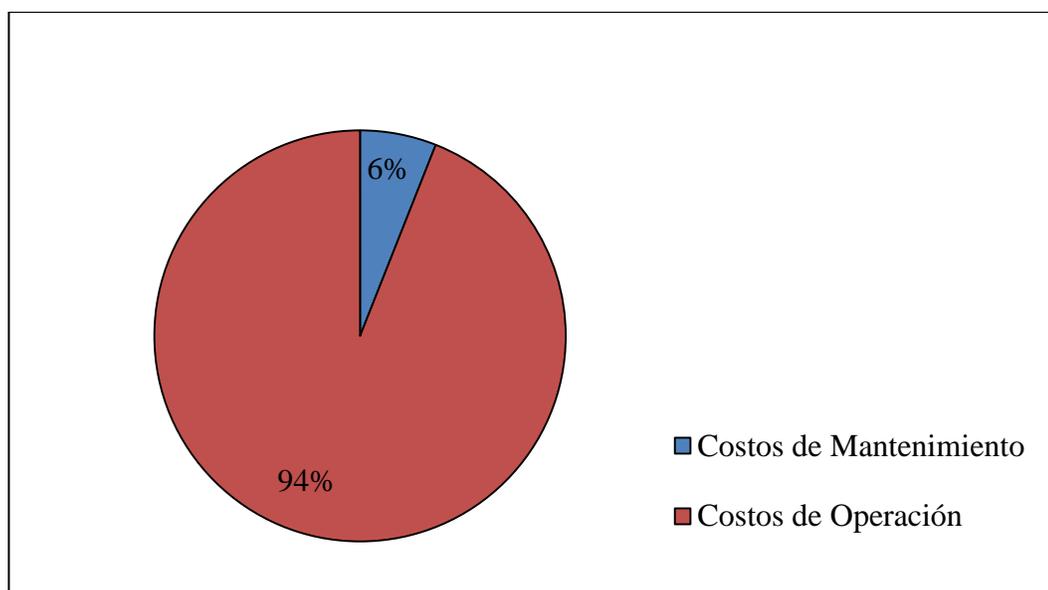


Gráfico N° 4.6: Componentes de Costos

El Grafico N°4.5 corroboró la tasa alta de salidas forzadas, debido a que el porcentaje de mantenimiento correctivo es del 80 %, mientras que el de mantenimiento preventivo alcanza el 20 % restante; lo ideal es que el tasa de mantenimiento correctivo debería ser lo más baja posible. Con respecto al grafico N°4.6 se pudo visualizar que los componentes de costos se derivan en costos de operación con un porcentaje de aproximadamente 94%, mientras que los costos de mantenimiento devengan en un aproximado de 6%, este resultado si es ideal debido a que variados autores indican que los costos de mantenimiento representan un porcentaje de entre 5 al 15 %.

4.3 RAZÓN BENEFICIO-COSTO (B/C) DE LA PGEF

Como se pudo observar en la razón de Beneficio-Costo evaluada el resultado es de 20.78, el cual es mayor que 1, en otras palabras indica que el beneficio que se ha generado es mayor que los costos que se ocasionan para tener operativa la Planta, por lo tanto la Planta de Generación Eléctrica el Furrial es rentable y se debe tener el mayor tiempo posible operativa.

Con respecto a la razón evaluada con la tasa de cambio DICOM dio como resultado 2635.35, que además de ser mayor que la anterior es mucho mayor que 1, esto ha indicado que al comercializar con este tipo de cambio la Planta con su producción asociada devenga en mucha más rentabilidad y autosustentabilidad.

Sumario: inicialmente se realizó el estudio para la implementación de alternativas para la reducción de la demanda generada en los Servicios Auxiliares, logrando así un leve pero acertado descenso en dicha demanda. Además de esto se analizaron los costos e indicadores asociados a estos para que se pueda tomar acciones para mejorar dichos indicadores y incrementar la buena Gestión Operacional de la Planta. Igualmente se analizó la razón de Beneficio-Costo de la Planta obteniendo un valor mayor que 1, lo cual indica que es rentable tener la PGEF en Operación continuamente.

CONCLUSIONES

Inicialmente con el desarrollo del primer objetivo se realizó una breve descripción de los diferentes elementos de medición, los cuales como se dijo anteriormente unos registran los parámetros de interés en cada generador (Simeas P50), otros registran los parámetros en la barra de servicios auxiliares (PQMII), y otros para tomar los parámetros con respecto a la líneas de transmisión (SEL-734), es decir, registra los parámetros de salida de la planta por ejemplo, energía Importada y Exportada. Destacando que actualmente para efectos de despacho de carga solo se toman lecturas del medidor SEL-734, lo cual no es lo idóneo debido a que este medidor en cualquier momento puede presentar fallas; por ello al tener en cuenta los otros medidores de energía se puede realizar un plan de contingencia o eventualidad.

Con respecto al balance de energía realizado con un análisis de cargas se contrasta la energía demandada por cada uno de los sistemas que compone los servicios auxiliares de la PGEF, pudiendo encontrar métodos o estrategias en donde se pueda disminuir un porcentaje bajo pero considerable de la demanda de energía, por lo tanto, al ejecutar estas alternativas concurrirá un menor consumo, en otras palabras, menos energía importada del sistema eléctrico interconectado a la planta, por ende, una mayor auto sustentabilidad de la PGEF.

Otra técnica para una gestión eficaz es la evaluación de los indicadores de operación y de mantenimiento, con ello se pudo observar las fallas más recurrentes y en qué sistema sucedieron, además de tiempos de ejecución de mantenimientos correctivos y preventivos, entre otros. Esto permite realizar una planificación y procura de los repuestos de interés para mantener las unidades en operación y aumentar la disponibilidad de cada unidad.

Con la evaluación de los costos de Operación y de Mantenimiento se accedió a visualizar la composición de cada uno de ellos, así como el porcentaje que generan por separado, notando así que los costos de mantenimiento perfectamente están dentro del porcentaje normal dictado por varios autores que es aproximadamente del 5 al 15%.

Luego de la realización del estimado de los costos que se generan junto con los beneficios producidos en la Planta de Generación Eléctrica El Furrial, se evaluó la razón de beneficio-costos (B/C) obteniéndose un valor de 20.78 el cual es mayor que 1, lo cual indica que la Planta tiene una adecuada rentabilidad para el primer semestre el año en curso, y por ende para el tiempo futuro por lo menos se debe mantener la misma filosofía de gestión o debe estar el mayor tiempo posible operativa para mantener así su producción asociada de barriles de petróleo. Con los beneficios asociados a la PGEF llevados a Tasa DICOM se observa que aumenta considerablemente la razón de beneficio-costos a aproximadamente 2635.35, lo cual indica una mucha mayor rentabilidad, con todo esto se concluye que la Planta de Generación Eléctrica El Furrial, se forja como un punto estratégico para mantener y maximizar la producción de PDVSA en su dirección Ejecutiva de Oriente (DEPO)

www.bdigital.ula.ve

RECOMENDACIONES

❖ Debido a que algunos elementos de medición presentan fallas y otros presentan problemas de aferimiento o calibración, se recomienda realizar planificaciones de mantenimientos como de también de calibraciones periódicas, para así estos elementos registren sus mediciones de una forma óptima sin tanto porcentaje de error; además de prevenir sanciones por parte del Organismo Nacional de Metrología, que en su Ley de Metrología específicamente en el Capítulo II (Artículo 73), indica sanciones que van desde las 10 U.T. hasta las 50000 U.T. al igual que de decomiso de los instrumentos de medición.

Como complemento de esta recomendación se puede observar que en la hoja de parámetros que toma el Personal de Operaciones de la PGEF se registran parámetros fallidos como energía importada o exportada, esto se debe a que para días específicos la PGEF disminuye su generación o consumo por unidades paradas, pero igual se mantienen iguales los parámetros de energía, a lo cual deberían de variar. Al igual un factor de potencia muy bajo, y se debe revisar la causa raíz, puede ser por un mal estado físico de los diferentes equipos de los servicios auxiliares de la planta o por déficit de calibración del elemento de medición; debido a que los equipos operativos de los servicios auxiliares son monitoreados periódicamente, por ello la causa más probable es por falta de calibración o aferimiento.

❖ Para mejorar la eficiencia de la gestión de los servicios auxiliares se recomienda analizar e interpretar las alternativas nombradas en esta investigación, con el objetivo de ahorrar energía demandada por estos sistemas, además que al implementar estas técnicas o alternativas en los sistemas de prueba se puede ver una mejora de su funcionamiento de operación como también tendrán un incremento de su vida útil.

❖ El porcentaje de mantenimientos correctivos es mucho mayor que el de mantenimientos preventivos, lo cual no es idóneo para cualquier planta, la causa más factible de ello, es el no

hallazgo de los repuestos y consumibles que se requieren para la ejecución de los mantenimientos preventivos, debido a esto se recomienda en lo más posible no posponer los mantenimientos Programados, para así de esta manera disminuir las paradas por salidas forzadas.

❖ Con el análisis de los indicadores de mantenimiento se pudo destacar que el sistema más crítico con respecto a fallas, es el sistema de combustible, debido a que las válvulas de regulación de combustible ya superaron su vida útil y por ello presentan mal funcionamiento, como por ejemplo atascamientos, además no se encuentra en “stock” reemplazos de dichas válvulas, por ende para disminuir la cantidad y tiempo de fallas se deben buscar con carácter de premura para mantener las unidades operativas y así su producción asociada.

❖ Por otro lado se recomienda evaluar la razón de beneficio-costos periódicamente (trimestral, semestral o anual), para que se pueda visualizar las repercusiones que varíen la razón, y que pueden ser generadas por gastos extras que se pueden ocasionar en cualquier momento o por ejecuciones de técnicas para reducir gastos; con esto se pueden tomar acciones para eliminar gestiones que incurran en gastos innecesarios y así prescindir de ellos, o como también visualizar que con la implementación de técnicas o alternativas aumenten los beneficios y por ende, tomar las decisiones de conservarlas.

REFERENCIAS

- [1] Gonzalez-Longatt F. (2007). Análisis de Sistemas de Potencia. Capítulo 1.
- [2] Norma IEEE std 739-1995 (1996).
- [3] Manual de Ingeniería de Diseño Volumen 4-II, Análisis de Cargas PDVSA (1993).
- [4] Código Eléctrico Nacional (2004). Fondo Norma 200:2004 (7ma Revisión).
- [5] Esteves F. (2012). *Análisis de Sistemas de Potencia*. Tesis de Grado. Bolivia. Universidad Mayor de San Simón.
- [6] Mora P. (2016) Apuntes de Centrales Electricas. Universidad de los Andes.
- [7] Buñay F. y Pérez F. (2012) *Comparación de Costos de Producción de Energía Eléctrica para diferentes tecnologías en el Ecuador*. Tesis de Grado. Cuenca (Ecuador): Universidad de Cuenca.
- [8] Meherwan B. (2002) "Gas Turbine Engineering Handbook. Segunda Edición. Editorial Butterworth-Heinemann.
- [9] Blanco A. (2010). Operación Económica y Planificación de Sistemas Eléctricos de Potencia. 1era Edición. Publicado por la Universidad Técnica de Oruro Bolivia.
- [10] E.I.A "Energy Information Administration" Precios del Combustible.
- [11] Filosofía de Operación de la Planta de Generación Eléctrica El Furrial (2012).
- [12] Base de Datos del Sistema Integral de Gestión de la PGEF. (2017).
- [13] Tabares L. (2000). Administración Moderna de Mantenimiento. 1era Edición. Edición Electrónica.
- [14] Manual de Mantenimiento. Volumen I PDVSA (2015).
- [15] Blank L. y Tarquin A. (1999). Ingeniería Económica. 4ta Edición. Editorial Macgraw-Hill.
- [16] www.mpetromin.gob.ve/portalmenpet. Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería. Precios del Barril del Petróleo. (2017).
- [17] www.bcv.org.ve Data De Banco Central de Venezuela.
- [18] Manual "Balance of Plant" de la Planta de Generación Eléctrica El Furrial. Rolls Royce (2012).
- [19] Datos del Personal de Operaciones de la Planta de Generación Eléctrica El Furrial.
- [20] Catálogo de Luminarias Leds OSRAM (2016).

- [21] Catálogo *TWP LED Wall Luminaire* (2015).
- [22] Febré N. (2016). *Diseño de estrategias de gestión de demanda para el edificio Beauchef Poniente*. Tesis de Grado. Santiago de Chile: Universidad de Chile.
- [23] Pincolini E. Recomendaciones para el ahorro de Energía en Motores Eléctricos. Publicación de Consultora en Instalaciones Eléctricas y Termomecánicas. www.cietconsultora.com.ar

www.bdigital.ula.ve

**ANEXO A: TABLAS CORRESPONDIENTES AL
ANÁLISIS DE CARGAS DE LA PGEF**

www.bdigital.ula.ve

Registro de la Energía Eléctrica en S/E PGEF 12:00PM														
MES/AÑO														
DIA	LINEA AMANA							LINEA JUSEPIN II						
	MW3PI (MW) (Exportada)	MW3PO (MW) (Importada)	MWH3I (MWh) (Exportada)	MWH3O (MWh) (Importada)	MVRH3I (MVArh) (Exportada)	MVRH3O (MVArh) (Importada)	PF3	MW3PI (MW) (Exportada)	MW3O (MW) (Importada)	MWH3I (MWh) (Exportada)	MWH3O (MWh) (Importada)	MVRH3I (MVArh) (Exportada)	MVRH3O (MVArh) (Importada)	PF3
1														
2														
3														
4														
5														
6														
7														
8														
9														
10														
11														
12														
13														
14														
15														
16														
17														
18														
19														
20														
21														
22														
23														
24														
25														
26														
27														
28														
29														
30														
31														

Para se entienda la figura anterior, se debe explicar el significado de cada parámetro que se registra en este formato, empezando desde la columna de la izquierda (a lado de la Columna del Día) y así sucesivamente, es decir, de la 1era a la 7ma columna se registran los datos de la línea Amana y de la 8va a la Última se registran los datos de la Línea Jusepin II, por lo tanto a continuación se realiza la explicación:

❖ **(1era Columna) MW3PI (MW) (Exportada):** Potencia Activa Trifásica de Entrada (Megavatios).

❖ **(2da Columna) MW3PO (MW) (Importada):** Potencia Activa Trifásica de Salida (Megavatios).

❖ **(3era Columna) MWH3I (MWh) (Exportada):** Energía Activa Trifásica de Entrada (Megavatios – Horas).

❖ **(4ta columna) MWH3O (MWh) (Importada):** Energía Activa Trifásica de Salida (Megavatios – Horas).

❖ **(5ta Columna) MVRH3I (MVarh) (Exportada):** Energía Reactiva Trifásica de Entrada (Megavar – Horas).

❖ **(6ta columna) MVRH3O (MVarh) (Importada):** Energía Reactiva Trifásica de Salida (Megavar – Horas).

❖ **(7ma Columna) PF3:** Factor de Potencia Trifásico.

Se tiene que acotar que estos indicadores se extrajeron directamente del manual del medidor SEL-734, al igual se debe explicar las indicaciones de Entrada (Exportada) y Salida (Importada) ya que pueden generar un poco de desconcierto debido a la contradicción allí encontrada; con respecto a la nomenclatura de entrada, es la energía o potencia que se entrega a la carga mediante la línea de transmisión por ello se le denota como exportada, y para la nomenclatura de Salida es todo lo contrario, es decir, es la Energía o Potencia que entra o es consumida por la PGEF por ello se le denota como importada. Luego de esta breve explicación se procede a la toma de parámetros en los elementos de medición correspondientes.

Registros de la Energía Eléctrica en S/E PGEF 12:00pm Ene 2017

Día	LINEA AMANA							LINEA JUSEPIN						
	MW3PI (MW) (Exportada)	MW3PO (MW) (Importada)	MWH3I (MWh) (Exportada)	MWH3O (MWh) (Importada)	MVRH3I (MVarh) (Exportada)	MVRH3O (MVarh) (Importada)	PF3	MW3PI (MW) (Exportada)	MW3PO (MW) (Importada)	MWH3I (MWh) (Exportada)	MWH3O (MWh) (Importada)	MVRH3I (MVarh) (Exportada)	MVRH3O (MVarh) (Importada)	PF3
1	85,796	112,436	14.721,986	948.822,213	25.676,540	201.358,421	0,580	118,097	7,279	2.493.069,613	116,056	229.091,894	6.775,768	1,000
2	85,796	112,436	14.894,929	948.826,379	25.678,613	201.595,645	0,649	118,097	7,279	2.495.460,732	116,056	229.095,921	6.792,178	0,999
3	85,796	112,436	15.045,037	948.838,492	25.686,889	201.778,917	0,547	118,097	7,279	2.497.853,132	116,056	229.123,315	6.799,200	1,000
4	85,796	112,436	15.183,977	948.854,101	25.699,609	201.978,711	0,899	118,097	7,279	2.500.275,000	116,056	229.160,830	6.808,343	0,999
5	85,796	112,436	15.295,574	948.874,608	25.736,514	202.102,157	0,785	118,097	7,279	2.502.770,471	116,056	229.280,817	6.808,343	0,999
6	85,796	112,436	15.419,368	948.891,289	25.748,332	202.264,011	0,745	118,097	7,279	2.505.230,187	116,056	229.327,590	6.810,982	0,999
7	85,796	112,436	15.555,977	948.905,921	25.766,008	202.436,888	0,445	118,097	7,279	2.507.685,732	116,056	229.373,664	6.828,484	1,000
8	85,796	112,436	15.702,479	948.913,767	25.769,399	202.649,620	0,880	118,097	7,279	2.510.112,837	116,056	229.378,428	6.839,754	1,000
9	85,796	112,436	15.945,439	948.961,503	25.785,085	202.966,793	0,257	118,097	7,279	2.515.015,118	116,056	229.488,632	6.844,087	0,999
10	85,796	112,436	15.945,439	948.961,503	25.800,521	202.966,793	0,257	118,097	7,279	2.515.015,118	116,056	229.488,632	6.844,087	0,999
11	85,796	112,436	16.061,948	948.988,876	25.813,895	203.159,634	0,444	118,097	7,279	2.517.510,296	116,056	229.540,958	6.851,500	0,999
12	85,796	112,436	16.154,461	949.020,458	25.830,264	203.337,417	-0,634	118,097	7,279	2.519.999,544	116,056	229.613,648	6.854,348	0,996
13	85,796	112,436	16.234,739	949.055,215	25.856,067	203.471,168	0,260	118,097	7,279	2.522.451,005	116,056	229.730,693	6.855,727	0,997
14	85,796	112,436	16.322,242	949.086,720	25.881,652	203.619,686	0,070	118,097	7,279	2.524.952,661	116,056	229.848,899	6.856,970	0,990
15	85,796	112,436	16.429,370	949.112,426	25.898,514	203.796,686	0,352	118,097	7,279	2.527.456,100	116,056	229.903,021	6.864,442	0,994
16	85,796	112,436	16.502,234	949.174,290	25.919,713	203.895,628	-0,999	118,097	7,279	2.529.734,758	116,056	230.013,644	6.864,442	0,992
17	85,796	112,436	16.502,234	949.474,021	25.947,337	204.026,425	-0,969	118,097	7,279	2.531.756,116	116,056	230.147,384	6.864,442	0,996
18	85,796	112,436	16.502,234	949.774,021	25.975,982	204.157,679	-0,978	118,097	7,279	2.533.778,402	116,056	230.281,629	6.864,442	0,994
19	85,796	112,436	16.502,234	950.143,827	25.968,630	204.328,270	-0,996	118,097	7,279	2.535.889,283	116,056	230.320,748	6.864,443	0,993
20	85,796	112,436	16.582,164	950.256,225	25.982,715	204.486,337	-0,337	118,097	7,279	2.538.125,921	116,056	230.410,713	6.867,459	0,999
21	85,796	112,436	16.689,390	950.288,068	25.998,829	204.875,286	0,342	118,097	7,279	2.540.708,642	116,056	230.483,064	6.870,667	0,999
22	85,796	112,436	16.833,946	950.301,064	26.002,556	204.897,995	0,758	118,097	7,279	2.543.031,133	116,056	230.510,573	6.878,179	1,000
23	85,796	112,436	17.035,623	950.321,380	26.004,592	205.102,752	-0,996	118,097	7,279	2.545.404,687	116,056	230.511,679	6.878,197	0,997
24	85,796	112,436	17.136,494	950.386,158	26.036,246	205.194,760	0,918	118,097	7,279	2.547.769,762	116,056	230.646,074	6.878,197	0,995
25	85,796	112,436	17.192,026	950.482,189	26.077,230	205.317,766	-1,000	118,097	7,279	2.550.177,580	116,056	230.793,119	6.878,197	0,995
26	85,796	112,436	17.208,083	950.813,729	26.090,158	205.511,542	0,138	118,097	7,279	2.555.258,794	116,056	231.066,227	6.886,214	0,999
27	85,796	112,436	17.319,718	950.851,994	26.110,466	205.726,620	-0,999	118,097	7,279	2.554.911,948	116,056	231.066,227	6.886,214	0,996
28	85,796	112,436	17.447,081	950.869,141	26.120,468	205.898,961	0,484	118,097	7,279	2.557.196,810	116,056	231.103,240	6.890,650	1,000
29	85,796	112,436	17.590,499	950.885,746	26.122,384	206.135,749	0,724	118,097	7,279	2.559.619,990	116,056	231.105,097	6.920,089	1,000
30	85,796	112,436	17.751,683	950.892,729	26.133,518	206.301,395	0,922	118,097	7,279	2.562.114,852	116,056	231.129,375	6.920,609	0,997
31	85,796	112,436	17.840,432	950.923,803	26.166,202	206.428,993	0,158	118,097	7,279	2.564.556,815	116,056	231.249,370	6.920,609	0,996

Registros de la Energía Eléctrica en S/E PGEF 12:00pm Feb 2017

día	LINEA AMANA							LINEA JUSEPIN						
	MW3PI (MW) (Exportada)	MW3PO (MW) (Importada)	MWH3I (MWh) (Exportada)	MWH3O (MWh) (Importada)	MVRH3I (MVArh) (Exportada)	MVRH3O (MVArh) (Importada)	PF3	MW3PI (MW) (Exportada)	MW3PO (MW) (Importada)	MWH3I (MWh) (Exportada)	MWH3O (MWh) (Importada)	MVRH3I (MVArh) (Exportada)	MVRH3O (MVArh) (Importada)	PF3
1	85,796	112,436	17.958,898	950.958,932	26.205,030	206.535,551	0,863	118,097	7,279	2.567.104,176	116,056	231.393,867	6.920,609	0,995
2	85,796	112,436	18.089,565	950.976,391	26.233,411	206.656,444	0,680	118,097	7,279	2.569.457,512	116,056	231.497,270	6.920,609	1,000
3	85,796	112,436	18.174,454	950.996,118	26.247,802	206.794,693	-0,949	118,097	7,279	2.571.900,248	116,056	231.557,299	6.920,609	0,994
4	85,796	112,436	18.209,706	951.098,745	26.294,122	206.887,117	-0,100	118,097	7,279	2.574.238,358	116,056	231.727,211	6.920,609	0,997
5	85,796	112,436	18.491,443	951.123,906	26.358,668	206.956,942	0,905	118,097	7,279	2.576.515,440	116,056	231.824,952	6.930,725	0,995
6	85,796	112,436	18.532,391	951.225,564	26.393,206	207.025,124	-0,998	118,097	7,279	2.578.720,606	116,056	231.974,910	6.930,725	0,988
7	85,796	112,436	18.533,391	951.706,997	26.409,331	207.193,006	-0,983	118,097	7,279	2.580.738,140	116,056	232.110,370	6.930,725	0,995
8	85,796	112,436	18.533,391	952.172,018	26.426,125	207.348,762	-0,972	118,097	7,279	2.582.690,261	116,056	232.219,580	6.932,961	0,999
9	85,796	112,436	18.622,368	952.574,561	26.436,554	207.520,624	-0,994	118,097	7,279	2.584.523,064	116,056	232.293,763	6.941,575	0,999
10	85,796	112,436	18.744,405	952.607,562	26.463,128	207.685,904	0,778	118,097	7,279	2.586.976,204	116,056	232.376,691	6.949,695	0,997
11	85,796	112,436	18.813,912	952.856,408	26.490,433	207.808,170	0,868	118,097	7,279	2.589.304,814	116,056	232.490,443	6.949,695	0,997
12	85,796	112,436	18.983,860	952.864,096	26.509,890	207.920,724	0,906	118,097	7,279	2.591.723,169	116,056	232.567,658	6.949,695	0,999
13	85,796	112,436	19.171,641	952.866,378	26.526,362	208.046,447	0,652	118,097	7,279	2.594.140,692	116,056	232.623,386	6.949,695	0,996
14	85,796	112,436	19.305,409	952.882,707	26.551,890	208.160,412	0,913	118,097	7,279	2.596.589,792	116,056	232.741,328	6.949,695	0,993
15	85,796	112,436	19.459,736	952.898,210	26.558,216	208.416,671	0,873	118,097	7,279	2.599.035,719	116,056	232.808,653	6.958,391	0,997
16	85,796	112,436	19.630,047	952.923,059	26.581,493	208.537,432	-0,998	118,097	7,279	2.601.391,340	116,056	232.901,287	6.969,856	0,999
17	85,796	112,436	19.646,475	953.264,594	26.619,768	208.611,766	-0,998	118,097	7,279	2.603.271,214	116,056	233.002,400	6.969,860	0,996
18	85,796	112,436	19.646,475	953.728,374	26.639,862	208.729,450	-0,998	118,097	7,279	2.605.065,280	116,056	233.125,517	6.975,484	0,995
19	85,796	112,436	19.646,475	954.178,393	26.658,841	208.836,103	-0,985	118,097	7,279	2.606.820,472	116,056	233.223,424	6.975,846	0,995
20	85,796	112,436	19.646,475	954.750,149	26.685,148	208.893,527	-1,000	118,097	7,279	2.608.425,268	116,056	233.349,175	6.975,848	0,991
21	85,796	112,436	19.646,475	955.267,939	26.696,645	209.042,859	-0,992	118,097	7,279	2.610.178,618	116,056	233.474,270	6.975,848	0,993
22	85,796	112,436	19.646,475	955.973,992	26.721,926	209.160,987	-0,997	118,097	7,279	2.611.947,986	116,056	233.594,528	6.977,655	0,996
23	85,796	112,436	19.646,475	956.423,402	26.728,530	209.291,662	-0,980	118,097	7,279	2.613.633,843	116,056	233.640,224	6.983,353	1,000
24	85,796	112,436	19.646,522	956.789,571	26.743,214	209.419,108	-0,984	118,097	7,279	2.615.549,440	116,056	233.680,200	6.983,354	0,999
25	85,796	112,436	19.646,522	957.194,340	26.771,121	209.509,610	-0,979	118,097	7,279	2.617.469,930	116,056	233.770,336	6.983,354	0,999
26	85,796	112,436	19.646,522	957.514,140	26.777,952	209.665,337	-0,951	118,097	7,279	2.619.293,674	116,056	233.790,226	6.989,453	0,999
27	85,796	112,436	19.646,522	957.835,631	26.796,763	209.778,283	-0,922	118,097	7,279	2.621.081,081	116,056	233.856,047	6.996,367	1,000
28	85,796	112,436	19.646,522	958.496,030	26.803,657	209.871,592	-0,998	118,097	7,279	2.622.473,732	116,056	233.888,254	6.944,533	0,999

Registros de la Energía Eléctrica en S/E PGEF 12:00pm Marzo 2017

día	LINEA AMANA							LINEA JUSEPIN						
	MW3PI (MW) (Exportada)	MW3PO (MW) (Importada)	MWH3I (MWh) (Exportada)	MWH3O (MWh) (Importada)	MVRH3I (MVarh) (Exportada)	MVRH3O (MVarh) (Importada)	PF3	MW3PI (MW) (Exportada)	MW3PO (MW) (Importada)	MWH3I (MWh) (Exportada)	MWH3O (MWh) (Importada)	MVRH3I (MVarh) (Exportada)	MVRH3O (MVarh) (Importada)	PF3
1	85,796	112,436	19.646,522	959.204,665	26.815,436	209.955,131	-1,000	118,097	7,279	2.623.848,533	116,056	233.938,465	7.003,533	0,999
2	85,796	112,436	19.646,696	959.842,149	26.832,269	210.040,712	-0,998	118,097	7,279	2.625.344,919	116,056	234.026,833	7.003,779	0,999
3	85,796	112,436	19.646,696	960.587,107	26.866,990	210.116,029	-1,000	118,097	7,279	2.627.063,772	116,056	234.167,351	7.003,779	0,992
4	85,796	112,436	19.646,696	961.107,436	26.892,193	210.205,091	-0,992	118,097	7,279	2.628.539,698	116,056	234.260,038	7.004,457	0,999
5	85,796	112,436	19.646,696	961.657,847	26.913,415	210.309,676	-0,947	118,097	7,279	2.630.150,683	116,056	234.342,834	7.005,036	0,999
6	85,796	112,436	19.646,696	962.136,500	26.921,294	210.434,018	-0,996	118,097	7,279	2.631.741,110	116,056	234.372,064	7.005,182	0,999
7	85,796	112,436	19.646,696	962.562,914	26.949,179	210.538,163	-0,998	118,097	7,279	2.633.497,798	116,056	234.447,884	7.018,395	0,998
8	85,796	112,436	19.646,696	963.099,950	26.971,397	210.643,038	-1,000	118,097	7,279	2.635.094,139	116,056	234.499,687	7.032,341	0,997
9	85,796	112,436	19.646,696	963.634,294	27.001,518	210.728,889	-0,993	118,097	7,279	2.636.690,821	116,056	234.589,834	7.035,043	0,994
10	85,796	112,436	19.646,696	964.060,612	27.047,060	210.823,687	-0,994	118,097	7,279	2.638.377,542	116,056	234.700,182	7.047,653	0,999
11	85,796	112,436	19.721,714	964.391,382	27.068,400	210.982,068	-0,989	118,097	7,279	2.640.097,910	116,056	234.807,549	7.050,168	0,997
12	85,796	112,436	19.727,775	965.448,996	27.129,392	211.211,600	-0,998	118,097	7,279	2.643.908,799	116,056	235.088,675	7.051,189	0,996
13	85,796	112,436	19.727,775	965.448,996	27.129,392	211.211,600	-0,998	118,097	7,279	2.643.908,799	116,056	235.088,675	7.051,189	0,996
14	85,796	112,436	19.727,775	965.857,111	27.171,813	211.318,762	-0,998	118,097	7,279	2.645.816,611	116,056	235.176,419	7.055,680	0,991
15	85,796	112,436	19.727,775	966.362,475	27.227,475	211.428,483	-0,998	118,097	7,279	2.647.818,521	116,056	235.374,860	7.056,271	0,985
16	85,796	112,436	19.732,238	966.824,865	27.265,997	211.564,930	-0,994	118,097	7,279	2.649.708,094	116,056	235.534,220	7.058,553	0,992
17	85,796	112,436	19.732,238	967.357,818	27.307,273	211.665,937	-1,000	118,097	7,279	2.651.690,771	116,056	235.755,706	7.058,553	0,987
18	85,796	112,436	19.732,238	967.849,700	27.345,698	211.817,191	-1,000	118,097	7,279	2.653.694,573	116,056	235.990,020	7.064,072	0,984
19	85,796	112,436	19.732,238	968.348,863	27.379,575	211.940,917	-0,980	118,097	7,279	2.655.603,994	116,056	236.188,543	7.064,072	0,994
20	85,796	112,436	19.732,238	968.874,382	27.426,338	212.041,831	-0,980	118,097	7,279	2.657.590,474	116,056	236.432,361	7.064,075	0,980
21	85,796	112,436	19.732,238	969.615,723	27.467,627	212.219,930	-0,994	118,097	7,279	2.659.774,294	116,056	236.746,978	7.064,075	0,967
22	85,796	112,436	19.732,238	970.392,656	27.478,656	212.424,315	-0,995	118,097	7,279	2.661.730,595	116,056	236.975,599	7.064,075	0,987
23	86,796	112,436	19.732,238	971.035,385	27.503,587	212.555,215	-0,999	118,097	7,279	2.663.953,818	116,056	237.200,499	7.064,075	0,985
24	86,796	112,436	19.732,238	941.567,654	27.513,939	212.739,366	-0,999	118,097	7,279	2.666.118,174	116,056	237.368,447	7.064,075	0,983
25	86,796	112,436	19.732,238	972.130,216	27.529,128	212.991,227	-0,935	118,097	7,279	2.668.413,493	116,056	237.590,303	7.064,075	0,994
26	86,796	112,436	19.732,238	972.628,258	27.542,910	213.177,286	-0,993	118,097	7,279	2.670.517,437	116,056	237.754,251	7.064,098	0,990
27	86,796	112,436	19.732,238	973.042,785	27.588,519	213.281,175	-0,998	118,097	7,279	2.672.521,110	116,056	237.987,912	7.064,098	0,988
28	85,796	112,436	19.732,238	973.536,177	27.647,067	213.383,834	-0,973	118,097	7,279	2.674.709,669	116,056	238.256,444	7.064,098	0,975
29	85,796	112,436	19.732,238	974.030,192	27.695,000	213.515,875	-0,999	118,097	7,279	2.676.753,303	116,036	238.492,131	7.064,098	0,986
30	85,796	112,436	19.732,238	974.552,218	27.734,516	213.657,040	-0,990	118,097	7,279	2.678.805,254	116,036	238727,047	7.064,098	0,992
31	85,796	112,436	19732,238	974.976,200	27.758,823	213.823,053	-0,999	118,097	7,279	2.680.858,258	116,056	238896,545	7.064,098	0,860

Registros de la Energía Eléctrica en S/E PGEF 12:00pm Abril 2017

día	LINEA AMANA							LINEA JUSEPIN						
	MW3PI (MW) (Exportada)	MW3PO (MW) (Importada)	MWH3I (MWh) (Exportada)	MWH3O (MWh) (Importada)	MVRH3I (MVArh) (Exportada)	MVRH3O (MVArh) (Importada)	PF3	MW3PI (MW) (Exportada)	MW3PO (MW) (Importada)	MWH3I (MWh) (Exportada)	MWH3O (MWh) (Importada)	MVRH3I (MVArh) (Exportada)	MVRH3O (MVArh) (Importada)	PF3
1	85,796	112,436	19.732,238	975.698,429	27.805,196	213.911,823	-0,999	118,097	7,279	2.682.728,793	116,056	239.182,402	7.064,098	0,984
2	85,796	112,436	19.732,238	976.055,931	27.823,946	214.088,546	-0,988	118,097	7,279	2.684.721,754	116,056	239.351,883	7.064,170	0,989
3	85,796	112,436	19.732,238	976.632,605	27.831,018	214.287,208	-0,992	118,097	7,279	2.686.481,184	116,056	239.513,513	7.064,170	0,990
4	85,796	112,436	19.732,238	977.027,618	27.870,111	214.434,158	-0,995	118,097	7,279	2.688.676,501	116,056	239.811,279	7.064,170	0,980
5	85,796	112,436	19.732,238	977.476,934	27.885,473	214.660,378	-0,997	118,097	7,279	2.690.937,555	116,056	240.043,883	7.064,170	0,984
6	85,796	112,436	19.732,274	978.275,290	27.943,178	214.915,812	-0,998	118,097	7,279	2.695.175,980	116,056	240.601,327	7.064,170	0,983
7	85,786	112,436	19.732,274	978.275,000	27.943,178	214.741,561	-0,998	118,097	7,279	2.693.019,497	116,056	240.367,467	7.064,170	0,971
8	85,786	112,136	19.732,274	978.742,681	27.961,695	215.084,570	-0,979	118,097	7,279	2.697.152,458	116,056	240.828,274	7.064,000	0,989
9	85,786	112,136	19.732,276	979.036,046	27.978,707	215.283,523	-0,881	118,097	7,279	2.699.298,891	116,056	241.027,950	7.064,172	0,989
10	85,786	112,136	19.732,276	979.360,594	27.982,229	215.520,101	-0,996	118,097	7,279	2.701.408,425	116,056	241.210,186	7.064,172	0,988
11	85,786	112,136	19.732,276	979.718,173	28.001,150	215.681,816	-0,998	118,097	7,279	2.703.456,191	116,056	241.426,580	7.064,172	0,982
12	85,786	112,136	19.732,280	980.184,601	28.033,936	215.800,108	-0,766	118,097	7,279	2.705.470,049	116,056	241.719,340	7.064,172	0,996
13	85,786	112,136	19.732,303	980.469,484	28.063,529	215.945,524	-0,662	118,097	7,279	2.701.878,737	116,056	241.985,424	7.064,172	0,997
14	85,796	112,436	19.734,665	980.887,193	28.097,921	216.261,849	-0,993	118,097	7,279	2.712.351,276	116,056	242.383,750	7.064,172	0,987
15	85,796	112,436	19.734,665	980.887,193	28.097,921	216.261,849	-0,993	118,097	7,279	2.712.351,276	116,056	242.383,750	7.064,172	0,987
16	85,796	112,436	19.740,662	981.044,043	28.129,277	216.403,820	-0,722	118,097	7,279	2.714.712,564	116,056	242.645,753	7.064,172	0,993
17	85,796	112,436	19.753,503	981.211,085	28.153,155	216.548,478	-0,990	118,097	7,279	2.716.986,983	116,056	242.880,657	7.064,173	0,984
18	85,796	112,436	19.763,224	981.383,673	28.190,922	216.701,348	-0,999	118,097	7,279	2.719.447,646	116,056	243.178,426	7.064,173	0,985
19	85,796	112,436	19.768,268	981.585,311	28.199,951	217.002,995	-0,843	118,097	7,279	2.721.959,137	116,056	243.407,954	7.064,173	0,988
20	85,796	112,436	19.776,323	981.761,770	28.213,322	217.206,561	-0,990	118,097	7,279	2.724.436,020	116,056	243.723,074	7.064,173	0,980
21	85,796	112,436	19.789,401	981.923,090	28.257,658	217.324,230	-0,651	118,097	7,279	2.726.963,428	116,056	244.032,271	7.064,173	0,978
22	85,796	112,436	19.816,449	982.096,201	28.278,930	217.530,455	0,512	118,097	7,279	2.729.270,916	116,056	244.269,950	7.064,173	0,991
23	85,796	112,936	19.873,966	982.177,973	28.307,715	217.714,830	-0,997	118,097	7,279	2.731.863,601	116,056	244.576,667	7.064,173	0,999
24	85,796	112,436	19.886,395	982.307,258	28.333,681	217.906,584	-0,986	118,097	7,279	2.734.150,683	116,056	244.812,875	7.064,173	0,983
25	85,796	112,436	19.892,065	982.448,772	28.376,769	218.039,849	-0,893	118,097	7,279	2.736.514,221	116,056	245.090,556	7.064,173	0,990
26	85,796	112,436	19.906,323	982.578,267	28.442,926	218.152,522	-0,993	118,097	7,279	2.738.947,076	116,056	24.386,995	7.064,173	0,984
27	85,796	112,436	19.916,427	982.758,610	28.447,507	218.339,800	-0,954	118,097	7,279	2.741.493,975	116,056	245.706,061	7.064,173	0,984
28	85,796	112,436	19.938,264	982.906,137	28.449,300	218.497,928	-0,646	118,097	7,279	2.743.830,164	116,056	245.980,056	7.064,173	0,994
29	85,796	112,436	19.980,210	983.145,258	28.549,492	218.852,699	-0,979	118,097	7,279	2.748.820,766	116,056	246.442,293	7.064,173	0,996
30	85,796	112,436	19.980,210	983.145,258	28,541,492	218.852,694	-0,979	118,097	7,279	2.748.820,766	116,056	246.642,293	7.064,173	0,996

Registros de la Energía Eléctrica en S/E PGEF 12:00pm May 2017

día	LINEA AMANA							LINEA JUSEPIN						
	MW3PI (MW) (Exportada)	MW3PO (MW) (Importada)	MWH3I (MWh) (Exportada)	MWH3O (MWh) (Importada)	MVRH3I (MVArh) (Exportada)	MVRH3O (MVArh) (Importada)	PF3	MW3PI (MW) (Exportada)	MW3PO (MW) (Importada)	MWH3I (MWh) (Exportada)	MWH3O (MWh) (Importada)	MVRH3I (MVArh) (Exportada)	MVRH3O (MVArh) (Importada)	PF3
1	85,796	112,436	20.024,807	983.178,288	28.544,373	219.070,143	-0,433	118,097	7,279	2.751.116,418	116,056	246.504,266	7.064,173	0,996
2	85,796	112,436	20.045,130	983.263,319	28.555,306	219.238,260	-0,919	118,097	7,279	2.753.439,299	116,056	246.679,420	7.064,179	0,990
3	85,796	112,436	20.065,368	983.338,611	28.584,748	219.343,330	-1,000	118,097	7,279	2.755.948,262	116,056	246.967,835	7.064,179	0,986
4	85,796	112,436	20.090,011	983.436,263	28.608,237	219.529,546	-0,921	118,097	7,279	2.758.360,224	116,056	247.230,734	7.064,179	0,984
5	85,796	112,436	20.093,655	983.622,920	28.628,141	219.734,512	-0,968	118,097	7,279	2.760.816,782	116,056	247.503,048	7.064,181	0,989
6	85,796	112,436	20.105,735	983.836,611	28.660,202	219.908,368	-0,989	118,097	7,279	2.763.212,223	116,056	247.763,227	7.064,181	0,987
7	85,796	112,436	20.116,057	984.086,654	28.667,872	220.141,686	-0,515	118,097	7,279	2.765.504,675	116,056	247.993,968	7.064,181	0,992
8	85,796	112,436	20.128,940	984.231,559	28.680,312	220.334,113	-0,973	118,097	7,279	2.767.934,863	116,056	248.271,889	7.064,181	0,984
9	85,796	112,436	20.136,428	984.410,642	28.716,282	220.487,031	-0,971	118,097	7,279	2.770.427,977	116,056	248.554,661	7.064,183	0,990
10	85,796	112,436	20.148,011	984.563,297	28.755,205	220.695,186	-0,907	118,097	7,279	2.772.920,574	116,056	248.828,603	7.064,183	0,985
11	85,796	112,436	20.153,721	984.765,131	28.776,364	220.908,093	-0,978	118,097	7,279	2.775.484,633	116,056	249.159,453	7.064,183	0,986
12	85,796	112,436	20.153,721	985.180,675	28.792,576	221.063,264	-1,000	118,097	7,279	2.777.523,923	116,056	249.406,983	7.064,183	0,978
13	85,796	112,436	20.165,472	985.352,037	28.798,292	221.339,874	-0,614	118,097	7,279	2.779.909,026	116,056	249.587,669	7.064,183	0,995
14	85,796	112,436	20.197,023	985.442,313	28.805,976	221.572,988	0,320	118,097	7,279	2.782.349,141	116,056	249.728,202	7.064,183	1,000
15	85,796	112,436	20.233,346	985.510,716	28.823,254	221.731,226	-0,928	118,097	7,279	2.784.740,495	116,056	249.886,180	7.064,183	0,990
16	85,796	112,436	20.244,643	985.629,481	28.841,960	221.894,035	-0,924	118,097	7,279	2.787.203,862	116,056	250.122,058	7.064,183	0,991
17	85,796	112,436	20.248,692	986.069,471	28.857,838	22.080,009	-0,988	118,097	7,279	2.789.353,913	116,056	250.420,286	7.064,183	0,990
18	85,796	112,436	20.252,742	986.509,461	28.873,717	222.265,984	-0,988	118,097	7,279	2.791.503,964	116,056	250.718,514	7.064,183	0,986
19	85,796	112,436	20.252,742	987.119,870	28.877,457	222.522,580	-0,995	118,097	7,279	2.793.557,380	116,056	250.986,177	7.064,188	0,984
20	85,796	112,436	20.252,797	987.705,856	28.883,961	222.767,161	-0,514	118,097	7,279	2.795.586,119	116,056	251.319,589	7.064,188	0,990
21	85,796	112,436	20.272,649	987.834,441	28.891,416	223.033,226	-0,304	118,097	7,279	2.798.123,437	116,056	251.596,796	7.064,188	0,992
22	85,796	112,436	20.283,843	987.939,216	28.894,925	223.283,221	-0,616	118,097	7,279	2.800.366,816	116,056	251.807,618	7.064,188	0,991
23	85,796	112,436	20.295,605	988.070,108	28.910,808	223.482,751	-0,815	118,097	7,279	2.802.866,630	116,056	252.060,521	7.064,188	0,989
24	85,796	112,436	20.354,620	988.127,560	28.919,442	223.683,550	-0,808	118,097	7,279	2.805.252,337	116,056	252.230,675	7.064,188	0,991
25	85,796	112,436	20.452,356	988.344,766	28.930,570	223.834,456	-0,741	118,097	7,279	2.807.181,717	116,056	252.371,597	7.068,326	0,993
26	85,796	112,436	20.464,777	988.458,103	28.953,101	223.985,449	-0,912	118,097	7,279	2.809.650,450	116,056	252.654,910	7.068,326	0,986
27	85,796	112,436	20.479,998	988.575,299	28.975,117	224.156,642	-0,961	118,097	7,279	2.812.123,563	116,056	252.910,220	7.068,326	0,989
28	85,796	112,436	20.482,302	988.765,845	29.000,340	224.323,313	-0,972	118,097	7,279	2.814.642,245	116,056	253.280,816	7.068,326	0,971
29	85,796	112,436	20.484,239	989.018,572	29.032,191	224.512,958	-1,000	118,097	7,279	2.817.047,820	116,056	253.615,301	7.068,326	0,985
30	85,796	112,436	20.484,993	989.239,740	29.046,486	224.721,402	-0,866	118,097	7,279	2.819.443,710	116,056	253.839,749	7.068,326	0,986
31	85,796	112,436	20.493,472	989.399,963	29.056,164	224.952,796	-0,932	118,097	7,279	2.821.933,169	116,056	254.014,744	7.068,326	0,991

Registros de la Energía Eléctrica en S/E PGEF 12:00pm Jun 2017

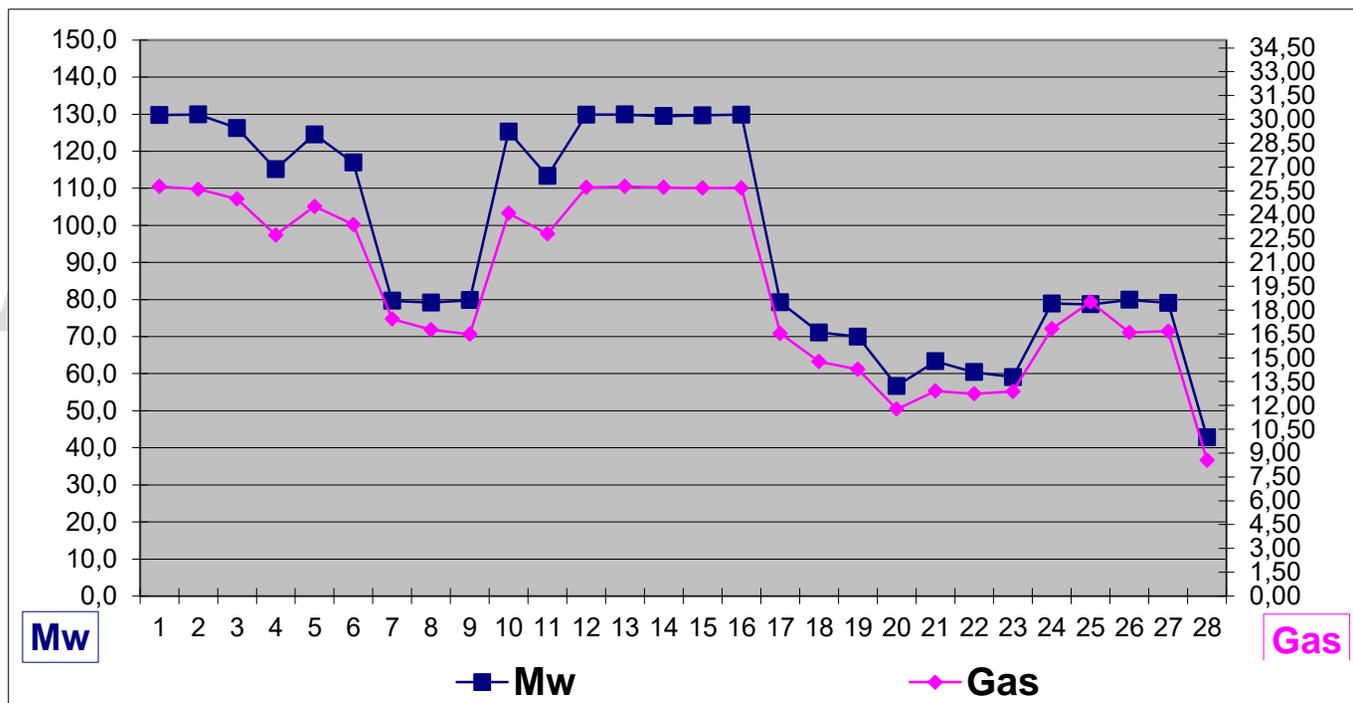
día	LINEA AMANA							LINEA JUSEPIN						
	MW3PI (MW) (Exportada)	MW3PO (MW) (Importada)	MWH3I (MWh) (Exportada)	MWH3O (MWh) (Importada)	MVRH3I (MVArh) (Exportada)	MVRH3O (MVArh) (Importada)	PF3	MW3PI (MW) (Exportada)	MW3PO (MW) (Importada)	MWH3I (MWh) (Exportada)	MWH3O (MWh) (Importada)	MVRH3I (MVArh) (Exportada)	MVRH3O (MVArh) (Importada)	PF3
1	85,796	112,436	20.513,386	989.494,989	29.084,499	225.075,443	-0,819	118,097	7,279	2.824.354,265	116,056	254.282,640	7.068,326	0,991
2	85,796	112,436	20.530,817	989.604,907	29.110,916	225.192,064	-0,964	118,097	7,279	2.826.812,975	116,056	254.578,917	7.068,326	0,984
3	85,796	112,436	20.604,330	989.665,572	29.125,085	225.413,821	-0,983	118,097	7,279	2.829.149,835	116,056	254.711,565	7.068,328	0,996
4	85,796	112,436	20.652,688	989.745,847	29.151,875	225.541,233	0,877	118,097	7,279	2.831.433,169	116,056	254.939,098	7.068,328	0,994
5	85,796	112,436	20.770,203	989.779,136	29.162,241	225.703,091	-0,986	118,097	7,279	2.833.705,000	116,056	255.056,997	7.068,419	0,995
6	85,796	112,436	20.853,845	989.820,086	29.171,563	225.905,270	-0,923	118,097	7,279	2.835.913,373	116,056	255.110,019	7.068,654	0,993
7	85,796	112,436	20.923,468	989.920,562	29.172,362	226.181,017	0,010	118,097	7,279	2.838.198,753	116,056	255.205,037	7.068,654	0,996
8	85,796	112,436	20.997,067	989.964,270	29.178,303	226.404,419	0,551	118,097	7,279	2.840.496,083	116,056	255.343,716	7.068,654	0,990
9	85,796	112,436	20.999,061	990.337,937	29.189,534	226.582,109	0,303	118,097	7,279	2.842.474,091	116,056	255.607,083	7.068,654	0,993
10	85,796	112,436	21.122,676	990.396,768	29.193,527	226.835,639	0,354	118,097	7,279	2.844.904,025	116,056	255.778,850	7.068,655	0,994
11	85,796	112,436	21.224,824	990.489,332	29.195,396	227.047,388	-0,147	118,097	7,279	2.847.052,793	116,056	255.901,827	7.068,655	0,994
12	85,796	112,436	21.294,789	990.536,458	29.208,876	227.238,293	-1,000	118,097	7,279	2.849.399,172	116,056	256.085,507	7.068,655	0,986
13	85,796	112,436	21.295,081	990.796,539	29.233,487	227.342,546	-0,744	118,097	7,279	2.851.456,279	116,056	256.302,533	7.068,659	0,995
14	85,796	112,436	21.326,277	990.903,917	29.262,815	227.458,482	-0,999	118,097	7,279	2.853.564,690	116,056	256.453,294	7.068,661	0,986
15	85,796	112,436	21.384,036	991.039,410	29.295,425	227.634,474	-0,384	118,097	7,279	2.855.881,880	116,056	256.662,058	7.068,939	0,991
16	85,796	112,436	21.448,176	991.086,477	29.335,948	227.746,041	0,814	118,097	7,279	2.858.231,886	116,056	256.832,097	7.068,939	0,997
17	85,796	112,436	21.531,227	991.115,777	29.348,098	227.922,204	0,220	118,097	7,279	2.860.622,542	116,056	256.925,647	7.068,939	0,997
18	85,796	112,436	21.701,756	991.119,688	29.355,136	228.127,494	0,429	118,097	7,279	2.862.796,339	116,056	256.964,139	7.068,939	1,000
19	85,796	112,436	21.840,740	991.134,155	29.363,339	228.348,076	-0,845	118,097	7,279	2.865.085,252	116,056	257.077,984	7.068,943	0,988
20	85,796	112,436	22.008,954	991.153,132	29.379,755	228.521,402	0,981	118,097	7,279	2.867.321,944	116,056	257.095,835	7.075,971	0,999
21	85,796	112,436	22.186,506	991.156,320	29.392,115	228.665,868	0,983	118,097	7,279	2.869.495,671	116,056	257.142,929	7.075,971	0,996
22	85,796	112,436	22.245,888	991.252,572	29.430,365	228.820,517	-0,974	118,097	7,279	2.871.572,852	116,056	257.357,709	7.075,971	0,982
23	85,796	112,436	22.452,199	991.345,014	29.471,831	228.949,400	0,995	118,097	7,279	2.873.800,402	116,056	257.583,714	7.075,971	0,991
24	85,796	112,436	22.643,845	991.345,618	29.487,494	229.104,534	0,861	118,097	7,279	2.876.216,215	116,056	257.703,849	7.075,971	0,996
25	85,796	112,436	22.855,664	991.351,295	29.504,118	229.297,110	0,889	118,097	7,279	2.878.503,517	116,056	257.823,815	7.075,971	0,995
26	85,796	112,436	23.016,114	991.374,980	29.507,344	229.535,122	0,478	118,097	7,279	2.880.836,383	116,056	257.973,937	7.075,972	0,987
27	85,796	112,436	23.084,408	991.468,591	29.526,501	229.710,967	0,856	118,097	7,279	2.883.097,614	116,056	258.227,784	7.075,972	0,987
28	85,796	112,436	23.308,150	991.471,741	29.552,407	229.865,533	0,998	118,097	7,279	2.885.393,351	116,056	258.354,357	7.079,328	0,996
29	85,796	112,436	23.528,380	991.478,634	29.570,715	230.012,359	0,985	118,097	7,279	2.887.692,068	116,056	258.472,342	7.079,328	0,991
30	85,796	112,436	23.827,077	991.478,634	29.605,908	230.071,081	0,990	118,097	7,279	2.889.791,994	116,056	258.632,895	7.079,328	0,993

**ANEXO B: REPORTES DE PROMEDIOS DE CONSUMO
DE GAS**

www.bdigital.ula.ve

Promedios Diarios MW-CONSUMO DE GAS		
febrero/2017		
Fecha	MW	MMPCSD
1	129,8	25,78
2	129,9	25,61
3	126,3	25,00
4	115,2	22,72
5	124,5	24,53
6	116,9	23,38
7	79,6	17,44
8	79,2	16,77
9	79,8	16,48
10	125,3	24,09
11	113,3	22,79
12	129,8	25,72
13	129,9	25,77
14	129,5	25,72
15	129,7	25,67
16	129,8	25,69
17	79,2	16,53
18	71,1	14,75
19	70,0	14,28
20	56,7	11,77
21	63,3	12,92
22	60,4	12,74
23	59,1	12,88
24	78,9	16,82
25	78,7	18,51
26	79,9	16,59
27	79,1	16,67
28	42,8	8,55
		19,51

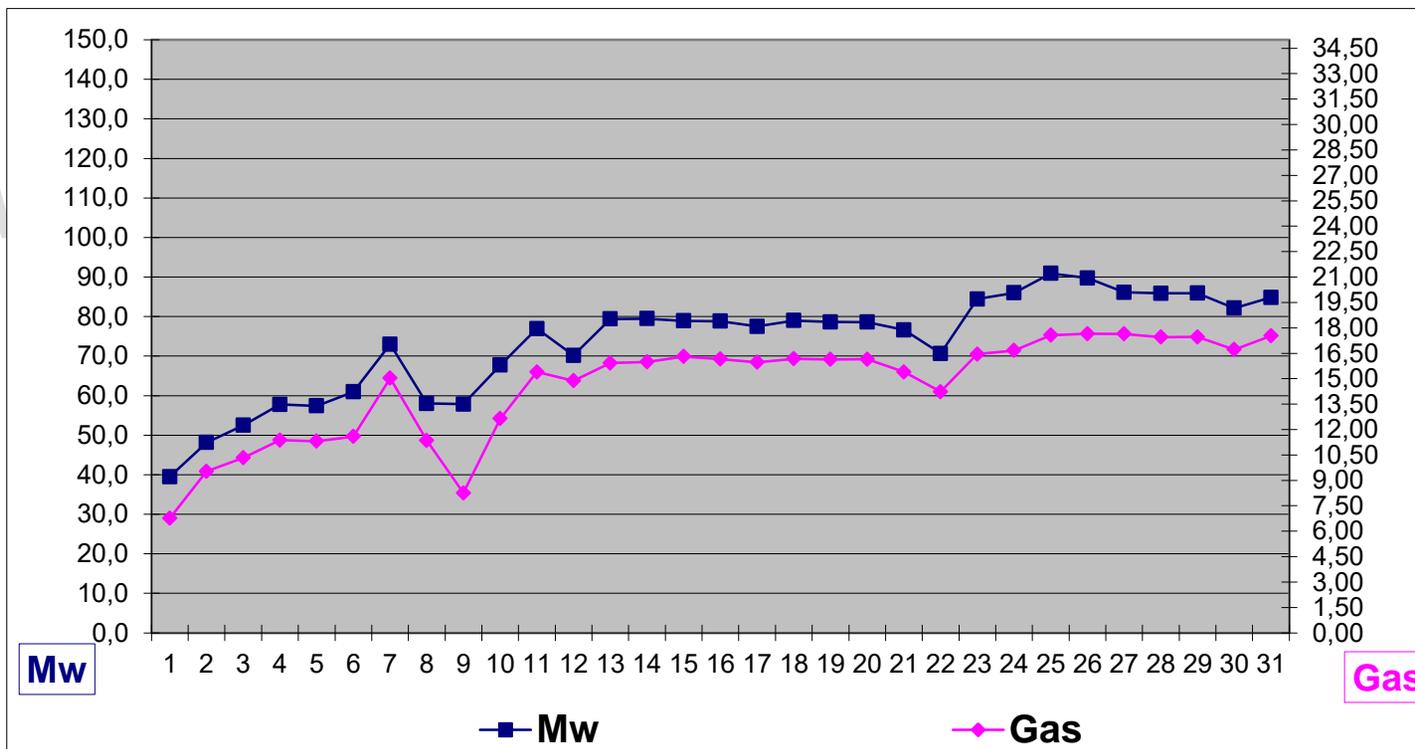
UNIDADES	STATUS	POTENCIA GENERADA (MW)
TGF- 100	E/S	40
TGF- 200		0
TGF- 300		0
TGF- 400		0



Reconocimiento-No comercial-Compartir igual

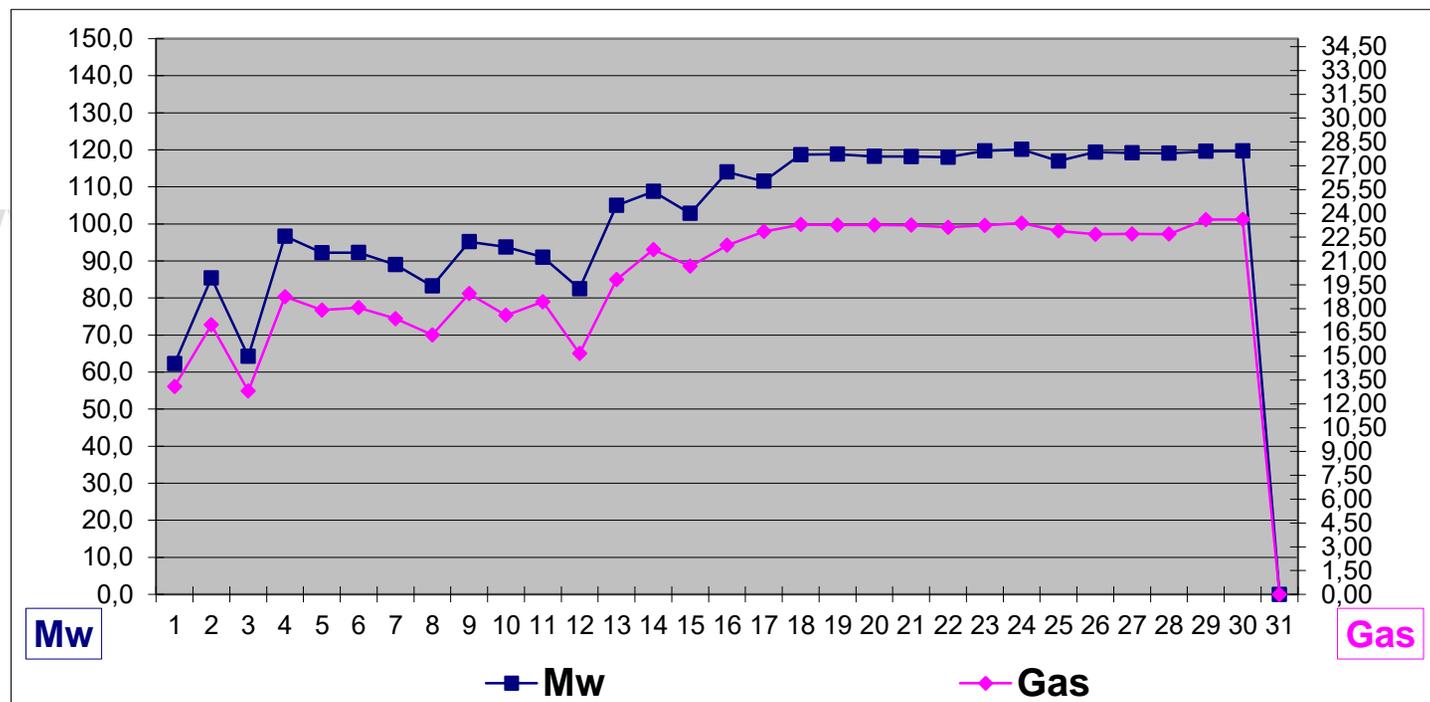
Promedios Diarios MW-CONSUMO DE GAS marzo/2017		
Fecha	MW	MMPCSD
1	39,5	6,76
2	48,1	9,53
3	52,5	10,33
4	57,8	11,38
5	57,4	11,31
6	60,9	11,59
7	73,0	15,03
8	58,0	11,35
9	57,8	8,26
10	67,7	12,64
11	76,9	15,40
12	70,2	14,88
13	79,4	15,92
14	79,5	15,99
15	78,9	16,31
16	78,8	16,16
17	77,5	15,97
18	79,0	16,17
19	78,6	16,14
20	78,6	16,15
21	76,6	15,40
22	70,7	14,23
23	84,4	16,45
24	86,0	16,66
25	90,9	17,57
26	89,8	17,65
27	86,1	17,64
28	85,9	17,46
29	85,9	17,46
30	82,1	16,72
31	84,8	17,53
		14,0

UNIDADES	STATUS	POTENCIA GENERADA (MW)
TGF- 100	E/S	35
TGF- 200		0
TGF- 300	E/S	27
TGF- 400	E/S	21



Promedios Diarios		MW-
CONSUMO DE GAS		
abril/2017		
Fecha	MW	MMPCSD
1	62,3	13,10
2	85,4	16,98
3	64,3	12,81
4	96,7	18,75
5	92,2	17,90
6	92,3	18,06
7	89,0	17,37
8	83,3	16,35
9	95,2	18,94
10	93,8	17,57
11	91,0	18,43
12	82,5	15,17
13	105,0	19,83
14	108,8	21,72
15	102,8	20,67
16	114,0	21,99
17	111,5	22,85
18	118,7	23,29
19	118,8	23,26
20	118,2	23,27
21	118,2	23,26
22	118,0	23,12
23	119,7	23,25
24	120,1	23,39
25	117,0	22,89
26	119,4	22,68
27	119,2	22,70
28	119,1	22,69
29	119,6	23,61
30	119,7	23,62
		19,7

UNIDADES	STATUS	POTENCIA GENERADA (MW)
TGF- 100	E/S	40
TGF- 200		0
TGF- 300	E/S	46
TGF- 400	E/S	34



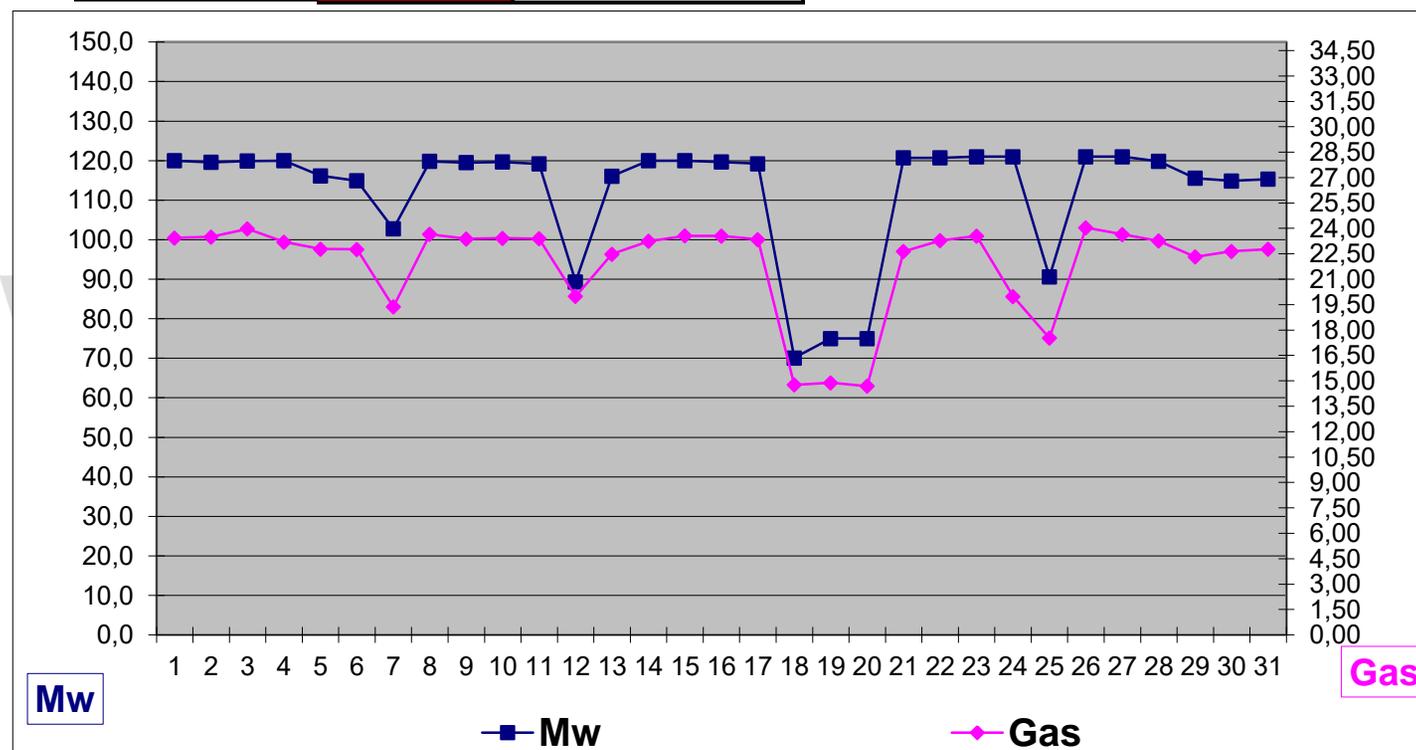
**Promedios Diarios
MW-CONSUMO DE GAS**

mayo/2017

DIA	MW	MMPCSD
1	120,0	23,44
2	119,6	23,49
3	119,9	23,98
4	120,0	23,20
5	116,2	22,78
6	114,9	22,76
7	102,8	19,37
8	119,8	23,66
9	119,5	23,38
10	119,7	23,43
11	119,2	23,40
12	89,3	19,99
13	116,1	22,49
14	120,0	23,24
15	120,0	23,57
16	119,7	23,55
17	119,2	23,34
18	70,1	14,76
19	75,0	14,89
20	75,0	14,69
21	120,7	22,64
22	120,7	23,28
23	121,0	23,55
24	121,0	19,99
25	90,6	17,53
26	121,0	24,04
27	121,0	23,65
28	119,9	23,26
29	115,6	22,32
30	114,9	22,65
31	115,3	22,77

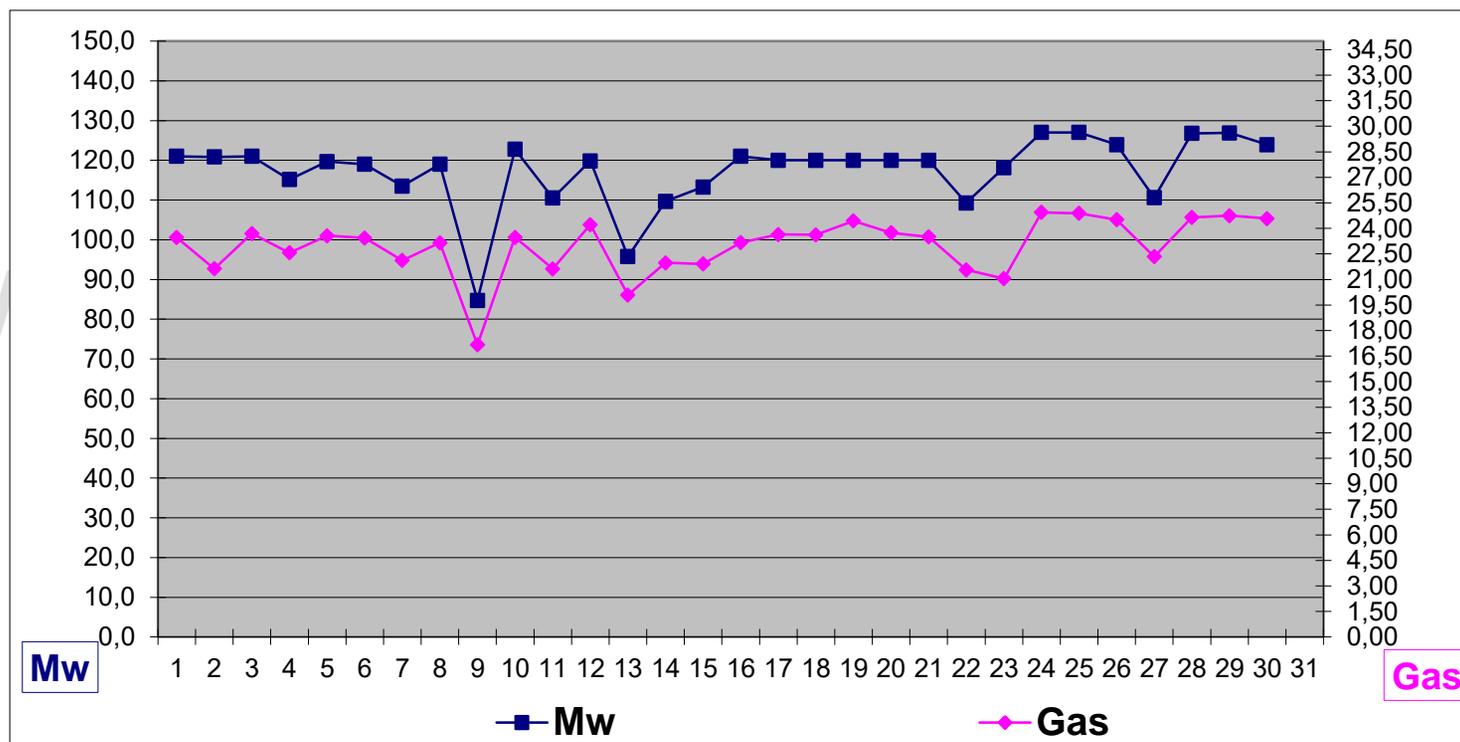
21,2

UNIDADES	STATUS	POTENCIA GENERADA (MW)
TGF- 100	E/S	40
TGF- 200		0
TGF- 300	E/S	46
TGF- 400	E/S	35



Promedios Diarios MW-CONSUMO DE GAS junio/2017		
DIA	MW	MMPCSD
1	121,0	23,46
2	120,8	21,63
3	121,0	23,70
4	115,2	22,57
5	119,7	23,57
6	119,0	23,44
7	113,5	22,12
8	119,0	23,16
9	84,8	17,17
10	122,8	23,47
11	110,5	21,62
12	119,8	24,22
13	95,8	20,09
14	109,7	21,97
15	113,3	21,91
16	121,0	23,16
17	120,0	23,64
18	120,0	23,63
19	120,0	24,43
20	120,0	23,75
21	120,0	23,50
22	109,3	21,57
23	118,2	21,05
24	127,0	24,95
25	127,0	24,89
26	123,9	24,51
27	110,6	22,34
28	126,8	24,64
29	126,9	24,74
30	123,9	24,58
		22,2

UNIDADES	STATUS	POTENCIA GENERADA (MW)
TGF- 100	E/S	40
TGF- 200		0
TGF- 300	E/S	50
TGF- 400	E/S	37



ANEXO C: ANÁLISIS DE CARGAS DE LA PGEF

www.bdigital.ula.ve


PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EL FURRIAL
Análisis de Cargas Eléctricas

Fecha: 17-07-2017

Cargas Asociadas al Centro de Control de Motores de la Unidad 100
Demanda en Operación

No.	Equipo		Motores				Otras Cargas			Capacidad Nominal del Sistema en Operación (kVA)	Continua		Intermitente		Reserva	
	Descripción (No de equipos)	Tipo de Carga	Capacidad del Motor (Hp)	Factor de Potencia (fp)	Factor de Servicio (Fs)	Eficiencia (n)	Capacidad de la Carga (kW)	Factor de Potencia (fp)	Factor de Demanda (Fd)		kW	kVAR	kW	kVAR	kW	kVAR
1	Sistema de Aceite de Control Hidráulico (2)	C	30	0,87	1,15	0,92			0,5	29,58	25,74	14,59			25,74	14,59
2	Sistema de Aire de Ventilación de la Turbina (3)	C	40	0,89	1	0,92			0,67	67,09	59,71	30,59			29,84	15,29
3	Extractor de Polvo Caseta de Filtros (1)	C	50	0,85	1,15	0,94			1	50,46	42,90	26,58				
4	Sistema de Refrigeración Evaporativo (1)	C	5	0,94	1,15	0,90	2,08	0,85	1	7,01	6,37	2,85				
5	Sistema de Inyección de Agua Desmineralizada (3)	C	60	0,88	1,25	0,93			0,67	127,22	111,96	60,43			55,95	30,20
6	Sistema de Bombeo de Refrigeración Cerrada (3)	C	20	0,85	1,25	0,91			0,67	43,90	37,32	23,13			18,65	11,56
7	Refrigeración de Ventilador de Extremo (3)	C	25	0,85	1,25	0,91			0,67	55,13	46,86	29,04			23,31	14,45
8	Cargador de Baterías de 24 VDC (1)	C					1,25	0,8	1	1,56	1,25	0,94				
9	Cargador de Baterías de 125 VDC (1)	C					3,13	0,8	1	3,91	3,13	2,34				
Sistema Lubricación del Generador																
10	Motor Arranque de Aceite Lubricante (1)	I	7,5	0,74	1,15	0,89			1	8,69			6,43	5,85		
11	Motor de Aceite Lubricante (1)	R	7,5	0,75	1,15	0,89			1	0,00					6,43	5,67
12	Eliminador de la Niebla del Aceite Lubricante (1)	C	1,15	0,88	1,15	0,90			1	1,12	0,99	0,53				
13	Enfriador de Aceite (1)	I	0,5	0,6	1,15	0,87			1	0,71			0,43	0,57		
14	Calentador de Aceite (1)	I					4,5	1	1	4,5			4,5	0,00		
15	Extractor del Generador (1)	C	3,4	0,86	1,1	0,90			1	3,24	2,79	1,66				

Notas:

1. Tipo de Carga:

C (Continua): mas de 8 horas de Operación Continua

I (Intermitente): menos de 8 horas de Operación Continua

R (Reserva): Respaldo a Otros Equipos

$$2. \text{kW} = \text{Hp} \times 0,746 \times \text{Fs}; \text{kVAR} = \text{kW} / \text{fp} \times \text{sen}(\text{acos}(\text{fp}))$$

Total	404,15	339,00	192,67	11,36	6,42	159,9	91,75
kVA Totales		389,92		13,05		184,37	
Demanda Máxima (8 Horas) kVA	402,97						
Demanda Máxima (15 Minutos) kVA	587,35						



PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EL FURRIAL

Análisis de Cargas Eléctricas

Fecha: 17-07-2017

Cargas Asociadas al Centro de Control de Motores de la Unidad 200

Demanda en Operación

No	Equipo		Motores				Otras Cargas		Factor de Demanda (Fd)	Capacidad Nominal del Sistema en Operación (kVA)	Continua		Intermitente		Reserva	
	Descripción (No de equipos)	Tipo de Carga	Capacidad del Motor (Hp)	Factor de Potencia (fp)	Factor de Servicio (Fs)	Eficiencia (n)	Capacidad de la Carga (kW)	Factor de Potencia (fp)			kW	kVAR	kW	kVAR	kW	kVAR
1	Sistema de Aceite de Control Hidráulico (2)	C	30	0,87	1,15	0,92			0,5	29,58	25,74	14,59			25,74	14,59
2	Sistema de Aire de Ventilación de la Turbina (3)	C	40	0,89	1	0,92			0,67	67,09	59,71	30,59			29,84	15,29
3	Extractor de Polvo Caseta de Filtros (1)	C	50	0,85	1,15	0,94			1	50,46	42,90	26,58				
4	Sistema de Refrigeración Evaporativo (1)	C	5	0,94	1,15	0,9	2,08	0,85	1	7,01	6,37	2,85				
5	Sistema de Inyección de Agua Desmineralizada (3)	C	60	0,88	1,25	0,93			0,67	127,22	111,96	60,43			55,95	30,20
6	Cargador de Baterías de 24 VDC (1)	C					1,25	0,8	1	1,56	1,25	0,94				
Sistema Lubricación del Generador																
7	Motor Arranque de Aceite Lubricante (1)	I	7,5	0,74	1,15	0,89			1	8,69			6,43	5,85		
8	Motor de Aceite Lubricante (1)	R	7,5	0,75	1,15	0,89			1	0,00					6,43	5,67
9	Eliminador de la Niebla del Aceite Lubricante (1)	C	1,15	0,88	1,15	0,90			1	1,12	0,99	0,53				
10	Enfriador de Aceite (1)	I	0,5	0,6	1,15	0,87			1	0,71			0,43	0,57		
11	Calentador de Aceite (1)	I					4,5	1	1	4,5			4,5	0,00		
12	Extractor del Generador (1)	C	3,4	0,86	1,1	0,90			1	3,24	2,79	1,66				
Total										301,21	251,69	138,16	11,36	6,42	118,0	65,75
kVA Totales											287,12		13,05		135,05	
Demanda Máxima (8 Horas) kVA										300,17						
Demanda Máxima (15 Minutos) kVA										435,22						

Notas:

1. Tipo de Carga:

C (Continua): mas de 8 horas de Operación Continua

I (Intermitente): menos de 8 horas de Operación Continua

R (Reserva): Respaldo a Otros Equipos

$$2. \text{kW} = \text{Hp} \times 0,746 \times \text{Fs}; \text{kVAR} = \text{kW} / \text{fp} \times \text{sen}(\text{acos}(\text{fp}))$$


PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EL FURRIAL
Análisis de Cargas Eléctricas

Fecha: 17-07-2017

Cargas Asociadas al Centro de Control de Motores de la Unidad 300
Demanda en Operación

No.	Equipo		Motores				Otras Cargas			Capacidad Nominal del Sistema en Operación (kVA)	Continua		Intermitente		Reserva	
	Descripción (No de equipos)	Tipo de Carga	Capacidad del Motor (Hp)	Factor de Potencia (fp)	Factor de Servicio (Fs)	Eficiencia (n)	Capacidad de la Carga (kW)	Factor de Potencia (fp)	Factor de Demanda (Fd)		kW	kVAR	kW	kVAR	kW	kVAR
1	Sistema de Aceite de Control Hidráulico (2)	C	30	0,87	1,15	0,92			0,5	29,58	25,74	14,59			25,74	14,59
2	Sistema de Aire de Ventilación de la Turbina (3)	C	40	0,89	1	0,92			0,67	67,09	59,71	30,59			29,84	15,29
3	Extractor de Polvo Caseta de Filtros (1)	C	50	0,85	1,15	0,94			1	50,46	42,90	26,58				
4	Sistema de Refrigeración Evaporativo (1)	C	5	0,94	1,15	0,9	2,08	0,85	1	7,01	6,37	2,85				
5	Sistema de Inyección de Agua Desmineralizada (3)	C	60	0,88	1,25	0,93			0,67	127,22	111,96	60,43			55,95	30,20
6	Sistema de Bombeo de Refrigeración Cerrada (3)	C	20	0,85	1,25	0,91			0,67	43,90	37,32	23,13			18,65	11,56
7	Refrigeración de Ventilador de Extremo (3)	C	25	0,85	1,25	0,91			0,67	55,13	46,86	29,04			23,31	14,45
8	Cargador de Baterías de 24 VDC (1)	C					1,25	0,8	1	1,56	1,25	0,94				
9	Cargador de Baterías de 125 VDC (1)	C					3,13	0,8	1	3,91	3,13	2,34				
Sistema Lubricación del Generador																
10	Motor Arranque de Aceite Lubricante (1)	I	7,5	0,74	1,15	0,89			1	8,69			6,43	5,85		
11	Motor de Aceite Lubricante (1)	R	7,5	0,75	1,15	0,89			1	0,00					6,43	5,67
12	Eliminador de la Niebla del Aceite Lubricante (1)	C	1,15	0,88	1,15	0,90			1	1,12	0,99	0,53				
13	Enfriador de Aceite (1)	I	0,5	0,6	1,15	0,87			1	0,71			0,43	0,57		
14	Calentador de Aceite (1)	I					4,5	1	1	4,5			4,5	0,00		
15	Extractor del Generador (1)	C	3,4	0,86	1,1	0,90			1	3,24	2,79	1,66				
Total										404,15	339,00	192,67	11,36	6,42	159,9	91,75
kVA Totales											389,92		13,05		184,37	
Demanda Máxima (8 Horas) kVA										402,97						
Demanda Máxima (15 Minutos) kVA										587,35						

Notas:

1. Tipo de Carga:

C (Continua): mas de 8 horas de Operación Continua

I (Intermitente): menos de 8 horas de Operación Continua

R (Reserva): Respaldo a Otros Equipos

$$2. \text{kW} = \text{Hp} \times 0,746 \times \text{Fs}; \text{kVAR} = \text{kW} / \text{fp} \times \text{sen}(\text{acos}(\text{fp}))$$


PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EL FURRIAL
Análisis de Cargas Eléctricas

Fecha: 17-07-2017

Cargas Asociadas al Centro de Control de Motores de la Unidad 400
Demanda en Operación

No.	Equipo		Motores				Otras Cargas			Capacidad Nominal del Sistema en Operación (kVA)	Continua		Intermitente		Reserva	
	Descripción (No de equipos)	Tipo de Carga	Capacidad del Motor (Hp)	Factor de Potencia (fp)	Factor de Servicio (Fs)	Eficiencia (n)	Capacidad de la Carga (kW)	Factor de Potencia (fp)	Factor de Demanda (Fd)		kW	kVAR	kW	kVAR	kW	kVAR
1	Sistema de Aceite de Control Hidráulico (2)	C	30	0,87	1,15	0,92			0,5	29,58	25,74	14,59			25,74	14,59
2	Sistema de Aire de Ventilación de la Turbina (3)	C	40	0,89	1	0,92			0,67	67,09	59,71	30,59			29,84	15,29
3	Extractor de Polvo Caseta de Filtros (1)	C	50	0,85	1,15	0,94			1	50,46	42,90	26,58				
4	Sistema de Refrigeración Evaporativo (1)	C	5	0,94	1,15	0,9	2,08	0,85	1	7,01	6,37	2,85				
5	Sistema de Inyección de Agua Desmineralizada (3)	C	60	0,88	1,25	0,93			0,67	127,22	111,96	60,43			55,95	30,20
6	Cargador de Baterías de 24 VDC (1)	C					1,25	0,8	1	1,56	1,25	0,94				
Sistema Lubricación del Generador																
7	Motor Arranque de Aceite Lubricante (1)	I	7,5	0,74	1,15	0,89			1	8,69			6,43	5,85		
8	Motor de Aceite Lubricante (1)	R	7,5	0,75	1,15	0,89			1	0,00					6,43	5,67
9	Eliminador de la Niebla del Aceite Lubricante (1)	C	1,15	0,88	1,15	0,90			1	1,12	0,99	0,53				
10	Enfriador de Aceite (1)	I	0,5	0,6	1,15	0,87			1	0,71			0,43	0,57		
11	Calentador de Aceite (1)	I					4,5	1	1	4,5			4,5	0,00		
12	Extractor del Generador (1)	C	3,4	0,86	1,1	0,90			1	3,24	2,79	1,66				
Total										301,21	251,69	138,16	11,36	6,42	118,0	65,75
kVA Totales											287,12		13,05		135,05	
Demanda Máxima (8 Horas) kVA										300,17						
Demanda Máxima (15 Minutos) kVA										435,22						

Notas:

1. Tipo de Carga:

C (Continua): mas de 8 horas de Operación Continua

I (Intermitente): menos de 8 horas de Operación Continua

R (Reserva): Respaldo a Otros Equipos

$$2. kW=Hp \times 0,746 \times Fs; kVAR=kW/fp \times \text{sen}(\text{acos}(fp))$$


PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EL FURRIAL
Análisis de Cargas Eléctricas

Fecha: 18-07-2017

Cargas Asociadas al CCM de la Planta de Tratamiento de Agua
Demanda en Operación

No	Equipo		Motores				Otras Cargas		Factor de Demanda (Fd)	Capacidad Nominal del Sistema en Operación (kVA)	Continua		Intermitente		Reserva				
	Descripción (No de equipos)	Tipo de Carga	Capacidad del Motor (Hp)	Factor de Potencia (fp)	Factor de Servicio (Fs)	Eficiencia (n)	Capacidad de la Carga (kW)	Factor de Potencia (fp)			kW	kVAR	kW	kVAR	kW	kVAR			
1	Sistema de Patín de Agua Cruda (3)	C	15	0,91	1,25	0,86			0,33	15,22	13,85	6,31			27,98	12,75			
2	Sistema de Patín de Osmosis Inversa (1)	C	30	0,91	1,15	0,91			1,00	28,28	25,74	11,73							
3	Sistema Limpiador de Osmosis Inversa (1)	C	10	0,90	1,15	0,87			1	0,00					8,58	4,15			
4	Sistema de Agua Potable (2)	C	2	0,85	1,15	0,86			0,5	2,02	1,72	1,06			1,72	1,06			
5	Sistema de Agua Permeada (2)	C	15	0,91	1,15	0,86			0,50	14,14	12,87	5,86			12,87	5,86			
6	Rectificador de las Celulas EDI (1)	C					2,08	0,82	1,00	2,54	2,08	1,45							
7	Sistema de Represión de Agua Desmineralizada (2)	C	7,5	0,78	1,15	0,86			0,50	8,25	6,43	5,16			6,43	5,16			
8	Sistema de Enfriamiento Evaporativo (2)	C	12,5	0,89	1,15	0,90			0,50	12,05	10,72	5,49			10,72	5,49			
9	Sistema de Comprensión de Aire (4)																		
	Motor Ventilador	C	3	0,78	1,15	0,87			0,50	6,60	5,15	4,13			5,15	4,13			
10	Motor Compresor	C	60	0,84	1,21	0,92			0,50	128,95	108,32	69,97			108,3	69,97			
	Sistema de Protección Contra Incendios (1)																		
11	Motor de Bomba Principal	R	50	0,8	1,15	0,92			1	0,00					42,90	32,17			
12	Motor de Bomba Secundaria	R	2	0,8	1,15	0,80			1	0,00					1,72	1,29			
13	Sistema de Agua Residuales (1)	I	3	0,7	1,15	0,88			1	3,68			2,57	2,63					
14	Sistema HVAC	C					6	0,85	1	7,06	6,00	3,718							
Notas:																			
1. Tipo de Carga:			2. kW=Hp x 0,746 x Fs; kVAR=kW/fp x sen(acos(fp))																
C (Continua): mas de 8 horas de Operación Continua																			
I (Intermitente): menos de 8 horas de Operación Continua																			
R (Reserva): Respaldo a Otros Equipos																			
										Total		228,78	192,87	114,88	2,57	2,63	226,37	142,04	
										kVA Totales			224,50		3,68		267,25		
										Demanda Máxima (8 Horas) kVA		228,17							
										Demanda Máxima (15 Minutos) kVA		495,42							


PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EL FURRIAL
Análisis de Cargas Eléctricas

Fecha: 18-07-2017

Cargas Asociadas a los Paneles de Control y Protección del Turbogenerador
Demanda en Operación

No	Equipo		Motores				Otras Cargas		Factor de Demanda (Fd)	Capacidad Nominal del Sistema en Operación (kVA)	Continua		Intermitente		Reserva	
	Descripción (No de equipos)	Tipo de Carga	Capacidad del Motor (Hp)	Factor de Potencia (fp)	Factor de Servicio (Fs)	Eficiencia (n)	Capacidad de la Carga (kW)	Factor de Potencia (fp)			kW	kVAR	kW	kVAR	kW	kVAR
Panel PDP1																
1	Control y Monitoreo	C					7,86	0,85	1,00	9,25	7,86	4,87				
2	Calentadores de Espacio	I					3,2	1	1,00	3,20			3,2	0		
3	Cargador de Baterías de Generador de Emergencia	R					2	1	1,00	2,00					2,00	0,00
4	UPS de Instrumentos	C					12	0,82	1,00	14,63	12	8,38				
Panel PDP2																
5	Control y Monitoreo	C					7,86	0,85	1,00	9,25	7,86	4,87				
6	Calentadores de Espacio	I					3,2	1	1,00	3,20			3,2	0		
7	UPS de Instrumentos (1)	R					12	0,82	1,00	0,00					12	8,38
Panel PDP3																
8	Motor de Bomba Sumergible Separador de Aceite y Agua	I	5	0,83	1,15	0,88				5,20			4,29	2,94		
9	Calentador de Espacio de Bomba Diesel Contra Incendios	R					1,5	1	1,00	0,00					1,50	0,00

Notas:

1. Tipo de Carga:

C (Continua): mas de 8 horas de Operación Continua

I (Intermitente): menos de 8 horas de Operación Continua

R (Reserva): Respaldo a Otros Equipos

2. $kW = Hp \times 0,746 \times Fs$; $kVAR = kW / fp \times \text{sen}(\text{acos}(fp))$

Total										46,73	27,72	18,12	10,7	2,94	13,50	8,38
kVA Totales											33,12		11,09		15,89	
Demanda Máxima (8 Horas) kVA										44,20						
Demanda Máxima (15 Minutos) kVA										60,09						


PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EL FURRIAL
Análisis de Cargas Eléctricas

Fecha: 19-07-2017

Cargas Asociadas al Generador
Demanda en Operación

No.	Equipo		Motores				Otras Cargas		Factor de Demanda (Fd)	Capacidad Nominal del Sistema en Operación (kVA)	Continua		Intermitente		Reserva	
	Descripción (No de equipos)	Tipo de Carga	Capacidad del Motor (Hp)	Factor de Potencia (fp)	Factor de Servicio (Fs)	Eficiencia (n)	Capacidad de la Carga (kW)	Factor de Potencia (fp)			kW	kVAR	kW	kVAR	kW	kVAR
Panel HPP1																
1	Calentadores de Espacio	I					0,74	1	1,00	0,74			0,74	0		
2	Paneles Control y Monitoreo	C					0,45	0,85	1,00	0,53	0,45	0,28				
3	Enfriadores ("Coolers")	I					2,12	0,85	1,00	2,49			2,12	1,31		
4	Iluminación Caseta de Generador	I					0,35	0,9	1,00	0,39			0,35	0,17		
Panel HPP2																
6	Calentadores de Espacio	I					0,74	1	1,00	0,74			0,74	0		
7	Paneles Control y Monitoreo	C					0,45	0,85	1,00	0,53	0,45	0,28				
8	Enfriadores ("Coolers")	I					2,12	0,85	1,00	2,49			2,12	1,31		
9	Iluminación Caseta de Generador	I					0,35	0,9	1,00	0,39			0,35	0,17		
Panel HPP3																
11	Calentadores de Espacio	I					0,74	1	1,00	0,74			0,74	0		
12	Paneles Control y Monitoreo	C					0,45	0,85	1,00	0,53	0,45	0,28				
13	Enfriadores ("Coolers")	I					2,12	0,85	1,00	2,49			2,12	1,31		
14	Iluminación Caseta de Generador	I					0,35	0,9	1,00	0,39			0,35	0,17		
Panel HPP4																
16	Calentadores de Espacio	I					0,74	1	1,00	0,74			0,74	0		
17	Paneles Control y Monitoreo	C					0,45	0,85	1,00	0,53	0,45	0,28				
18	Enfriadores ("Coolers")	I					2,12	0,85	1,00	2,49			2,12	1,31		
19	Iluminación Caseta de Generador	I					0,35	0,9	1,00	0,39			0,35	0,17		

1. Tipo de Carga

C (Continua): más de 8 horas de Operación Continua

I (Intermitente): menos de 8 horas de Operación Continua

R (Reserva): Respaldo a Otros Equipos

2. kW=Hp x 0,746 x Fs; kVAR=kW/fp x sen(acos(fp))

Total	16,61	1,80	1,12	12,84	5,93		
kVA Totales		2,12		14,14			
Demanda Máxima (8 Horas) kVA	16,26						
Demanda Máxima (15 Minutos) kVA	16,26						



PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EL FURRIAL

Análisis de Cargas Eléctricas

Fecha: 19-07-2017

Cargas Asociadas a los Paneles de Iluminación Externa MPP

Demanda en Operación

No.	Equipo		Motores				Otras Cargas		Factor de Demanda (Fd)	Capacidad Nominal del Sistema en Operación (kVA)	Continua		Intermitente		Reserva	
	Descripción (No de equipos)	Tipo de Carga	Capacidad del Motor (Hp)	Factor de Potencia (fp)	Factor de Servicio (Fs)	Eficiencia (n)	Capacidad de la Carga (kW)	Factor de Potencia (fp)			kW	kVAR	kW	kVAR	kW	kVAR
	Panel MPP1															
1	Iluminación Externa	C					6,93	0,9	1,00	7,70	6,93	3,36				
	Panel MPP2															
2	Iluminación Externa	C					6,93	0,9	1,00	7,70	6,93	3,36				
	Panel MPP3															
3	Extractores de Ventilación	C					1,32	0,85	1,00	1,55	1,32	0,82				
	Panel MPP4															
4	Iluminación Externa	C					8,78	0,9	1,00	9,75	8,78	4,25				
Total										26,71	23,96	11,78				
kVA Totales											26,70					
Demanda Máxima (8 Horas) kVA										26,70						
Demanda Máxima (15 Minutos) kVA										26,70						

Notas:

1. Tipo de Carga:

C (Continua): mas de 8 horas de Operación Continua

I (Intermitente): menos de 8 horas de Operación Continua

R (Reserva): Respaldo a Otros Equipos

2. $kW=Hp \times 0,746 \times Fs$; $kVAR=kW/fp \times \text{sen}(\text{acos}(fp))$



Planta de Generación eléctrica El Furrial

Análisis de Cargas Eléctricas

Fecha: 20-07-2017		Cargas Asociadas al Calentador de Gas Combustible y Sistema de Arranque Hidráulico								Demanda en Operación						
No.	Equipo		Motores				Otras Cargas		Factor de Demanda (Fd)	Capacidad Nominal del Sistema en Operación (kVA)	Continua		Intermitente		Reserva	
	Descripción (No de equipos)	Tipo de Carga	Capacidad del Motor (Hp)	Factor de Potencia (fp)	Factor de Servicio (Fs)	Eficiencia (n)	Capacidad de la Carga (kW)	Factor de Potencia (fp)			kW	kVAR	kW	kVAR	kW	kVAR
1	Calentador de Gas Combustible	C	495	1	1,09	0,85			0,5	201,25	201,25	0			201,25	0
2	Sistema de Arranque Hidráulico	I	350	0,87	1,15	0,95			1	345,13		0,00	300,27	170,2		
Total										546,38	201,25	0,00	300,27	170,17	201,25	0
kVA Totales											201,25		345,13		201,25	
Demanda Máxima (8 Horas) kVA										546,38						
Demanda Máxima (15 Minutos) kVA										747,64						

Notas:

1. Tipo de Carga:

C (Continua): mas de 8 horas de Operación Continua

I (Intermitente): menos de 8 horas de Operación Continua

R (Reserva): Respaldo a Otros Equipos

$$2. \text{kW} = \text{Hp} \times 0,746 \times \text{Fs}; \text{kVAR} = \text{kW} / \text{fp} \times \text{sen}(\text{acos}(\text{fp}))$$



PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EL FURRIAL

Análisis de Cargas Eléctricas

Fecha: 20-07-2017

Cargas Asociadas a los Paneles de Iluminación

Demanda en Operación

No.	Equipo		Motores				Otras Cargas		Factor de Demanda (Fd)	Capacidad Nominal del Sistema en Operación (kVA)	Continua		Intermitente		Reserva	
	Descripción (No de equipos)	Tipo de Carga	Capacidad del Motor (Hp)	Factor de Potencia (fp)	Factor de Servicio (Fs)	Eficiencia (n)	Capacidad de la Carga (kW)	Factor de Potencia (fp)			kW	kVAR	kW	kVAR	kW	kVAR
Panel LDP1																
1	Iluminación	C					6,15	0,90	1,00	6,56	5,90	2,86			0,25	0,12
2	TUG	C					11,32	1	1,00	11,32	12,64	0				
3	Extractores de Ventilación (4)	C					1,1	0,85	1,00	1,29	1,10	0,68				
4	UPS de Instrumentos (1)	C					12	0,82	1,00	14,63	12	8,38				
Panel LPD2																
5	Iluminación	C					6,15	0,90	1,00	6,56	5,90	2,86			0,25	0,12
6	TUG	C					11,32	1	1,00	11,32	12,64	0,00				
7	Extractores de Ventilación (4)	C					1,1	0,85	1,00	1,29	1,10	0,68				
8	UPS de Instrumentos (1)	C					10	0,82	1,00	12,20	10	6,98				
Panel LPD3																
9	Iluminación	C					5,25	0,90	1,00	4,87	4,38	2,12			0,87	0,42
10	TUG	C					7,14	1	1,00	7,14	7,14	0,00				
11	Extractores de Ventilación (2)	C					0,3	0,85	1,00	0,35	0,3	0,19				
12	UPS de Instrumentos (1)	C					12	0,82	1,00	14,63	12	8,38				
Panel LDP4																
13	Iluminación	C					8,42	0,90	1,00	8,26	7,43	3,60			0,99	0,48
14	TUG	C					10,2	1	1,00	10,20	10,40	0,00				
15	Extractores de Ventilación (6)	C					1,75	0,85	1,00	2,06	1,75	1,08				
16	UPS de Instrumentos (1)	C					12	0,82	1,00	14,63	12	8,38				
Panel LDP5																
17	Iluminación	C					0,67	0,90	1,00	0,66	0,59	0,29			0,12	0,06
18	TUG	C					1,52	1	1,00	1,52	1,52	0,00				

1. Tipo de Carga:

C (Continua): mas de 8 horas de Operación Continua

I (Intermitente): menos de 8 horas de Operación Continua

R (Reserva): Respaldo a Otros Equipos

2. kW=Hp x 0,746 x Fs; kVAR=kW/fp x sen(acos(fp))

Total									129,49	118,79	46,46			2,48	1,20
kVA Totales										127,55				2,76	
Demanda Máxima (8 Horas) kVA									127,55						
Demanda Máxima (15 Minutos) kVA									130,31						