

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE HIDRACINA Y FOSFATO PARA CONTROL FÍSICO-QUÍMICO DEL CICLO AGUA-VAPOR DE LAS UNIDADES DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs. Carapaica C. Marcos E.,
Romero B. Osmer E.
Para optar al Título de
Ingeniero Mecánico

Caracas, 2008

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE HIDRACINA Y FOSFATO PARA CONTROL FÍSICO-QUÍMICO DEL CICLO AGUA- VAPOR DE LAS UNIDADES DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Alberto Fuentes
TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Jorge Peñate

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs. Carapaica C. Marcos E.,
Romero B. Osmer E.
Para optar al título de
Ingeniero Mecánico

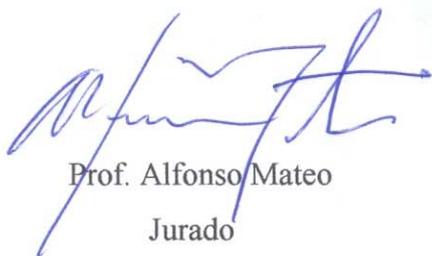
Caracas, 2008

Caracas, Mayo de 2008

Los abajo firmantes miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Mecánica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por los bachilleres Marcos E. Carapaica C. y Osmer E. Romero B., titulado:

“Diseño de los sistemas de inyección de Hidracina y Fosfato para control físico-químico del ciclo agua-vapor de las unidades de una planta de generación”

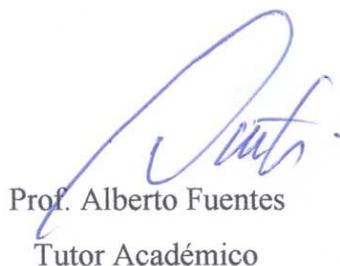
Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Mecánico, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por los autores, lo declaran APROBADO.



Prof. Alfonso Mateo
Jurado



Prof. Felix Flores
Jurado



Prof. Alberto Fuentes
Tutor Académico



DEDICATORIA

Este trabajo de grado se lo dedico a mi familia por su amor incondicional e invaluable aporte para mi desarrollo como persona.

Marcos E. Carapaica C.

A mis padres, gracias a ellos se cumplió esta meta. Son seres maravillosos.

Osmer E. Romero B.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mi familia por estar ahí siempre a mi lado, a la familia Romero por adoptarme todo este tiempo y para las personas que participaron e hicieron posible que se lograra el objetivo, ustedes saben quienes son.

Quisiera agradecer a mi madre Nancy por estar ayudarme desde niño a obtener un hábito de estudio y por su amor incondicional.

A mi padre Marcos por sus consejos que de una u otra manera son escuchados y aplicados, así no sea de inmediato, te quiero.

A mis hermanas, Carla y Carol, por estar siempre presente y alegrar el día.

A mis abuelas Josefina Y Candida por su cariño y afecto durante toda la vida.

Y por ultimo pero no menos importante a los que no están pero están dando su empujoncito desde arriba.

LOS AMO.

Marcos E. Carapaica C.

AGRADECIMIENTOS

A todas las personas que de alguna manera contribuyeron a que este trabajo se materializara. Al personal de la Electricidad de Caracas, que de una u otra forma estuvo involucrado en el proyecto, por sus consejos y recomendaciones.

Gracias enormes a mi novia, Maria Fernanda, por su apoyo incondicional, por sus desvelos y por estar siempre ahí. Gracias también a su mamá por sus palabras de aliento.

Al Arq. Ángel Palomo, gracias, tu aporte fue invaluable.

A mi madre, por su amor sin límites y sus palabras que ayudaron y ayudan a tomar conciencia.

A mis hermanos por creer siempre en mí. Y a mi padre por su ejemplo.

Osmer E. Romero B.

**Carapaica C., Marcos E.
Romero B., Osmer E.**

**DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE HIDRACINA Y FOSFATO
PARA CONTROL FÍSICO-QUÍMICO DEL CICLO AGUA-
VAPOR DE LAS UNIDADES DE UNA PLANTA DE
GENERACIÓN**

**Tutor Académico: Prof. Alberto Fuentes. Tutor Industrial: Ing. Jorge
Peñate. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería
Mecánica. 2008. 242 pág.**

Palabras Claves: Diseño, Hidracina, Fosfato, Ciclo, Dosificación.

Resumen. El presente Trabajo Especial de Grado comprendió lo relativo al diagnóstico de situación, proposición y desarrollo de alternativas para el proceso de tratamiento de agua de alimentación para calderas con Hidracina y Fosfato, los cuales permiten la desaireación química, la formación de una capa protectora en los tubos de las calderas, el mantenimiento de las condiciones pH y la neutralización de los contaminantes que ésta pueda contener, en las unidades de una planta de generación eléctrica. (CGJJSB). Debido a las características tóxicas de las sustancias antes mencionadas se determinó que el sistema actualmente instalado presenta riesgos para la salud y condiciones de trabajo. Así mismo, se realizó un análisis de la influencia que podría tener la calidad del agua de alimentación en la eficiencia de la caldera y la confiabilidad de la planta.

ÍNDICE DE ANEXOS

ÍNDICE

INDICE GENERAL	viii
INDICE DE FIGURAS	xiii
INDICE DE TABLAS	xiv
INDICE DE GRAFICOS	xvii
INDICE DE APENDICES	xviii
INDICE DE ANEXOS	xix
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I. EL PROBLEMA	
1.1 Motivación	3
1.2 Antecedentes	4
1.3 Planteamiento del problema	5
1.4 Objetivo	8
1.4.1 Objetivo general	8
1.4.2 Objetivos específicos	8
CAPÍTULO III. ASPECTOS GENERALES DE LA EMPRESA	
2.1 Reseña histórica y descripción de la empresa	10
2.2 Tratamiento de agua en la planta	13
2.3 Misión de la empresa	13
2.4 Visión y valores de la empresa	14
2.5 Objetivos de la empresa	14
CAPÍTULO III. MARCO METODOLÓGICO	
3.1 Tipo y Nivel de la Investigación	16
3.1.2 Tipo y Diseño de la Investigación	17
3.2 Técnicas e instrumentos de recolección de datos	18
3.2.1 Técnica	18

3.3 Técnicas e instrumentos de Análisis de los Datos	19
3.3.1 Técnicas de análisis de datos	19
3.3.2 La estadística	20
3.4 Instrumentos de presentación de los datos	20
3.4.1 Representación escrita	20
3.4.2 Representación gráfica	20
3.5 Procedimiento	20
3.6 Técnicas para la Formulación del Sistema Propuesto	22
CAPÍTULO IV. MARCO REFERENCIAL	
4.1 Descripción de una central termoeléctrica a vapor	24
4.2 Ciclo de vapor en Planta Tocoa	26
4.2.1 Principales equipos que conforman el ciclo de vapor en Planta Tocoa	28
4.3 Purgado de un generador de vapor	35
4.4 Tipos de Bombas	37
4.5 Eficiencia de un generador de vapor	39
4.5.1 Eficiencia de la combustión	39
4.5.2 Eficiencia Térmica	39
4.5.3 Eficiencia combustible-vapor	40
4.5.3.1 Método Entrada Salida	40
4.5.3.2 Método de la pérdida de calor	41
4.5.3.3 Pérdidas en la Chimenea	41
4.5.3.4 Pérdidas por radiación y convección	41
4.6 Calidad del agua en el ciclo agua-vapor	41
4.6.1 Parámetros utilizados para medir la calidad del agua	41
4.6.2 Problemas resultantes de la mala calidad del agua	45
4.6.2.1 Las incrustaciones	47
4.6.2.2 Corrosión	48
4.6.2.2.1 Corrosión localizada	50
4.6.2.3 Espuma y Arrastre	54
4.6.2.4 Fragilidad	.56

4.6.3 Tratamiento físico-químico del agua de la caldera	57
4.6.3.1 Tratamiento externo	58
4.6.3.2 Tratamiento interno	60
4.7 Lavado químico	63
4.6.3.2.2 Disponibilidad, confiabilidad y eficiencias del ciclo agua-vapor	70
4.7.1 Tasa equivalente de salida forzada (E.F.O.R.)	72

CAPÍTULO V. DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS ACTUALES DE HIDRACINA Y FOSFATO

5.1 Sistema de Hidracina	75
5.2 Sistema de Fosfato	79

CAPÍTULO VI. DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE INYECCIÓN Y DOSIFICACIÓN DE HIDRACINA Y FOSFATO

6.1 Diseño del Sistema de Dosificación de Hidracina	82
6.1.2 Definición de los criterios de selección	82
6.1.3 Alternativas de solución para el Sistema de Inyección y Dosificación de Hidracina	83
6.1.4 Aplicación de los criterios de selección	85
6.2 Diseño del Sistema de Dosificación de Fosfato	85
6.2.1 Alternativas de solución para el Sistema de Inyección y Dosificación de Fosfato	86
6.2.2 Aplicación de los criterios de selección	87
6.3 Diseño de la alternativa seleccionada para el Sistema de Inyección y Dosificación de Hidracina	88
6.3.1 Selección de Materiales	88
6.3.2 Diseño del sistema de tuberías	89
6.3.3 Conexiones de las tuberías	91
6.3.4 Selección de Válvulas	91

6.4 Diseño de la alternativa seleccionada para el Sistema de Inyección y Dosificación de Fosfato	93
6.4.1 Selección de Materiales	93
6.4.2 Diseño del sistema de tuberías	94
6.4.3 Conexiones de las tuberías	95
6.4.4 Selección de Válvulas	95

CAPÍTULO VII ESTUDIO TÉCNICO (FORMULACIÓN Y CÁLCULOS)

7.1 Cálculos de caudal para la bomba dosificadora de Hidracina	96
7.2 Selección de caudales para la bomba dosificadora de Hidracina	107
7.3 Cálculos del Sistema propuesto para la Unidad 4 para Hidracina	107
7.4 Cálculos de caudal para la bomba dosificadora de Fosfato	112
7.5 Selección de caudales para la bomba dosificadora de Fosfato	118
7.6 Cálculos del Sistema propuesto para la Unidad 4 para Fosfato	118
7.7 Selección de las bombas dosificadoras de Hidracina y Fosfato	124
7.8 Selección del Contenedor de seguridad (pit de contención)	124
7.9 Determinación de la capacidad de los tanques dosificadores de Hidracina	125
7.1.0 Determinación de la capacidad de los tanques dosificadores de Fosfato	127
7.1.1 Cálculo del Consumo Específico de Combustible (Heat Rate)	128
7.1.2 Cálculo de la Tasa Equivalente de Salida Forzada (E.F.O.R)	135
7.1.2.1 Datos para el cálculo de la Tasa Equivalente de Salida Forzada	137

7.1.3 Resultados cálculo del E.F.O.R	137
--------------------------------------	-----

CAPÍTULO VIII. ASPECTOS NORMATIVOS

8.1 Normativa relacionada con el Diseño de los Sistemas de Dosificación de Hidracina y Fosfato	143
---	-----

ANÁLISIS DE RESULTADOS	148
------------------------	-----

CONCLUSIONES	150
--------------	-----

RECOMENDACIONES	151
-----------------	-----

APÉNDICES	154
-----------	-----

BIBLIOGRAFÍA	176
--------------	-----

ANEXOS	180
--------	-----

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura nº1. Ciclo Rankine	24
Figura nº2. Ciclo Rankine con recalentamiento	25
Figura nº3. Ciclo Rankine con regeneración	26
Figura nº4. Esquema simplificado de un generador de vapor	28
Figura nº5. Esquema de un condensador	32
Figura nº6. Sistema de purga	36
Figura nº 7. Pérdida de transferencia de calor vs. Costras de hollín e incrustaciones.	47
Figura nº 8. Celda de oxígeno sobre una tubería.	51
Figura nº9. Ataque de corrosión por oxígeno en tubo.	51
Figura nº10. Corrosión por aireación diferencial.	54
Figura nº11. Corrosión bajo depósito.	54
Figura nº12. Rango de control del tratamiento de fosfato congruente.	65
Figura nº13. Rango de control del tratamiento de fosfato congruente.	67
Figura nº14. Rango de control del fosfato equilibrio.	68
Figura nº15. Rango de control del tratamiento de Fosfato Continuo.	69
Figura nº16. Tanque de hidracina al 35% nivel planta baja.	76
Figura nº17. Tanque de hidracina al 35% nivel desaireadores.	77
Figura nº18. Tanque de hidracina y componentes en nivel sala de máquinas.	78
Figura nº19. Regadera de seguridad.	79
Figura nº20. Tanque de fosfato y componentes en nivel de sala de máquinas.	80
Figura nº21. Fosfato trisódico en polvo.	80
Figura nº22. Sistema auxiliar de inyección de fosfato.	81

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla n°1. Capacidad instalada, año de puesta en marcha y capacidad nominal de cada unidad.	12
Tabla n° 2. Porcentaje de pérdida de calor y aumento de consumo de combustible vs. espesor de costra de hollín.	45
Tabla n° 3. Porcentaje de pérdida de calor y aumento de consumo de combustible vs. espesor de incrustación..	45
Tabla n°4. Criterios de selección del diseño.	82
Tabla n°5. Tabla de selección de propuesta de hidracina.	85
Tabla n°6. Tabla de selección de propuesta de fosfato.	88
Tabla n°7. Diámetros de Tanques.	96
Tabla n°8 Medición de alturas Unidad 4	97
Tabla n°9 Diferencia de alturas Unidad 4	97
Tabla n°10. Valores de conductividad del agua condensada Unidad 4, sin purga continua.	97
Tabla n°11. Valores obtenidos en la Unidad 4.	100
Tabla n°12. Datos de la Unidad 3, para los días 1, 2 y 3.	100
Tabla n°13. Valores de caudal obtenidos Unidad 3.	101
Tabla n°14. Datos y diferencias de altura en la Unidad 5.	102
Tabla n°15. Valores de caudal obtenidos Unidad 5	103
Tabla n°16. Datos de la Unidad 6.	103
Tabla n°17. Valores de caudal obtenidos Unidad 6.	105
Tabla n°18. Nivel de líquido y conductividad en el condensado Unidad 6.	105
Tabla n°19. Diferencias de alturas de nivel líquido.	106
Tabla n°20. Caudales obtenidos en el periodo.	106
Tabla n°21. Datos de la Unidad 4.	107
Tabla n°22. Continuación Datos de Unidad 4.	108
Tabla n° 23. Accesorios Sistema Propuesto Unidad 4.	108

Tabla n°24. Conversiones de presión en el extremo del Sistema de Hidracina	108
Tabla n°25. Niveles de Fosfato medidos.	113
Tabla n°26. Diferencia de alturas	113
Tabla n°27. Caudal Unidad 3.	114
Tabla n°28. Datos Unidad 5 sin purga continua.	114
Tabla n°29. Diferencia en el nivel de líquido.	114
Tabla n°30. Caudales obtenidos.	115
Tabla n°31. Datos para el cálculo del caudal.	116
Tabla n°32. Diferencias en el nivel de Fosfato	116
Tabla n°33. Datos de pH en caldera, ppm de fosfato en caldera y pH en condensador suministrados por el Laboratorio.	117
Tabla n°34. Caudales obtenidos Unidad 6.	118
Tabla n°35. Datos unidad 5.	119
Tabla n°36. Continuación datos unidad 5.	119
Tabla n°37. Accesorios Sistema Propuesto Unidad 5.	119
Tabla n°38: Conversiones de presión en el extremo del Sistema de fosfato	120
Tabla n°39. Resultados alturas de las bombas y sus respectivos caudales.	124
Tabla n°40. Datos para cálculo de Heat Rate Ampliación Tocoa Unidad 9.	129
Tabla n° 41. Resultados Cálculo del Heat Rate Bruto y Neto.	132
Tabla n° 42. Resultados Heat Rate Neto antes y después del lavado químico.	135
Tabla n°43. Resultados del EFOR para los años 2001, 2002 y 2003. Unidad 3.	138
Tabla n° 44. Resultados del EFOR para los años 2004, 2005 y 2006. Unidad 3.	138
Tabla n° 45. Resultados del EFOR para el año 2007. Unidad 3.	139

Tabla n° 46. Resultados del EFOR para los años 2002, 2004, 2005 y 2006. Unidad 4.	139
Tabla n°47. Resultados del EFOR para el año 2001, 2002, 2003 Y 2006. Unidad 5.	140
Tabla n°48. Resultados del EFOR para el año 2007. Unidad 5.	141
Tabla n°49. Resultados del EFOR para los años 2002, 2003, 2004, 2005 y 2006. Unidad 6.	141

ÍNDICE DE GRÁFICOS

	Pág.
Gráfico n°1 Conductividad del condensado Vs. Horas, para la Unidad 4 sin purga continua.	99
Gráfico n°2 Conductividad del condensado Vs. Horas, para la Unidad 3 sin purga continua.	101
Gráfico n°3 Conductividad del condensado Vs. Horas, para la Unidad 5 sin purga continua	102
Gráfico n°4 Conductividad del condensado Vs. Horas, para la Unidad 6 sin purga continua.	104
Gráfico n°5 Conductividad del condensado Vs. Horas	106
Gráfico n°6 pH del drum de la caldera Vs. Horas, para la Unidad 5 sin purga continua.	115
Gráfico n°7 pH del drum de la caldera Vs. Horas, para la Unidad 6 operando con dos puntos de purga	117
Gráfico n°8 EFOR Unidad 3 Vs. Meses.	139
Gráfico n°9 EFOR Unidad 4 Vs. Meses.	140
Gráfico n°10 EFOR Unidad 5 Vs. Meses.	141
Gráfico n°11 . EFOR Unidad 6 Vs. Meses.	142

ÍNDICE DE APÉNDICES

	Pág.
Apéndice A-1 Datos Utilizados para el cálculo del E.F.O.R.	154
Apéndice A-2 Especificaciones y costo de materiales de los Sistemas de Hidracina y Fosfato	163

ÍNDICE DE ANEXOS

	Pág.
Anexo 1 Manuales de procedimiento Sistemas de Dosificación de Hidracina y Fosfato	180
Anexo 2 Esquema Ciclo Agua-Vapor Planta Tocoa	205
Anexo 3 Esquema Caldera Unidades 3, 4, 5 y 6	206
Anexo 4 Características de los principales equipos de Planta Tocoa	207
Anexo 5 Esquema de los Turbogeneradores	210
Anexo 6 Impurezas comunes en el agua, efecto posible sobre la caldera y tratamiento recomendado	211
Anexo 7 Tabla de Eventos de Paradas Forzadas por tubo roto en las calderas de las Unidades 3, 5 y 6	212
Anexo 8 Tabla de rango de valores de parámetros de la calidad del agua y Tabla de registros de control de calidad del agua en Unidades 3, 5 y 6	214
Anexo 9 Hoja de la NERC	220
Anexo 10 Tabla de selección de compatibilidad de materiales	230
Anexo 11 Norma COVENIN 253:1999	232
Anexo 12 Norma COVENIN 2164-84	234
Anexo 13 Propiedades físico-químicas de la Hidracina	235
Anexo 14 Norma 2239-1-91	236
Anexo 15 Norma COVENIN 2237-89	237
Anexo 16 Conversiones de Cabezal y Presión	238
Anexo 17 Tablas de Pérdidas por fricción en tuberías	239
Anexo 18 Tablas de Pérdidas en accesorios	240
Anexo 19 Tablas de Pérdidas en accesorios (Continuación)	241
Anexo 20 Planos	242

INTRODUCCIÓN

En el Conjunto Generador Josefa Joaquina Sánchez Bastidas consta de tres Plantas Generadoras: Arrecife, Tocoa y Ampliación Tocoa. Estas centrales termoeléctricas de vapor utilizan grandes cantidades de agua como fluido de trabajo. El agua empleada para estos ciclos es previamente sometida a tratamientos especiales mediante los cuales se obtiene agua químicamente pura y adecuada para la alimentación del ciclo. El agua apropiada para la alimentación de calderas debe tener poca dureza, poseer un pH entre 9.5 y 10 y estar libre de gases corrosivos como el oxígeno y anhídrido carbónico.

Para eliminar los gases disueltos en el agua de alimentación, esta es sometida a un tratamiento de desaireación. La mayor parte de los gases son eliminados en el desaireador y otra parte es eliminada mediante la inyección de Hidracina, y el Fosfato es utilizado para eliminar las sales de Calcio, Magnesio y mantener el pH de la caldera.

Este trabajo de grado consistió en diseñar los sistemas de dosificación de Hidracina y Fosfato en Planta Tocoa para minimizar los riesgos que implica la manipulación directa de estas sustancias por parte de los trabajadores y para mantener la confiabilidad y disponibilidad de los equipos.

Este trabajo se ha desarrollado de modo de proporcionar la información necesaria para comprender la importancia de los tratamientos aplicados al agua de alimentación en una planta de generación eléctrica. Se pretende conocer la influencia de la calidad del agua en la eficiencia y la confiabilidad de la planta.

En el Capítulo I se introduce al lector en el tema, con el planteamiento del problema y su justificación, exponiéndolas razones que llevaron al estudio.

En el Capítulo II se da a conocer la empresa, reflejando la información concerniente a su identificación, descripción, misión, visión y objetivos.

En el Capítulo III se presentan las bases metodológicas, especificando el tipo de investigación utilizada, las técnicas utilizadas para la recolección de la información y procesamiento de los datos.

En los Capítulos IV, V, VI y VII se dan las bases teóricas que servirán de apoyo bibliográfico para el desarrollo del estudio, proporcionando herramientas conceptuales referidas al tema.

En el Capítulo VIII se dará un diagnóstico de los sistemas actuales de hidracina y fosfato.

En el Capítulo IX se darán las propuestas correspondientes a los sistemas incluyendo su análisis y criterios de selección.

En el Capítulo X se presentará el estudio detallado de los cálculos para el desarrollo de los diseños propuestos. De la misma manera harán los cálculos respectivos para el estudio del EFOR y el Consumo Específico de Combustible (Heat Rate).

En el Capítulo XI se presentará un análisis económico detallado de los diseños propuestos.

Finalmente se presentarán los análisis de resultados y las respectivas conclusiones y recomendaciones en función de los resultados obtenidos.

CAPITULO I

EL PROBLEMA

1.1 Motivación

Con el transcurrir de los años el interés de las empresas por implantar normas de seguridad, higiene y ambiente en el área industrial han aumentado considerablemente.

La productividad de una empresa se ve afectada significativamente cuando ocurren accidentes, enfermedades, lesiones, entre otras, ya que esto acarrea gastos médicos, compensaciones por lesiones, adicionalmente, el costo de reemplazar temporal o permanentemente al empleado así como la inversión en entrenamiento del nuevo operario, sin contar con la sensibilidad involucrada cuyo valor es incalculable.

El aumento de las exigencias en cuanto a seguridad, higiene y ambiente industrial se refiere, tanto a nivel nacional e internacional ha llevado a que las empresas eficientes y responsables se esfuercen en alcanzar el más alto nivel al respecto, La Electricidad de Caracas no es la excepción, se preocupa por brindar la mayor protección a sus empleados, a sus instalaciones y al ambiente lo que se convierte en una relación recíproca.

Actualmente en Planta Tocoa, perteneciente al Complejo Generador Josefa Joaquina Sánchez Bastidas el cual es operado por la empresa La Electricidad de Caracas, se emplea hidracina y fosfato para tratar el agua que se utiliza en el ciclo de agua-vapor (Ciclo Rankine) en el cual operan las unidades generadoras. La Hidracina es un compuesto químico altamente tóxico que se usa para reducir la cantidad de oxígeno presente en el agua y en consecuencia prevenir la corrosión. El Fosfato es un compuesto químico nocivo para la salud que se utiliza para mantener la alcalinidad del agua utilizada en el ciclo de agua-vapor.

Entre los riesgos a los que se está expuesto al manejar tanto hidracina, encontramos que es extremadamente destructiva para el tracto respiratorio, riesgo que se incrementa debido a que este compuesto se evapora fácilmente en el aire, en contacto directo con la piel puede causar quemaduras y ser absorbido, en contacto con los ojos puede causar daños permanentes y al ser ingerido es tóxico y posiblemente considerado un agente cancerígeno.

Se comprobó que la manipulación y almacenamiento de estos productos químicos en Planta Tocoa no cumplen con los requerimientos de seguridad, higiene y ambiente industrial. Por otra parte, se verificó que el sistema de inyección y dosificación de los productos químicos antes mencionados presenta fugas, no se inyecta la cantidad precisa de estos productos. Lo anteriormente señalado evidencia la necesidad de diseñar un nuevo sistema de inyección de Hidracina y Fosfato al ciclo agua-vapor en el que trabajan las unidades generadoras donde dichos productos sean manipulados y almacenados de acuerdo a normas de seguridad, de manera de disminuir el riesgo de accidentes y/o contaminación, donde el proceso se realice de forma óptima de modo que se eliminen las fugas, se dosifiquen las cantidades adecuadas y que esto se traduzca en un aumento confiabilidad de la planta.

1.2 Antecedentes

La calidad del agua de alimentación a la caldera repercute directamente sobre el buen funcionamiento de la misma así como sobre la vida de muchos de los elementos que forman el equipo generador de vapor. Por este motivo es necesario el tratamiento del agua que circula por el ciclo de vapor. Algunos parámetros que permiten medir la calidad del agua son: nivel de oxígeno, nivel de pH, conductividad y concentración de Fosfato.

Anteriormente en Planta Tocoa se utilizaba como químico reductor de oxígeno el Hagamín, con el fin de acondicionar el agua de la caldera, luego éste fue sustituido por la Hidracina, debido a la salida del mercado del primer químico mencionado.

La Hidracina además de ser reductor de oxígeno, cumple con dos funciones adicionales: formar una capa de un óxido de hierro estable (magnetita) en las paredes internas de las tuberías de la caldera y formar amoníaco para mantener en un nivel adecuado el pH del agua de la caldera (de 9 a 10).

En el conjunto generador Josefa Joaquina Sánchez Bastidas se hizo un estudio de factibilidad para la utilización de otro producto químico inhibidor de oxígeno llamado Eliminox, que cumple con las mismas funciones que la Hidracina, pero se descartó su uso debido a las grandes cantidades de CO (monóxido de carbono) desprendidas, creando un alto impacto ambiental. Otro de los motivos por los que se tomó la decisión de no utilizar Eliminox fue el elevado costo que éste representaba en comparación a la Hidracina.

El sistema de inyección y dosificación de Fosfato instalado desde el inicio de operaciones de planta Tocoa es el utilizado en la actualidad.

1.3 Planteamiento del problema

Planta Tocoa posee 6 unidades de generación de vapor (calderas) de las cuales están operativas 4 de ellas. Estas son de tipo radiante con sobrecalentador.

Posee de una capacidad de evaporación de 550.000 Lb/Hr (maximum continue rate), las presiones de diseño son de 104.4 Kg_f/cm² y 91.4 Kg_f/cm² en la caldera y en el sobrecalentador respectivamente, la temperatura del vapor a la salida del sobrecalentador es 510 °C y la temperatura del agua de alimentación es de 232 °C.

Para minimizar depósitos, incrustaciones y corrosión, no solo en la caldera sino en las líneas de alimentación, calentadores, economizadores, sobrecalentadores, es necesario inyectar ciertos químicos en el sistema de agua de alimentación y en el drum superior de la caldera. Cuando se logran estas condiciones la eficiencia de la caldera se mantiene, se alarga la vida útil de los equipos y se aumenta la confiabilidad del conjunto generador; es decir, se minimizan las paradas forzadas debido a inconvenientes relacionados con la calidad del agua de la caldera.

Es por esto que es necesario realizar un estudio de las condiciones del agua de la caldera, del agua de alimentación y del agua condensada y comprobar el estado en que se encuentra la caldera.

El sistema de inyección y dosificación de productos químicos al ciclo de agua-vapor es empleado para mantener el pH del agua de la caldera en los valores recomendados por el fabricante (9 a 10), disminuir la cantidad de oxígeno presente en la misma y formar una capa de magnetita en las paredes de las tuberías para protegerlas contra la corrosión. Esto se traduce en una mayor eficiencia y vida útil de los equipos.

El sistema está compuesto por bombas de desplazamiento positivo, tanques de recepción y almacenamiento; tuberías y accesorios por donde circulan agua y productos químicos. El diseño actual del sistema presenta deficiencias: fugas en las líneas de productos químicos, distribución de equipos en áreas no adecuadas y dosificación inadecuada de productos químicos.

En Planta Tocoa se desea controlar al máximo los riesgos de exposición y contacto directo por parte de los operarios de la planta con la Hidracina y el Fosfato, ya que estos productos pueden causar graves daños a su salud.

El sistema de inyección y dosificación que se encuentra funcionando, está conformado por un tanque de recepción y distribución de Hidracina ubicado en la planta baja de la estructura, allí se dispone de una bomba de desplazamiento positivo, que hace llegar la Hidracina a un tanque ubicado en el nivel donde se encuentran los desaireadores (planta alta), desde aquí se distribuye por gravedad a seis tanques, uno para cada unidad generadora de vapor (caldera), ubicados en el nivel de sala de control (nivel intermedio). En este nivel también se encuentran ubicadas las turbinas. En los tanques mencionados se mezcla la Hidracina con agua para luego ser bombeada a la línea de condensado donde se descarga a una presión de aproximadamente $20 \text{ kg}_f/\text{cm}^2$. Cada tanque tiene un dosificador de hidracina donde se vierte la cantidad que se necesita en el proceso. Cada dosificador posee un indicador de nivel. Los tanques donde se efectúa la mezcla no están cerrados adecuadamente, no cumplen con normas de seguridad, higiene y ambiente industrial.

Adicionalmente, durante la operación el operador verifica el nivel de líquido levantando la tapa del tanque ya que la mayoría de los indicadores de nivel están averiados, exponiéndose de manera directa al producto químico.

El sistema de dosificación e inyección de Fosfato que se encuentra actualmente operando en Planta Tocoa consta de un tanque ubicado en el nivel de sala de control donde se vierte manualmente la dosis del producto químico en polvo y es diluida con agua que se encuentra en dicho tanque, desde este lugar es enviada a la caldera, específicamente al drum superior, donde se descarga a una presión superior a $90 \text{ Kg}_f / \text{cm}^2$. En caso de que este sistema falle, se tiene un sistema auxiliar que maneja directamente agua proveniente de la bomba de alimentación el cual posee válvulas de accionamiento manual. Con este sistema el personal del laboratorio químico encargado y el personal que opera en áreas adyacentes están expuestos directamente al compuesto químico ya que se manipula de forma manual.

Los fosfatos, más específicamente los fosfatos de sodio se usan comúnmente en calderas de utilidad eléctrica. Los fosfatos de sodio actúan como un buffer (o amortiguador de pH), esto significa que cuando la adición de una base o ácido al agua causa un cambio significativo en el pH el buffer minimiza este cambio al liberar iones que reaccionan con la base o con el ácido. Manteniendo niveles adecuados de fosfato de sodio en el agua de la caldera se logra controlar el pH, previniéndose así la corrosión, los depósitos adherentes y la corrosión cáustica. El tipo de fosfato que se utiliza para tratar el agua de la caldera es fosfato de sodio, deshidratado o hidratado, en diferentes medidas, dependiendo del resultado que se desee obtener al agregarlo al agua. Entre los distintos tipos de fosfato se encuentran: fosfato de sodio dibásico anhidro (utilizado para disminuir la alcalinidad del agua de la caldera) y fosfato de sodio tribásico dodecahidratado (utilizado para aumentar la alcalinidad, siendo este el empleado en Planta Tocoa), fosfato de sodio dibásico heptahidratado y fosfato de sodio monobásico. Los riesgos potenciales a los que se está expuesto al manejar estos compuestos son similares entre dichos fosfatos, debido a que poseen la misma composición básica.

Entre los daños que pueden causar a la salud se encuentran: al inhalarse causa irritación del tracto respiratorio, entre los síntomas se incluyen tos y falta de aire. Si se ingiere puede provocar vómito, diarrea, letargo, efectos en la composición química de la sangre, perturbaciones tanto cardíacas como en el sistema nervioso. La toxicidad de los fosfatos radica en la habilidad que tiene para aislar el calcio.

Puede causar irritación acompañada de enrojecimiento y dolor. Puede aislar el calcio, formar fosfato de calcio y depositarse en los riñones. A su vez, la sobre-exposición puede inducir a un envenenamiento por fósforo, daños en el hígado, riñones, anormalidades faciales, desordenes sanguíneos y cardíacos.

1.4 Objetivos.

1.4.1 Objetivo general.

Diseñar los sistemas de manejo y dosificación de Hidracina y Fosfato para mejorar la confiabilidad y mantener la eficiencia de las unidades de generación de Planta Tocoa.

1.4.2 Objetivos específicos.

- Evaluar el sistema actual de inyección de los químicos.
- Normalizar la manipulación de productos químicos en Planta Tocoa de acuerdo a estándares nacionales e internacionales.
- Evaluar el impacto de la calidad del agua en la eficiencia de la caldera.
- Determinar la influencia de la calidad del agua en el E.F.O.R (Equivalent Forced Outage Rate).
- Diseñar un sistema de trasiego y dosificación de Hidracina.
- Diseñar un sistema de trasiego y dosificación de Fosfato.
- Elaborar un manual de procedimiento para el proceso de inyección de Hidracina.

-
- Elaborar un manual de procedimiento para el proceso de inyección de Fosfato.
 - Calcular y seleccionar bombas, tuberías y accesorios para el sistema de inyección y dosificación de Hidracina. Seleccionar materiales a ser utilizados.
 - Calcular y seleccionar bombas, tuberías y accesorios para el sistema de inyección y dosificación de Fosfato. Seleccionar materiales a ser utilizados.
 - Estimar costos del proyecto del sistema de distribución e inyección de Hidracina.
 - Estimar costos del proyecto del sistema de distribución e inyección de Fosfato.
 - Comparar costos del proyecto del sistema de distribución e inyección de Fosfato e Hidracina con los gastos relacionados a las paradas forzadas debido a la calidad del agua de la caldera.

CAPITULO II

ASPECTOS GENERALES DE LA EMPRESA

2.1 Reseña histórica y descripción de la empresa

Los inicios de la empresa fueron realmente difíciles, en la lucha emprendedora del recién graduado en ingeniería Ricardo Zuloaga; convence a un grupo de inversionistas para fundar en 1895, la Compañía Anónima La Electricidad de Caracas con el objeto de vender y utilizar la fuerza eléctrica en esta ciudad de 72 mil habitantes. Tan sólo dos años más tarde el entonces Presidente de la República Joaquín Crespo, asistió al acto de inauguración de la planta El Encantado.

Para ese entonces la Compañía Anónima Electricidad de Caracas producía una potencia máxima de 4828 caballos y el sistema adaptado para la transmisión era trifásico con una tensión de 5200 y 25000 voltios.

Aprovechando la energía del Río Guaire, la planta hidroeléctrica del encantado estaba compuesta de dos turbinas de ejes verticales, fabricadas en los talleres ESCHERWYSS en Suiza. Dichas turbinas eran capaces de generar 420 Kw, energía que en la actualidad se hace necesaria solo para iluminar una valla publicitaria.

En tan sólo tres años la capacidad de la planta El Encantado se hace insuficiente por lo que es precisa cuadruplicar la producción y construir una nueva planta. La planta de Los Naranjos constaba de tres unidades de generación tipo pitón de 640 caballos de fuerza acopladas directamente a un generador BROA de 438 Kw, que fueron instaladas en 1902, 1903 y 1908 respectivamente.

En 1909 fue proyectada la planta Lira y más tarde, en 1911, entró en funcionamiento una unidad de 350 Kw. Entre los años 1913 y 1929, se desarrollo el sistema del Río Mamo en el actual Estado Vargas, con la construcción de dos diques y tres plantas de generación.

Las prolongadas sequías que perjudicaban la continuidad del servicio, muy pronto obligaron a La Electricidad de Caracas a buscar alternativas para evitar la dependencia de la generación hidráulica.

En 1924 se instaló en la Guaira la primera planta térmica que servía de reserva en caso de sequía y que operaba con petróleo. Hacia 1928 Venezuela era el primer exportador mundial de crudo, y el segundo productor del planeta. Después de grandes sacrificios, en 1929, culmina la construcción de una ambiciosa obra de ingeniería iniciada diez años antes por Ricardo Zuloaga: El Dique de Petaquire, un reservorio que permitía regular el caudal de las aguas que alimentaba a tres plantas hidroeléctricas recién construidas en el Litoral Central.

Mientras en 1935 se vislumbraba un vertiginoso crecimiento de la ciudad, La Electricidad de Caracas invierte en la construcción de más plantas con mayor capacidad de generación. De esta época datan las centrales hidroeléctricas de Curupao e Izcaragua, ubicadas hacia el valle de Guarenas, la planta Marapa, en el Litoral Central, y la ampliación de la planta termoeléctrica Ricardo Zuloaga con una capacidad de 5 Mw.

En 1947 se iniciarían los trabajos preliminares para dar vida a lo que sería el mayor proyecto de generación llevado a cabo en el país hasta la fecha: El Complejo Termoeléctrico de Arrecifes.

La política es aumentar la infraestructura física para cubrir la creciente demanda de servicios. En Caracas se instala la planta El Convento que permitiría atender la demanda en las horas de máxima carga, esta unidad era operada a gas. Su puesta en marcha fue un acontecimiento mundial ya que por primera vez turbogeneradores de esas dimensiones eran operados a control remoto.

En 1963 si inician las conversaciones para realizar la interconexión de las empresas eléctricas del país. Para unificarse tuvieron que cambiar la frecuencia de transmisión a 60 ciclos por segundo.

También en estos años La Electricidad de Caracas instaló la planta Oscar Augusto Machado. Esta central termoeléctrica estaría conformada por cuatro turbinas

que se utilizaban como generados a gas. Aparte de las plantas atómicas, aquélla constituía la última palabra en la industria eléctrica pues sus motores eran a reacción.

En la década de los años 70 el crecimiento de Caracas comienza a ser desmesurado. Era urgente acometer la construcción de centrales termoeléctricas para cubrir la demanda por lo que se inicia la construcción de la ampliación de la planta termoeléctrica de Tocoa.

Este nuevo complejo que constará de tres unidades turbogeneradores de 400 megavatios cada una, fue una obra de magnitudes nunca antes ejecutas en el país. Actualmente éste constituye el Conjunto Generador Josefa Joaquina Sánchez Bastidas, conformado por las unidades de las Plantas Arrecifes, Tocoa y Ampliación Tocoa.

Unidad	Año puesta en marcha	Capacidad Nominal (Mw)
1- Tocoa(CGJJSB)	1956	40
2- Tocoa(CGJJSB)	1957	40
3- Tocoa(CGJJSB)	1961	60
4- Tocoa(CGJJSB)	1961	60
5- Tocoa(CGJJSB)	1962	72
6- Tocoa(CGJJSB)	1966	72

Tabla n° 1. Capacidad instalada, año de puesta en marcha y capacidad nominal de cada unidad de La EDC

Fuente: La EDC.

Hacia 1987 la empresa se abre hacia nuevos horizontes en áreas relacionadas a su negocio. Es entonces cuando nacen las filiales Serdeco, Turgenca, Transcasa y Medivensa.

Mientras tanto La EDC continúa expandiéndose y mejorando sus áreas de generación, transmisión distribución y comercialización de electricidad, prestando servicio eléctrico a más de un millón de clientes de la capital venezolana, Litoral Central, Altos Mirandinos, Guarenas-Guatire y la ciudad de San Felipe, en el estado Yaracuy.

Actualmente la demanda de energía eléctrica en Caracas, está estimada en 1887 Mw, por lo que La EDC cuenta con un parque de generación conformado por tres plantas con una capacidad de 2236 Mw, lo cual representa el 11% del sector eléctrico venezolano. El parque termoeléctrico de La EDC utiliza como combustible gas y fuel oil.

2.2 Tratamiento de agua en la Planta.

El agua que llegaba a la zona de Tocoa, provenía del Dique de Petaquire utilizando un sistema de conducción por tanques, tuberías y canales.

Los ríos que alimentan este Dique tienen como origen el agua de lluvia, que al atravesar la atmósfera y escurrir o filtrarse en las laderas de las montañas, arrastran consigo una gran cantidad de sólidos disueltos o en suspensión.

Esta es el agua bruta que llegaba a la planta, la cual es utilizada para la producción de vapor después de someterla a tratamiento a fin de evitar incrustaciones y la corrosión del equipo.

El agua pasa por distintas etapas antes de llegar al suavizador:

- Decantación
- Filtros de malla de acero.

La decantación se realizaba en un tanque ubicado en Marapa el cual tenía una capacidad de 22000 m³, sirviendo como reservorio y fuente de alimentación.

Del tanque el agua era conducida mediante dos tuberías de 4 pulgadas, pasando por un filtro de malla de acero a un segundo tanque de 511,7 m³ de capacidad y de allí va al suavizador.

En este se llevaban a cabo las reacciones químicas del agua con la magnesita y la cal, las cuales eran inyectadas mediante una bomba de químicos.

2.3 Misión de la empresa

La EDC es una empresa del gobierno, dedicada a proveer el mejor servicio eléctrico y comprometida con responder las expectativas de sus clientes, trabajadores, contribuyendo así a elevar la calidad de vida de la sociedad venezolana.

2.4 Visión y valores de la empresa

Ser una empresa reconocida nacional e internacionalmente como líder innovador, proveedora de un servicio eléctrico de alta calidad, con personal y tecnologías excelentes, financieramente sólida y factor fundamental del sector eléctrico venezolano.

- Los clientes consideren que reciben un servicio eléctrico eficiente a un precio equitativo.
- Seamos parte activa de las comunidades a las cuales servimos buscando la manera de ayudarlas.
- Los trabajadores identifiquen a la empresa como el mejor sitio de trabajo y se sientan parte integral de ella trabajando bajo un ambiente de diversión.
- El ser honesto sea uno de los principales valores que se manejen en cada unidad de negocio.
- Los accionistas reconozcan que están competitivamente retribuidos.
- Los entes reguladores observen que se cumple a cabalidad con los compromisos.
- Y que los interlocutores en los grupos de opinión mantengan con la empresa una relación armoniosa.

2.5 Objetivos de la empresa

El objetivo principal de la EDC es el proveer un servicio de suministro de energía eléctrica seguro y adecuado a las necesidades diarias de sus clientes al menor

costo posible, lo que la traduciría en empresa líder de generación en el mercado venezolano.

Adicionalmente, existen diversos objetivos como lo son:

- Atender a las necesidades del mercado eléctrico venezolano a través del sistema interconectado nacional.
- Promover la política de seguridad dentro de la empresa, minimizando los riesgos y evitando accidentes e incidentes no deseados.
- Instruir al personal mediante cursos, foros, talleres ó cualquier otro método de enseñanza certificado para contribuir con la formación del trabajador.
- Preservar las condiciones ambientales y evitar cualquier tipo de contaminación que produzca daño a los trabajadores y al ecosistema de la región.

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

Todo trabajo de investigación debe realizarse tomando en cuenta un conjunto de procedimientos que permitan la obtención de información y su análisis con el fin de alcanzar resultados óptimos basados en métodos, técnicas e instrumentos, de manera tal que el investigador logre precisar los supuestos del estudio mediante la reconstrucción de los datos, tomando como punto de inicio los conceptos teóricos, permitiéndole así, llegar a las conclusiones o afirmaciones referidas al tema objeto de estudio. En el presente trabajo se aborda un proyecto factible en donde se proponen sistemas que implican cambios en una realidad dada.

Según Balestrini (2002), marco metodológico, “está referido al momento que alude al conjunto de procedimientos teóricos, técnico-operacionales implícitos en todo proceso de investigación con el objeto de ponerlos en manifiesto y sistematizarlos”.

El problema objeto de estudio se orienta hacia la realización de un diseño documental, descriptivo, y evaluativo apoyado en un trabajo de campo.

3.1 Tipo y Nivel de la Investigación

Según Arias (2006): “El nivel de investigación se refiere al grado de profundidad con que se aborda un fenómeno u objeto de estudio”.

En el caso objeto de investigación, el estudio exploratorio, constituyó la etapa de inicio que permitió formular de manera más precisa el problema, familiarizarse con el tema objeto de estudio y recabar información de investigaciones previas realizadas acerca del tema. Según Méndez (2006) que cita a Selltiz, el estudio exploratorio tiene como objetivo: “la formulación de un problema para posibilitar una investigación más precisa o el desarrollo de una hipótesis” (p.229).

Luego se pasó al siguiente nivel de investigación, el estudio descriptivo, donde se observaron, captaron, y describieron las características y componentes de la situación estudiada con la finalidad de hacer las proposiciones que dieran lugar así como también reconocer y comprobar las asociaciones entre las variables investigadas. Para Méndez (2006) el fin del estudio descriptivo es: “la delimitación de los hechos que conforman el problema de investigación” (p.230).

Es importante aclarar que esta investigación también presenta un nivel de carácter explicativo, en cuanto a este Balestrini (2002) dice que en este tipo de investigaciones: “se afirma, que un determinado acontecimiento, característica u ocurrencia puede ser uno de los factores que determina la aparición de un hecho; considerando también las condiciones necesarias, suficientes, contribuyentes y contingentes y alternativas que aumentan las posibilidades de que ocurra la situación estudiada”. En este trabajo se presenta este nivel de investigación ya que se pretende determinar la influencia de la calidad del agua en la tasa equivalente de parada forzada y en el consumo específico de combustible.

3.1.2 Tipo y Diseño de la Investigación

Es una estrategia general de trabajo investigativo que se determina una vez se ha alcanzado una visión integral del problema a desarrollar. Esta visión servirá de guía a las etapas que se han de ampliar posteriormente. Hernández, (2003) define el diseño como lo siguiente:

“El término diseño Se refiere al plan o estrategia concebida para obtener la información que se desea. El diseño le señala al investigador lo que se debe hacer para alcanzar sus objetivos de estudio y para contestar las interrogantes de conocimiento que se han planteado”(p.184).

El diseño le permitió al autor establecer una interacción entre los objetivos propuestos y la realidad de la situación encontrada en el campo, por medio de la observación y la recolección de los datos directamente extraídos de ese entorno cuya situación es absolutamente natural, profundizando en la comprensión de los hallazgos

obtenidos a través de la aplicación de los instrumentos necesarios para el análisis del objeto de estudio.

Dicho análisis se orientó hacia la realización de un diseño de investigación documental sobre la base de la definición que hace Arias, (2006) donde la define como:

“La investigación documental es un proceso basado en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos secundarios, es decir, los obtenidos y registrados por otros investigadores en fuentes documentales: impresas, audiovisuales o electrónicas. Como en toda investigación, el propósito de este diseño es el aporte de nuevos conocimientos” (p.27).

Es por todo lo anterior y a través de las definiciones que hacen los autores consultados, que el diseño de investigación escogido fue del tipo documental-bibliográfico y se basó en la consulta directa a las diversas fuentes secundarias que permitieron ahondar sobre el tema desarrollado, lo que condujo al alcance de un mayor nivel de conocimiento sobre las variables y los hechos relacionados.

Es decir, la investigación consiste en recoger los datos de interés en forma directa de la realidad, o sea, estudiar el fenómeno en las situaciones reales donde se extraen los datos originales o primarios.

El diseño de campo fue escogido por el investigador, ya que se realizó una selección de sujetos y la medición de condiciones existentes en el campo objeto de estudio.

3.2 Técnicas e instrumentos de recolección de datos

3.2.1 Técnica

Una de las más comunes técnicas de recolección de datos, se tiene la observación directa, la cual fue aplicada por el investigador como primer recurso de recolección de datos dentro de la realidad objeto de estudio

Según Hernández (2003) la observación directa, está definida como:

“La observación consiste en el registro sistemático, válido y confiable de comportamiento o conducta manifiesta. Puede utilizarse como instrumento de medición en muy diversas circunstancias. Es un método más utilizado por quienes están orientados conductualmente. Puede servir para determinar la aceptación de un grupo respecto a su profesor, analizar conflictos familiares, eventos masivos, la aceptación de un producto en un supermercado, el comportamiento de deficientes mentales, etc.” (p.428).

3.3 Técnicas e instrumentos de Análisis de los Datos

Con el propósito de lograr que los datos recolectados tengan sentido dentro del contexto de este trabajo de investigación, se consideró necesario introducir una serie de procedimientos operacionales, a fin de organizar la información recopilada y generar las respuestas a los objetivos planteados en el estudio

3.3.1 Técnicas de análisis de datos

Según Hernández (2003):

“La elección o tipo de análisis que se ha de realizar en una investigación dependerá de los datos que se hayan recolectado. Si se obtuvieron datos cuantitativos, estos ya fueron codificados y preparados en la matriz de los datos; y lo que debe seguir es el análisis cuantitativo. Si los datos recolectados fueron cualitativos, el análisis en consecuencia, es cualitativo, por lo que se puede tener algún análisis cuantitativo. En el caso de que se hayan obtenido datos cuantitativos y cualitativos, a cada tipo de datos se le aplicará el análisis correspondiente.” (p.494).

Dentro de los procesos empleados para el análisis de los datos tenemos:

3.3.2 La estadística

Está definida por Hernández Sampieri (2003) como: “los procedimientos para clasificar, calcular, analizar y resumir información numérica que se obtiene de manera sistemática”. (p.495). La estadística fue utilizada al momento de la obtención de los resultados arrojados por la observación directa generadas por los cuadros presentados.

3.4 Instrumentos de presentación de los datos

Los instrumentos que a continuación se mencionan fueron utilizadas para en la presentación de los datos:

3.4.1 Representación escrita

Según Balestrini (2002) “Consiste en incorporar los datos estadísticos recolectados, en forma de texto, a partir de una descripción de los mismos” (p.180). Esta técnica es de mucha utilidad en aquellos casos donde, por la naturaleza de la investigación, se manejan pocos datos; y es posible dar “direccionabilidad a los hechos” a través de la palabra escrita.

3.4.2 Representación gráfica

Según Balestrini (2002) “Las técnicas gráficas permiten representar los fenómenos estudiados a través de figuras, las cuales pueden ser interpretadas y comparadas fácilmente entre si” (p.180). Dentro de la gran variedad de opciones que presenta esta técnica, en esta investigación se utilizaron diagramas o gráficas de en forma de columnas y circulares.

3.5 Procedimiento

Según Balestrini (2002) se define procedimiento como: “El conjunto de técnicas que permitirán cumplir con los requisitos establecidos en el paradigma científico, vinculados al carácter científico de las diferentes etapas del proceso investigativo”

Estas técnicas le facilitaron al investigador la descripción, el análisis y la interpretación de los datos que se emprendió afianzándolas en primera instancia, a aquellas técnicas relacionadas con el análisis fundamental de las fuentes bibliográficas, lo que proporcionó la vía por medio de la cual se desarrollaron las ideas expuestas en los objetivos de la investigación. Para llevar a cabo esto, se utilizaron los siguientes puntos: resumen analítico de las fuentes bibliográficas, presentación de los resultados obtenidos por la encuesta efectuada y su posterior análisis, a través de cuadros gráficos.

Este procedimiento se efectuó en tres fases que se mencionaran a continuación:

Fase 1: Búsqueda de la información: Según Sabino, (2000) quien afirma que: “Es lo que se entiende como la reunión de datos para el logro de un determinado objetivo, su importancia es tal que una vez analizados, constituyen materia prima, para la elaboración de las conclusiones”. (p.315). El proyecto se realizó en el CGJJSB Planta Tocoa. En esta primera etapa se estudió el funcionamiento de esta Central Termoeléctrica con el objetivo de reconocer el espacio de trabajo, aclarar y adquirir conceptos, y establecer preferencias en el desarrollo de la investigación. Con esto en mente se realizaron visitas periódicas a las instalaciones de la Planta: como por ejemplo: el área de sala de Control, el área de toma muestras y registradores de pH y conductividad, el laboratorio de químicos, entre otros. Se pudo observar la disposición de elementos importantes para el desarrollo del proyecto tales como: tanques de recepción de Hidracina, tanques dosificadores de Hidracina y Fosfato, toma muestras y medidores, distribución de tuberías y equipos. De igual manera se reconoció el espacio disponible para llevar a cabo la nueva instalación, con el propósito de obtener de manera directa fuentes primarias a través de la observación

participante como método de recolección de datos, la información necesaria para el entendimiento y correcto desarrollo de este trabajo.

Fase 2: Descripción y Análisis de los sistemas de estudio: Conocido ya el ambiente de trabajo se procedió a describir los sistemas asociados a esta investigación, comenzando con los elementos más simples y fáciles de conocer, para luego ir ascendiendo al conocimiento más complejo. Las herramientas utilizadas para describir estos sistemas fueron la redacción, la realización de dibujos y tablas apoyadas en los diferentes paquetes computacionales dispuestos para tales usos. En esta etapa se analizaron los procesos relacionados con la dosificación de químicos para tratar el agua del ciclo. Además se consideraron principalmente los tubos del generador de vapor como componente del ciclo agua-vapor que se pudiera ver afectado por la calidad del agua. Para esto se utiliza la técnica del análisis externo, mediante la investigación directa proporcionada por las fuentes bibliográficas primarias y secundarias, donde se obtuvo la información referente al tema investigado y recabando los datos disponibles.

Fase 3: Resultados: En esta última etapa en el desarrollo de este trabajo de grado se ordenó toda la información y los resultados obtenidos mediante las técnicas de investigación y recolección de datos. Se presentan las descripciones de los sistemas propuestos, de igual manera, se analiza e interpreta mediante la argumentación, comparación y síntesis los resultados obtenidos, para llegar a formular conclusiones y recomendaciones. Adicionalmente, se utiliza el método de la información no participante con la finalidad de conocer las consecuencias económicas que podría generar la instalación de estos sistemas a la Empresa.

3.6 Técnicas para la Formulación del Sistema Propuesto

Para la realización del diseño de los sistemas de inyección y dosificación de Hidracina y Fosfato propuestos se siguió un procedimiento constituido por varias

etapas. Estas etapas fueron las siguientes: identificación del problema, desarrollo de tormenta de ideas, planteamiento de alternativas, identificación de criterios de selección, selección de alternativas, elaboración de la matriz de selección, aplicación de la matriz de selección para obtener los sistemas a desarrollar.

CAPÍTULO IV

MARCO REFERENCIAL

4.1 Descripción de una central termoeléctrica a vapor

La electricidad es la forma de energía de mayor significación e impacto en el bienestar y la calidad de vida. Es además, el motor básico para el desarrollo económico de un país, porque es esencial para las actividades comerciales, industriales y de servicios.

Una manera de obtener la energía eléctrica consiste en transformar la energía calorífica que poseen los combustibles comerciales en trabajo mecánico, para lograrlo se emplean máquinas motrices como turbinas de vapor, turbinas a gas o motores de combustión interna. En las centrales termoeléctricas la energía calorífica es transformada en energía mecánica, luego esta energía es utilizada para generar electricidad.

Una central termoeléctrica con ciclo de vapor está conformada por unidades turbogeneradoras que constan de cinco equipos básicos: la caldera o generador de vapor, la turbina, el condensador, la bomba de alimentación y el generador. Estos están interconectados en un ciclo cerrado, que en su forma ideal se conoce como Ciclo Rankine.

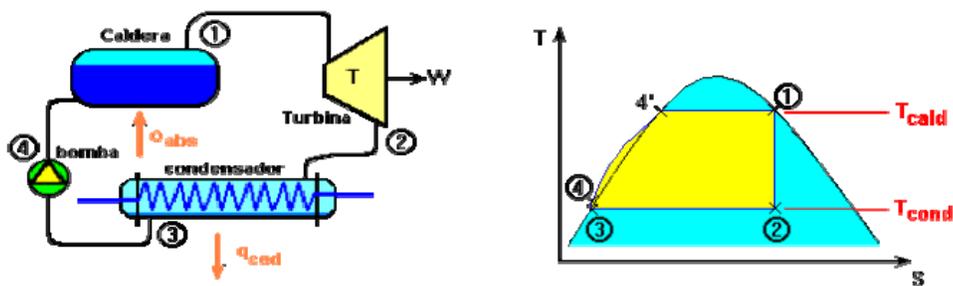


Figura n°1. Ciclo Rankine

Fuente: http://www.cec.uchile.cl/~roroman/cap_08/cic-vapor.html

El Ciclo Rankine puede describirse de la siguiente manera: el vapor producido en la caldera es introducido a la turbina a ciertas condiciones de presión y

temperatura, dependiendo de las características particulares de cada central termoeléctrica; luego en el interior de la turbina, el vapor se expande perdiendo presión y temperatura, haciendo girar al rotor de la turbina y en consecuencia al rotor del generador que se encuentra acoplado a ella. Al abandonar la turbina, el vapor pasa al condensador, para nuevamente ser introducido, a una alta presión, en la caldera utilizando la bomba de alimentación.

El ciclo con recalentamiento es una variación del ciclo Rankine, que surge con el fin de aumentar la eficiencia del ciclo evitando una excesiva humedad en las etapas de baja presión de la turbina. La característica fundamental del ciclo con recalentamiento es que el vapor se expande parcialmente en la turbina hasta alcanzar una presión intermedia, luego se regresa a la caldera para aumentar su temperatura, para finalmente ser inyectado de nuevo en la turbina para su total expansión.

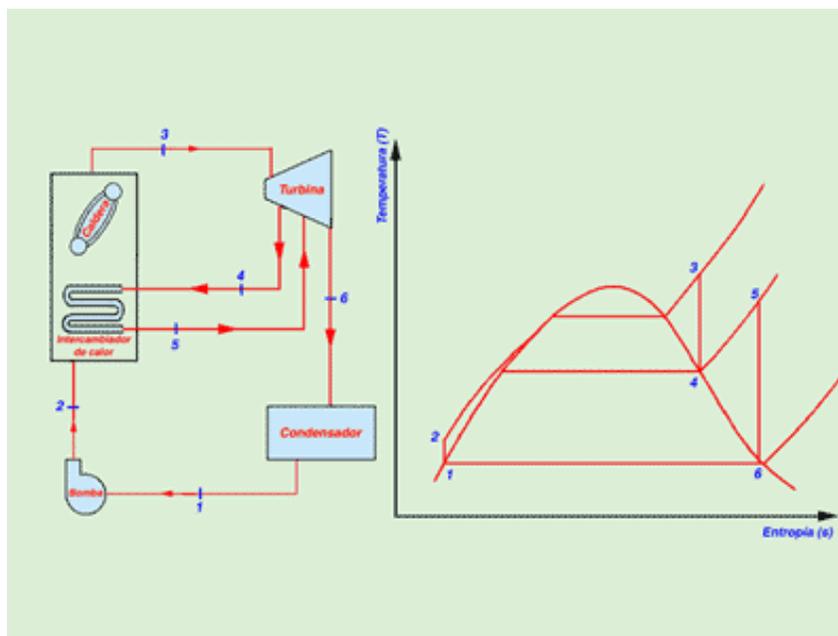


Figura n°2. Ciclo Rankine con recalentamiento

Fuente: http://www.uamerica.edu.co/tutorial/3turvapor_text1a_1.html

Otra variación del Ciclo Rankine que involucra el calentamiento del agua de alimentación a partir de varias extracciones de vapor parcialmente expandido en la turbina utilizando calentadores de tipo abierto-cerrado, es el ciclo regenerativo.

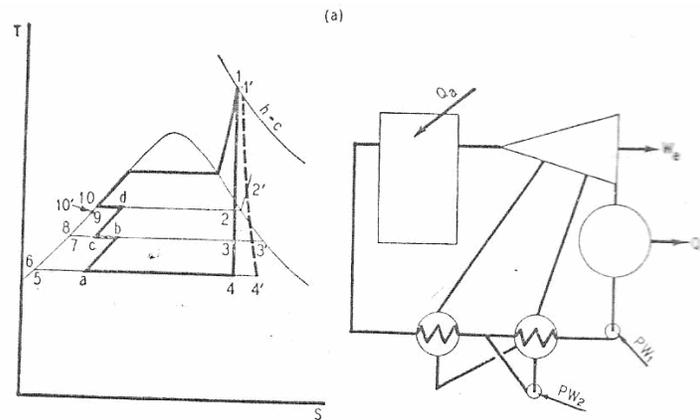


Figura n°3. Ciclo Rankine con regeneración

Fuente: Skrotzki. Power Station Engineering and Economy

En la práctica el ciclo que se emplea en Planta Tocoa es el ciclo regenerativo con sobrecalentamiento. (Unidad de Soporte Técnico, 1979)

4.2 Ciclo de vapor en Planta Tocoa

En el Conjunto Generador Josefa Joaquina Sánchez Bastidas se desarrolla la generación de energía eléctrica bajo el proceso del ciclo térmico a vapor o ciclo Rankine. El ciclo comienza con el tratamiento del agua para la caldera o generador de vapor, luego la misma es enviada al desaireador, este es un calentador abierto el cual tiene como función liberar los gases no condensables, calentar por contacto y almacenar el agua de alimentación a la caldera.

El agua que se encuentra en el desaireador es tomada por las bombas de alimentación y pasa por los calentadores de alta presión los cuales usan vapor provenientes de las extracciones de la turbina y de esta manera elevar la temperatura del líquido hasta 210°C aproximadamente. Luego el agua sigue su recorrido hacia un

equipo auxiliar ubicado en el interior de la caldera llamado economizador, el cual consiste en un serpentín de tubos ubicado en el paso de los gases de combustión, con la finalidad de elevar la temperatura hasta 290 °C; esto nos permite disminuir la rata de calor producida por los quemadores del generador de vapor, trayendo como beneficio disminuir el consumo de combustible. Finalmente el agua llega al drum superior desde donde se distribuye a los tubos bajantes externos hasta llegar al drum inferior, desde aquí regresa al drum superior a través de los tubos ascendentes donde, debido al calor producido por los quemadores colocados en forma tangencial en el hogar de la caldera (1500 °C), se realiza el proceso de vaporización del agua.

El proceso de ascenso del agua hacia el drum superior se realiza gracias a la diferencia de densidades agua-vapor (circulación natural). A la salida del drum superior se encuentran unos equipos llamados ciclones y cepillos los cuales tiene como función desprender las posibles gotas de agua que contenga el vapor. Luego de pasar por estos el vapor se dirige al sobrecalentador primario y posteriormente al secundario, donde se obtiene vapor sobrecalentado a una temperatura de 510°C y una presión de 90 Kg/cm².

El vapor de agua en las condiciones antes mencionadas entra en la etapa de alta presión de la turbina empezando a producirse trabajo mecánico, luego pasa por las etapas de media y baja presión, en esta última etapa el vapor entra en la etapa de condensado donde se alcanza presiones negativas (vacío). El condensador de vapor está compuesto por 11000 tubos de 1 cm de diámetro y de un solo paso, por cuyo interior circulan 45000 Toneladas de agua salada; esto permite un intercambio de calor con un diferencial menor o igual a 3 °C. Una vez condensado todo el vapor el líquido cae en una cisterna, desde donde es tomada por las bombas de extracción de condensado y enviada a los calentadores de baja presión, para luego pasar nuevamente por el desaireador y de esta manera se cierra el ciclo agua vapor.

El proceso de combustión que se realiza en la caldera, se inicia con la toma de aire a través de dos ventiladores (tiro forzado), pasando primero por unos calentadores de aire y posteriormente transfiriéndose al horno donde se realiza la combustión con gas natural.

El objetivo del ciclo agua vapor es hacer girar el eje de la turbina a 3600 RPM, el cual se encuentra acoplado a un generador donde se produce la energía eléctrica, en este se producen 13800 voltios que luego por medio de un transformador se eleva este voltaje a 230000 voltios (unidades 3, 4, 5 y 6) y a 69000 voltios en las unidades 1 y 2, debido a su menor capacidad (40 Mw). En el anexo n°2 se presenta un gráfico referente al ciclo de vapor para los turbogeneradores de 60 MW (unidades 3, 4, 5 y 6) de Planta Tocoa. (Unidad de Soporte Técnico, 1979)

4.2.1 Principales equipos que conforman el ciclo de vapor en Planta Tocoa

a) Caldera o generador de vapor

Los generadores de vapor son equipos que emplean combustible fósil para generar vapor de agua sobrecalentado, el cual se hace pasar luego por una turbina para producir energía eléctrica.

Las secciones principales que conforman a una caldera de vapor son el *Hogar*, que es donde se quema el combustible; la *Cámara de Agua*, donde se contiene el agua que va a ser evaporada; *Cámara de Vapor*, la cual debe asegurar que el vapor que se genere llegue lo mas seco posible a la turbina; por último la *Superficie de Vaporización* ofrece el área de transmisión de calor donde ocurre el proceso de evaporación. Cada una de estas secciones está conformada por una serie de equipos que varía de acuerdo a cada planta. (Unidad de Soporte Técnico, 1979)

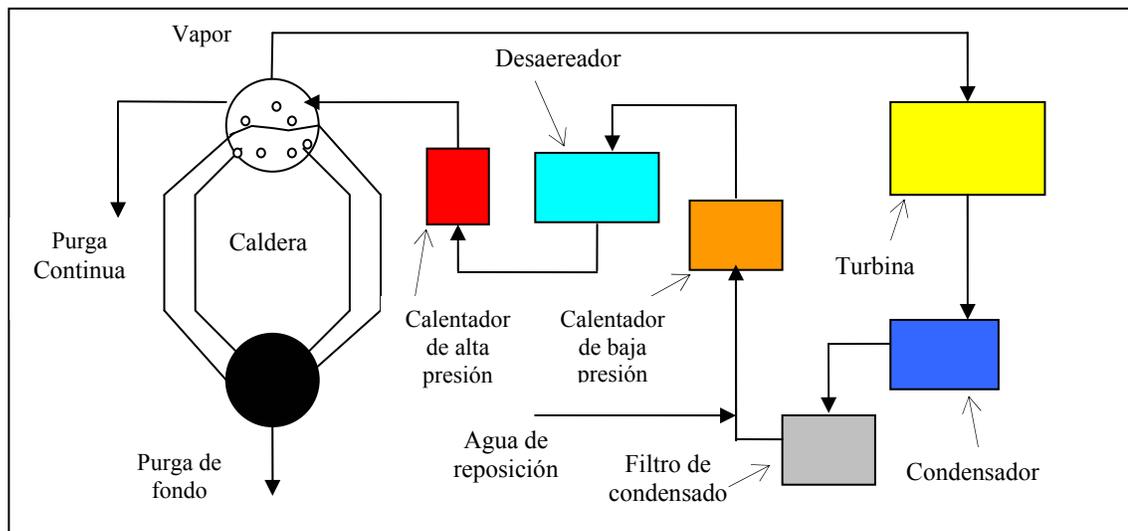


Figura nº4. Esquema simplificado de un generador de vapor.

Fuente: webpages.ull.es/users/jrguezs/tecnologia/tema4/gen_vapor.doc

Como se puede ver en la figura nº4, el agua de alimentación a la caldera pasa por un calentador de baja presión, el cual incrementa la temperatura para acondicionarla a su entrada en el desaerador, aquí es removido mecánicamente el oxígeno y dióxido de carbono, cabe destacar que para que esta eliminación sea más efectiva se adicionan sustancias químicas que aseguren la remoción total de oxígeno; después del desaerador se encuentra el calentador de alta presión, en el cual se incrementa tanto la presión como la temperatura del agua; posteriormente se llega a la caldera, donde se obtiene y separa el vapor que una vez sobrecalentado irá hacia la turbina donde ocurre la transformación a energía eléctrica; como se puede apreciar, en esta sección se realiza una purga continua de vapor, para evitar la concentración de sustancias indeseables en el sistema, además, se procede a realizar una purga en el tanque colector de líquido proveniente del tanque superior de vapor, ya que en esta sección se supone que se alcanza la mayor concentración de lodos, pues la mayor parte de ellos se quedan en el líquido, mientras que el vapor sale lo mas “limpio” posible; ahora bien, el vapor después que cede su energía pasa a un condensador y posteriormente a un filtro o pulidor de condensado, en el que se remueven algunas impurezas que puedan haber sido acarreadas por el condensado, es importante

mencionar que estos pulidores de condensado logran disminuir considerablemente los depósitos a un costo razonable, por lo que su uso se ha hecho más frecuente; por último, el condensado se mezcla con el agua de aportación o reposición y se comienza de nuevo el ciclo.

El agua empleada por estos equipos debe poseer unas características muy específicas, ya que debido a las altas temperaturas y presiones a las que operan, los fenómenos corrosivos que pueden dañar las tuberías se ven favorecidos, incrementando el riesgo de fisuras y/o explosiones.

Los generadores de vapor de cada una de las unidades de Planta Tocoa fueron fabricados por la compañía Babcock & Wilcox. En el anexo n°4 se presenta un esquema de las características de las calderas instaladas en la Planta.

Todas las calderas instaladas cuentan con válvulas de seguridad, las cuales están diseñadas para desahogar el vapor que pueda encontrarse en la caldera en caso de existir sobre-presiones en la misma. Otro tipo de válvula que presentan las calderas son las válvulas principales de vapor, las cuales sirven para cerrar la salida de vapor de la caldera hacia la turbina. (Unidad de Soporte Técnico, 1979)

Las unidades 3, 4, 5 y 6 están provistas de un economizador en el cual se absorbe el calor de los gases de escape de la caldera adicionándose al agua de alimentación antes de que ésta entre en el tambor superior, mejorando de esta forma la eficiencia del generador de vapor.

Todas las unidades poseen dos ventiladores de tiro forzado, accionados por un motor eléctrico, los cuales se encargan de tomar aire de la atmósfera y enviarlo a través de los calentadores de aire hasta los quemadores. Las calderas 1 y 2 además de los ventiladores de tiro forzado están provistas de calentadores de tiro inducido accionados por motores eléctricos, estos ventiladores se encargan de succionar los gases producidos por la combustión y enviarlos a la atmósfera a través de la chimenea.

b) Turbina

Las turbinas de la Planta, unidades 1, 2, 3 y 4 fueron construidas por la compañía Brown Boveri, mientras que las unidades 5 y 6 fueron fabricadas por la compañía Westinghouse. Las características de los principales equipos de Planta Tocoa se encuentran especificadas en el anexo n°4.

Las turbomáquinas de las unidades 5 y 6 fueron repotenciadas con lo cual aumentaron su capacidad instalada de 60 MW a 72MW.

Todas las turbomáquinas son del tipo mixto, es decir, presentan etapas de acción en la parte de alta presión y etapas de reacción en las etapas de baja presión. En el anexo n°4 se muestran las etapas de las turbomáquinas unidades 1 a 6.

Las turbinas de las unidades 1 y 2 están construidas por un cilindro que está dividido en dos secciones, la sección de alta presión y la de baja presión. Las unidades 3 y 4 están constituidas por dos cilindros, el primero en dos secciones para la sección de alta presión y el segundo está dividido en dos secciones para media y baja presión. Por último, las unidades 5 y 6 están formadas por dos cilindros, el primero de alta presión y el segundo de baja presión, el cilindro de baja presión está dividido en dos secciones. (Unidad de Soporte Técnico, 1979)

c) Condensador

En cada unidad se encuentra instalado un condensador principal cuya finalidad es transformar todo el vapor proveniente de la turbina en líquido. Los condensadores 1, 2, 3 y 4 son marca Brown Boveri, mientras que los condensadores 5 y 6 son Westinghouse. Al igual que el resto de los equipos las características de diseño de los condensadores se encuentran en el anexo n°4.

Los condensadores están constituidos por una cámara en cuyo interior hay aproximadamente 1000 tubos de 1 cm. de diámetro por los cuales fluye agua de mar. Por la parte externa de los tubos fluye el vapor proveniente de la turbina produciéndose un intercambio de calor que resulta en la condensación del vapor. En la próxima figura vemos esquematizado un condensador.

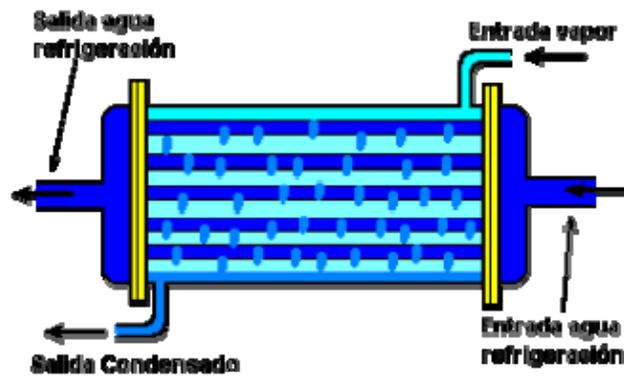


Figura n°5. Esquema de un condensador

Fuente: http://www.cec.uchile.cl/~roroman/cap_08/cic-vapor.html

d) Bombas de alimentación de las calderas

Las bombas de alimentación de la Planta son del tipo centrífugas de múltiples etapas y accionadas por un motor eléctrico. Estas bombas son marca Sulzer, sus características de fabricación están en el anexo n°4.

Por cada unidad están instaladas dos bombas de alimentación. La función de estas bombas es elevar la presión del agua proveniente del desaireador con la finalidad de alimentar el agua a la caldera con la presión y caudal requerido para mantener el nivel normal en el tambor superior.

e) Generador

Los generadores de las unidades 1, 2, 3 y 4 fueron fabricados por la compañía Brown Boveri, mientras que los generadores 5 y 6 fueron construidos por la compañía Westinghouse.

Los generadores están constituidos principalmente por una carcasa, un rotor, un estator, ventiladores y sellos de hidrógeno. En el generador es donde se produce la conversión de energía mecánica en eléctrica, utilizando los principios de la inducción electromagnética.

f) Calentadores del agua de alimentación

Los calentadores del agua de alimentación están formados por una carcasa cilíndrica en cuyo interior está situado un haz de tubos por los que circula el agua de alimentación que es calentada por vapor proveniente de la turbina circulando en el exterior de los tubos. La función de los calentadores es utilizar el vapor tomado de las extracciones de la turbina para aumentar la temperatura del agua del ciclo, antes de que la misma entre a la caldera.

Existen en la Planta diferentes tipos de calentadores, clasificados de acuerdo con la extracción de vapor de la turbina que los alimenta denominándose calentador de alta presión, calentador de media y calentador de baja presión. Existe además un calentador adicional denominado desaireador que recibe el vapor de calentamiento de la extracción intermedia de la turbina, el cual además de calentar el agua de alimentación, como ya se mencionó, también la desgasifica.

En las unidades 3 y 4 están instalados cinco calentadores, dos de alta presión y tres de baja presión. Por último, en las unidades 5 y 6 están instalados cuatro calentadores, dos de alta presión y dos de baja presión.

Además de los equipos anteriormente mencionados, existe un conjunto de equipos adicionales, entre los cuales se encuentran bombas de circulación de agua salada, bombas de condensado, sistemas de control y protección, sistema contra incendio, alarmas y otros equipos secundarios.

g) El sistema de agua de alimentación

El sistema de la alimentación de agua puede decirse que tiene por objeto la conversión del agua condensada en agua caliente, alimentada a la caldera, a una presión suficientemente alta con respecto a la misma, de manera que se produzca una corriente adecuada dentro de ella, es decir, adecuada bajo el punto de vista de las demandas que se producen en la operación con carga variable. En el sistema de agua de alimentación primero una bomba lleva el agua condensada del condensador. Se añade luego agua tratada para contrarrestar las pérdidas del medio operante en el sistema, por escapes, fugas, etc. Luego el agua condensada es calentada y se eleva su presión mediante una bomba de alimentación. Las condiciones en la que se encuentra

el agua después de este proceso exceden a las condiciones requeridas de la caldera. Finalmente se regula el gasto de la que debe entrar en la caldera.

El resto del sistema de alimentación del agua consiste en su circulación a menor presión y entalpía, pero en la forma de vapor, de la caldera a la turbina, y luego al condensador.

Los detalles especiales de cada equipo real varían mucho, y a menudo tienen una complejidad que no se puede apreciar en los diagramas. Los problemas técnicos de operación de la planta de vapor se agrupan por comodidad como sigue:

1. Tratamiento del agua. Calidad del agua y dificultades de operación debidas a la mala calidad. Remedios y tratamientos preventivos.
2. Compresión y regulación del agua. Reguladores para las bombas y para el agua de alimentación. El tratamiento del agua debe ser tal que a altas presiones en las calderas sus superficies internas de los tubos deben conservarse en el mismo estado que nuevas. Una vez en la caldera, el agua se calienta primero a la temperatura de saturación, luego se evapora en las superficies de contacto con el tubo caliente. En general, el vapor está libre de todas las impurezas que el agua pueda contener (excepto gases disueltos). El lugar donde se produce la evaporación es la superficie de los tubos, dando lugar a toda clase de oportunidades de impurezas para que se depositen sobre estas superficies como incrustaciones.

Cuando el agua sin tratamiento produce suficiente incrustación en las superficies de la caldera que impide la transmisión del calor, o cuando contiene elementos que corroen o alteran la resistencia del metal de la caldera, es necesario el tratamiento del agua.

Al aumentar la cantidad de calor transferido, aumenta también la importancia que tiene conservar las superficies libres de incrustaciones, porque las incrustaciones pueden tanto reducir la capacidad para producir vapor, como producir su calentamiento excesivo. Al irse adoptando las altas presiones y evaporaciones por unidad de superficie, el problema de la alimentación del agua se hace más importante y más complicado, hasta el grado de necesitar el auxilio de un talento especializado en física y química para su solución.

Aunque al principio se instaló el sistema de calentamiento del agua con el objeto principal de obtener una eficiencia térmica mayor, el calentamiento del agua de alimentación produce tres beneficios en la operación de la planta:

1. El calor, que de otra manera se desperdiciaría, al aplicarse al agua de alimentación representa una economía de combustible. Menos evidente, pero no menos tangible, es la mejora de la eficiencia por calentamiento regenerativo.
2. Los esfuerzos térmicos que pueden producirse en las superficies de las calderas por corrientes de agua fría, se disminuyen o se eliminan.
3. El calentamiento del agua aumenta la capacidad de vaporización por metro cuadrado de las calderas. Esto adquiere más importancia a las altas presiones, porque entonces h_f es una porción importante, o más aún, una porción mayor que h_g .* (Unidad de adiestramiento y capacitación, 1973)

Se puede ver que el calentamiento del agua de alimentación aumenta la eficiencia térmica y la capacidad de la caldera. Haciendo una comparación del costo del equipo con las economías logradas es como los ingenieros que proyectan deciden si las circunstancias justifican o no calentar el agua. Sin embargo, siempre se justifica cierto grado de calentamiento. *A una presión de $98,43 \text{ Kg/cm}^2$, h_f es 51 %; h_{fg} 48,5%.

4.3 Purgado de un generador de vapor

El agua de alimentación de la caldera, con independencia del tipo de tratamiento usado para procesar el reemplazo, todavía contiene concentraciones mensurables de impurezas. Los productos químicos del tratamiento interno del agua de caldera contribuyen también al nivel de sólidos en el agua de la caldera.

Cuando se genera vapor, se descarga de la caldera vapor de agua esencialmente puro, y esto permite que los sólidos introducidos en el agua de alimentación se queden en los circuitos de la caldera. El resultado neto de que continuamente se añadan impurezas y se saque agua pura es un aumento estable en el

nivel de sólidos disueltos en el agua de la caldera. Existe un límite para la concentración de cada componente del agua de la caldera. Para evitar que se rebasen estos límites de concentración, se saca agua de la caldera como purga y se descarga hacia el desecho. En la fig. n°6 se ilustra un balance de materiales para una caldera, mostrando que la purga debe ajustarse de modo que los sólidos que salen de la caldera sean iguales a los que entran y que la concentración se mantenga en los límites predeterminados.

Una manera de ver el purgado de una caldera es considerarlo como un proceso de dilución de los sólidos del agua de la caldera al sacarle el agua desde el sistema a una velocidad que induce un flujo de agua de alimentación hacia la caldera, en exceso respecto a la demanda de vapor.

Existen dos puntos separados para el purgado en cada sistema de caldera. En uno se encuentra el flujo de purgado que se controla para regular los sólidos disueltos u otros factores en el agua de la caldera. El otro es un purgado intermitente o de masa, que en general proviene del tambor de lodos o de los cabezales de la pared de agua, y el que se opera de forma intermitente a una carga reducida de la caldera para liberarla de los sólidos sedimentados acumulados en las áreas relativamente estancadas. (Nalco, 1997)

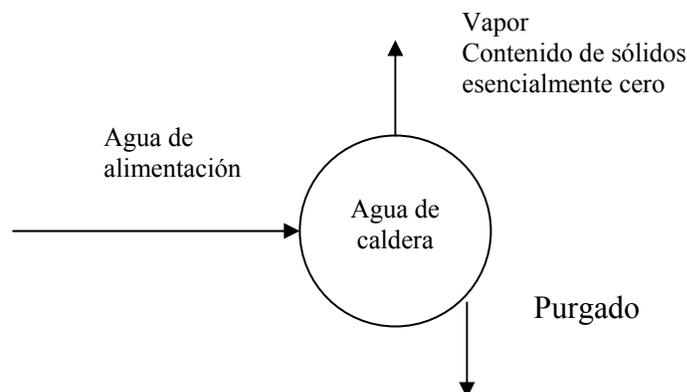


Figura. n°6: Sistema de purga
Fuente: propia

4.4 Tipos de bombas

Existen dos tipos principales de bombas:

a) *Bombas de desplazamiento positivo*, ya sean de émbolo, rotativas o de tornillo.

El funcionamiento de las máquinas de desplazamiento positivo no se basa, como en el de las turbomáquinas, en el principio de Euler, sino en el principio del desplazamiento positivo. El principio de desplazamiento positivo consiste en el movimiento de un fluido causado por la disminución del volumen de una cámara. En la máquina de desplazamiento positivo, el elemento que origina el intercambio de energía, puede tener movimiento alternativo (émbolo) o movimiento rotatorio (rotor). En las máquinas de desplazamiento positivo tanto reciprocantes como rotatorias siempre hay una cámara que aumenta de volumen (succión) y disminuye de volumen (impulsión) por lo que también se le llama máquinas volumétricas.

Cuando el elemento transmisor de energía tiene movimiento rotativo la máquina se llama roto estática para distinguirla de la roto dinámica. Uno de las diferencias fundamentales es que el intercambio de energía del fluido se efectúa siempre con variación de presión a diferencia de las turbomáquinas en las que el intercambio de energía se realiza con variación de energía cinética.

Las bombas de desplazamiento positivo se emplean casi exclusivamente en las transmisiones y controles quedando prácticamente eliminadas las turbomáquinas de esta área.

Las bombas de desplazamiento positivo y en especial las de émbolo prácticamente no tienen límites de presiones (basta construir la bomba más robusta y un motor más potente) se construyen hasta para presiones mayores a 15 000 lb/plg² sin embargo, las bombas rotatorias con excepción de las de tornillo no son adecuadas para presiones mayores de 500 lb/plg².

Las bombas de émbolo son adecuadas para grandes presiones y pequeños caudales y las bombas rotodinámicas, centrífugas y axiales para presiones reducidas y

gastos elevados. Las bombas rotodinámicas trabajan a mas velocidad que las de embolo.

Las bombas rotativas son máquinas de desplazamiento positivo. Estas bombas efectúan pulsaciones por medio de ejes giratorios con rotores formados por engranajes, paletas, tornillos, lóbulos, etc. que giran en una carcasa cerrada.

El diseño de una bomba rotativa normal no comprende el uso de válvulas, ni canales complicados, permitiendo así que alcance un buen rendimiento trabajando con líquidos de baja y alta viscosidad. La corriente de fluido producida por este tipo de bombas es continua, sin aceleraciones o pulsaciones alternas.

El tipo de bomba empleado en los sistemas de inyección en la Planta es el de desplazamiento positivo para tanto el sistema de hidracina como para el del fosfato. Estas bombas ofrecen las siguientes ventajas:

- 1.- Son autocebantes
- 2.- Presentan buen funcionamiento con fluidos viscosos.
- 3.- Trabajan en un amplio rango de alturas.
- 4.- Tienen alto rendimiento volumétrico.

b) *Bombas centrífugas.*

Las bombas centrífugas son máquinas de velocidad relativamente alta y generalmente van acopladas directamente a un motor eléctrico o turbina. Consisten en una envolvente, carcasa o caracol en cuyo interior gira un rodete. La velocidad que posee el fluido es transformada en energía de presión. (Mataix, 1993).

Algunas de las ventajas que ofrecen las bombas centrífugas son:

- 1.- Ofrecen mínimas pérdidas por transmisión.
- 2.- Son de construcción sencilla.
- 3.- Son fáciles de accionar, ya que el torque de arranque es pequeño.
- 4.- Suministran un caudal constante, sin pulsaciones, para una altura dinámica constante.
- 5.- No existe contacto entre el lubricante y el líquido bombeado.

4.5 Eficiencia de un generador de vapor

Los procesos de hoy en día y las operaciones que necesitan calentamiento son alimentados por vapor y por agua caliente. La eficiencia de una caldera en términos simples representa la diferencia entre la energía de entrada y la energía de salida. Una caldera común consume una cantidad significativa por uso de combustible anualmente, superando con creces la inversión inicial de la misma. Consecuentemente una diferencia de unos pocos puntos de porcentaje en la eficiencia de la caldera se traduce en un ahorro sustancial. (Cleaver Brooks, Inc., 2008).

4.5.1 Eficiencia de la combustión

La eficiencia en la combustión es un indicador de la habilidad que tiene la caldera de quemar combustible. La cantidad de combustible no quemado y exceso de aire en la chimenea disminuye la eficiencia de la combustión. Por lo tanto, las calderas con bajo nivel de combustible no quemado y aire en exceso son consideradas eficientes. Operando solo al 15% de exceso de aire, menos calor del proceso de combustión es usado para calentar el exceso de aire, lo que incrementa el calor disponible para calentar el agua. La eficiencia de la combustión no es la misma para todos los tipos de combustible, generalmente los combustibles líquidos y gaseosos se queman más eficientemente que los sólidos. (Cleaver Brooks, Inc., 2008).

4.5.2 Eficiencia Térmica

La eficiencia térmica es la medida de la efectividad del intercambiador de calor en la caldera. Mide la capacidad del intercambiador de transferir calor del proceso de combustión al agua o al vapor en la caldera. Debido a que la eficiencia es solo una medida de la efectividad del intercambiador de calor de la caldera, esta no incluye las pérdidas por radiación y convección de las paredes de la caldera, columnas de agua y otros componentes. Es por esto que la eficiencia térmica no es un

indicador confiable de la cantidad de combustible usado en la caldera, por lo tanto no se debería usar para evaluaciones económicas.

El término “eficiencia de la caldera” es frecuentemente sustituido por eficiencia térmica o eficiencia combustible-vapor. Cuando el término “eficiencia de la caldera” es importante saber que tipo de eficiencia está siendo representado, esto es debido a que la eficiencia térmica que no incluyen las pérdidas por convección y radiación no es un indicador de la eficiencia real de la caldera. En cambio la eficiencia de combustible –vapor la cual si incluye dichas pérdidas si es un indicador de la eficiencia real de la caldera. El término eficiencia de la caldera debe ser definido por el fabricante antes de ser usado en alguna evaluación económica. La eficiencia térmica se calcula con la siguiente fórmula:

$$\eta_T = \frac{3413}{HR}$$

4.5.3 Eficiencia combustible-vapor

Es una medida de la eficiencia general de la caldera, la cual incluye la efectividad del intercambiador de calor así como también las pérdidas por radiación y convección. Es un indicador real de la eficiencia de la caldera.

Como se describe en la ASME Power Test Code, PTC4.1 la eficiencia combustible-vapor de una caldera puede ser determinada por dos métodos; el método de entrada-salida y el método de la pérdida de calor. (Cleaver Brooks, Inc., 2008).

4.5.3.1 Método entrada-salida

El método entrada-salida para medir la eficiencia de la caldera ésta basado en la relación salida-entrada de la caldera. Es calculado dividiendo la salida de la caldera (BTUs) entre la entrada (BTUs) y multiplicándola por 100. Estos valores de entrada y salida son determinados mediante instrumentación y datos recolectados en operación. (Cleaver Brooks, Inc., 2008).

4.5.3.2 Método de la pérdida de calor

Este método se basa en el cálculo de todas las pérdidas que se producen en la caldera. La medición consiste en restarle a un cien por ciento las pérdidas por radiación, convección y las asociadas a la chimenea. El valor resultante es la eficiencia combustible-vapor. (Cleaver Brooks, Inc., 2008).

4.5.3.3 Pérdidas en la Chimenea

La temperatura de la chimenea es una medida del calor expulsado por el conducto debido al escape de gases y humedad. Es un buen indicador de la eficiencia de la caldera. La temperatura de la chimenea es la temperatura de los gases de combustión que dejan la caldera y es un reflejo de la energía que no se transfirió al vapor. Mientras más baja es la temperatura de la chimenea más efectivo es el intercambiador de calor, por consiguiente, la eficiencia combustible-vapor es mayor. (Cleaver Brooks, Inc., 2008).

4.5.3.4 Pérdidas por radiación y convección

Todas las calderas tienen pérdidas por convección y por radiación. Estas pérdidas representan el calor irradiado por la caldera y el calor perdido debido a corrientes en la misma y vienen expresadas en BTU/horas. Son esencialmente constantes durante el rango de encendido de la caldera y esto varía dependiendo del tipo de caldera, tamaño y presión de operación. (Cleaver Brooks, Inc., 2008).

4.6 Calidad del agua en el ciclo agua-vapor

4.6.1 Parámetros utilizados para medir la calidad del agua

El agua natural más pura es la de lluvia, aunque en su caída recoge polvo y disuelve los gases presentes en el aire, como son el oxígeno, nitrógeno, bióxido de carbono y amoníaco. El agua que corre superficialmente suele contener materiales en suspensión y la que se filtra a través del terreno disuelve alguno de sus componentes, estas dos las causas de que en menor o mayor grado en el agua se encuentren impurezas disueltas como cloruros, sulfatos, carbonatos, sodio, potasio, hierro, oxígeno y bicarbonatos de calcio.

Las sales clásicas, magnesitas y ferrosas comunican gran dureza al agua: las aguas que han atravesado terrenos calizos son muy duras y no son adecuadas y no son adecuadas para la alimentación de calderas de vapor, porque los carbonatos y sulfatos de calcio o de magnesio precipitan formando incrustaciones que impiden una buena transmisión de calor o incluso pueden provocar explosiones. Tampoco es tolerable la presencia de magnesio porque ejerce una acción corrosiva en los tubos de la caldera. El agua apropiada para alimentar calderas es aquella que no deposite sustancias incrustantes, no cause corrosión en los tubos y accesorios de la caldera y que no ocasione espuma. (Pincus, L., 1962).

Dada la necesidad ineludible que tiene las calderas modernas, con altas presiones y temperaturas de trabajo, que su alimentación se realice con agua químicamente pura, mucho más pura que la que el hombre necesita para su alimentación, se crea la necesidad de proveer un estricto control de la calidad del agua de la caldera y de alimentación con el propósito de proteger la unidad de corrosión y de las incrustaciones, asegurando una operación confiable del generador de vapor.

El control de la calidad del agua es de suma importancia para mantener la eficiencia térmica en el generador de vapor y el buen funcionamiento de toda la unidad.

El análisis cuantitativo completo del agua de alimentación o de la caldera debe hacerlo un laboratorio químico. Pruebas rápidas que puedan hacerse en la planta son esenciales para el control del agua en las calderas grandes de alta presión y de mucha capacidad.

Dentro de este análisis se tienen en cuenta parámetros que definen la calidad del agua, entre los cuales se encuentran:

a) Dureza

La dureza se debe a las sales disueltas que hacen difícil que el jabón forme espuma en el agua. La prueba más sencilla de la dureza es la del jabón. La dureza se determina mezclando incrementos de una solución normalizada de jabón en agua. La muestra se sacude después de cada adición y cuando la espuma que se produce dura 5 minutos, el número de ml de la solución de jabón usados determina la dureza.

$$\text{Dureza H, como } CaCO_3 = \frac{(S - S_0) \times 1000}{\text{ml de la muestra}} \text{ ppm (2)}$$

En la que S = ml de solución de jabón usados; S₀ = ml para que forme espuma en el agua destilada. Un grado U.S. es equivalente a un grano de carbonato de calcio por galón U.S. o sea, 17.11 ppm por peso. La dureza determinada por la prueba del jabón no es una indicación precisa de la calidad del agua de alimentación ya que da una indicación de dureza igual para una sal soluble como el cloruro de sodio que para el sulfato de calcio.

Una cantidad grande de CO₂ disuelto en el agua interfiere con la prueba del jabón y debe eliminarse.

El tipo de dureza que puede eliminarse calentando el agua hasta la ebullición se llama dureza temporal. También se le llama “dureza por carbonatos”, porque es efectiva para purificar aguas que contengan bicarbonatos de calcio o de magnesio en solución. La ebullición se hace generalmente a 100 °C a la presión atmosférica. También pueden tomarse en cuenta para tratar la dureza temporal del agua calentadores que usen vapor a unos cuantos kilos de presión manométrica si los purificadores de vapor interiores tienen un filtro para detener el CaCO₃ y el MgCO₃.

Las aguas que contienen sales que sólo se precipitan a altas temperaturas se dicen que tienen dureza permanente. Esta dureza se puede eliminar por medio de una

reacción química adecuada. Las aguas que tienen una dureza menor de 10 grados, se consideran potables o blandas, mientras que las que tienen más de 25 grados, se consideran muy duras y requerirán siempre tratamiento. (Pincus, L., 1962).

b) La escala Ph

El agua pura no tiene sabor, olor, ni color, y es “neutra”. Las aguas naturales y comerciales nunca son puras. Porque el agua es el solvente más universal, y debido a su ionización predominan los iones OH^- o los H^+ , haciéndola alcalina o ácida. Se ha formado una escala, llamada pH, que sirve para medir la intensidad de la acidez o de la alcalinidad de una solución. La definición exacta del número de pH es que es el logaritmo de la recíproca de la concentración de iones de hidrógeno (gramos por litro). Así como la temperatura se mide en grados, la acidez o la alcalinidad se mide por el pH, cuyos valores van de 1 a 14. Un pH de 1 indica una solución fuertemente ácida; el pH de 14 una fuertemente básica, y un pH de 7 indica una solución neutra. Una solución con pH de 5 es diez veces más ácida que una de pH de 6, una solución pH 4 es 10 veces más ácida que pH 5 y 100 veces más ácida que pH 6.

Se ha adoptado extensamente el control por medio del pH, y con la experiencia se ha encontrado entre qué valores de pH debe mantenerse el agua. Una costumbre es mantener el pH entre 10 y 11, pudiera parecer mejor optar por un pH 7 pero el hecho es que el hierro se disuelve mucho más rápidamente en el agua pura que en la alcalina, mantenida con un pH entre 10 y 12. (Pincus, L., 1962).

c) O_2 y CO_2 disueltos

Se demuestra la presencia de estos dos aceleradores de la corrosión y se miden cuantitativamente mediante valoraciones químicas de rutina en las que las cantidades de reactivos se emplean para determinar los gases disueltos en ppm. Ambas pruebas deben hacerse tan pronto como se obtenga la muestra o su validez se pondrá en duda. La prueba que se emplea para determinar el oxígeno se conoce como prueba Winkler. Se han diseñado aparatos portátiles especiales para hacer estas pruebas rápidamente en la planta donde se obtuvieron las muestras.

Otras pruebas químicas del agua de la caldera incluyen la determinación de cloruros, sulfatos, sulfitos y nitratos. Se emplean métodos calorimétricos y gravimétricos para los fosfatos residuales, sílice, aceite y sólidos disueltos. (Pincus, L., 1962).

4.6.2 Problemas resultantes de la mala calidad del agua

Es conocido que uno de los principales problemas que afectan el rendimiento energético y a la conservación de las calderas que operan con fuel oil o gas oil es la formación de costras de hollines e incrustaciones duras en los tubos de intercambio de calor, en el lado de contacto con los gases calientes procedentes de la combustión.

Estas costras e incrustaciones, debidas a combustión incompleta y a las impurezas que contiene el combustible, sobre todo cuando se trata de fuel oil, producen una disminución de la velocidad de la transferencia de calor entre ambos lados de los tubos intercambiadores (lado fuego y lado agua), tanto mayor cuanto mayor es el espesor de los residuos acumulados. Al disminuir dicha transferencia de calor, los gases evacuados por la chimenea salen más calientes y por tanto la energía suministrada a la caldera es menos aprovechada en generar vapor, es decir, disminuye el rendimiento energético de la caldera y aumenta el consumo de combustible por unidad de vapor producida.

Existen varios estudios sobre el tema que cuantifican las pérdidas citadas anteriormente. A título informativo se exponen algunos datos en la tabla siguiente.

Espesor Costra de Hollín en Tubos (mm)	Pérdida de calor que se produce (%)	Aumento Consumo Combustible Equivalente (%)
0.8	12	2.5
1.6	24	4.5
3.2	47	8.5

Tabla n° 2. Porcentaje de pérdida de calor y aumento de consumo de combustible vs. espesor de costra de hollín.

Fuente: www.rbbertomeu.es

Espesor Incrustaciones de Residuos en Tubos (mm)	Pérdida de calor que se produce (%)	Aumento Consumo Combustible Equivalente (%)
0.8	8	2
1.6	12	2.5
3.2	20	4

Tabla n° 3. Porcentaje de pérdida de calor y aumento de consumo de combustible vs. espesor de incrustación.

Fuente: www.rbbertomeu.es

Por otro lado es también conocido que parte de los residuos generados en la combustión a partir de las impurezas del combustible son corrosivos a la temperatura de operación de las calderas.

Uno de los mitos que necesita ser aclarados es el efecto que tienen tubos limpios de la caldera en la mejora de la eficiencia. Mantener una caldera con tubos limpios no mejorará la eficiencia de la caldera. Mantener la superficie de los tubos limpios mantiene la eficiencia de fábrica del equipo. Esa es la eficiencia para la cual fue diseñada. Por otro lado si se permite el ensuciamiento o incrustación, esto disminuye la eficiencia debido a que se requiere más energía para la misma cantidad de trabajo a realizar.

Como se puede apreciar en la gráfica, incrustaciones de 0.03 pulgadas del lado del agua puede resultar en una pérdida de eficiencia del 2 %. Formaciones de costras de hollín de 0.095 pulgadas de espesor se pueden generar pérdidas del 10 % o más.

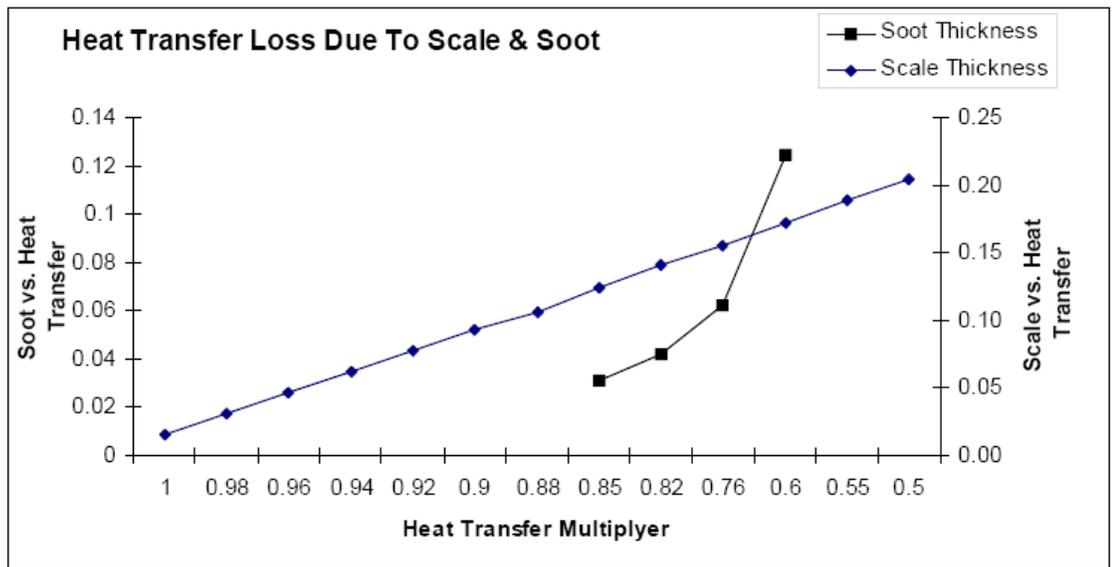


Figura n° 7. Pérdida de transferencia de calor vs. Costras de hollín e incrustaciones.

Fuente: Farthing's TechStuff Rev. 12 "The effect of Scale & Soot Build-up on Heat Transfer in Boilers".

En cambio un aumento del espesor de la incrustación en el lado fuego de 0.02 pulgadas puede resultar en una pérdida de eficiencia térmica de un 15%. Mantener el lado agua y el lado fuego en buenas condiciones es vital para operar eficientemente el equipo.

Adicionalmente una planta limpia disminuye el riesgo de accidentes permitiendo a los operadores un acceso más eficiente hacia los equipos y ambientes de operación.

4.6.2.1 Las incrustaciones

Las incrustaciones se producen principalmente por la disminución de la solubilidad de algunas sales con el aumento de la temperatura. Un mecanismo químico que se utiliza para explicar la formación de incrustaciones, es que el agua llega a una saturación química en la caldera, que luego produce un principio de precipitación con sedimentación, que forma una capa de incrustación sobre las superficies de calefacción y al mismo tiempo se acumula suelta en los tambores.

La cantidad y contextura de los depósitos varían ampliamente con la procedencia de las aguas. Algunos son muy duros y difíciles de separar mecánicamente: y otros son muy blandos y fácilmente separables: otras aguas forman lodos que se separan fácilmente por medio de la purga de la caldera. Todas las aguas naturales poseen sales clásicas, magnesitas o ferrosas, de acuerdo con la cantidad de sales disueltas el agua puede ser blanda (grandes cantidades de sales) o dura (pequeñas cantidades de sales).

La formación de depósitos en las paredes internas de los tubos de las calderas disminuye su conductividad y con ello la velocidad de transmisión del calor al agua. Además, estos depósitos suelen causar fallas en los tubos de las zonas más calientes de las calderas. La temperatura del metal aumenta y eventualmente alcanza el punto en el que tiene lugar la falla mecánica.

La presencia de incrustaciones en la caldera causa la disminución en el rendimiento de las mismas. Según resultados de investigaciones y cálculos teóricos recientes se estima que esta pérdida no es mayor al 2 %. Sin embargo es deseable minimizar todas las pérdidas para obtener una buena eficiencia. Además, en calderas que trabajan a altas presiones, las incrustaciones pueden causar la rotura de los tubos.

Las sales de calcio y de magnesio existentes en el agua pueden clasificarse en dos grupos:

- Los bicarbonatos, los cuales constituyen la dureza temporal
- Los sulfatos, cloruros y nitratos los cuales constituyen la dureza permanente.

En el anexo n° 5 se presenta una tabla de impurezas comunes en el agua.

4.6.2.2 Corrosión

Se entiende por corrosión, la conversión destructiva del metal en óxidos o sales. Puede producirse en cualquier parte del sistema, pero donde es de temerse más, es en el generador de vapor porque es un “depósito hermético calentado y a presión” que contiene grandes cantidades de agua saturada. Pero también son atacados los calentadores, bombas y tuberías. La corrosión se debe a la acidez del agua, o al

oxígeno, bióxido de carbono o a los cloruros presentes en la misma. El factor de corrosión más serio es el oxígeno disuelto. El porcentaje permitido de oxígeno varía con la acidez del agua y la cantidad de incrustación en los tubos, pero no debe exceder de 0.5 cc por litro. Aunque esta cantidad no se permite en las unidades de alta presión.

El oxígeno entra en los sistemas cerrados en el agua de reposición, por aberturas en los condensadores, por los tanques de equilibrios abiertos, por los empaques de la bomba del agua condensada, etc. La corrosión puede ser una pérdida general de metal en toda la superficie del tubo o también localizarse. Esta última es la forma más peligrosa, porque produce picaduras y surcos. Para evitar la corrosión, se mantiene alcalina el agua de las calderas y, si es necesario, se trata el agua de alimentación para reducir su contenido de oxígeno, hasta que tenga un valor que ya no sea perjudicial.

En realidad, la corrosión es un fenómeno complejo, y muy importante, debido a la enorme cuantía de los daños anuales que produce. Es probablemente la causa más frecuente de los perjuicios que sufren las calderas. Las tuberías de vapor y del agua condensada que puede atacar, están a menudo situadas en lugares inaccesibles y hacer un cambio es una operación costosa en la que se pierde tiempo.

Generalmente, la mayor parte de la corrosión es de naturaleza electroquímica, en cuya acción entran en juego un ánodo, un cátodo y un electrolito. En el sistema de alimentación del agua, el hierro se presenta en solución iónica (el agua pura es un solvente excelente) debido a que la superficie del acero es anódica, será un electrolito débil, y se producirá una reacción catódica cuando se produce cualquier ruptura en la película de hidrógeno que cubre la superficie ferrosa y se disuelve el hierro. El oxígeno disuelto, que aumenta su actividad con la temperatura del agua, se unirá con el hidrógeno atómico, formando H_2O produciendo la reacción catódica necesaria para producir una corrosión progresiva.

La corrosión producida por el oxígeno toma la forma de pequeñas picaduras y depresiones, a menudo cubiertas con una costra o escamas de Fe_3O_4 (Magnetita) negro. Por una u otra razón, el ataque del oxígeno es localizado en vez de

generalizado en una gran superficie. En estos casos las picaduras son profundas y se produce una falla rápida.

Recientemente se ha descubierto la fatiga a la corrosión. Ésta es diferente de la fatiga mecánica, aunque también es necesaria la presencia de esfuerzos repetidos (como lo son los esfuerzos térmicos producidos por el flujo irregular del agua condensada en los conductos de vapor), así como también condiciones galvánicas. La fatiga y la corrosión parecen actuar simultáneamente, teniendo efectos acelerantes recíprocos, que contribuyen a una definida reducción de la resistencia a la fatiga.

No existe ninguna manera segura de descubrir ni de valorizar los daños hechos por la corrosión, aparte de quitar los aparatos del servicio y examinarlos cuidadosamente.

4.6.2.2.1 Corrosión localizada

La corrosión localizada representa el mayor peligro para las tuberías de las calderas, ya que el daño que provoca, como lo dice su nombre, se produce en zonas localizadas, debilitando continua y progresivamente la estructura metálica, por lo que se puede desencadenar desde una simple fisura hasta una explosión de magnitud considerable.

Este tipo de corrosión se debe a diversos factores, los cuales pueden actuar de forma independiente y paralela, por lo que es de suma dificultad identificar con certeza cierta que agente en específico es el causante de la corrosión localizada. (Uhlig, H., 1968).

Entre los agentes que producen la corrosión localizada tenemos:

a) Corrosión por oxígeno

El oxígeno es mayor promotor de la corrosión localizada. A cualquier temperatura e incluso en soluciones con alcalinidad óptima, éste es un despolarizador activo.

Este compuesto produce lo que se conoce como celda de oxígeno, en la cual se forma un ánodo y un cátodo en la misma superficie del metal. En el ánodo se despoliariza el hierro hacia Fe^{2+} , con lo que se oxida y transforma en $Fe(OH)_2$ y posteriormente en $Fe(OH)_3$, el cual pasa a solución, mientras que en el cátodo el hidrógeno libre toma los electrones cedidos por el metal para formar H_2 en solución ácida ó H_2O en solución neutra o alcalina. (Uhlig, H, 1968).

En la figura nº8 se ejemplifica como ocurre la corrosión sobre la tubería a causa del oxígeno.

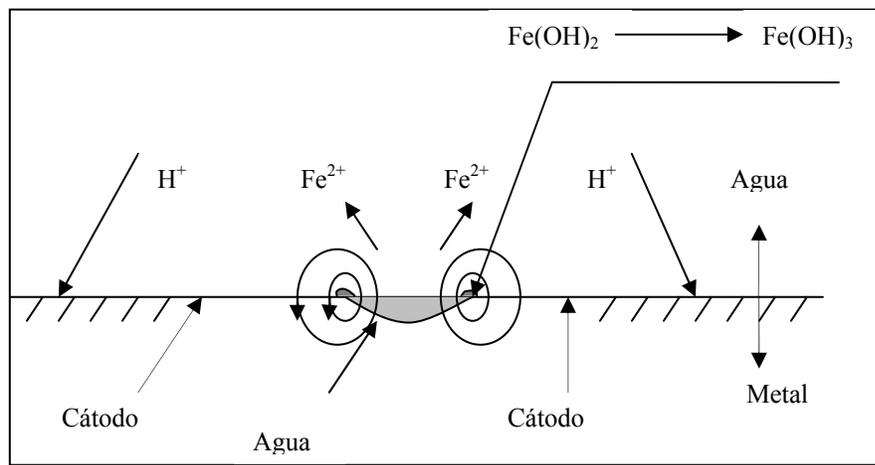


Figura nº 8. Celda de oxígeno sobre una tubería.

Fuente: <http://descom.jmc.utfsm.cl/jcarmi/procesos2/documentos/Material/corrosion.ppt>

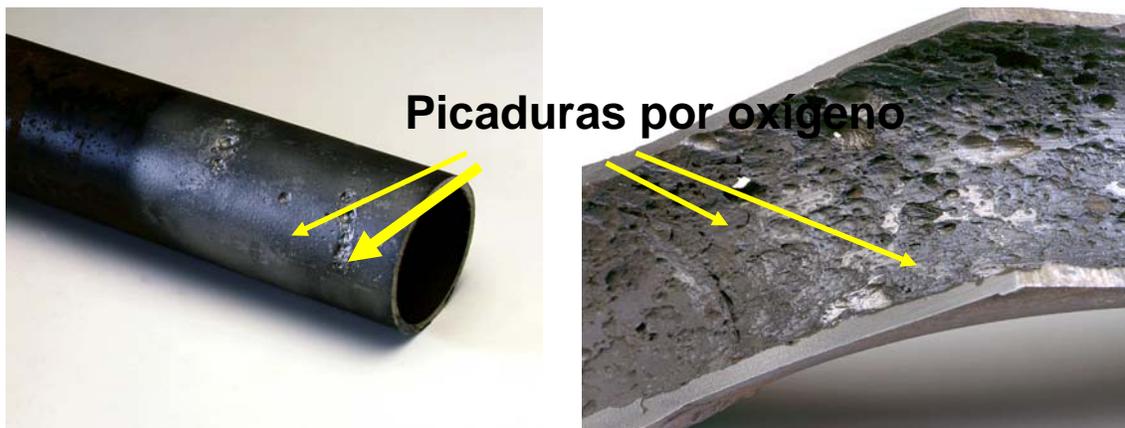


Figura nº9. Ataque de corrosión por oxígeno en tubo.

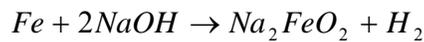
Fuente: <http://descom.jmc.utfsm.cl/jcarmi/procesos2/documentos/Material/corrosion.ppt>

Una característica particular de este tipo de ataque radica que a lo largo del metal y de forma irregular se forman las celdas de corrosión, por lo que también se le conoce como picaduras por hidrógeno, debido a la cantidad de pequeños agujeros que va formando a lo largo del metal.

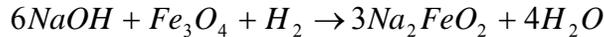
b) Corrosión ó fragilización cáustica

Este tipo de ataque es causado por una concentración cáustica libre (NaOH), conocida también como daño por alto pH, lo cual ocurre debido a deficiencias en el tratamiento interno, tratamiento externo, fugas del condensador, problemas de circulación del agua, zonas calientes en la tubería o una mezcla de los anteriores.

En este tipo de corrosión, el hierro es atacado mediante la siguiente reacción:



o



En la segunda reacción la capa de magnetita es atacada y debilitada, dejando la tubería propensa al ataque de cualquier agente externo, incluyendo el mismo NaOH.

Cabe destacar que los valores altos de pH son favorables para la formación de la capa de magnetita, teniendo un valor umbral a partir del cual ocurre la fragilización, el cual se ubica alrededor de 12.5.

Para evitar la corrosión cáustica se debe evitar mantener niveles altos de NaOH libre, por lo que se tiene que hacer un control riguroso del tratamiento interno en caso de usar fosfato trisódico o soda cáustica, además se debe tratar de asegurar una correcta circulación del agua por la caldera para evitar sitios de concentración.

Los operadores de calderas que han tratado el agua de alimentación con el objeto de evitar por completo las incrustaciones, algunas veces protegen de la corrosión aplicando recubrimientos protectores a las superficies interiores de las

calderas y economizadores. Los requisitos que debe tener un recubrimiento satisfactorio son tenacidad y elasticidad, para que pueda soportar la expansión del metal y mantener una película entera, estabilidad química a temperaturas de operación, una baja resistencia a la transmisión del calor y una adherencia semi-permanente a la superficie del metal.

c) Corrosión bajo depósitos

Este tipo de corrosión se debe al depósito de partículas extrañas, normalmente arrastradas por el agua, sobre la superficie metálica interna de las tuberías. El agua contiene una pequeña cantidad de oxígeno disuelta en ella. Este oxígeno provoca la oxidación de la superficie interna del tubo. Este proceso se observa muy fácilmente, por ejemplo, en los tubos de cobre, donde el color de la capa oxidada (más oscura) contrasta con el color del metal sin oxidar (más brillante). A pesar de este proceso, si esta capa de óxido es homogénea, es beneficiosa, ya que forma una capa protectora que pasiva al metal impidiendo su corrosión; no obstante, si existe una partícula depositada en la tubería, el oxígeno disuelto no puede llegar debajo de esta partícula, con lo cual una parte del tubo queda sin oxidar. (Lassarte, C, 1987).

La corrosión bajo depósito es muy peligrosa ya que:

- Generalmente es asintomática ya que debido a su reducida superficie no aporta suficiente cantidad de metal al agua para que éste sea visible en el punto de consumo, por lo cual normalmente no da tiempo a tomar medidas ya que, cuando la descubrimos, es precisamente por la aparición del poro.
- Si bien en esta reacción existe un cátodo de gran tamaño (toda la superficie interna del tubo), el ánodo es de dimensiones muy reducidas (la zona debajo de la partícula), por lo cual en dicho ánodo la densidad de flujo de electrones es muy alta y su velocidad de corrosión será muy elevada.
- Este tipo de corrosión generalmente nunca aparecerá aislada, ya que en muchos casos, y como consecuencia de la propia circulación del agua, de procesos de contracción/dilatación, de oscilaciones bruscas de presión, golpes de ariete, etc., los óxidos que rodean la partícula original se rompen y son arrastrados a otra zona de la

tubería, donde al depositarse inician un nuevo proceso de corrosión generando un efecto en cadena.

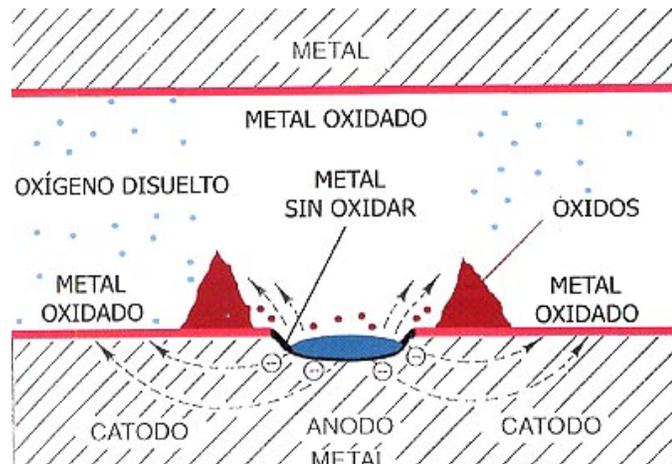


Figura n°10. Corrosión por aireación diferencial

Fuente: http://www.notiweb.com/tematicos_resultado.asp?id=169&informe=1



Figura n°11. Corrosión bajo depósito

Fuente: <http://descom.jmc.utfsm.cl/jcarmi/procesos2/documentos/Material/corrosion.ppt>

4.6.2.3 Espuma y arrastre

En las calderas mientras están en operación se pueden producir una espuma estable. Puede estar acompañada o no de arrastre de agua, que puede variar desde

sólo ser vapor húmedo, a chorros de agua en los casos graves. El vapor húmedo es una indicación de operación defectuosa en una caldera; el agua puede tener efectos muy destructivos en tuberías, máquinas o turbinas. El arrastre puede producirse por otras causas además de la espuma, por ejemplo, cuando el nivel del agua en la caldera es muy alto, área de desprendimiento insuficiente, o una demanda pulsante de vapor que sobrecarga el almacenamiento de vapor de la caldera. El arrastre también se origina con frecuencia por alteraciones producidas en el área de desprendimiento, por ejemplo, en las calderas de gran capacidad en las que los tubos que entran a los tambores descargan el agua a tal velocidad que producen alteraciones en las superficies del agua del tambor.

El origen de la formación de espuma reside en las condiciones que tiene el agua de la caldera. Frecuentemente es causa de espuma la alta concentración de las sales disueltas. También puede resultar de la saponificación del agua de la caldera por la mezcla de aceite o grasa con álcalis. La materia orgánica es otra causa de la formación de espuma. Cuando la espuma se debe a la concentración de las sales en el agua, la condición se alivia alterando el tratamiento o tirando mayor cantidad del agua concentrada.

Normalmente, una caldera de vapor sin purificadores interiores en los tambores, produce una humedad de 0.5 a 1.55 en la forma de rocío o de niebla. Esta humedad no se permite en las plantas que operan a altas presiones y temperaturas. En ellas, los generadores de vapor llevan purificadores especiales en el tambor. Cuando estos se usan, la humedad normal del vapor puede llegar a ser menor de 0.1%. Las fugas a través de los purificadores interiores pueden ser la causa de que se produzca vapor anormalmente húmedo, así como de la formación de espuma y arrastre de agua.

Cualquiera que sea la causa, el resultado es el arrastre, es decir, la presencia de gotitas de agua que llevan impurezas, en la corriente de vapor. Al pasar por un recalentador el agua se vaporiza, dejando arrastre sólido formando un depósito sobre los tubos del recalentador, o en forma de polvo que flota en el vapor y que puede llegar a una etapa de la turbina en la que el vapor en expansión encuentra el régimen

de vapor saturado. Puede formar allí depósitos perjudiciales sobre las paletas de la turbina. El arrastre puede medirse cualitativamente mediante aparatos registradores de conductividad, que determinan los microhmios del vapor saturado que pasa por los electrodos localizados en un tubo de vapor. La determinación cuantitativa (ppm de sólidos) requiere la extracción, condensación y análisis de muestras de vapor. La espuma es la causa más común del arrastre en las calderas equipadas con purificadores interiores en los tambores. Las pruebas han revelado algunas veces la existencia de capas de espuma de 30 cm y más, arriba del nivel del agua de la caldera. (Lassarte, C, 1987).

4.6.2.4 Fragilidad

Aunque este es el más raro de todos los padecimientos de las calderas, no se puede obviar su importancia. Un detalle importante de la fragilidad es que, cuando ocurre la falla, puede presentarse como una explosión desastrosa, porque afecta los tambores y su presencia no se puede descubrir, excepto con un escrutinio minucioso. La fragilidad se atribuye a la presencia de ciertas concentraciones de hidróxido de sodio en ausencia de agentes inhibidores. El acero pierde su tenacidad y aparecen grietas a lo largo de las juntas que se encuentran debajo del nivel del agua. Generalmente van de remache a remache, siguiendo la estructura intercrystalina. En todos los casos de fragilidad se han encontrado siempre que el agua de alimentación tenía un alto porcentaje de bicarbonato de sodio, que se descompone en carbonato de sodio en la caldera y se hidroliza parcialmente. Esta reacción toma proporciones de consideración a las temperaturas del agua de las calderas de alta presión. La prevención de la fragilidad consiste en reducir la causticidad o en añadir agentes inhibidores. Anteriormente se consideraba que el sulfato de sodio era un inhibidor. Recientes investigaciones han arrojado dudas sobre la eficiencia del sulfato, al mismo tiempo indican que el nitrato de sodio es un eficaz inhibidor de la fragilidad cáustica. Se añade para mantener en la caldera una reacción de nitrato de sodio a la alcalinidad total (como NaOH) de 0.3 como mínimo. Se puede añadir constantemente al agua de

alimentación mediante un dosificador químico. Haciendo pruebas se controla la frecuencia requerida en la aplicación de las dosis.

La fragilidad puede presentarse con mayor frecuencia en las calderas de tambores remachados. Algunas veces se presenta también en las calderas soldadas, siendo un lugar vulnerable en el que los tubos se unen a los tambores. La concentración del cáustico en un lugar sometido a un gran esfuerzo puede ser el anuncio de la fragilidad. Cuando es probable que se produzca fragilidad, los inspectores de caldera tienen mucho cuidado al examinar los puntos vulnerables, aun recurriendo a pruebas con ácidos e inspeccionando con lupas. Una prueba de mucha confianza, diseñada para mostrar si existe la fragilidad es la que se hace con el detector del U. S. Bureau of Mines. El detector se diseña para producir condiciones de esfuerzo en la barra de prueba y concentraciones en el agua de la caldera en el área sujeta a esfuerzos. La única conclusión que se puede sacar de la prueba es que (bajo condiciones aceleradas) el agua es o no, capaz de producir fragilidad. No es una prueba perfecta, pero es la única de que se puede disponer ordinariamente. Cuando existen condiciones serias la probeta falla en un plazo no mayor a un mes.

El análisis de los depósitos formados en las calderas es esencial, ya que de su composición puede determinarse el tratamiento que es necesario aplicarle al agua para evitarlos.

Para evitar los depósitos es necesario someter al agua de alimentación a tratamientos preliminares por medio de los cuales pueden separarse de la misma las sales y sustancias que forman incrustaciones. (Lassarte, C, 1987).

4.6.3 Tratamiento físico-químico del agua de la caldera

Como ya se sabe, las aguas naturales forman depósitos en las calderas, economizadores y calentadores de agua de alimentación, acumulándose en las superficies internas de los tubos, disminuyendo así la conductividad de estas y con ello la velocidad de transmisión de calor al agua ; así , en una caldera multitubular en la que se han formado depósitos, el calor no aprovechado de los gases que abandonan

las filas más calientes, se absorbe en las siguientes y cuando éstas se recubran, pasará a los economizadores y precalentadores. Sin embargo, antes de que esto ocurra los tubos suelen fallar en las zonas más calientes particularmente, en las calderas donde la mayor parte de calor se transmite por radiación.

Las incrustaciones de las calderas tienen una conductividad calorífica baja, según estudios realizados, los depósitos compactos tales como sulfato cálcico tienen una conductividad aproximada de 122 Kcal/m.Hr.⁰C., mientras que en los porosos descienden hasta 4.8 Kcal/m.Hr.⁰C (Martucci, A. 2006).

Aunque la pérdida de rendimiento de la caldera es pequeña, solo por esto se justifica el uso de químicos para la prevención de las incrustaciones sin embargo, hay otro factor de más peso como es la rotura de los tubos a causa de sobrecalentamiento.

La temperatura máxima de trabajo de los tubos de las calderas, en este caso es de (480 °C). Debido a las incrustaciones este valor límite puede ser alcanzado y ocasionar el fallo mecánico de los tubos.

Las pérdidas ocasionadas tanto en tiempo como en dinero, son suficientes para justificar un tratamiento adecuado del agua (Martucci, A. 2006).

4.6.3.1 Tratamiento externo.

El tratamiento externo consiste en remover la materia orgánica, iones incrustantes y cualquier otra sustancia que pueda resultar dañina para la caldera. Su principio de aplicación se basa en la necesidad de preparar el agua antes de que entre a la caldera para que llegue lista a calentarse y evaporarse sin crear ningún problema en el equipo. Dentro de los tratamientos externos tenemos:

a) Suavización

Este es el método más popular de los tratamientos externos. Es utilizado para retirar las sales de calcio (Ca) y magnesio (Mg) que siempre acompañan al agua y que le dan la propiedad de dureza, pero que al calentarse se precipitan generando lodos que se compactan por efecto de la temperatura y la presión, solidificándose, lo cual

produce problemas de incrustación "blanda" o "porosa" que reduce considerablemente el intercambio de calor, pudiéndose retirar sólo por medios mecánicos o lavados químicos. El principio de operación del suavizador está basado en el intercambio iónico.

El equipo de suavización consiste en dos tanques. Uno de ellos es el tanque de suavización propiamente, el cual tiene en su interior una resina, ya sea natural o sintética conocida como zeolita, recubierta normalmente de sodio. El otro tanque va lleno de agua a la que se agrega sal común (NaCl) para formar salmuera. La salmuera se utiliza para el trabajo de regenerado de la resina.

b) Filtración

Este método se emplea para retirar sólidos en general, materia orgánica y algunas otras sustancias que al acompañar al agua provocan problemas en los equipos industriales. Los filtros pueden ser de arena, de carbón activado, entre otros, en el caso de los equipos de suavización el equipo lleva integrado un filtro de arena en el lecho del tanque, sin embargo si las condiciones del agua lo requieren pueden usarse como equipo adicional.

c) Desmineralización

Este método se aplica principalmente cuando las agua de alimentación contienen una gran cantidad de compuestos de silicio (Si) que produce la llamada incrustación "dura", la cual forma una capa imposible de retirar de los tubos que obliga al cambio de muchas partes vitales del equipo.

Su principio de operación, al igual que el suavizador, se basa en el intercambio iónico. Sin embargo, el equipo es mucho más complejo pues lleva dos tanques: uno de ellos con resina aniónica y el otro con resina catiónica, por lo que también se eliminan del agua sales de calcio y magnesio. Esta doble función permite eliminar el uso de un suavizador extra pues ya va incluido en el equipo, pero el costo inicial es bastante alto por lo que solo se utiliza en casos muy especiales.

4.6.3.2 Tratamiento interno

Los tratamientos internos consisten en agregar productos químicos al agua que ya se encuentra dentro de la caldera o del tanque de reserva, a fin de que se produzcan reacciones químicas que neutralicen los efectos dañinos de algunas sustancias, remuevan el oxígeno que quede remanente después del proceso de desaeración, aseguren un valor de pH adecuado y en ciertos casos ejerzan un efecto pasivador sobre el metal. Sin embargo, estos tratamientos tienen varios inconvenientes como la necesidad de un control riguroso, tanto de la cantidad de sustancias como del efecto que producen, ya que si no se establece dicho control, las reacciones pueden darse no sólo con el agua y sus componentes sino con el metal de la caldera y su consiguiente debilitamiento mecánico.

Dependiendo de la acción que se desee realizar se puede adicionar un determinado agente químico. Dentro de la gran variedad de sustancias las más comúnmente empleadas se presentan a continuación:

a) Fosfato de sodio (tri, bi y monobásico)

Se utiliza para mantener las condiciones de pH y como agente neutralizante de los contaminantes que puedan quedar en el agua después del tratamiento externo o que pasen al sistema mediante fugas de los equipos de condensación. A pesar de ser muy útil en el control de la calidad del agua, aporta sólidos que pasan a ser parte de los depósitos, lo cual trae como inconveniente un mayor ensuciamiento (Nalco, 2005).

b) Hidróxido de sodio

Tiene las mismas funciones que el fosfato, sin embargo su uso es restringido, ya que de existir problemas de circulación en la caldera ó mal control en la dosificación, se pueden producir zonas donde ocurra fragilización cáustica. No aporta sólidos al sistema.

(Nalco, 2005).

c) Sulfito de sodio

El empleo de este compuesto ha ido en desuso, ya que a altas presiones se descompone en sulfuro de hidrógeno y dióxido de azufre, los cuales son gases altamente corrosivos, además aporta sólidos al igual que el fosfato de sodio. Se usa como secuestrante de oxígeno, neutralizante de iones incrustantes y acondicionador de pH.

(Nalco, 2005).

d) Hidracina

La hidracina es un compuesto a base de hidrógeno y nitrógeno (N_2H_4) que actúa principalmente como agente protector contra la corrosión causada por el oxígeno en generadores de vapor o calderas. Las propiedades más activas de la hidracina son su alto grado de alcalinidad y su alto poder de reacción con agentes oxidantes y compuestos orgánicos. Además de proteger la caldera de los efectos corrosivos producto de una reacción directa con el oxígeno, la hidracina reduce el óxido férrico formando un recubrimiento protector de magnetita. Otra ventaja de la hidracina es que dependiendo de la temperatura se descompone formando amoníaco, aumentando el pH del agua. La experiencia en el manejo de las unidades en planta Tocoa ha demostrado que el pH del condensado se mantiene en un rango de 8.5 y 9.5, si se mantiene un residuo de hidracina en la caldera.

Los productos de la descomposición y reacción del oxígeno disuelto en la hidracina son volátiles y tienden a formar soluciones alcalinas. Por lo tanto, no agregan contenido de sólidos disueltos al agua de la caldera.

La reacción total entre la hidracina y el oxígeno se expresa de la siguiente forma:



A temperaturas superiores a los 200 °C la hidracina se descompone de acuerdo con la siguiente reacción:



En el anexo n°9 se presentan las propiedades físicas de la hidracina.

Entre los riesgos a los que se está expuesto al manejar Hidracina se tienen: si se inhala es muy peligroso ya que es extremadamente destructivo para el tracto respiratorio, este riesgo se incrementa debido a que este compuesto se evapora fácilmente en el aire, al contacto con la piel puede causar quemaduras y puede ser absorbido por la sangre, en los ojos puede causar daños permanentes y al ingerirse es tóxico y posiblemente un agente cancerígeno. (Nalco, 2005).

Se emplea como pasivador y secuestrante de oxígeno. Su bajo costo y gran efectividad lo han convertido en el compuesto más usado para tratamientos internos. Sin embargo, la OSHA lo ha catalogado como un posible agente cancerígeno en humanos y uno comprobado en animales, por lo que la mayoría de las industrias a nivel mundial han comenzado a reemplazarlo por otras alternativas más inocuas para el ser humano. Otro inconveniente que presenta la hidracina es la generación de amoníaco, si bien ayuda a controlar el pH en la caldera, también produce un efecto corrosivo en los tubos del condensador, ya que estos están hechos de cobre, el cual es atacado por el amoníaco.

e) Carbohidracida

Posee una estructura similar a la hidracina, con las mismas propiedades, sin embargo su manipulación es más segura, ya que no está considerada como sustancia cancerígena. Cabe destacar que a partir de 134°C la carbohidracida se transforma en hidracina, lo cual ocurre cuando ésta ya se encuentra dentro de la caldera, por lo que se puede decir que es una forma segura de emplear hidracina. (Nalco, 2005).

f) Metil-etil-cetoxima

Sirve como secuestrante de oxígeno y pasivante. Actúa con mayor rapidez que la hidracina y la carbohidracida. Como productos secundarios genera óxido nitroso y metil-etil-cetona. (Nalco, 2005).

g) Dietil-hidroxil-amina

Tiene el mismo uso que la hidracina. Genera como productos secundarios acetato y nitrógeno (Nalco, 2005).

h) Hidroquinona

Genera como productos secundarios Benzoquinona. Existe una discusión acerca de su riesgo toxicológico, a raíz de quejas realizadas por poblaciones africanas, en base a su uso en cosméticos, sin embargo no existe ningún estudio concluyente con respecto a esto.

Además de los productos antes mencionados, existe una amplia gama de polímeros con las mismas aplicaciones y algunas mejoras, sin embargo su uso se encuentra restringido a sistemas de presiones bajas a moderadas, a partir de las cuales sufren un proceso de descomposición que los inactiva.

4.6.3.2.1 Tratamiento interno a base de fosfatos

El tratamiento interno con fosfatos puede acarrear un problema que ocurre con cierta frecuencia en las unidades de generación, el cual se conoce como enmascaramiento de fosfato o fosfato Hide-Out.

El fosfato Hide-Out es definido como la “desaparición”, por precipitación o absorción del fosfato iónico presente en el agua de la caldera a condiciones de alta transferencia de calor y elevada carga, reapareciendo de nuevo cuando disminuye la transferencia de calor. Esto se debe principalmente a que los óxidos de hierro interactúan con las formas ácidas de fosfato de sodio, formando compuestos de baja solubilidad, los cuales se descomponen cuando se reduce la carga térmica, dejando al fosfato libre en solución nuevamente. Se detecta por cambios observados en la concentración de PO_4^{-3} (fosfato) y pH. Cuando se aumenta la carga en la caldera se reduce la concentración de fosfato y se incrementa el pH, mientras que cuando baja la carga reaparece el fosfato y disminuye el pH. (Stoddola, J., 1996).

La principal consecuencia de éste fenómeno es el ataque corrosivo que produce sobre las tuberías de la caldera. Cuando ocurre en momentos de carga

elevada la capa de magnetita es atacada, transformándose en maricita (NaFePO_4), un compuesto con baja conductividad térmica, lo cual crea una irregularidad en la estructura cristalina del óxido que protege la unidad dejándola propensa a ataques localizados, además, el pH se incrementa de manera desproporcionada pudiendo generar ataque cáustico en zonas calientes o de concentración. En el caso en que la carga es baja, el fosfato, al pasar de nuevo a solución, reacciona con el hidróxido libre, formando sales de sodio más estables, por lo que el pH disminuye de manera incontrolada, provocando daños severos en la capa de magnetita, favoreciendo de esta forma la aparición de otros mecanismos corrosivos además de los antes mencionados.

Los factores que incrementan el riesgo de Hide-Out son los siguientes:

1. Altos niveles de óxidos de hierro.
2. Sobre dosificación de Fosfato (bisódico y monosódico).
3. Cambios bruscos de carga.
4. Arranques de unidad después de lavado químico.
5. Cambios en la configuración de la caldera.

De ocurrir un enmascaramiento de fosfato se deben tomar medidas inmediatas para disminuir el daño en la caldera y para evitar que ocurra nuevamente, empezando por reconocer el fenómeno llevando un registro permanente de las condiciones de pH y PO_4 . Se debe tener en cuenta que no se puede adicionar más fosfato para tratar de llevar los niveles de éste a su normalidad, ya que esta cantidad adicional intensificaría el problema, aumentando la posibilidad de que parte del fosfato se volatilice y sea arrastrado por el vapor hacia las turbinas causando problemas en esta sección, esto se conoce también como desperdicio de fosfato. También se deben evitar elevadas tasas de purga en condiciones de alta carga, debido a que esto sólo contribuye a disminuir la relación sodio/fosfato, la cual es la causante de la aparición del enmascaramiento. (Stoddola, J., 1996).

Existen diversos tipos de tratamiento en base a fosfatos, entre los cuales podemos mencionar los siguientes:

a) *Fosfato Coordinado*

A través del tiempo se han desarrollado distintos tipos de tratamiento en base a fosfatos, los cuales difieren básicamente en la relación sodio/fosfato (Na/PO_4) que emplean.

La introducción del *Tratamiento de Fosfato Coordinado* fue realizada por Purcell y Whirl en 1943, éste tenía como fin tratar de mantener la operación de la caldera con una relación Na/PO_4 por debajo de 3.0, para reducir el riesgo de ataques cáusticos. (Nalco, 2004).

En la figura siguiente se muestra el rango de control del fosfato coordinado.

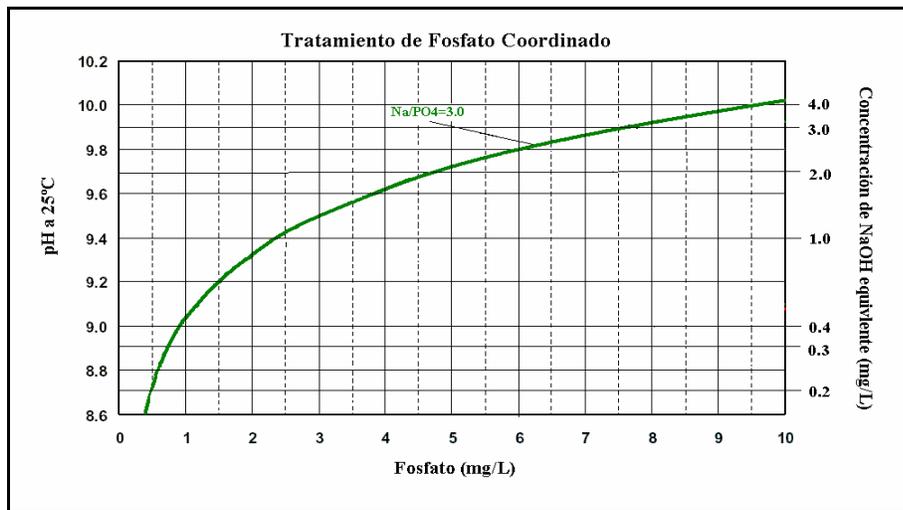


Figura n°12. Rango de control del tratamiento de fosfato coordinado.

Fuente: Manual del agua, su naturaleza, tratamiento y aplicaciones. NALC, Mc Graw Hill. Pág 44.

Como se puede ver, el rango de control sólo establece que se debe mantener la relación sodio/fosfato en 3,0, por lo que el objetivo de reducir la alcalinidad libre se alcanza sólo a medias, pues deja un amplio margen de error a los operadores para controlar el pH de la unidad.

b) Fosfato Congruente

En 1964 Marcy y Halstead desarrollaron un programa llamado *Fosfato Congruente*, el cual tenía como finalidad disminuir el riesgo de ataques por hidróxidos, manteniendo la relación Na/PO₄ por debajo de 2.6, conservando una alcalinidad suficiente.

La base de este tratamiento reside en mantener la relación Na/PO₄ en el rango congruente, es decir, aquel en el cual la generación de NaOH se hace mínima de acuerdo al equilibrio químico, manteniendo el pH siempre por encima de 9.1 y/o una relación Na/PO₄ mayor de 2.1.

La introducción del tratamiento de Fosfato Congruente si bien logró reducir significativamente el riesgo de ataques cáusticos, no eliminó los problemas de corrosión, por el contrario, en muchos casos éstos se incrementaron, especialmente en calderas de alta presión. El aumento de este tipo de fallas está directamente relacionado con la aparición del fenómeno de enmascaramiento de fosfato, ya que éste ocurre sólo en presencia de formas ácidas de fosfato, es decir, a relaciones bajas de sodio/fosfato.

Otra deficiencia que presenta este tipo de tratamiento, es la baja capacidad que tiene para mantener el pH en presencia de sustancias que lo alteren, como en el caso de fugas del condensador, por lo que no asegura una protección adecuada mientras duren este tipo de eventos. (Nalco, 2004).

A continuación se muestra en la figura nº13 el rango de control del programa de fosfato congruente.

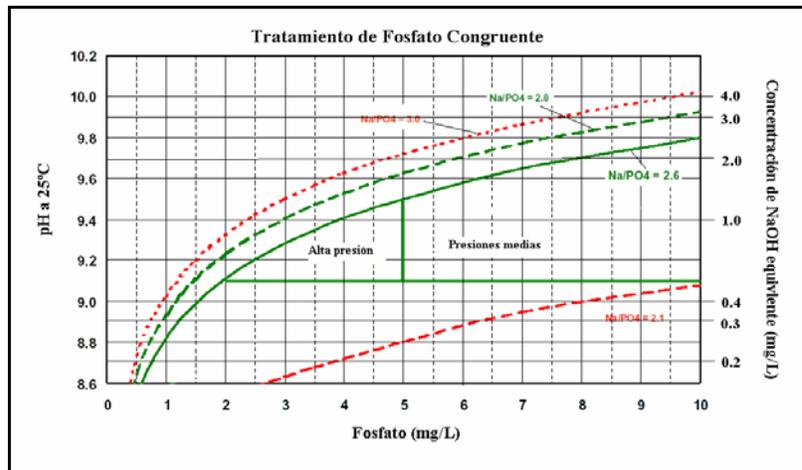


Figura n°13. Rango de control del tratamiento de fósforo congruente.

Fuente: Manual del agua, su naturaleza, tratamiento y aplicaciones. NALC, Mc Graw Hill. Pág 45.

En la Figura n°13 se aprecian dos zonas de control, una para sistemas que operan a alta presión y otra para sistemas de presiones medias y bajas. La diferencia radica en que a altas presiones la cantidad adicionada de fósforo debe ser menor, ya que de este modo se mantiene el valor de pH en el rango adecuado para evitar concentraciones cáusticas y además se reduce la cantidad de depósitos.

c) Fosfato Equilibrio y Tratamiento de Fosfato

A raíz del fracaso del tratamiento de Fosfato Congruente se desarrolló un nuevo tratamiento para tratar de mitigar los problemas de corrosión debidos al enmascaramiento de fósforo.

Entre 1986 y 1991 Jan Stodola de la Hydro Ontario Company, diseñó el tratamiento de *Fosfato Equilibrio*, el cual consiste en hallar la concentración de equilibrio, la cual está determinada por la cantidad de fósforo máxima permitida por la caldera antes de que ocurra el enmascaramiento y operar por debajo de ésta, preferiblemente, a la mitad de su valor. La concentración de equilibrio debe hallarse anualmente, ya que varía de acuerdo a la cantidad de depósitos presentes en la caldera. Para este tipo de tratamiento, se mantiene la relación Na/PO₄ con un mínimo de 2.8 y un máximo de 3.0 más 1 ppm de hidróxido de sodio.

Las ventajas que proporciona el Fosfato Equilibrio en comparación con el Fosfato Congruente son la desaparición del enmascaramiento de fosfato, la reducción de la cantidad de fosfato y por ende la cantidad de depósitos, previniendo de igual manera el desperdicio de fosfato.

Otra ventaja que presenta el Fosfato Equilibrio es que reduce la cantidad de hidróxido libre al disminuir la cantidad de fosfato adicionado, lo cual lo hace tener un control más preciso sobre la fragilización cáustica en comparación con el Fosfato Coordinado. (Nalco, 2004).

La figura n°14 muestra el rango de control del Fosfato Equilibrio.

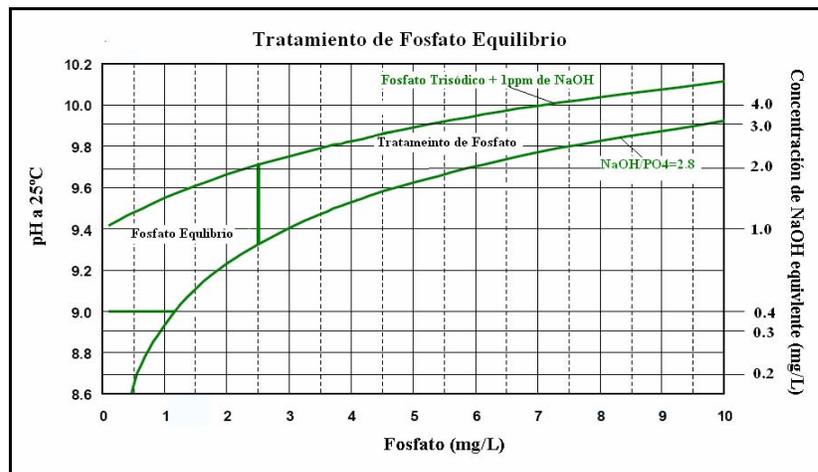


Figura n°14. Rango de control del fosfato equilibrio.

Fuente: Manual del agua, su naturaleza, tratamiento y aplicaciones. NALC, Mc Graw Hill. Pág 47.

En esta gráfica se puede ver que el límite inferior de pH permisible por el tratamiento es de 9.0. También se aprecia que cuando la concentración de fosfato supera los 2.5mg/L se dice que el tratamiento empleado corresponde al *Tratamiento de Fosfato*, el cual se emplea en calderas de presión media o baja, ya que estas soportan una cantidad mayor de fosfato antes de que ocurra una deposición.

d) Fosfato Continuo

En el año 2004, el Instituto de investigaciones de Energía Eléctrica, EPRI por sus siglas en inglés, adoptó un tratamiento conocido como *Fosfato Continuo*, el cuál representa una mejora con respecto a los tratamientos previos.

En la figura siguiente se muestra el rango de control de tratamiento de Fosfato Continuo.

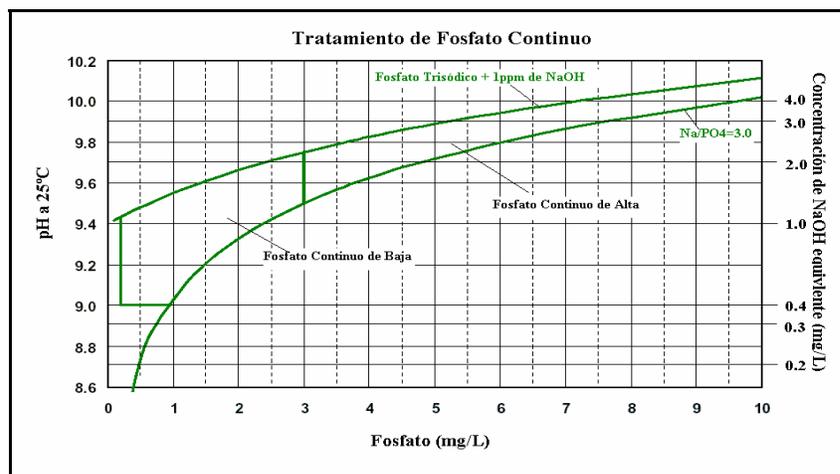


Figura n°15. Rango de control del tratamiento de Fosfato Continuo.

Fuente: Manual del agua, su naturaleza, tratamiento y aplicaciones. NALC, Mc Graw Hill. Pág 46.

Como se puede apreciar, en la figura existen dos zonas claramente delimitadas, una corresponde al tratamiento de Fosfato Continuo de Baja y la otra al de Alta. Cuando la concentración de fosfato se encuentra por debajo de 3mg/L se dice que el tratamiento es de Baja y en caso contrario es de Alta.

Se debe destacar que las principales mejoras de este tratamiento radican en que asegura un mejor efecto buffer al no permitir concentraciones de fosfato por de bajo de 0.2mg/L, mantiene la relación NaOH/PO₄ por encima de 3.0, lo que disminuye la probabilidad de que ocurra un enmascaramiento de fosfato.

El control de los parámetros implicados debe ser lo más estricto posible por parte de los operadores, con el fin de garantizar una reducción considerable de los problemas de corrosión. (Nalco, 2004).

4.6.3.2.2 Lavado químico.

A medida que se incrementan las horas de operación de una unidad de generación de vapor los depósitos que se encuentran en ella aumentan, trayendo como consecuencia no sólo una intensificación de los fenómenos corrosivos, como ya se explicó, sino que además disminuye las tasas de transferencia de calor y por ende la eficiencia de la unidad. Adicional a esto se tiene que el espesor de la capa magnetita va aumentando, disminuyendo de igual manera la conductividad térmica y llegando al punto en que ésta se fragiliza, perdiendo las propiedades protectoras que ejerce sobre el metal.

Cuando los niveles de depósitos y espesor de magnetita llegan a niveles que comprometen el correcto funcionamiento del generador, se debe proceder a realizar un lavado químico. Éste es un proceso en el que una solución de ácido mineral, ácido orgánico ó un agente quelante, se mezcla con agentes bañantes, detergentes e inhibidores de corrosión para eliminar de la superficie metálica óxidos de hierro, carbonatos, sulfatos, silicatos, aceites, grasas, entre otros.

Diversos autores establecen que la densidad de depósito y el espesor de magnetita, a partir de los cuales se debe proceder a realizar un lavado químico, es aproximadamente 11 mg/cm^2 y $150 \text{ }\mu\text{m}$ respectivamente, para unidades que operen a presiones cercanas a $180 \text{ Kg}_f/\text{cm}^2$, por lo que queda de manifiesto que estos patrones deben ser monitoreados con cierta frecuencia.

La realización de un lavado químico asegura una serie de mejoras desde el punto de vista operativo, entre las cuales destacan la rapidez de la ejecución de la operación sin necesidad de costosas limpiezas mecánicas, limpieza completa y uniforme, aumento de la productividad debido a la rapidez de la ejecución, entre otras.

Las etapas principales que componen el lavado químico son el análisis de tubería, la descuprificación, el lavado con ácido o quelante y la pasivación. En el caso de la descuprificación, ésta se lleva a cabo si existe la presencia de cobre en los

depósitos, ya que los ácidos empleados interactúan con el cobre, creando un proceso corrosivo sobre el metal de las tuberías; en el caso de emplear quelantes este paso se puede obviar.

Algunos investigadores sugieren que, después de realizado el lavado químico, en las primeras quinientas (500) horas de operación no se emplee ningún tipo de fosfato, ya que éste es un modificador de la estructura cristalina de la magnetita, por lo que se debe evitar su adición durante la formación de la misma. Durante este tiempo se debe emplear sólo el secuestrante de oxígeno e hidróxido de sodio para el control de pH, éste último en caso de ser necesario, además se debe evitar, mientras se pueda, el ingreso de sustancias extrañas en la unidad. (Rossi, B., 1987).

4.7 Disponibilidad, confiabilidad y eficiencia del ciclo agua-vapor

La disponibilidad y eficacia requerida de las unidades dependen fundamentalmente de las estrategias del mantenimiento que están enfocadas a garantizar el buen funcionamiento de equipos e instalaciones, asegurando la duración de su vida útil y minimizando los costos de mantenibilidad de los mismos, dentro del marco de la seguridad y el medio ambiente.

Para evaluar la gestión del mantenimiento, se han de definir claramente los objetivos que el mantenimiento pretende conseguir. Estos objetivos se fijarán en función de los objetivos de la empresa (rentabilidad, en mercados competitivos). La mejor manera de saber si dichos objetivos se consiguen o no y cómo contribuyen a mejorar la competitividad de la empresa es cuantificarlos en términos monetarios.

La disponibilidad y la eficiencia son factores críticos de éxito de la gestión del mantenimiento, que van a indicarnos la fracción de tiempo en que las unidades o equipos están en condiciones de servicio (disponibilidad) y la fracción de tiempo en que su servicio resulta efectivo para la producción.

La disponibilidad se ha de tener sólo cuando se requiere, lo cual no quiere decir que haya de ser por igual en todos los recursos (unidades), pues depende mucho de la criticidad de los mismos, y esa criticidad puede variar según las condiciones del

mercado. Tener una disponibilidad demasiado elevada en recursos que no la necesitan sólo ocasiona un exceso de costos, al hacer un uso excesivo de los recursos de mantenimiento.

La mejora en ambas variables, disponibilidad y eficiencia, y la disminución de los costos de mantenimiento suponen el aumento de la rentabilidad de la empresa y por tanto tiene influencia directa sobre las utilidades. (Lincovil, B. y Gutiérrez, M.)

4.7.1 Tasa equivalente de salida forzada (EFOR, Equivalent Forced Outage Rate)

Es importante mencionar que una hora o un día, o un porcentaje de salida programada es normalmente mucho menos costoso (en términos de reemplazar el costo de la energía) que una hora o día o porcentaje de estos de salida forzada, ya que una compañía de generación intenta programar sus interrupciones durante períodos de demanda mínima (o de costos mínimos para la empresa, otra forma de verlo es en que lo que se deja de ganar sea mínimo).

La tasa equivalente de salida forzada es una medición que se enfoca en alcanzar una operación confiable estudiando la relación entre las salidas forzadas y el tiempo en que está parada la unidad.

Como un indicador de confiabilidad, el porcentaje de generación perdido debido a paradas forzadas y funcionamiento de la unidad en baja carga son medidos.

Anteriormente, en un mercado regulado, el desempeño de una planta se medía través de la maximización de su disponibilidad, independiente de factores comerciales. Numerosos intentos por definir unos criterios que fuesen utilizados nivel internacional fueron realizados, siendo el más fructífero el que llevó a cabo el Institute of Electronic and Electric Engineers (IEEE). En el IEEE Standard Definition for Use in Reporting Electric Generating Unit Reliability, availability, and Productivity (en adelante, Norma IEEE762) se define una serie de criterios que guardan relación con salidas de una central de funcionamiento (ya sea planeada o

forzada), la disminución de la potencia que entrega una central, tiempo que permanece en determinado estado, capacidad máxima, etc.

La norma IEEE762 nace en 1985 como una forma de homogeneizar criterios en torno a la generación eléctrica. Aprobada en 1987, la norma IEEE762 se aplica a unidades generadoras, aunque puede ser aplicada a centrales completas sin mayores modificaciones.

Cuando la norma IEEE762 fue propuesta, existía una nomenclatura aceptada por la industria, pero se refería básicamente a la disponibilidad de las unidades. La IEEE762 agrega nuevas divisiones a estas categorías (señalando distintas clases de salidas o disminución de potencias forzadas dependiendo de su urgencia), además de fijar parámetros de medición basados en capacidad, tiempo que se encuentre en determinado estado y desempeño.

La norma IEEE762 es de uso voluntario para los generadores, pero ha sido avalada por la ANSI (American National Standard Institute) y es utilizada actualmente por la NERC (North American Reliability Council).

A continuación se revisarán algunos de los índices que se definen en la norma IEEE762, poniendo énfasis en aquellos que resultan de interés para el cálculo del EFOR (ver anexo n°9). (NERC)

Horas de parada forzada (Forced Outage Hours, FOH): Número de horas en que la unidad está en una salida no planeada de clase 0, 1, 2 ó 3. Sabiendo que:

- Clase 0 (falla de partida).
- Clase 1 (Inmediata).
- Clase 2 (Retrasada).
- Clase 3 (Pospuesta).
- Clase 4 (Diferida).

Horas Equivalentes (Equivalent Hours, E): Número de horas en que la unidad se encontró en una categoría que implica baja de capacidad, expresadas como horas equivalentes de salida completa a máxima capacidad. Corresponde a la suma de

duración de las bajas de capacidad ponderadas, por la magnitud de esa baja y divididas por la capacidad máxima. Puede ser calculado para cada indicador de Horas de Baja en la Capacidad que se ha definido y para indicarlo se antepone la letra E al indicador en cuestión.

Horas equivalentes limitadas en operación (Equivalent Forced Derated Hours, EFDH): Es el producto de las horas limitadas en operación (Forced Derated Hours, FDH) , dividido por la capacidad máxima.

Horas de servicio (Service Hours, SH): Número de horas en que la unidad se encuentra despachando energía en el período. Son obtenidas de la siguiente forma:

$SH = \text{Horas en el mes} - \text{Horas en parada forzada} - \text{Horas en Parada Programada} - \text{Horas en Reserva Fría}.$

Horas equivalentes limitadas durante paradas programadas (Equivalent Forced Derated Hours During Reserve Shutdown, EFDHRS): Es el producto de las horas limitadas en operación (solo en parada programada) dividido por la capacidad máxima.

Definido estos parámetros la fórmula para calcular el E.F.O.R. es la siguiente:

$$EFOR = \frac{(FOH + EFDH)}{(SH + FOH + EFDHRS)} * 100$$

CAPÍTULO V

DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS ACTUALES DE HIDRACINA Y FOSFATO.

5.1 Sistema de hidracina

El sistema de inyección y dosificación que se encuentra funcionando, está conformado por un tanque de recepción y distribución de Hidracina de una capacidad 757 litros ubicado en la planta baja de la estructura (1), allí se dispone también de una bomba de desplazamiento positivo (2), ambos están ubicados dentro de un pit contenedor que cumple una función de seguridad evitando el derrame del químico hacia otras áreas. Ver fig. n°16.

Luego la hidracina, que se encuentra al 35%, es bombeada a un tanque ubicado en el nivel donde se encuentran los desaireadores (planta alta) (3) de la misma capacidad que el del planta baja y ubicado dentro de un pit contenedor igualmente (4), desde aquí se distribuye por gravedad a seis tanques, uno para cada unidad generadora de vapor (caldera), ubicados en el nivel de sala de control (nivel intermedio). Ver fig. n°17.

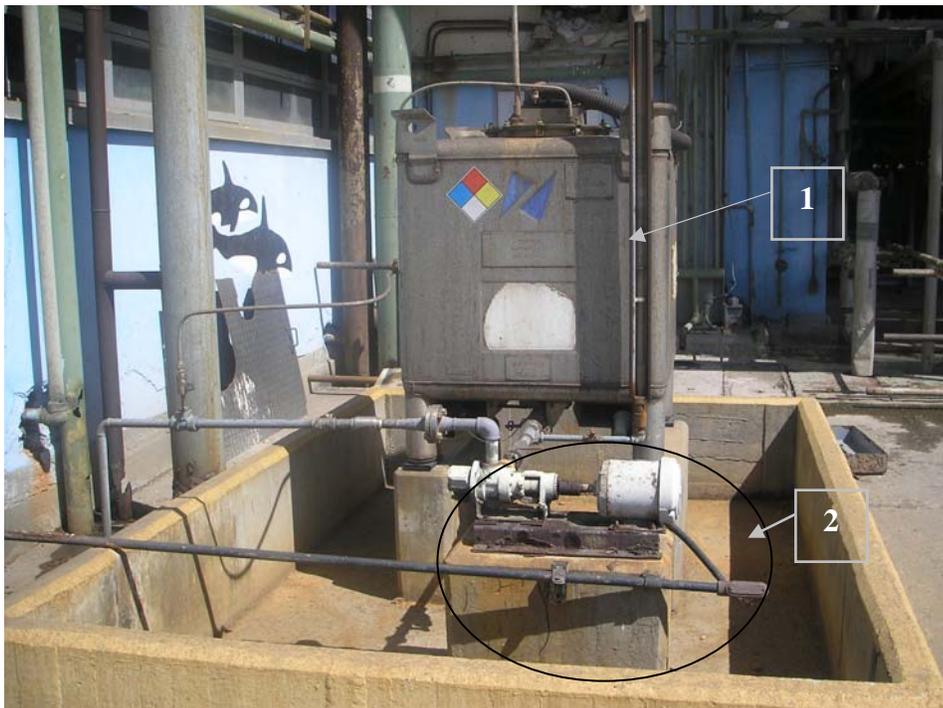


Fig. nº16. Tanque de hidracina al 35% nivel planta baja.
Fuente: propia.



Fig. n°17 Tanque de hidracina al 35% nivel desaereadores.
Fuente: propia.

En el nivel de sala de máquinas se encuentran ubicadas las turbinas. En los tanques mencionados se mezcla la Hidracina con agua, reduciendo su concentración al 1%, (5) para luego ser bombeada a la línea de condensado donde se descarga a una presión de aproximadamente $20 \text{ kg}_f / \text{cm}^2$ (6) ver fig. n°18. Cada tanque tiene un dosificador de hidracina donde se vierte la cantidad que se necesita en el proceso (7) ver fig. n°17. Cada dosificador posee un indicador de nivel, estos se encuentra inoperantes (8) y un batidor eléctrico que mezcla la hidracina al 35% con agua (9), también inoperante, ver fig. n°18. Los tanques donde se efectúa la mezcla no están cerrados adecuadamente, no cumplen con normas de seguridad, higiene y ambiente industrial. Adicionalmente, durante la operación el operador verifica el nivel de líquido levantando la tapa del tanque ya que la mayoría de los indicadores de nivel están averiados, exponiéndose de manera directa al producto químico.

En el área de sala de máquinas, cerca de cada sistema de dosificación tanto de hidracina como de fosfato, se encuentran ubicadas unas regaderas (9) cuya función es la de proporcionar agua fresca para el cuerpo y los ojos en caso de que algún operador tenga contacto directo con alguna sustancia química. Ver fig. n°19.

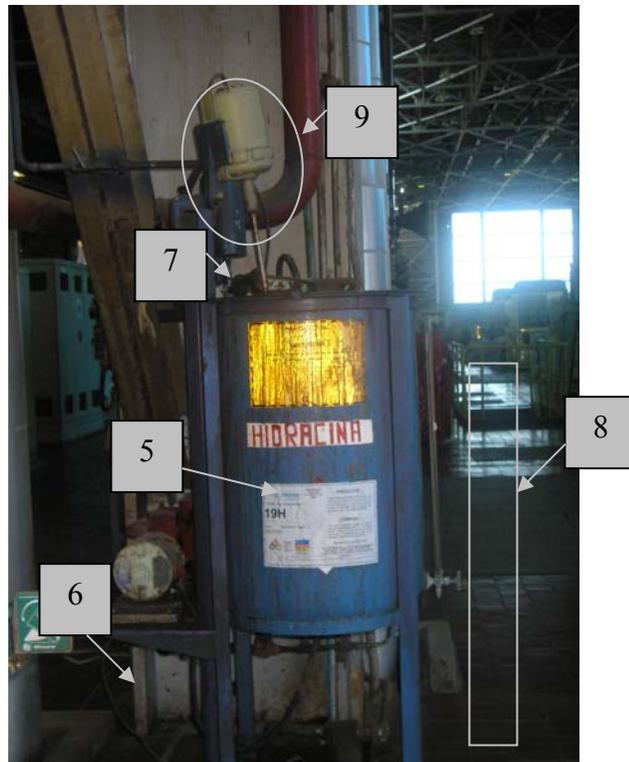


Fig. n°18 Tanque de hidracina y componentes en nivel sala de máquinas.
Fuente: propia.



Fig. n°19. Regadera de seguridad
Fuente: propia

5.2 Sistema de fosfato

El sistema de dosificación e inyección de Fosfato que se encuentra actualmente operando en Planta Tocoa consta de un tanque ubicado en el nivel de sala de control (1) donde se vierte manualmente la dosis del producto químico en polvo (2) y es diluida con agua mezclándose por medio de un batidor (3), que se encuentra inoperante, desde este lugar es enviada a la caldera, mediante una bomba de desplazamiento positivo (4) específicamente al drum superior, donde se descarga a una presión superior a $90 \text{ Kg}_f / \text{cm}^2$. Ver fig. n°20 y fig. n°21. En caso de que este sistema falle, se tiene un sistema auxiliar que maneja directamente agua proveniente de la bomba de alimentación el cual posee válvulas de accionamiento manual (5). Con este sistema el personal del laboratorio químico encargado y el personal que opera en áreas adyacentes están expuestos directamente al compuesto químico ya que se manipula de forma manual. Ver fig. n°22.



Fig. n°20. Tanque de fosfato y componentes en nivel de sala de máquinas
Fuente: propia



Fig. n°21. Fosfato trisódico en polvo.
Fuente: propia



Fig. nº22. Sistema auxiliar de inyección de fosfato.
Fuente: propia

CAPÍTULO VI

DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE INYECCIÓN Y DOSIFICACIÓN DE HIDRACINA Y FOSFATO

6.1 Diseño del sistema de dosificación de Hidracina

Con el propósito de seleccionar una alternativa a desarrollar para la inyección y dosificación de Hidracina como etapa para intentar resolver el problema planteado, descrito en el Capítulo I, se realizaron una serie de entrevistas, encuestas y reuniones con el personal de la Planta involucrado en la realización de esta actividad. De este proceso surgieron numerosas opciones como posibles soluciones, a partir de estas se hizo un análisis más detallado y finalmente se seleccionaron tres (3) alternativas para aplicársele una serie de criterios que realmente permitieran conocer cual de estas sería la mejor opción y poder acercarse de la manera más veraz a la solución del problema.

Posteriormente se utilizó una matriz de selección para elegir la mejor alternativa del sistema de inyección y dosificación de Hidracina. Los elementos o criterios que se tomaron en cuenta en dicha matriz fueron: Costos, Seguridad, Higiene y Ambiente, Mantenimiento y Ubicación. Estos criterios se escogieron de acuerdo a los requerimientos y objetivos de cuatro departamentos de la Planta: Operaciones, Mantenimiento, Laboratorio Químico y Seguridad, ya que ellos están relacionados directamente con el proceso de inyección y dosificación de este producto químico.

6.1.2 Definición de los criterios de selección

a) Costos: se refiere los recursos económicos necesarios para implantar la propuesta.

b) Seguridad, Higiene y Ambiente (SHA): está referido las condiciones que englobarían a la propuesta en cuanto al impacto que ésta podría causar en el

ambiente, a las condiciones de trabajo y a garantizar la integridad del trabajador de acuerdo a la normativa.

c) *Mantenimiento*: este aspecto está relacionado con la mantenibilidad del sistema propuesto. Se evalúan características como: cantidad y tipos de equipos a mantener, tamaño del sistema y acceso a los equipos.

d) *Ubicación*: se refiere al lugar de la Planta donde se ubicaría la propuesta, de manera que el lugar elegido sea de fácil acceso para los implicados en el funcionamiento del sistema propuesto.

En la tabla n^o4, se muestran los diferentes criterios a tomar en cuenta y su peso en la decisión final de selección, expresado en porcentaje (%).

Criterios	Peso	Opciones							
		A		B		C		D	
	%	E	P	E	P	E	P	E	P
Costos	40								
SHA	20								
Operatividad	20								
Mantenimiento	10								
Ubicación	10								

Tabla n^o4: Criterios de selección del diseño.

Donde:

E: evaluación. En este parámetro se dan 2 puntos si cumple completamente con las expectativas, 1 punto si cumple a medias y 0 puntos si no cumple.

P: puntuación. Viene dado por la siguiente fórmula: (% * puntos E).

6.1.3 Alternativas de solución para el sistema de inyección y dosificación de hidracina

a) *Alternativa A*

Se propone colocar un tanque contenedor de hidracina diluido al 1 % en el nivel de desaireadores, de esta manera el tanque que funciona actualmente como receptor de hidracina al 35 % cumpliría la función antes descrita. Este sistema tendría una bomba dosificadora operando en dicho nivel y una bomba gemela o de reemplazo en caso de avería de la bomba principal.

La bomba dosificadora principal alimentaría a las 4 líneas actuales incluyendo válvulas reguladoras de flujo (ubicadas en el nivel sala de control) que se encargarían de la dosificación de la hidracina. Se utilizaría la misma distribución de tuberías para la inyección del químico al condensado de cada unidad.

b) Alternativa B

Para disminuir el riesgo de contacto con la hidracina por parte de los operadores y trabajadores en general, en sala de máquinas, se propone colocar un segundo tanque de recepción de hidracina al 35% ubicado cerca de la pantalla protectora de salitre. Con esta finalidad se pretende utilizar el tanque que actualmente se encuentra en el área de desaireadores y reubicarlo en el área de planta baja donde se mencionó anteriormente.

Dicho sistema incluye un tanque de hidracina diluida al 1 % para las unidades 3 y 4 ubicados debajo de la caldera de la unidad 4 y un segundo tanque de las mismas características para las unidades 5 y 6 ubicado debajo de la caldera de la unidad 6, en dicho nivel se colocarían 2 bombas dosificadoras por cada tanque de hidracina al 1 %, una por cada unidad, en caso de que se averíe una de las bombas estas estarían conectadas por medio de tuberías supliendo una sola la demanda de químico de ambas unidades, esto tanto para las unidades 3 y 4 como para las unidades 5 y 6.

En esta propuesta la distribución de tuberías desde los tanques de 1 % hasta el condensado de cada unidad es completamente nueva, eliminando las tuberías que se encuentran en el área de sala de máquinas.

c) Alternativa C

Al igual que en la alternativa A, se propone utilizar un tanque de hidracina diluida al 1 % ubicado en el área de desaireadores, la diferencia con esa alternativa radica en que en el nivel sala de control se encontrarían 4 bombas, una por cada unidad, se eliminarían los tanques dosificadores que están actualmente en dicho nivel, y a la salida del tanque en nivel de desaireadores se colocará una bomba que alimente a las 4 líneas que actualmente están funcionando para el trasiego de la hidracina.

6.1.4 Aplicación de los criterios de selección

A continuación, en la tabla n°5 se muestra la matriz de selección que utilizó para seleccionar el sistema, se pueden ver los criterios que se mencionaron anteriormente ya aplicados y el resultado que arrojaron.

Criterios	Peso	Opciones					
		A		B		C	
		E	P	E	P	E	P
Costos	40	0	0	1	0.4	0	0
SHA	20	2	0.4	2	0.4	2	0.4
Operatividad	20	1	0.2	1	0.2	1	0.2
MANTENIMIENTO	10	1	0.1	1	0.1	2	0.2
Ubicación	10	2	0.2	2	0.2	2	0.2
TOTAL	100		0.9		1.3		1

Tabla n°5: Tabla de selección de propuesta de hidracina.

De esta manera se obtuvo que la alternativa que mejor cumplió con los criterios tomados en cuenta para escoger el sistema de inyección y dosificación de hidracina, y fue la Alternativa B.

6.2 Diseño del sistema de dosificación de Fosfato

El proceso mediante el cual se produjo una alternativa para la inyección y dosificación de Fosfato fue exactamente el mismo que se utilizó para la selección del sistema de Hidracina, incluyendo los criterios de selección, la elaboración de la

matriz de selección y el procedimiento que se siguió para la generación de las alternativas propuestas.

6.2.1 Alternativas de solución para el sistema de inyección y dosificación de fosfato.

a) Alternativa A

Buscando disminuir la exposición al fosfato por parte de los operadores y trabajadores en general que circulan constantemente por sala de máquinas, se propone en esta alternativa que consiste en colocar dos tanques de recepción de fosfato uno ubicado cerca de la pantalla protectora de salitre bajo la caldera de la unidad 6, y otro ubicado bajo la caldera de la unidad 4.

El tanque ubicado debajo de la caldera de la unidad 4 inyectará y dosificará fosfato para las unidades 3 y 4 mediante dos bombas (una por cada unidad). Un segundo tanque de las mismas características se colocará para las unidades 5 y 6 mediante dos bombas (una por cada unidad), en caso de que se averíe una de las bombas estas estarían conectadas por medio de tuberías supliendo una sola la demanda de químico de ambas unidades, esto tanto para las unidades 3 y 4 como para las unidades 5 y 6.

En esta propuesta la distribución de tuberías desde los tanques hasta el drum de la caldera es completamente nueva, eliminando las tuberías que se encuentran ubicadas en el área de sala de máquinas.

b) Alternativa B

En esta alternativa se propone colocar dos tanques de recepción de fosfato uno ubicado cerca de la pantalla protectora de salitre en frente de la caldera de la unidad 6 en el área de desaireadores, y otro ubicado frente a la caldera de la unidad 4 en el mismo nivel. De esta manera también se logra el objetivo de eliminar los tanques dosificadores y las bombas del nivel sala de control.

El tanque ubicado frente a la caldera de la unidad 4 inyectará y dosificará fosfato para las unidades 3 y 4 mediante dos bombas (una por cada unidad). Se propone colocar un segundo tanque de las mismas características para las unidades 5 y 6. El producto químico se hará llegar a la caldera mediante dos bombas (una por cada unidad). En caso de que se averíe una de las bombas estas estarían conectadas por medio de tuberías supliendo una sola la demanda de químico de ambas unidades, esto tanto para las unidades 3 y 4 como para las unidades 5 y 6.

En esta propuesta la distribución de tuberías desde los tanques hasta el drum de la caldera es completamente nueva, eliminando las tuberías en el área de sala de máquinas.

c) Alternativa C

En esta alternativa se propone Colocar un tanque de fosfato por cada dos unidades en el nivel de planta baja, uno ubicado cerca de la pantalla protectora de salitre al lado de la caldera de la unidad 5, y otro ubicado debajo de la caldera de la unidad 4 en el mismo nivel. De esta manera también se logra el objetivo de eliminar los tanques dosificadores y las bombas del nivel sala de control.

El tanque ubicado debajo de la caldera de la unidad 4 inyectará y dosificará fosfato para las unidades 3 y 4 mediante dos bombas (una por cada unidad). Se propone colocar un segundo tanque de las mismas características para las unidades 5 y 6. El producto químico se hará llegar a la caldera mediante dos bombas (una por cada unidad). En caso de que se averíe una de las bombas estas estarían conectadas por medio de tuberías supliendo una sola la demanda de químico de ambas unidades, esto tanto para las unidades 3 y 4 como para las unidades 5 y 6.

En esta propuesta la distribución de tuberías desde los tanques hasta el drum de la caldera es completamente nueva, eliminando las tuberías en el área de sala de máquinas.

6.2.2 Aplicación de los criterios de selección

Criterios	Peso	Opciones					
		A		B		C	
		E	P	E	P	E	P
Costos	40	2	0.8	2	0.8	1	0.8
SHA	20	2	0.4	1	0.2	2	0.4
Operatividad	20	1	0.2	1	0.2	1	0.2
Mantenimiento	10	1	0.1	1	0.1	1	0.1
Ubicación	10	2	0.2	0	0	1	0.1
TOTAL	100		1.7		1.3		1.6

Tabla n°6: Tabla de selección de propuesta de fosfato.

De esta manera se obtuvo que la alternativa que mejor cumplió con los criterios tomados en cuenta para escoger el sistema de inyección y dosificación de hidracina fue la Alternativa A.

6.3 Diseño de la alternativa seleccionada para el sistema de inyección y dosificación de Hidracina

6.3.1 Selección de materiales.

La selección de materiales apropiados para el manejo de Hidracina es necesaria solamente para prevenir la falla del material debido al ataque químico de la hidracina, sino también para evitar la descomposición de la hidracina o la contaminación de la misma con impurezas.

Además, los materiales seleccionados deben ser resistentes a ambientes altamente corrosivos, debido a que estarán expuestos a un ambiente marino. De acuerdo con la experiencia que se ha adquirido en la Planta con otros equipos expuestos a este tipo de ambiente se recomienda utilizar acero inoxidable SS-316 con el cual se han obtenido resultados bastante satisfactorios contra el ataque corrosivo.

Las tuberías, válvulas, bombas y accesorios que utilicen para el manejo de hidracina y fosfato deben estar contruidos con materiales que sean compatibles con estas sustancias. Existen algunos materiales que son satisfactorios para el manejo de hidracina a determinadas concentraciones, sin embargo no son recomendables para

mayores concentraciones. En el anexo n°10 se muestran algunas tablas de compatibilidad de materiales con la hidracina.

Los aceros inoxidable SS-316 y SS-304 son generalmente considerados como materiales resistentes al ataque de la hidracina para todos los rangos de concentración de la misma. Además de los aceros, otros materiales como kynar, que es un polímero de alto rendimiento (PVDF), polietileno y teflón son también compatibles con la hidracina.

6.3.2 Diseño del sistema de tuberías.

Para el diseño del sistema de tuberías necesario para desarrollar la alternativa de solución elegida se siguió el siguiente procedimiento:

a) Se eligen los materiales a utilizar en las diferentes secciones o tramos de tubería de acuerdo con el servicio que estas van a prestar.

La selección del material de la tubería se basó en las tablas de compatibilidad de la hidracina con diferentes materiales (ver anexo n°10). Entre los posibles materiales se seleccionó el acero inoxidable SS-316 por encima del SS-304 como el más adecuado, ya que su rango de pasividad es mayor, lo que mejora su resistencia a la corrosión, que es significativa en ácidos sulfúrico, acético, sulfuroso y en soluciones de cloruro neutras incluyendo el agua de mar; además es resistente al ataque de la hidracina.

Además de los aceros inoxidables, algunos materiales termoplásticos son también resistentes al ataque de la hidracina. Existen compañías que ofrecen tuberías de fibra de vidrio que brinda una buena resistencia a la hidracina, pero la experiencia en la Planta ha demostrado que es mejor utilizar acero inoxidable para el ambiente marino. Las tuberías de plástico tienden a perder sus propiedades y fragilizarse al estar expuestas a este tipo de ambiente, el calentamiento de la tubería debido a los rayos del sol juega un papel muy importante y acelera la falla del material plástico. Por otra parte los costos de instalación de un sistema de tuberías plásticas son elevados,

aunque el fabricante garantiza que los costos de operación y mantenimiento son inferiores a los costos operativos de un sistema con tuberías de acero inoxidable.

La disposición de los tramos de tubería que resultó más conveniente para el sistema de dosificación de hidracina es la que se muestra en el plano n°4, que corresponde a la Alternativa B descrita anteriormente.

b) Se selecciona el diámetro nominal de la tubería respetando los valores de velocidades de conducción de fluidos recomendados para obtener un flujo óptimo a través de la tubería. Se prefirió tomar el valor recomendado en la guía del profesor Grullón debido a que en esta fuente se toma en cuenta el diámetro nominal de la tubería. Las velocidades recomendadas son 7 ft/s para la tubería de descarga.

Para la hidracina, una buena aproximación es tomar estos valores de velocidad para realizar los cálculos de selección del diámetro de la tubería ya que la viscosidad cinemática de la hidracina es muy cercana a la del agua.

Al proyectar un sistema se debe tratar de lograr un equilibrio entre la potencia de la bomba y el costo inicial de la tubería, es decir, se debe determinar el diámetro de la tubería que permita el flujo óptimo a través de la misma.

La economía es un factor muy importante para el diseño de cualquier sistema, siempre es deseable obtener los mejores resultados con el menor costo. Los tubos de acero inoxidable son costosos y este aumenta para tubos de mayor diámetro.

Tomando en cuenta los factores anteriormente expuestos para la selección del diámetro nominal de la tubería se eligieron tubos de acero inoxidable SS-316.

Se elige el aislamiento o recubrimiento de la tubería de ser este necesario. La temperatura de la hidracina que fluye a través de la tubería no es elevada, por lo que no se requiere aplicar un aislamiento. Sin embargo es necesario identificar la tubería de acuerdo al fluido que por ella circula. En la norma COVENIN 253:1999, sobre la identificación de tuberías se indica qué color deben tener éstas dependiendo del fluido que conducen. La hidracina es considerada como álcali lo que implica que el color de la tubería debe ser violeta. (Ver anexo n°11).

El recubrimiento de tuberías y equipos de acero inoxidable debe realizarse de acuerdo con las siguientes especificaciones:

- 1.- Lavado con agua.
- 2.- Lavado con desengrasante.
- 3.- Secado.
- 4.- Aplicación de una mano de acondicionador de superficie o “Wash Primer”.
- 5.- Aplicación de dos manos de acabado de poliuretano del color deseado, hasta lograr un espesor seco de tres milímetros en total.

6.3.3 Conexiones de las tuberías

Las conexiones soldadas son las más recomendables para sistemas de tuberías que manejen hidracina. Este tipo de conexión elimina casi completamente las posibilidades de fuga de fluido, dependiendo de la calidad de la soldadura.

El proceso de soldadura a tope es el que generalmente se emplea para la conexión de juntas soldadas. Una buena junta a tope es más resistente que el tubo mismo, además este tipo de juntas no requiere empaques, bridas, ni pernos por lo que el costo inicial para la instalación de este tipo de juntas es mínimo.

Otras ventajas que ofrecen las juntas soldadas son su buena apariencia y que se pueden realizar fácilmente adiciones o cambios de las mismas utilizando un soplete.

Las juntas roscadas pueden utilizarse para el manejo de hidracina siempre y cuando éstas sean selladas adecuadamente con cinta de teflón o algún otro producto que evite las fugas de fluido en las uniones roscadas.

6.3.4 Selección de válvulas

La función que tiene una válvula es lo que va a regir su selección. En términos generales las válvulas son utilizadas para cumplir al menos una de las siguientes funciones:

-
- 1.- Para cerrar el paso del fluido.
 - 2.- Para controlar el flujo de un fluido.
 - 3.- Para prevenir el contraflujo o lo que más comúnmente se conoce como golpe de ariete.

Dado que existe más de un tipo de válvula tanto para el control de flujo como para servicios de apertura y cierre, la selección final de la válvula que va a ser utilizada en un sistema depende de las características existentes en el medio o la aplicación que se le va a dar a la válvula. Entre las características se encuentran: el grado de corrosión que provoca el medio ambiente o el fluido que circulará a través de la válvula, la viscosidad del fluido, la temperatura y presión de trabajo a la que será sometida la válvula, la compatibilidad de los materiales de construcción de la válvula (compuertas, vástagos, asientos, anillos, etc.) con el fluido que la atraviesa, el espacio físico que requerirá la válvula en base a las limitaciones del sistema donde va a ser instalada. Otra consideración que se debe tener para la selección de la válvula es la forma como la misma será operada. Las válvulas operadas manualmente pueden accionarse por medio de manivelas, cadenas o volantes; la existencia de alguno de estos elementos accionadores depende sobre todo del diámetro de la válvula. Las válvulas operadas por control remoto pueden ser accionadas por actuadores eléctricos o neumáticos.

La selección de válvulas para manejo de hidracina envuelve ciertos requerimientos de diseño, los materiales de construcción de la misma deben ser apropiados y resistentes a la hidracina además la válvula debe prevenir en lo posible las fugas de fluido a través de ella.

La utilización de válvulas de bola para cumplir la función de cierre de paso del fluido se consideró como la más apropiada para cumplir con los requerimientos del sistema propuesto, ya que este tipo de válvula brinda un cierre rápido y hermético, aplicando poca fuerza de torque, requiere de poco mantenimiento, es de bajo costo, es de tamaño compacto y tiende a presentar pocas fugas.

Para prevenir el retorno del fluido es necesario utilizar una válvula antiretorno o “check”. Las válvulas antiretorno son válvulas que por su diseño mecánico pueden

considerarse automáticas, cuando se aplica presión en dirección opuesta a la de flujo la válvula se cierra inmediatamente. Existen varios tipos de válvulas “check”; entre éstos se encuentran la válvula de retención de mariposa, de retención de elevación y la válvula check de bola. La válvula antiretorno de bola tiene una bola interna que flota libremente mientras el flujo va en la dirección correcta y cuando existe un contraflujo deja de flotar de manera que cierra el paso del mismo. Por otra parte, para activar el mecanismo de cierre de las válvulas “check” de columpio es necesario aplicar cierta fuerza de presión para vencer la resistencia del disco o columpio. Para el sistema propuesto se seleccionó la válvula check de bola.

6.4 Diseño de la alternativa seleccionada para el sistema de inyección y dosificación de Fosfato

6.4.1 Selección de materiales.

La solución acuosa de Fosfato que se inyecta a la caldera es menos agresiva químicamente que la solución de Hidracina por lo que cantidad de materiales apropiados para el manejo de Fosfato es mayor. De igual manera se debe seleccionar el material de modo que: se eviten fallas del mismo por degradación debido a un ataque del químico, se prevenga la descomposición de la sustancia o la contaminación de la misma con impurezas.

La característica que tendrán en común ambos sistemas, el de Hidracina y el de Fosfato es la exposición a un ambiente altamente corrosivo al que tendrán que estar expuestos, por lo que el material a seleccionar tiene que ser resistente al ambiente marino al que estarán expuestos.

Las tuberías, válvulas, bombas y accesorios que utilicen para el manejo de Fosfato deben estar contruidos con materiales que sean compatibles con esta sustancia. Existen algunos materiales que son satisfactorios para el manejo de Fosfato como lo son el poliuretano, polipropileno, acero inoxidable 316, PDVF, entre otros.

6.4.2 Diseño del sistema de tuberías.

Para el diseño del sistema de tuberías necesario para desarrollar la alternativa de solución elegida se siguió el siguiente procedimiento:

a) Se eligen los materiales a utilizar en las diferentes secciones o tramos de tubería de acuerdo con el servicio que estas van a prestar.

Entre estos materiales se seleccionó el SS-316 por su característica de alta resistencia a la corrosión, ya en esta aleación se agrega molibdeno que le confiere esta característica entre otras que no viene al caso señalar, siendo este comportamiento deseable por encontrarse la Planta en un ambiente marino.

b) Se selecciona el diámetro nominal de la tubería respetando los valores de velocidades de conducción de fluidos recomendados para obtener un flujo óptimo a través de la tubería. Se prefirió tomar el valor recomendado en la guía del profesor Grullón debido a que en esta fuente se toma en cuenta el diámetro nominal de la tubería. Las velocidades recomendadas son 7 ft/s para la tubería de descarga.

c) Se elige el aislamiento o recubrimiento de la tubería de ser este necesario. La temperatura de la hidracina que fluye a través de la tubería no es elevada, por lo que no se requiere aplicar un aislamiento. Sin embargo es necesario identificar la tubería de acuerdo al fluido que por ella circula. En la norma COVENIN 253:1999, sobre la identificación de tuberías se indica qué color deben tener éstas dependiendo del fluido que conducen. La hidracina es considerada como álcali lo que implica que el color de la tubería debe ser violeta. (Ver anexo n° 11).

El recubrimiento de tuberías y equipos de acero inoxidable debe realizarse de acuerdo con las siguientes especificaciones:

- 1.- Lavado con agua.
- 2.- Lavado con desengrasante.
- 3.- Secado.
- 4.- Aplicación de una mano de acondicionador de superficie o “Wash Primer”.
- 5.- Aplicación de dos manos de acabado de poliuretano del color deseado, hasta lograr un espesor seco de tres milímetros en total.

6.4.3 Conexiones de las tuberías

Las conexiones soldadas son las más recomendables para sistemas de tuberías que manejen hidracina. Este tipo de conexión elimina casi completamente las posibilidades de fuga de fluido, dependiendo de la calidad de la soldadura.

El proceso de soldadura a tope es el que generalmente se emplea para la conexión de juntas soldadas. Una buena junta a tope es más resistente que el tubo mismo, además este tipo de juntas no requiere empaques, bridas, ni pernos por lo que el costo inicial para la instalación de este tipo de juntas es mínimo.

Otras ventajas que ofrecen las juntas soldadas son su buena apariencia y que se pueden realizar fácilmente adiciones o cambios de las mismas utilizando un soplete.

Las juntas roscadas pueden utilizarse para el manejo de hidracina siempre y cuando éstas sean selladas adecuadamente con cinta de teflón o algún otro producto que evite las fugas de fluido en las uniones roscadas.

6.4.4 Selección de válvulas

Para la selección de las válvulas se utilizó el mismo procedimiento seguido en el diseño del sistema de inyección y dosificación de Hidracina.

CAPÍTULO VII

ESTUDIO TÉCNICO. (FORMULACIÓN Y CÁLCULOS)

7.1. Cálculos de caudal para la bomba dosificadora de Hidracina

Con el propósito de determinar el caudal máximo y mínimo de Hidracina que deben manejar las bombas para mantener el rango aceptados los valores de los parámetros medidos por el Laboratorio para control físico-químico del agua del ciclo, se analizó el gasto en tres días no consecutivos, en un período de 7 horas para los dos primeros días y durante 10 horas para el último día. Al momento de realizar estas mediciones el generador de vapor no tenía puntos de purga abiertos. Luego se calculó el gasto de Hidracina cuando la caldera tenía 2 puntas de purga continua en un período de 5 horas durante un día. El procedimiento seguido para hallar estos caudales fue el siguiente:

- a) Se midió la altura de los tanques y sus respectivos diámetros. Obteniéndose los siguientes datos:

Tanque/Unidad	Diámetro(cm)
3	56,4
4	55,5
5	55,5
6	56,7

Tabla n^o7: Diámetros de Tanques.
Fuente: Propia

b) Se midió altura en el nivel visual de los tanques de Hidracina de cada unidad por períodos de una hora, para luego determinar la diferencia de alturas.

A continuación se presentan los cálculos respectivos para la Unidad 4:

Medición nivel en tanque	Nivel del líquido H (cm)		
	Día 1	Día 2	Día 3
1	53.3	-	Max.
2	Max.	49.5	Max.
3	Max.	49.5	Max.
4	61	61.3	Max.
5	60.1	58.6	61.4
6	60.1	56	58.5
7	60.1	62.5	54.9
8	-	-	52.2
9	-	-	49
10	-	-	46.5

Tabla n°8: Medición de alturas Unidad 4
Fuente: Propia

ΔH	Día 1	Día 2	Día 3
1	-	-	-
2	-	-	-
3	-	-	-
4	0.9	2.7	-
5	-	2.6	2.9
6	-	-	3.6
7	-	-	2.7
8	-	-	3.2
9	-	-	2.5
10	-	-	-

Tabla n°9: Diferencia de alturas Unidad 4
Fuente: Propia

c) Se registraron los valores de conductividad del agua condensada, agua de alimentación y drum de la caldera.

Medición	Conductividad Condensado (mS/cm @ 25 °C)		
	Día 1	Día 2	Día 3
1	1.2	-	3.4
2	2.4	2.2	3
3	5.4	2	2.6
4	6.4	1.6	3

5	7	2	3.2
6	6.2	2.8	3
7	5.8	3	3
8	-	-	3
9	-	-	2.8
10	-	-	2.8

Tabla n°10: Valores de conductividad del agua condensada, Unidad 4 sin purga continua.
Fuente: propia

d) Se calculó el volumen consumido y el caudal manejado por las bombas dosificadoras.

Día 1:

$$Volumen Consumido = \pi * \left(\frac{Diametro Tanque}{2} \right)^2 * \frac{\Delta H}{1000}$$

$$V_{c_{11}} = \pi * \left(\frac{55.5 \text{ cm}}{2} \right)^2 * \frac{0.9 \text{ cm}}{1000} = 2.18 \text{ l}$$

Día 2:

$$V_{c_{21}} = \pi * \left(\frac{55.5 \text{ cm}}{2} \right)^2 * \frac{2.7 \text{ cm}}{1000} = 6.53 \text{ l}$$

Día 3:

$$V_{c_{31}} = \pi * \left(\frac{55.5 \text{ cm}}{2} \right)^2 * \frac{2.9 \text{ cm}}{1000} = 7.02 \text{ l}$$

Debido a que todas las mediciones se realizaron cada hora podemos decir que el caudal manejado por la bomba en este lapso fue:

$$Q_{11} = 2.18 \frac{\text{l}}{\text{h}} \text{ , } Q_{21} = 6.53 \frac{\text{l}}{\text{h}} \text{ y } Q_{31} = 7.02 \frac{\text{l}}{\text{h}}$$

Estos valores representan los caudales que se lograron medir durante la primera medición para cada día en que se realizaron pruebas.

En la Tabla n° 11 se presentan los valores de caudal como resultado de aplicar el procedimiento anterior al resto de las mediciones.

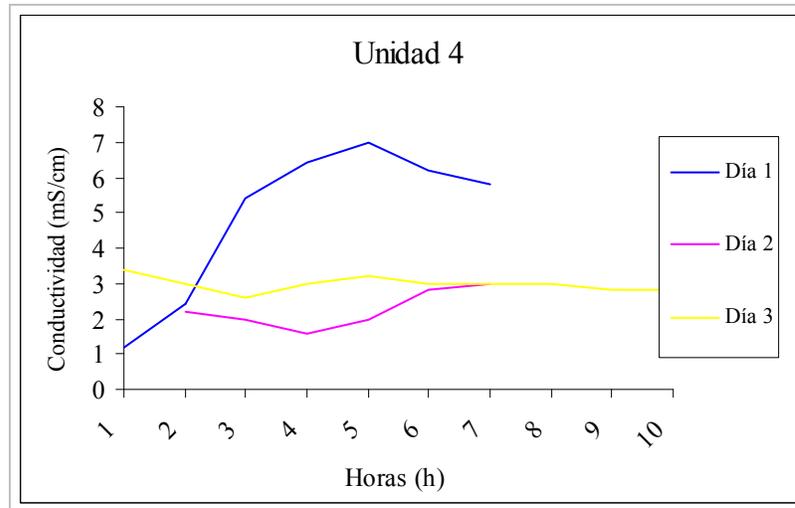


Gráfico n° 1. Conductividad del condensado Vs. Horas, para la Unidad 4 sin purga continua.
Fuente: Propia

En el Gráfico n°1 se puede observar el comportamiento en los niveles de conductividad en el agua condensada durante el tiempo que duraron las pruebas para los diferentes días, observándose que en el Día 1 se dosificó Hidracina constantemente durante 4 horas y se elevaron los valores de conductividad saliéndose del rango deseado (2-5 mSiemens/cm), por lo que a partir de esa hora se detuvo la dosificación para restituir los valores adecuados. En el Día 2 la conductividad en el condensado se mantuvo prácticamente en los niveles recomendados. Para el Día 3 ocurrió la misma situación. Por lo antes descrito es de esperarse que los caudales manejados por las dosificadoras en este período se aproximen al caudal ideal que debe suministrarse al ciclo para mantener los valores de conductividad deseados.

Abajo, seguidamente se presentan en orden desde la Unidad 3 hasta la Unidad 6, los datos recolectados para el cálculo del caudal que manejaron las bombas dosificadoras durante los Días 1, 2 y 3, de acuerdo a los requerimientos de las unidades. Tales requerimientos son función de los valores sugeridos de los

parámetros estudiados los cuales determinan las características fisicoquímicas del agua.

Unidad 4 sin purga continua		
	No.	Caudal bombeado (l/h)
Día 2	1	6.53
	2	6.29
Día 3	1	7.02
	2	8.71
	3	6.53
	4	7.74
	5	6.05

Tabla n°11: Valores obtenidos en la Unidad 4.
Fuente: Propia.

Unidad 3 sin purga continua					
	Medición	H (cm)	ΔH	Conductividad Condensado (mS/cm @ 25 °C)	Conductividad Drum Caldera (mS/cm @ 25 °C)
Dia 1	1	-	-	-	-
	2	Max.	-	3.2	64
	3	Max.	-	3.4	62.5
	4	Max.	-	3.6	62
	5	63.1	1.1	3.6	62
	6	62	2	3.8	62
	7	60	-	4	62
Dia 2	1	-	-	2.4	66
	2	51.3	1.6	3.4	56
	3	49.7	2.2	3.6	-
	4	47.5	1	3.8	55
	5	46.5	1.9	4	54
	6	44.6	1.6	4.2	54
	7	43	-	4.2	54
Dia 3	1	Detenido	-	5.8	24
	2	Detenido	-	5.4	24
	3	Detenido	-	5.2	28
	4	Detenido	-	5	-
	5	Detenido	-	4.6	30
	6	Detenido	-	4.4	30

	7	Detenido	-	4.2	30
	8	Detenido	-	4	-
	9	Detenido	-	3.8	28
	10	Detenido	-	3.6	-

Tabla n°12: Datos de la Unidad 3, para los días 1,2 y3.
Fuente: Propia

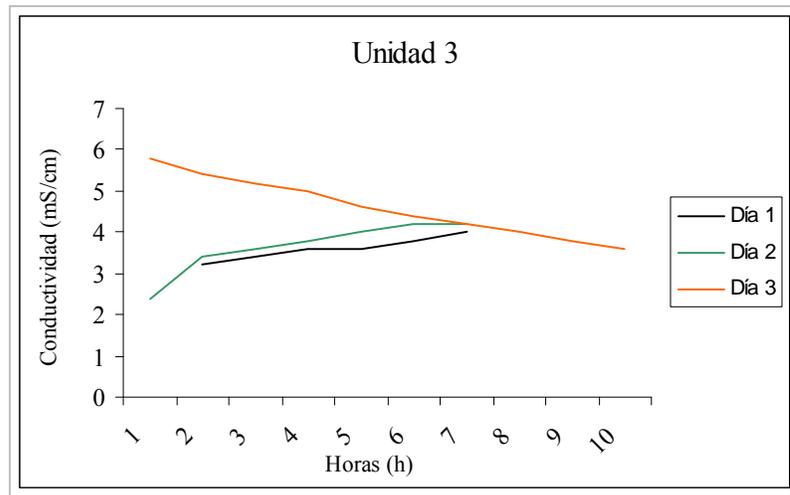


Gráfico n°2. Conductividad del condensado Vs. Horas, para la Unidad 3 sin purga continua.
Fuente: Propia

Se puede observar en el Gráfico n°2, que la conductividad en el Día 3, a comienzos de la prueba, se encontraba alta, fuera del rango, y que fue bajando rápidamente en el transcurso del día, lo que indica que el bombeo fue mínimo o nulo, como efectivamente sucedió. No se requirió dosificar Hidracina ese día. Para el Día 2, la conductividad se mantuvo dentro del rango durante el tiempo que duró la medición, por lo tanto, de los caudales obtenidos se puede decir que, dosificando en esas cantidades se mantuvo la conductividad del condensado. En el Día 2 ocurrió la misma situación.

Unidad 3 sin purga continua		
	No.	Caudal bombeado (l/h)
Día 1	1	2.76
	2	5.01
	1	4.00

Día 2	1	4.00
	2	5.50
	3	2.50
	4	4.75
	5	4.00

Tabla n°13: Valores de caudal obtenidos Unidad 3.
Fuente: Propia

Unidad 5 sin purga continua				
	Medición	H (cm)	ΔH	Conductividad Condensado (mS/cm @ 25 °C)
Día 3	1	66.5	5.3	0.6
	2	61.2	5.7	0.6
	3	55.5	5.1	0.6
	4	50.4	5.2	0.8
	5	45.2	-	0.8
	6	Max.	-	0.8
	7	64	1	1
	8	63	4.3	1.2
	9	59.3	4.3	1.4
	10	55	-	2

Tabla n°14: Datos y diferencias de altura en la Unidad 5.
Fuente: Propia.

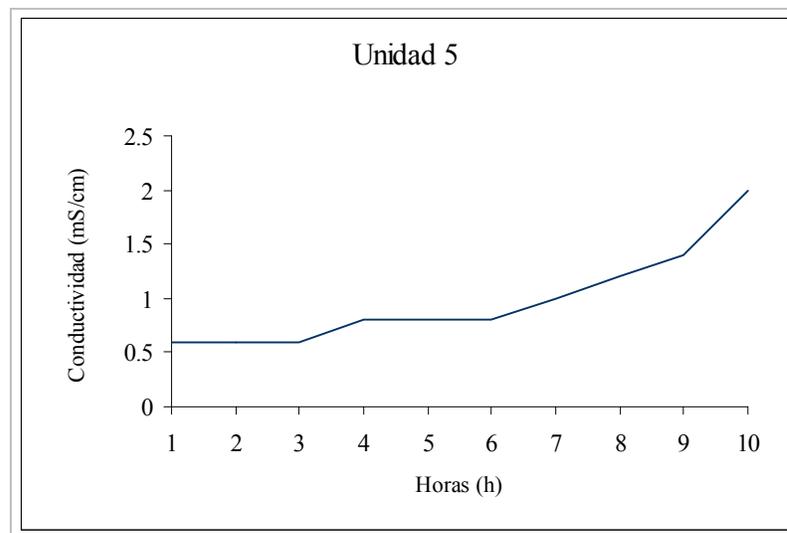


Gráfico n°3: Conductividad del condensado Vs. Horas, para la Unidad 5 sin purga continua.

Fuente: Propia.

Durante los dos primeros días que se realizaron mediciones la Unidad 5 fuera de servicio, el Día 5 se encontraba operando. Se aprecia en el Gráfico n° 3 que los valores de conductividad fueron bastante bajos en las primeras horas de la actividad y se incrementaron lentamente en el transcurso del día. De esto se puede inferir que se hizo un esfuerzo para subir dichos valores para llegarlos al rango adecuado, esto se tradujo (como lo confirman los caudales obtenidos) en un gasto significativo de Hidracina, que luego se debió normalizar para tratar de mantener la conductividad constante. Cabe destacar que ésta dosificación alta se realiza, generalmente, por pocas horas.

Unidad 5 sin purga continua		
	No.	Caudal bombeado (l/h)
Día 3	1	13.38
	2	14.39
	3	12.88
	4	13.13
	5	2.52
	6	9.34
	7	10.86

Tabla n°15: Valores de caudal obtenidos Unidad 5.
Fuente: Propia.

Unidad 6 sin purga continua				
	Medicion	H (cm)	ΔH	Conductividad Condensado (mS/cm @ 25 °C)
Día 1	1	Max.	-	-
	2	Max.	-	1
	3	63.2	2.2	1.2
	4	61	1.2	1.6
	5	59.8	0.7	2
	6	59.1	0.6	2

	7	58.5	-	2.2
Día 2	1	-	-	3.2
	2	51.3	1.6	3.2
	3	49.7	2.2	3.2
	4	47.5	1	3.1
	5	46.5	1.9	3
	6	44.6	1.6	3.2
	7	43	-	3.2

Tabla n°16: Datos de la Unidad 6
Fuente: Propia

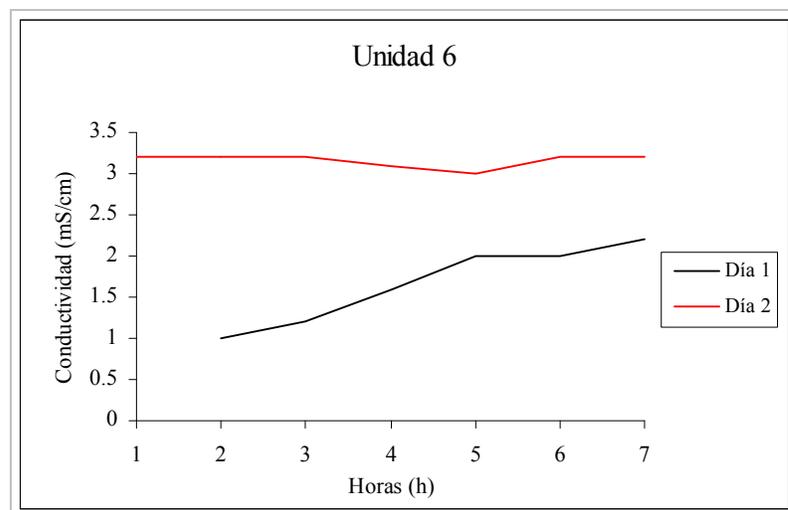


Gráfico n°4. Conductividad del condensado Vs. Horas, para la Unidad 6 sin purga continua.
Fuente: Propia

En el gráfico n°4 se puede observar que la conductividad del condensado se mantuvo prácticamente constante durante toda la actividad del Día 2. Por lo que se puede tomar en cuenta el caudal correspondiente al momento de seleccionar el caudal necesario para mantener éste parámetro dentro del rango recomendado. En cuanto al Día 2, los valores de conductividad comenzaron bajos, cerca del límite permitido, y se incrementó progresivamente hasta ubicarse dentro del rango establecido. El tiempo que tomó esta estabilización fue de aproximadamente 3 horas, es decir, que dosificó cierta cantidad de Hidracina para obtener este efecto. Estos valores se encuentran reflejados en la Tabla 17.

Unidad 6 sin purga continua		
	No.	Caudal bombeado (l/h)
Día 1	1	5.55
	2	3.03
	3	1.77
	4	1.51
Día 2	1	2.02
	2	0.5
	3	2.78
	4	1.01
	5	2.78
	6	1.77

Tabla n°17: Valores de caudal obtenidos Unidad 6.
Fuente: Propia

Luego de determinar experimentalmente los caudales de Hidracina manejados por las dosificadoras, necesarios para mantener los parámetros en el rango deseado, con las unidades operando sin purga continua, se procedió a realizar el mismo procedimiento pero con la Unidad 6 con dos puntos de purga continua.

En la Tabla n°18 se presentan los datos recolectados para calcular los caudales y los valores de conductividad del condensado para los períodos de tiempo que duró la medición en la Unidad 6.

Nro. de Medición	Nivel de líquido (cm)	Conductividad en condensador (mS/cm)
1	60.6	3.7
2	59	3.6
3	58	3.4
4	56.5	3.2
5	54.1	3.2
6	52.7	3.2

Tabla n°18: Nivel de líquido y conductividad en el condensado Unidad 6.
Fuente: Propia

ΔH	Unidad 6 con dos puntos de purga continua
ΔH_1	1.6
ΔH_2	1
ΔH_3	1.5
ΔH_4	2.4
ΔH_5	1.4

Tabla n°19: Diferencias de alturas de nivel líquido.
Fuente: Propia

En el Gráfico n° 5 se puede ver la variación que tuvo la conductividad del agua condensada a través del tiempo. Este parámetro permanece prácticamente constante (solo varía 0.5 mSiemens/cm en 4 horas), por lo que podríamos decir que el caudal de hidracina suministrado fue suficiente para mantener este rango de valores el cual es adecuado. En la Tabla n° 20 se muestran cuales fueron los caudales obtenidos.

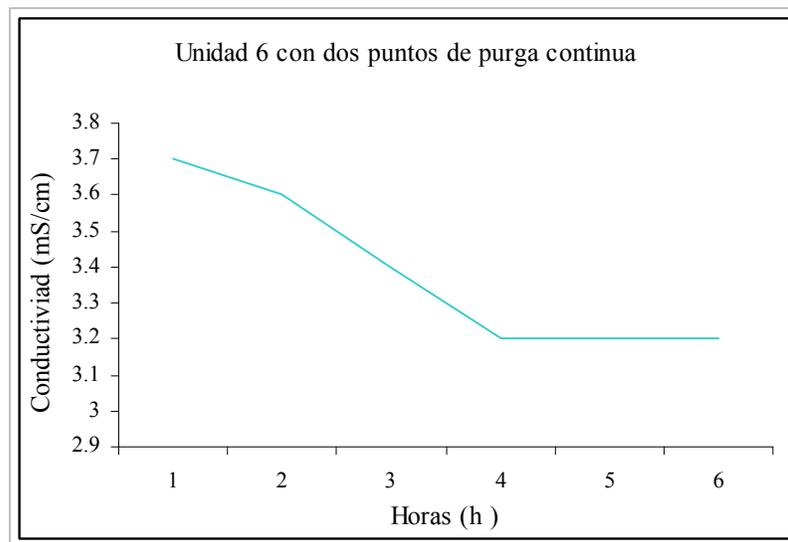


Gráfico n°5. Conductividad del condensado Vs. Horas
Fuente: Propia

Unidad 6 con dos puntos de purga continua	
No.	Caudal Bombeado (l/h)
1	4.01

2	2.51
3	3.76
4	6.02
5	3.51

Tabla n°20. Caudales obtenidos en el periodo.
Fuente: Propia

7.2 Selección de caudales

De acuerdo a los cálculos previamente realizados, en el momento que más se dosificó Hidracina para reponer los valores alterados de la conductividad del agua condensada se enviaron 14.39 l/h de este químico a la línea de condensado del ciclo, para recuperar dichos valores desde 0.6 hasta 2 mSiemens/cm. El proceso de estabilización de este parámetro duró aproximadamente 9 horas y se dosificaron en promedio 11.1 l/h de sustancia a la unidad 5. La menor tasa de bombeo de Hidracina fue de 0.5 l/h ocurrida en la Unidad 6 cuando los valores de conductividad en el condensado estaban entre 3 y 3.2 mSiemens/cm, lo que indica que estaban dentro de los parámetros recomendados.

Para el cálculo de las bombas que dosificarán Hidracina se supondrá la situación más desfavorable (caudal máximo) de 14.39 l/h de sustancia y para el caudal mínimo la situación mas favorable de 0.5 l/h, de acuerdo a los resultados obtenidos en el presente trabajo.

7.3 Cálculos del Sistema propuesto para la Unidad 4 para Hidracina

En la Tabla n°21 se presentan los datos para calcular el sistema propuesto correspondiente a la Unidad 4.

Long. total de Tubería (m)	Caudal Max. (L/h)	Caudal Min. (L/h)	ΔZ (m)	ΔZ (ft)
22.025	14.39	0.5	8	26,25

Tabla n°21: Datos de la Unidad 4.
Fuente: Propia.

Long. total de Tubería de succión (m)	Long. total de Tubería de descarga (m)
1.6	20.43

Tabla n°22: Continuación Datos de Unidad 4.
Fuente: Propia.

Los valores de caudal máximo y mínimo se obtuvieron producto del estudio realizado a los sistemas de Hidracina actualmente instalados en la Planta (Ver Capítulo V)

Accesorios	Cantidad
Codos 90°	7
Uniones	3
Válvula Check	1
Válvula Bola	3
Tees	2

Tabla n° 23: Accesorios Sistema Propuesto Unidad 4.
Fuente: Propia.

El número y tipo de accesorios se seleccionó de acuerdo a las particularidades de la propuesta para el sistema de inyección y dosificación que resultó ser la más adecuada de acuerdo a los parámetros, sus características se escogieron luego de un análisis de los requerimientos del sistema donde se evaluó costos, propiedades del fluido de trabajo, condiciones ambientales, presiones, entre otras.

Las presiones en los extremos del sistema (Ver tabla n°24) en términos relativos son las siguientes:

P_2 (Kg _f /cm ²)	P_2 (in H ₂ O @ 20°C)	P_2 (ft H ₂ O @ 20°C)
20	7887,6	679,14
P_1 (Kg _f /cm ²)	P_2 (in H ₂ O @ 20°C)	P_2 (ft H ₂ O @ 20°C)
0	0	0

Tabla n°24: Conversiones de presión en el extremo del Sistema de Hidracina.
Fuente: Propia.

El diámetro de la tubería se escogió de acuerdo a lo establecido en la sección 6.3.2, donde establece que la velocidad mínima del fluido, en caso de ser agua, debe ser de 7 ft/seg. Como ya se dijo, la Hidracina será tratada como agua para los casos

específicos que se describan. De acuerdo a esto se seleccionaron tuberías de acero inoxidable de 1/2 de pulgada.

Primero calculamos la velocidad en la tubería para el caudal máximo y el diámetro de tubería escogido, luego verificamos si excede el valor sugerido.

Para una tubería de 1/2 de pulgada (Standard wt steel – Schedule 40 Cameron) el diámetro nominal es 0.622 pulgadas. A partir de este valor tenemos:

$$V = \frac{Q}{A} = \frac{0.50818 \frac{ft^3}{h}}{(\pi(5.1833 * 10^2 ft)^2)} = 240.832 \frac{ft}{h} = 0.066897 \frac{ft}{seg}$$

Como se puede ver este valor es menor que 7 ft/seg.

Luego llevamos el caudal a galones US por minuto:

$$Q = 14.39 \frac{l}{h} = 0.01439 \frac{m^3}{h} = 0.5082 \frac{ft^3}{h} = 3.8 \frac{galUS}{h}$$

$$Q = 0.063357 \frac{galUS}{mi n}$$

Se procede ahora a calcular las pérdidas por fricción en las tuberías. Debido a que en las tablas usadas como referencia (Cameron) para estos cálculos no se encuentran datos asociados a este valor de caudal se resolvió aplicar las ecuaciones de Semejanza para hallar dichas pérdidas.

Comencemos por hallar las pérdidas en la tubería de succión del sistema.

$$\text{Para un sistema: } \Delta P \propto \rho \frac{L}{D^5} Q^2$$

Entonces, $\Delta P_1 = 0.74 ft$ por cada 100 ft de tubería del Cameron

$$Q_1 = 0.7 \frac{galUs}{mi n}$$

$$L_1 = 5.2493 ft = L_2$$

$$D_1 = D_2$$

$$\rho_1 = \rho_2$$

Donde, L_1 : Longitud de la tubería de succión para el caudal 1

L_2 : Longitud de la tubería de succión para el caudal 2

D_1 : Diámetro de la tubería para el caudal 1

D_2 : Diámetro de la tubería para el caudal

ρ_1 : Densidad del fluido para el caudal 1

ρ_2 : Densidad del fluido para el caudal 2

Para luego tener,
$$\Delta P_2 = \left(\frac{Q_2}{Q_1} \right)^2 \Delta P_1$$

$$\Delta P_2 = \left(\frac{0.063357 \frac{m}{mi} \frac{gal}{n}}{0.70 \frac{gal}{mi} \frac{n}}{n} \right)^2 * 0.74 \text{ ft} = 0.0669774 \text{ ft por cada 100 ft de tubería}$$

$$\Delta P_2 = 0.003512 \text{ ft}$$

Ahora calculamos las pérdidas debido a los accesorios:

Para calcularlas usamos la ecuación de Darcy-Weisbach

$$h_f = K \frac{V^2}{2g}$$

En la succión tenemos 5 codos de 90°:

Tenemos valores de K para un diámetro de 1/2":

$$K = 0,81$$

$$h_{f1} = 0.81 * \frac{(0.066897 \frac{ft}{seg})^2}{2 * 32.17 \frac{ft}{seg^2}} = 8.422 * 10^{-4} \text{ ft} * 5 = 4.21 * 10^{-3} \text{ ft}$$

Para 1 Válvula de bola se tiene:

$$K = 0.08$$

$$h_{f2} = 2.45 * 10^{-4} \text{ ft}$$

Sumando nos queda:

$$h_{fas} = h_{f1} + h_{f2} = 0.004456 \text{ ft}$$

Mientras que las pérdidas totales en la succión serian:

$$h_{fT} = h_{fas} + \Delta P_2 = (0.003512 + 0.004456) \text{ ft} = 0.007968 \text{ ft}$$

Procedemos ahora a calcular las pérdidas en la línea de descarga. Aplicando de nuevo las Leyes de Semejanza obtenemos las pérdidas por fricción en la tubería.

$$\Delta P_3 = \frac{0.0669774 \text{ ft}}{100 \text{ ft}} * 20 \text{ m} * \frac{3.28 \text{ ft}}{1 \text{ m}} = 0.04394 \text{ ft}$$

Ahora hallamos las pérdidas debido a los accesorios en la descarga:

En la descarga tenemos 5 codos de 90°:

$$K = 0,81$$

$$h_{f3} = 0.81 * \frac{(0.066897 \frac{\text{ft}}{\text{seg}})^2}{2 * 32.17 \frac{\text{ft}}{\text{seg}^2}} = 8.422 * 10^{-4} \text{ ft} * 4 = 0.0033688 \text{ ft}$$

Se tiene una válvula check (Swing 40-100 CAMERON)

$$K = 2,7 \qquad h_{f4} = 8,27 * 10^{-3} \text{ ft}$$

Para la salida bajo el nivel de aguas en el punto 2:

$$K = 1 \qquad h_{f5} = 3,0639 * 10^{-3} \text{ ft}$$

Las pérdidas totales en la tubería de descarga son:

$$h_{Td} = h_{f3} + h_{f4} + h_{f5} + \Delta P_3 = 0.05864 \text{ ft}$$

Finalmente, aplicando la ecuación de Bernoulli, nos queda que la altura total del sistema es:

$$H = 8 \text{ m} + \frac{200000 \frac{\text{Kg}_f}{\text{m}^2}}{996.67107 \frac{\text{Kg}_f}{\text{m}^3}} + \left(\frac{\left(0.219 \frac{\text{m}}{\text{seg}} \right)^2}{2 * 9.8 \frac{\text{m}}{\text{seg}^2}} \right) + 0.01787 \text{ m} + 0.002428 \text{ m} = 208.69 \text{ m} = 684.678 \text{ ft}$$

7.4 Cálculos de caudal para la bomba dosificadora de Fosfato

Con la finalidad de determinar el rango de caudal que deben manejar las bombas dosificadoras de Fosfato para mantener las condiciones operativas deseadas del agua en el ciclo, se realizó un estudio que consistió en medir el gasto de la sustancia durante un día por un lapso de tiempo de 10 horas con las Unidades sin puntos de purga continua. Cabe destacar que en los días dispuestos para realizar las mediciones de la dosificación de Hidracina también se realizó esta actividad para la inyección de Fosfato pero se encontró que durante los dos primeros días, aclaramos, no consecutivos, las bombas dosificadoras de Fosfato no se encontraban operativas, por lo que se presume que los valores de pH (principal indicador de los niveles de Fosfato) se mantuvieron dentro de los valores sugeridos. Este hecho se comprobó recurriendo a los registros que posee el Laboratorio para las unidades 3,4 y 6.

Al igual que para el cálculo del caudal manejado por las dosificadoras de Hidracina, se dispuso de un día para realizar dichas mediciones teniendo dos puntos

de purga continua en el generador de vapor. Este estudio se efectuó solo para la Unidad 6, ya que solo se disponía de esta maquina debido a que esta no es una condición regular de operación de las Unidades.

El procedimiento utilizado para determinar los caudales manejados por las bombas, necesarios para mantener en niveles aceptables los parámetros medidos fue el mismo que para las dosificadoras de Hidracina, por lo que se presentan a continuación los datos, los resultados obtenidos y sus respectivos gráficos.

Nro. Medición Nivel del tanque	Unidad 3 sin purga continua
1	49.9
2	-
3	48
4	Detenida
5	46.7 (detenida)
6	46.7 (detenida)
7	46.7 (detenida)
8	46.7 (detenida)
9	46.7 (detenida)
10	46.7 (detenida)

Tabla n°25: Niveles de Fosfato medidos.
Fuente: propia.

ΔH	Unidad 3 sin purga continua
ΔH_1	1.9

Tabla n°26: Diferencia de alturas.
Fuente: propia.

Para esta Unidad no se obtuvieron datos sobre el pH durante el lapso de tiempo que duró la actividad debido a que el medidor de pH se encontraba averiado, por lo que el valor de caudal que se presenta a continuación es un valor referencial y no se puede asociar con los valores de pH que se desean mantener en el sistema.

Unidad 3 sin purga continua	
No.	Caudal bombeado (l/h)
1	2.51

Tabla n°27: Caudal Unidad 3.
Fuente: propia.

En la tabla n°28 se muestran los valores medidos de nivel de Fosfato en los tanques para cada hora y sus respectivos registros de pH, mientras que en la Tabla 26 se presentan ya calculadas las diferencias de alturas en el nivel del líquido.

Medición	Nivel del tanque (cm)	pH drum de la caldera
1	66.8	9
2	66.8	9.7
3	61.8	9.8
4	53	10.3
5	48.8	12
6	47	13
7	46 (detenida)	13
8	46 (detenida)	12
9	46 (detenida)	11.5
10	46 (detenida)	10

Tabla n°28: Datos Unidad 5 sin purga continua.
Fuente: propia.

ΔH	Unidad 5 sin purga continua
ΔH_1	4.00
ΔH_2	8.80
ΔH_3	4.20
ΔH_4	1.80

Tabla n°29: Diferencia en el nivel de líquido.
Fuente: propia.

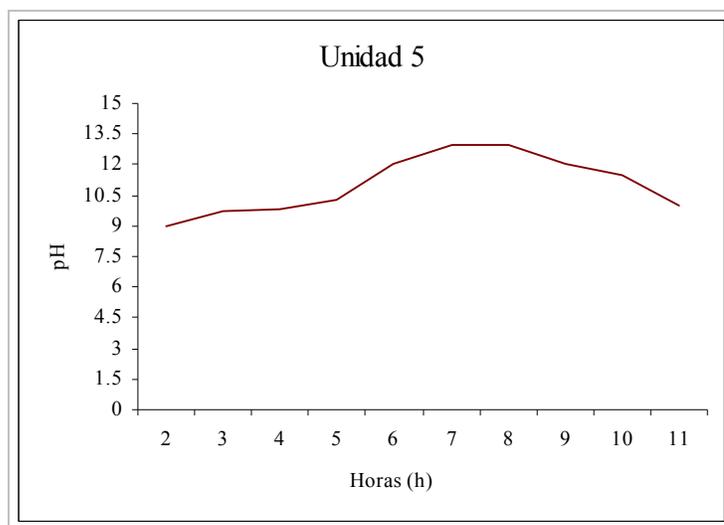


Gráfico n°6. pH del drum de la caldera Vs. Horas, para la Unidad 5 sin purga continua.
Fuente: propia.

En el gráfico n°6 se puede observar que durante aproximadamente 5 horas los valores de pH del drum de la caldera superaron el límite recomendado (9.6-10). Se corroboró en sitio que luego de la primera hora que se mantuvo el valor fuera del rango se detuvo la dosificación con la intención de estabilizar los valores. Por lo antes expuesto los caudales que se obtuvieron corresponden a las primeras cinco horas en que se realizó la actividad. De acuerdo a los resultados obtenidos, que se muestran en la Tabla 24, el segundo caudal registrado resultó bastante alto en comparación con los tres valores restantes y aparentemente no hubo motivos para aumentar la dosificación ya que el valor de pH estaba ya acercándose al límite. En consecuencia este valor será descartado ya que pudo deberse a errores en la medición y no representa un valor confiable. El último valor de caudal que se obtuvo indica que hubo un intento de disminuir el pH reduciendo la dosificación. Se estima que el gasto de Fosfato debe estar por debajo de 13.21 l/h para que no se salga del límite deseado.

Unidad 3 sin purga continua	
No.	Caudal bombeado (l/h)
1	13.21
2	23.25

3	11.10
4	4.76

Tabla n°30: Caudales obtenidos.
Fuente: propia.

Una vez realizada la determinación, de manera experimental, del rango de caudales necesarios para mantener los parámetros de calidad del agua dependientes del Fosfato, para las unidades sin puntos de purga continua; se procedió a efectuar el mismo procedimiento cuando a la Unidad 6 se le colocaron 2 puntos de purga continua. Seguido se presentan los datos recolectados y los resultados obtenidos.

Unidad 6 con dos puntos de purga continua	
Nro de Medición	Nivel de líquido (cm)
1	61.1
2	59
3	57.2
4	55.6
5	54.3
6	54.1

Tabla n°31. Datos para el cálculo del caudal.
Fuente: propia.

ΔH	Unidad 6 con dos puntos de purga continua
ΔH_1	2.1
ΔH_2	1.8
ΔH_3	1.6
ΔH_4	1.3
ΔH_5	0.2

Tabla n°32 Diferencias en el nivel de Fosfato.
Fuente: propia.

En el gráfico n°7 se representan en puntos azules los valores de pH suministrados por el personal de Laboratorio (Tabla n°33) luego de haber recolectado

y analizado 3 muestras del drum de la caldera, en las horas 2, 4 y 6 de acuerdo a relación de tiempo de nuestro estudio. Solo se dispusieron de estos datos de pH ya que los pHímetros pertenecientes a la Unidad 6 se encontraban fuera de servicio, por lo tanto se relacionaron estos valores con los caudales obtenidos durante las 6 horas de actividad. La línea punteada representa la tendencia seguida por el pH durante este lapso de tiempo. También podemos ver que el pH se mantiene dentro de los parámetros sugeridos.

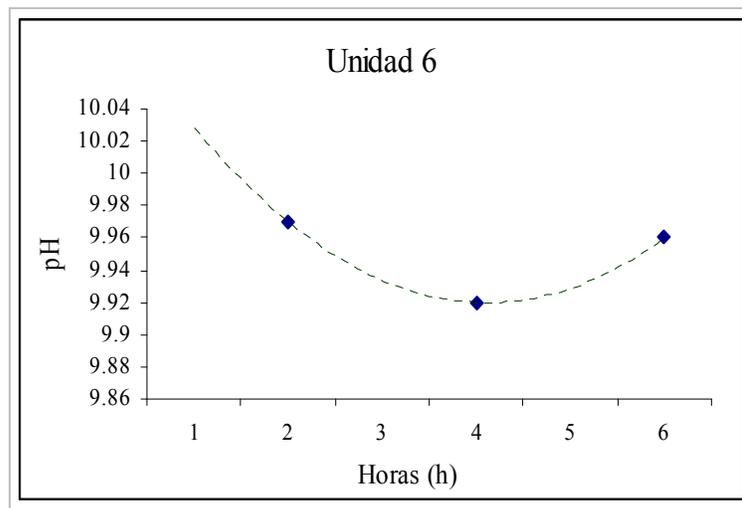


Gráfico n°7. pH del drum de la caldera Vs. Horas, para la Unidad 6 operando con dos puntos de purga continua.

Fuente: propia.

Nro de Medición	pH en caldera	ppm de fosfato en caldera	pH en condensador
1	9.97	16	9.07
2	9.92	21	9.02
3	9.96	23.2	9.06

Tabla n°33: Datos de pH en caldera, ppm de fosfato en caldera y pH en condensador suministrados por el Laboratorio.

Fuente: propia.

En la tabla n°34 se muestran los caudales obtenidos para la Unidad 6 operando en las condiciones antes mencionadas.

Unidad 6 con dos puntos de purga continua	
No.	Caudal Bombeado (l/h)
1	5.36
2	4.59
3	4.08
4	3.32
5	0.51

Tabla n°34: Caudales obtenidos Unidad 6.
Fuente: propia.

7.5 Selección de caudales para la bomba dosificadora de Fosfato

En concordancia con los caudales obtenidos para las unidades trabajando sin y con purga continua se obtuvo que para la Unidad 5, trabajando bajo el primer régimen mencionado, el gasto durante la primera hora de medición fue de 13.21 l/h se correspondió con un nivel de pH de 9 que es un valor permitido. De aquí en adelante el pH se elevo progresivamente hasta que se detuvo la dosificación. Esto nos indica que dosificando este caudal se incremento el pH hasta niveles no deseados, por lo tanto el régimen de dosificación debe ser menor al valor antes mencionado. Por seguridad se tomará este valor y no uno menor, para realizar los cálculos de las bombas dosificadoras de Fosfato, además en caso de que el nivel de pH baje, se sabe ya, que dosificando a esta tasa se lograrán incrementar dichos niveles. Por no poseerse conocimiento de cuanto tiempo se estuvo dosificando para llegar a estos valores de pH se deberá tomar un factor de seguridad al momento de elegir el tamaño de los tanques dosificadores para garantizar la dosificación.

Cuando se mantuvieron los niveles de pH (unidad con dos puntos de purga continua) el máximo caudal dosificado fue de 5.36 l/h y se obtuvo un promedio de 3.57 l/h. Por lo que eligiendo el caudal antes mencionado se garantiza la dosificación.

7.6 Cálculos del Sistema propuesto para la Unidad 4

En la Tabla n° 35 se presentan los datos para calcular el sistema propuesto correspondiente a la Unidad 4.

Long. total de Tubería (m)	Caudal Max (L/h)	Caudal Min. (L/h)	ΔZ (m)	ΔZ (ft)
41	13.21	0.51	24	72.4081

Tabla n°35: Datos unidad 5.
Fuente: propia.

Long. total de Tubería de succión (m)	Long. total de Tubería de descarga (m)
1.65	40.4

Tabla n°36: Continuación datos unidad 5.
Fuente: propia.

Los valores de caudal máximo y mínimo se obtuvieron producto del estudio realizado a los sistemas de Fosfato actualmente instalados en la Planta (Ver Capítulo V)

Accesorios	Cantidad
Codos 90°	10
Uniones	3
Válvula Check	1
Válvula Bola	3
Tees	3
Válvula de Aguja	1

Tabla n°37: Accesorios Sistema Propuesto Unidad 5.
Fuente: Propia.

El número y tipo de accesorios se seleccionó de acuerdo a las particularidades de la propuesta para el sistema de inyección y dosificación que resultó ser la más adecuada de acuerdo a los parámetros, sus características se escogieron luego de un análisis de los requerimientos del sistema donde se evaluó costos, propiedades del fluido de trabajo, condiciones ambientales, presiones, entre otras.

Las presiones en los extremos del sistema (Ver tabla n°38) en términos relativos son las siguientes:

P_2 (Kg _f /cm ²)	P_2 (in H ₂ O @ 20°C)	P_2 (ft H ₂ O @ 20°C)
90	35494.20	2957.85
P_1 (Kg _f /cm ²)	P_2 (in H ₂ O @ 20°C)	P_2 (ft H ₂ O @ 20°C)
0	0	0

Tabla n°38: Conversiones de presión en el extremo del Sistema de fosfato.

Fuente: Propia.

El diámetro de la tubería se escogió de acuerdo a lo establecido en la sección 6.4.2, donde establece que la velocidad mínima del fluido, en caso de ser agua, debe ser de 7 ft/seg. La solución de Fosfato será tratada como agua para los casos específicos que se describan. De acuerdo a esto se seleccionaron tuberías de acero inoxidable de 1/2 de pulgada.

Primero calculamos la velocidad en la tubería para el caudal máximo y el diámetro de tubería escogido, luego verificamos si excede el valor sugerido.

Para una tubería de 1/2 de pulgada (Standard wt steel – Schedule 40 Cameron) el diámetro nominal es 0.622 pulgadas. A partir de este valor tenemos:

$$V = \frac{Q}{A} = \frac{0.4665 \frac{ft^3}{h}}{(\pi(5.1833 * 10^{-2} ft)^2)} = 221.077 \frac{ft}{h} = 0.06141 \frac{ft}{seg}$$

Como se puede ver este valor es menor que 7 ft/seg.

Luego llevamos el caudal a galones US por minuto:

$$Q = 13.21 \frac{l}{h} = 0.1321 \frac{m^3}{h} = 0.4665 \frac{ft^3}{h} = 3.4897 \frac{galUS}{h}$$

$$Q = 0.058161 \frac{galUS}{mi n}$$

Se procede ahora a calcular las pérdidas por fricción en las tuberías. Debido a que en las tablas usadas como referencia (Cameron) para estos cálculos no se encuentran datos asociados a este valor de caudal se resolvió aplicar las ecuaciones de Semejanza para hallar dichas pérdidas.

Comencemos por hallar las pérdidas en la tubería de succión del sistema.

Para un sistema: $\Delta P \propto \rho \frac{L}{D^5} Q^2$

Entonces, $\Delta P_1 = 0.74 \text{ ft}$ por cada 100 ft de tubería del Cameron

$$Q_1 = 0.7 \frac{\text{galUs}}{\text{mi n}}$$

$$L_1 = 1.65 \text{ m} = 5.412 \text{ ft} = L_2$$

$$D_1 = D_2$$

$$\rho_1 = \rho_2$$

Donde, L_1 : Longitud de la tubería de succión para el caudal 1

L_2 : Longitud de la tubería de succión para el caudal 2

D_1 : Diámetro de la tubería para el caudal 1

D_2 : Diámetro de la tubería para el caudal 2

ρ_1 : Densidad del fluido para el caudal 1

ρ_2 : Densidad del fluido para el caudal 2

Para luego tener, $\Delta P_2 = \left(\frac{Q_2}{Q_1} \right)^2 \Delta P_1$

$$\Delta P_2 = \left(\frac{0.058161 \frac{\text{gal}}{\text{mi n}}}{0.70 \frac{\text{gal}}{\text{mi n}}} \right)^2 * 0.74 \text{ ft} = 0.06148 \text{ ft} \text{ por cada } 100 \text{ ft de tubería}$$

$$\Delta P_2 = 5.412 \text{ ft} * \frac{0.06148 \text{ ft}}{100 \text{ ft}} = 0.0033275 \text{ ft}$$

Ahora calculamos las pérdidas debido a los accesorios:

Para calcularlas usamos la ecuación de Darcy-Weisbach

$$h_f = K \frac{V^2}{2g}$$

En la succión tenemos 6 codos de 90°:

Tenemos valores de K para un diámetro de 1/2":

$$K = 0.81$$

$$h_{f1} = 0.81 * \frac{(0.06141 \frac{ft}{seg})^2}{2 * 32.17 \frac{ft}{seg^2}} = 4.74769 * 10^{-5} ft * 6 = 2.848 * 10^{-4} ft$$

Para 1 Válvula de bola se tiene:

$$K = 0.08$$

$$h_{f2} = 2.45 * 10^{-4} ft$$

Sumando nos queda:

$$h_{fas} = h_{f1} + h_{f2} = 5.2986 * 10^{-4} ft$$

Mientras que las pérdidas totales en la succión serian:

$$h_{fr} = h_{fas} + \Delta P_2 = (5.2986 * 10^{-4} + 0.0033275) ft = 3.857 * 10^{-3} ft$$

Procedemos ahora a calcular las pérdidas en la línea de descarga. Aplicando de nuevo las Leyes de Semejanza obtenemos las pérdidas por fricción en la tubería.

$$\Delta P_3 = \frac{0.06148 ft}{100 ft} * 40.4 m * \frac{3.28 ft}{1 m} = 0.8147 ft$$

Ahora hallamos las pérdidas debido a los accesorios en la descarga:

En la descarga tenemos 6 codos de 90°:

$$K = 0,81$$

$$h_{f3} = 0.81 * \frac{(0.06141 \frac{ft}{seg})^2}{2 * 32.17 \frac{ft}{seg^2}} = 4.74769 * 10^{-5} ft * 6 = 2.848 * 10^{-4} ft$$

Se tiene una válvula check (Swing 40-100 CAMERON)

$$K = 2,7 \quad h_{f4} = 8,27 * 10^{-3} ft$$

Para la salida bajo el nivel de aguas en el punto 2:

$$K = 1 \quad h_{f5} = 3,0639 * 10^{-3} ft$$

En la descarga tenemos 2 Tees con flujo a través del brazo de intercepción:

$$K = 1,62 \quad h_6 = 9,927 * 10^{-3} ft$$

Se tienen 3 válvulas de bola.

$$K = 0,08 \quad h_{f7} = 7.35 * 10^{-4} ft$$

Las pérdidas totales en la tubería de descarga son:

$$h_{Td} = h_{f3} + h_{f4} + h_{f5} + h_{f6} + h_{f7} + \Delta P_3 = 0.83698 ft$$

Finalmente, aplicando la ecuación de Bernoulli, nos queda que la altura total del sistema es:

$$H = 24m + \frac{900000 \frac{Kg_f}{m^2}}{99667107 \frac{Kg_f}{m^3}} + \left(\frac{\left(0.06141 \frac{m}{seg} \right)^2}{2 * 9.8 \frac{m}{seg^2}} \right) + 0.001176m + 0.2551m = 927.262m = 3041.421ft$$

7.7 Selección de las bombas dosificadoras de Hidracina y Fosfato

Los parámetros de mayor influencia para la selección de una bomba de desplazamiento positivo, en este caso una bomba dosificadora, son la altura dinámica del sistema y el caudal que se requiere que esta maneje. En cuanto a la altura dinámica se puede observar en los cálculos que ésta es mucho mayor que la altura estática (ΔZ). También se tomo en cuenta la velocidad recomendada en la tubería (7ft/seg).

A continuación se presentan los resultados de aplicar el procedimiento anterior a las Unidades 3, 5 y 6, tanto para las bombas dosificadoras de hidracina como de Fosfato.

Unidad	Altura y Caudal Hidracina (Q,H)	Altura y Caudal Fosfato (Q,H)
3	14.39 l/h, 209.233 m	13.21 l/h, 924.402 m
4	14.39 l/h, 208.69 m	13.21 l/h, 927.262 m
5	14.39 l/h, 208.234 m	13.21 l/h, 926.367 m
6	14.39 l/h, 208.81 m	13.21 l/h, 928.523 m

Tabla n°39. Resultados alturas de las bombas y sus respectivos caudales.
Fuente: Propia.

7.8 Selección del contenedor de seguridad (Pit de Contención)

El contenedor de seguridad en caso de derrame de los productos químicos o pit de contención de manera que tenga una capacidad de 1.5 veces el volumen de líquido capaz de contener de ambos tanques, el de Fosfato y el de Hidracina. De esta forma el pit de contención deberá poder almacenar una cantidad de 700 litros de

modo de evitar accidentes en caso de derrame. Por lo tanto el pit de contención deberá tener al menos una capacidad de 1050 litros.

Con esto en mente y considerando la disposición de los tanques dosificadores y de las bombas, se calcularon las dimensiones del pit, obteniéndose los siguientes resultados:

- Ancho de base de tanques dosificadores (A_t): 0.20 metros
- Largo de base de tanques dosificadores (L_t): 0.70 metros.
- Alto de bases de tanques dosificadores (H_t): 0.30 metros
- Ancho de base de bombas dosificadoras (A_b): 0.40 metros.
- Largo de base de bombas dosificadoras (L_b): 0.40 metros.
- Alto de base de bombas dosificadoras (H_b): 0.30 metros.
- Ancho pit de contención (A_p): 2.00 metros.
- Largo pit de contención (L_p): 1.68 metros
- Alto de base de pit de contención (H_p): 0.48 metros.

$$\text{Vol. pit de contención (m}^3\text{)} = (H_p * A_p * L_p) - (H_t * A_t * L_t) * 4 - (H_b * A_b * L_b) * 2$$

$$\text{Vol. pit de contención} = 1.3488 \text{ m}^3 = 1348.8 \text{ litros}$$

El volumen del pit es mayor que lo estipulado, por lo tanto cumplirá satisfactoriamente su función. Se obtuvo este resultado debido a otras consideraciones de diseño como espacio entre los tanques dosificadores y espacio entre bombas dosificadores.

7.9 Determinación de la capacidad de los tanques dosificadores de Hidracina

La capacidad de los tanques dosificadores de Hidracina se determinó considerando cuando la dosificación fue máxima, durante el transcurso de tiempo que duraron las mediciones de los caudales manejados por las bombas. Se escogió este caudal ya que en caso de que se presente esta situación en el sistema que aquí se propone, el tanque dosificador debe tener la capacidad suficiente para dosificar a la

unidad correspondiente el tiempo necesario para restituir los valores adecuados sin riesgo de vaciarse el tanque. De esta manera, cuando solo se desea mantener los parámetros en los niveles requeridos, la capacidad del tanque será suficiente y permitirá dosificar por más tiempo sin que el operador tenga que intervenir en el proceso.

El caudal que resultó más elevado fue 14.39 l/h, y como ya se dijo en la sección 7.1.1 el caudal promedio fue 11.1 l/h por un periodo de 9 horas aproximadamente. Como ya se dijo se tomara el primer caudal para realizar el calculo. Se supondrá que se dosificaría durante 12 horas continuas este caudal, tomando un factor de seguridad de 30 % en cuanto al tiempo que deben funcionar las dosificadoras para recuperar los niveles. Abajo se detalla el cálculo.

$$\text{Volumen a dosificar} = 14.39 \frac{l}{h} * 12 \text{ h} = 172.68 \text{ litros}$$

El promedio de gasto para las bombas dosificadoras de Hidracina cuando se mantuvieron los valores correctos de conductividad en el condensado fue de 4.57 l/h. Por lo tanto si se quiere dosificar la sustancia con este régimen durante 36 horas continuas el volumen que debe tener el tanque sería:

$$\text{Volumen requerido} = 4.57 \frac{l}{h} * 36 \text{ h} = 164.53 \text{ litros}$$

Esto nos indica que el tanque proyectado con 173 litros es suficiente para satisfacer esta demanda. La experiencia recogida en Planta por parte del personal del Laboratorio nos dice que es muy poco probable que las bombas dosificadoras permanezcan encendidas por este lapso de tiempo, sin afectar seriamente los parámetros medidos. Por lo tanto un tanque con la capacidad antes mencionada cumpliría con los requerimientos en caso de situaciones desfavorables y en el caso

que se dosifique bajo condiciones normales permitiría cumplir el propósito de reducir el tiempo de exposición al producto químico.

Debido a que en Sistema propuesto se estipula que se utilice un tanque para dosificar a dos unidades simultáneamente:

$$\text{Volumen requerido para dosificar a 2 unidades} = 173 \text{ l} * 2 = 346 \text{ litros}$$

7.10 Determinación de la capacidad de los tanques dosificadores de Fosfato

De la misma manera que para tanques dosificadores de Hidracina, la capacidad de los tanques dosificadores de Fosfato se determinó considerando la dosificación de la máxima cantidad de la sustancia, durante el transcurso de tiempo que duraron las mediciones de los caudales manejados por las bombas. Se escogió este caudal ya que en caso de que se presente esta situación en el sistema que aquí se propone, el tanque dosificador debe tener la capacidad suficiente para dosificar a la unidad correspondiente el tiempo necesario para restituir los valores adecuados sin riesgo de vaciarse el tanque. De esta manera, cuando solo se desea mantener los parámetros en los niveles requeridos, la capacidad del tanque será suficiente y permitirá dosificar por más tiempo sin que el operador tenga que intervenir en el proceso.

Como se dijo en la sección 7.5 se desconoce que tiempo se estuvo dosificando para llevar los valores fuera del límite (en el caso de la Unidad 5 sin purga continua) pero se sabe que durante un periodo de aproximadamente 4 horas se dosificó un promedio de 9.69 l/h, obteniéndose en este lapso un máximo de 13.21 l/h. A los efectos de diseñar el tanque dosificador con márgenes de seguridad aceptables se planteo la hipótesis de que esta situación tuviera 9 horas en proceso, y en base a este escenario desfavorable calcular el volumen requerido del tanque.

$$\text{Volumen a dosificar} = 13.21 \frac{\text{l}}{\text{h}} * 9 \text{ h} = 118.89 \text{ litros}$$

El promedio de gasto para las bombas dosificadoras de Fosfato cuando se mantuvieron los valores correctos de pH en la caldera fue de 3.57 l/h. Por lo tanto si se quiere dosificar la sustancia con este régimen durante 36 horas continuas el volumen que debe tener el tanque sería:

$$\text{Volumen requerido estimado} = 3.57 \frac{l}{h} * 36 \text{ h} = 128.52 \text{ litros}$$

Según este resultado si se quiere dosificar para mantener los parámetros normales durante este periodo de tiempo la capacidad del tanque debe ser de aproximadamente de 130 l. como se dijo en la sección anterior la experiencia acumulada en Planta por parte del personal del Laboratorio nos dice que es muy poco probable que las bombas dosificadoras permanezcan encendidas por este lapso de tiempo, sin afectar seriamente los parámetros medidos. Por lo tanto un tanque con la capacidad antes mencionada cumpliría con los requerimientos en caso de situaciones desfavorables y en el caso que se dosifique bajo condiciones normales y permitiría cumplir el propósito de reducir el tiempo de exposición al producto químico.

Debido a que en Sistema propuesto se estipula que se utilice un tanque para dosificar a dos unidades simultáneamente:

$$\text{Volumen requerido para dosificar a 2 unidades} = 130 \text{ l} * 2 = 260 \text{ litros}$$

Se eligieron tanques dosificadores de 350 litros cada uno, pensando en que ambos tanques (Hidracina y Fosfato) sean iguales, por motivos de practicidad en la construcción.

7.11 Cálculo del Consumo Específico de Combustible (Heat Rate)

Para realizar el cálculo del consumo específico de combustible se dispuso de una cantidad de valores de parámetros registrados en Planta, como lo son: Poder Calorífico del Gas y del Fuel Oil, Consumo de Gas y de Fuel Oil, Generación Neta y Generación Bruta. Dichos valores fueron recolectados durante un periodo de aproximadamente un mes antes de efectuarse un lavado químico en la Unidad 9 de Ampliación Tocoa y de igual manera se obtuvieron los valores mencionados para un lapso de tiempo de un mes luego de este lavado.

En la Tabla n° 40 se presentan estos datos para cada día del mes de Enero, Febrero y Marzo de 2008.

$$\text{Consumo Específico de Gas} \left(\frac{\text{ft}^3}{\text{KWh}} \right) = \frac{\text{Consumo de Gas} (\text{m}^3)}{\text{Generación Bruta} (\text{KWh})} * 35.315$$

$$\text{Consumo Específico de Fuel Oil} \left(\frac{\text{lb}}{\text{KWh}} \right) = \frac{\text{Consumo de Fuel Oil} (\text{Kg})}{\text{Generación Bruta} (\text{KWh})} * 2.2046$$

$$\text{H.R. Bruto} \left(\frac{\text{BTU}}{\text{KWh}} \right) = P.C. \text{ Gas} * \text{Cons.Espec.Gas} + P.C. \text{ Fuel Oil} * \text{Cons.Espec.Fuel Oil}$$

$$\text{Heat Rate Neto} \left(\frac{\text{BTU}}{\text{KWh}} \right) = \frac{\text{Heat Rate Bruto} \left(\frac{\text{BTU}}{\text{KWh}} \right) * \text{Generación Bruta} (\text{KWh})}{\text{Generación Neta} (\text{KWh})}$$

CGJSB 9							
FECHA	POD.CALOR GAS (BTU/ft3)	GRAV.ESPEC. GAS	POD.CALOR FUEL OIL (BTU/Kg)	GENERACION BRUTA (KWh)	GENERACION NETA (KWh)	CONS.FUEL OIL (Kg)	CONS GAS (m ³)
	988,07	0,67	18.329,00	4.050.000,00	3.853.700,00	-	1.349.151,50
39479	986,57	0,67	18.329,00	5.570.000,00	5.353.600,00	235.720,24	1.405.388,82
39508	988,87	0,67	18.329,00	5.370.000,00	5.165.300,00	94.678,30	1.325.475,67
39539	987,74	0,67	18.329,00	5.400.000,00	5.193.500,00	139.801,75	1.323.171,44
39569	987,39	0,67	18.329,00	5.430.000,00	5.225.600,00	87.471,83	1.364.836,57
39600	997,67	0,67	18.329,00	5.360.000,00	5.155.300,00	49.394,34	1.555.677,56

39630	998,55	0,67	18.329,00	8.020.000,00	7.774.000,00	526.464,00	1.726.954,81
39661	1.000,30	0,68	18.329,00	7.200.000,00	6.964.600,00	307.884,83	1.813.954,59
39692	1002,75	0,68	18.329,00	6.850.000,00	6.591.800,00	353.880,53	1.714.401,46
39722	1.007,84	0,68	18.329,00	7.570.000,00	7.333.000,00	356.774,64	1.843.900,85
39753	1.003,36	0,67	18.329,00	8.630.000,00	8.371.500,00	194.275,17	2.340.917,35
39783	992,03	0,67	18.329,00	9.060.000,00	8.800.300,00	191.136,04	2.482.986,66
13/01/2008	1.004,92	0,68	18.329,00	8.700.000,00	8.450.600,00	69.821,81	2.509.130,09
14/01/2008	992,01	0,67	18.329,00	9.340.000,00	9.068.200,00	200.729,27	2.461.442,56
15/01/2008	990,57	0,67	18.329,00	8.670.000,00	8.412.300,00	381.230,64	2.197.548,65
16/01/2008	996,04	0,67	18.329,00	8.750.000,00	8.488.000,00	352.172,07	2.146.110,73
17/01/2008	996,27	0,67	18.345,00	7.480.000,00	7.238.400,00	289.391,63	1.955.533,03
18/01/2008	1.003,52	0,68	18.345,00	7.910.000,00	7.660.100,00	130.226,95	2.262.125,44
19/01/2008	999,30	0,67	18.345,00	7.180.000,00	6.945.000,00	295.174,12	1.785.117,65
20/01/2008	1.009,22	0,68	18.345,00	7.470.000,00	7.232.900,00	288.926,58	1.945.283,43
21/01/2008	1.013,00	0,68	18.345,00	7.050.000,00	6.808.800,00	321.563,18	1.800.747,14
22/01/2008	1.014,84	0,68	18.345,00	7.760.000,00	7.505.200,00	571.600,77	1.708.810,42
23/01/2008	1.016,70	0,68	18.345,00	7.930.000,00	7.687.600,00	651.860,04	1.545.302,68
24/01/2008	1.010,51	0,68	18.345,00	7.620.000,00	7.371.800,00	363.526,57	2.023.371,24
25/01/2008	1.004,54	0,68	18.345,00	7.690.000,00	7.430.500,00	-	2.292.374,33
26/01/2008	1.015,71	0,68	18.345,00	6.390.000,00	6.177.200,00	371.188,84	1.517.346,65
27/01/2008	1.010,08	0,68	18.345,00	5.280.000,00	5.077.300,00	19.572,89	1.674.039,96
28/01/2008	995,01	0,67	18.337,00	7.550.000,00	7.304.600,00	298.357,42	1.967.599,24
29/01/2008	996,07	0,67	18.337,00	7.260.000,00	7.023.300,00	210.152,24	1.855.033,28
30/01/2008	1.003,08	0,67	18.337,00	7.010.000,00	6.777.400,00	248.076,23	1.848.044,10
31/01/2008	1.013,03	0,68	18.337,00	6.240.000,00	6.016.800,00	-	1.953.379,77
39449	1.011,37	0,68	18.337,00	4.280.000,00	4.081.400,00	-	1.414.923,86
39480	1.000,79	0,68	18.337,00	5.560.000,00	5.343.900,00	-	1.810.470,13
39509	1.015,91	0,68	18.337,00	4.870.000,00	4.664.200,00	-	1.429.150,85
39540	1.012,11	0,68	18.337,00	4.980.000,00	4.783.500,00	-	1.470.970,76
39570	1.012,16	0,68	18.337,00	5.600.000,00	5.394.700,00	-	1.568.523,52
39601	999,01	0,67	18.337,00	7.890.000,00	7.643.600,00	527.392,49	1.620.689,67
39631	1.004,43	0,67	18.337,00	7.720.000,00	7.471.400,00	733.943,66	1.373.134,14
39662	1.008,06	0,67	18.337,00	8.220.000,00	7.963.800,00	788.436,17	1.409.945,24
39693	1.009,22	0,68	18.337,00	4.860.000,00	4.662.200,00	26.640,72	1.509.497,63
39723	1.007,88	0,68	18.337,00	7.810.000,00	7.568.600,00	-	2.468.739,71
39754	995,37	0,67	18.337,00	8.760.000,00	8.495.600,00	424.007,41	2.129.034,37
39784	1.000,93	0,68	18.337,00	7.560.000,00	7.410.700,00	645.523,67	1.452.196,92
13/02/2008	1.007,88	0,68	18.337,00	7.340.000,00	7.001.400,00	974.175,38	1.011.874,55
14/02/2008	1.002,99	0,68	18.337,00	7.510.000,00	7.270.800,00	988.046,49	1.007.797,41
15/02/2008	1.002,32	0,68	18.337,00	6.950.000,00	6.707.800,00	674.731,34	1.203.629,88
16/02/2008	1.000,61	0,68	18.337,00	-	-	-	-
17/02/2008	999,98	0,67	18.337,00	-	-	-	-

18/02/2008	997,58	0,67	18.337,00	-	-	-	-
19/02/2008	1.000,65	0,67	18.337,00	-	-	-	-
20/02/2008	1.003,65	0,67	18.337,00	-	-	-	-
21/02/2008	999,83	0,68	18.337,00	-	-	-	-
22/02/2008	1.013,96	0,68	18.337,00	-	-	-	-
23/02/2008	1.016,48	0,68	18.337,00	-	-	-	-
24/02/2008	1.016,49	0,68	18.337,00	-	-	-	-
25/02/2008	999,51	0,68	18.337,00	-	-	-	-
26/02/2008	998,55	0,68	18.337,00	-	-	-	-
27/02/2008	995,08	0,67	18.337,00	-	-	-	-
28/02/2008	1.007,66	0,68	18.337,00	-	-	-	-
29/02/2008	994,50	0,67	18.337,00	-	-	-	-
39450	993,05	0,67	18.337,00	-	-	-	-
39481	993,75	0,67	18.337,00	-	-	-	-
39510	992,39	0,67	18.337,00	-	-	-	-
39541	1.006,67	0,68	18.337,00	-	-	-	-
39571	1.009,89	0,68	18.337,00	-	-	-	-
39602	1.010,87	0,68	18.337,00	-	-	-	-
39632	1.018,14	0,68	18.337,00	-	-	-	-
39663	1.018,35	0,68	18.337,00	-	-	-	-
39694	1.010,75	0,68	18.337,00	-	-	-	-
39724	1.010,71	0,68	18.337,00	-	-	-	-
39755	1.005,20	0,68	18.337,00	-	-	-	-
39785	1.007,89	0,68	18.337,00	-	-	-	-
13/03/2008	1.014,09	0,68	18.290,00	-	-	-	-
14/03/2008	1.010,67	0,68	18.290,00	-	-	-	-
15/03/2008	1.009,65	0,68	18.290,00	1.370.000,00	1.156.980,00	-	546.678,88
16/03/2008	1.008,75	0,68	18.290,00	3.010.000,00	2.712.200,00	-	1.074.208,99
17/03/2008	1.009,73	0,68	18.290,00	3.240.000,00	2.943.700,00	-	1.109.107,48
18/03/2008	1.003,23	0,67	18.290,00	3.030.000,00	2.734.600,00	-	1.053.600,98
19/03/2008	1.010,18	0,68	18.290,00	4.980.000,00	4.613.500,00	416.543,38	1.099.613,40
20/03/2008	1.013,19	0,68	18.290,00	-	-	-	1.271,83
21/03/2008	1.009,00	0,68	18.290,00				
22/03/2008	1.012,95	0,69	18.290,00				
23/03/2008	1.013,68	0,69	18.290,00				
24/03/2008	1.016,18	0,69	18.290,00				
25/03/2008	1.006,51	0,68	18.290,00				
26/03/2008	1.009,62	0,68	18.290,00				
27/03/2008	1.005,89	0,68	18.290,00				
28/03/2008	1.006,22	0,68	18.290,00				
29/03/2008	1.008,71	0,68	18.290,00				
30/03/2008	1.008,61	0,68	18.290,00				

LAVADO
QUIMICO

31/03/2008	1.007,54	0,68	18.290,00				
39451	1.001,82	0,68	18.290,00				
39482	1.001,52	0,68	18.290,00				
39511	1.005,01	0,68	18.290,00	500.000,00	378.780,00	-	227.601,52
39542	1.001,67	0,67	18.302,00	7.080.000,00	6.729.500,00	-	1.962.324,56
39572	1.004,73	0,68	18.302,00	8.320.000,00	8.088.900,00	-	2.248.211,85
39603	989,94	0,67	18.302,00	8.430.000,00	8.197.500,00	-	2.135.033,11
39633	988,45	0,67	18.302,00	8.820.000,00	8.565.500,00	42.665,50	2.293.850,94
39664	990,33	0,67	18.302,00	9.020.000,00	8.757.600,00	582.623,11	1.896.462,73
39695	992,22	0,67	18.302,00	7.420.000,00	7.152.900,00	632.039,45	1.420.724,99
39725	995,68	0,67	18.302,00	7.540.000,00	7.313.500,00	1.042.709,02	910.794,15
39756	995,27	0,67	18.302,00	5.690.000,00	5.457.000,00	1.136.260,22	858.435,04
39786	992,70	0,67	18.302,00	7.120.000,00	6.916.300,00	54.674,19	1.556.413,80
13/04/2008	992,89	0,67	18.308,00	5.910.000,00	5.754.600,00	-	1.842.909,41
14/04/2008	991,06	0,67	18.308,00	7.560.000,00	7.269.400,00	485.792,67	1.526.077,10
15/04/2008	999,69	0,67	18.308,00	8.230.000,00	7.974.100,00	582.212,21	1.706.011,57
16/04/2008	1.006,63	0,68	18.308,00	8.280.000,00	7.970.100,00	406.551,73	1.917.226,23
17/04/2008	995,12	0,67	18.308,00	8.050.000,00	7.842.300,00	449.513,92	1.857.184,04
18/04/2008	996,21	0,67	18.308,00	9.290.000,00	9.016.500,00	774.211,56	1.780.269,63
19/04/2008	998,98	0,67	18.308,00	9.150.000,00	8.889.200,00	261.998,32	2.452.477,88
20/04/2008	1.000,34	0,67	18.308,00	9.160.000,00	8.898.100,00	14.260,88	2.678.693,56
21/04/2008	999,96	0,67	18.308,00	9.270.000,00	8.981.200,00	621.476,24	1.941.684,94
22/04/2008	998,53	0,67	18.308,00	8.430.000,00	8.155.500,00	1.135.756,97	1.195.291,73
23/04/2008	1.007,59	0,68	18.315,00	8.080.000,00	7.816.800,00	1.160.920,02	1.095.300,58
24/04/2008	1.002,07	0,67	18.315,00	6.990.000,00	6.753.600,00	964.729,69	1.020.575,37
25/04/2008	1.006,03	0,67	18.315,00	7.480.000,00	7.233.400,00	1.047.662,45	1.050.409,59
26/04/2008	1.004,42	0,67	18.315,00	420.000,00	316.220,00	37.217,53	65.133,05
27/04/2008	1.004,56	0,67	18.315,00	-	-	-	-
28/04/2008	1.007,46	0,68	18.315,00	-	-	-	-
29/04/2008	1.014,48	0,67	18.315,00	-	-	-	-

Tabla n°40. Datos para cálculo de Heat Rate Ampliación Tocoa Unidad 9.

A Continuación en la Tabla n° 41 presentan los resultados del cálculo del Heat Rate Bruto, Heat Rate Neto, Consumo Específico de Gas y Consumo Específico de Fuel Oil.

FECHA	Cons. Espec. Gas (ft3/KWh)	Cons. Espec. Comb (Kg/KWh)	Heat Reat Bruto (BTU/KWh)	Heat Rate Neto (BTU/KWh)
01/01/2008	11,76	-	11623,81	12215,90
02/01/2008	8,91	0,04	10500,79	10925,25

03/01/2008	8,72	0,02	9332,14	9701,97
04/01/2008	8,65	0,03	9593,27	9974,71
05/01/2008	8,88	0,02	9415,39	9783,68
06/01/2008	10,25	0,01	10598,17	11018,99
07/01/2008	7,60	0,07	10245,89	10570,11
08/01/2008	8,90	0,04	10627,72	10986,94
09/01/2008	8,84	0,05	10950,34	11379,26
10/01/2008	8,60	0,05	10573,85	10915,59
11/01/2008	9,58	0,02	10521,07	10845,95
12/01/2008	9,68	0,02	10453,70	10762,19
13/01/2008	10,18	0,01	10559,36	10871,00
14/01/2008	9,31	0,02	10100,82	10403,57
15/01/2008	8,95	0,04	10643,47	10969,52
16/01/2008	8,66	0,04	10253,70	10570,20
17/01/2008	9,23	0,04	10762,77	11122,01
18/01/2008	10,10	0,02	10800,79	11153,16
19/01/2008	8,78	0,04	10436,59	10789,73
20/01/2008	9,20	0,04	10845,48	11201,00
21/01/2008	9,02	0,05	10982,23	11371,28
22/01/2008	7,78	0,07	10871,05	11240,12
23/01/2008	6,88	0,08	10321,18	10646,62
24/01/2008	9,38	0,05	11405,26	11789,26
25/01/2008	10,53	-	10575,03	10944,35
26/01/2008	8,39	0,06	10866,78	11241,13
27/01/2008	11,20	0,00	11459,41	11916,90
28/01/2008	9,20	0,04	10754,95	11116,26
29/01/2008	9,02	0,03	10158,14	10500,49
30/01/2008	9,31	0,04	10769,31	11138,91
31/01/2008	11,05	-	11199,01	11614,45
01/02/2008	11,67	-	11807,41	12381,95
02/02/2008	11,50	-	11508,39	11973,78
03/02/2008	10,36	-	10528,33	10992,87
04/02/2008	10,43	-	10557,41	10991,10
05/02/2008	9,89	-	10011,69	10392,69
06/02/2008	7,25	0,07	9949,04	10269,76
07/02/2008	6,28	0,10	10152,48	10490,29
08/02/2008	6,06	0,10	9983,77	10304,95
09/02/2008	10,97	0,01	11291,33	11770,38
10/02/2008	11,16	-	11250,92	11609,77
11/02/2008	8,58	0,05	10499,89	10826,67
12/02/2008	6,78	0,09	10241,75	10448,09
13/02/2008	4,87	0,13	10272,18	10768,97
14/02/2008	4,74	0,13	10071,83	10403,18
15/02/2008	6,12	0,10	10054,86	10417,91

15/03/2008	14,09	-	14227,80	16847,38
16/03/2008	12,60	-	12713,38	14109,31
17/03/2008	12,09	-	12206,44	13435,09
18/03/2008	12,28	-	12319,39	13650,17
19/03/2008	7,80	0,08	11249,78	12143,47
20/03/2008	LAVADO QUÍMICO			
21/03/2008				
22/03/2008				
23/03/2008				
24/03/2008				
25/03/2008				
26/03/2008				
27/03/2008				
28/03/2008				
29/03/2008				
30/03/2008				
31/03/2008				
01/04/2008				
02/04/2008				
03/04/2008	16,08	-	16155,88	21326,21
04/04/2008	9,79	-	9804,32	10314,97
05/04/2008	9,54	-	9587,79	9861,71
06/04/2008	8,94	-	8854,03	9105,15
07/04/2008	9,18	0,00	9273,52	9549,06
08/04/2008	7,42	0,06	9959,38	10257,79
09/04/2008	6,76	0,09	10146,13	10525,00
10/04/2008	4,27	0,14	9827,29	10131,64
11/04/2008	5,33	0,20	13360,10	13930,55
12/04/2008	7,72	0,01	7973,18	8208,01
13/04/2008	11,01	-	-	-
14/04/2008	7,13	0,06	9658,57	10044,68
15/04/2008	7,32	0,07	10173,51	10499,99
16/04/2008	8,18	0,05	10213,10	10610,21
17/04/2008	8,15	0,06	10361,39	10635,81
18/04/2008	6,77	0,08	10105,52	10412,06
19/04/2008	9,47	0,03	10611,47	10922,80
20/04/2008	10,33	0,00	10393,55	10699,47
21/04/2008	7,40	0,07	10102,63	10427,50
22/04/2008	5,01	0,13	10437,85	10789,17
23/04/2008	4,79	0,14	10624,89	10982,64
24/04/2008	5,16	0,14	10739,55	11115,48
25/04/2008	4,96	0,14	10644,49	11007,38
26/04/2008	5,48	0,09	9078,76	12058,31
27/04/2008	-	-	-	-

28/04/2008	-	-	-	-
29/04/2008	-	-	-	-

Tabla n° 41. Resultados Cálculo del Heat Rate Bruto y Neto.

Con el propósito de estudiar como varió el Heat Rate al efectuarse el Lavado químico se promedió el Heat Rate Neto antes y después de dicho procedimiento. Obteniéndose como resultado lo expuesto en la Tabla n° 42.

Heat Reat Neto Promedio antes Lavado (BTU/KWh)	Heat Reat Neto Promedio después Lavado (BTU/KWh)
11253,10	11018,07

Tabla n° 42. Resultados Heat Rate Neto antes y después del lavado químico.

7.1.2 Cálculo de la tasa equivalente de salida forzada (EFOR)

Para el cálculo de la tasa equivalente de salida forzada su utilizo la formula antes descrita:

$$EFOR = \frac{(FOH + EFDH)}{(SH + FOH + EFDHRS)} * 100$$

Cálculo tipo Unidad 3

$$FOH = 0 \text{ Horas}$$

$$EFDH = \frac{7655.74MWHr}{55MW} = 139.20 \text{ Horas}$$

$$SH = (720 - 0 - 0 - 102.93) \text{ Horas} = 617.07 \text{ Horas}$$

$$EFDHRS = \frac{0MWHr}{55MW} = 0 \text{ Horas}$$

$$EFOR = \left(\frac{(0 + 139.20)Hr}{(617.07 + 0 + 0)Hr} \right) \times 100 = 22.56\%$$

Estos datos fueron tomados de la tabla de valores antes expuesta correspondiente al mes de abril de 2006.

Cálculo tipo Unidad 4

$$FOH = 178.8 \text{ Horas}$$

$$EFDH = \frac{0 \text{ MWhr}}{55 \text{ MW}} = 0 \text{ Horas}$$

$$SH = (720 - 178.80 - 0 - 0) = 541.20 \text{ Horas.}$$

$$EFDHRS = \frac{0 \text{ MWhr}}{55 \text{ MW}} = 0 \text{ Horas}$$

$$EFOR = \left(\frac{(178.8 + 0) \text{ Hr}}{(541.20 + 178.8 + 0) \text{ Hr}} \right) \times 100 = 24.83\%$$

Estos datos fueron tomados de la tabla de valores antes expuesta correspondiente al mes de abril de 2006.

Cálculo tipo Unidad 5

$$FOH = 85.85 \text{ Horas}$$

$$EFDH = \frac{0 \text{ MWhr}}{65 \text{ MW}} = 0 \text{ Horas}$$

$$SH = (744 - 85.85 - 0 - 0) = 658.15 \text{ Horas}$$

$$EFDHRS = \frac{15134.99 \text{ MWhr}}{65 \text{ MW}} = 232.85 \text{ Horas}$$

$$EFOR = \left(\frac{(85.85 + 0) \text{ Hr}}{(658.15 + 85.85 + 232.85) \text{ Hr}} \right) \times 100 = 8.79\%$$

Estos datos fueron tomados de la tabla de valores antes expuesta correspondiente al mes de agosto de 2006.

Cálculo tipo Unidad 6

$$FOH = 0 \text{ Horas}$$

$$EFDH = \frac{23716.14 \text{ MWhr}}{65 \text{ MW}} = 365.63 \text{ Horas}$$

$$SH = (720 - 0 - 0 - 86.35) \text{ Horas} = 633.65 \text{ Horas}$$

$$EFDHRS = \frac{0 \text{ MWhr}}{65 \text{ MW}} = 0 \text{ MW}$$

$$EFOR = \left(\frac{(0 + 365.63) \text{ Horas}}{(633.65 + 0 + 0) \text{ Horas}} \right) \times 100 = 57.70\%$$

Estos datos fueron tomados de la tabla de valores antes expuesta correspondiente al mes de septiembre de 2006.

7.12.1 Datos para el cálculo de la tasa equivalente de salida forzada EFOR

Para el cálculo de la tasa equivalente de salida forzada se recopilaron los valores de parámetros necesarios para la realización de este análisis. Estos parámetros son las horas en parada forzada, horas en parada programada, horas en reserva fría, MWhr Limitados en Operación, MWhr limitados en Programado, la generación neta, horas equivalentes limitados en Operación, horas equivalente limitadas programado y las horas en servicio en el mes. La definición de estos indicadores fue dada en el Capítulo IV. Los valores recolectados datan desde el año 2001 hasta el 2007 y se muestran en el Apéndice A-2.

7.13 Resultados del cálculo del EFOR

A continuación se presentan los resultados del cálculo del EFOR y gráficas representativas.

UNIDAD 3

Fecha	EFOR	Fecha	EFOR	Fecha	EFOR
ene-01	0,00	ene-02	84,81	ene-03	0,00
feb-01	0,00	feb-02	99,24	feb-03	0,75
mar-01	0,00	mar-02	57,39	mar-03	1,97
abr-01	0,00	abr-02	59,45	abr-03	1,16
may-01	0,00	may-02	100,00	may-03	6,59
jun-01	0,00	jun-02	100,00	jun-03	18,02
jul-01	0,00	jul-02	82,59	jul-03	0,71
ago-01	99,33	ago-02	40,46	ago-03	1,26
sep-01	100,00	sep-02	2,12	sep-03	5,68
oct-01	100,00	oct-02	72,37	oct-03	5,78
nov-01	100,00	nov-02	22,29	nov-03	0,00
dic-01	100,00	dic-02	0,00	dic-03	0,28

Tabla n°43. Resultados del EFOR para los años 2001, 2002 y 2003. Unidad 3.

Fecha	EFOR	Fecha	EFOR	Fecha	EFOR
ene-04	0,00	ene-05	0,00	ene-06	0,00
feb-04	0,00	feb-05	5,57	feb-06	0,00
mar-04	0,26	mar-05	0,52	mar-06	10,71
abr-04	0,00	abr-05	0,00	abr-06	22,56
may-04	0,00	may-05	0,00	may-06	68,49
jun-04	0,00	jun-05	1,07	jun-06	4,93
jul-04	2,58	jul-05	0,00	jul-06	0,00
ago-04	2,90	ago-05	0,00	ago-06	0,00
sep-04	0,00	sep-05	0,00	sep-06	0,00
oct-04	0,76	oct-05	0,00	oct-06	0,00
nov-04	0,11	nov-05	0,00	nov-06	0,00
dic-04	5,48	dic-05	8,28	dic-06	0,00

Tabla n° 44. Resultados del EFOR para los años 2004, 2005 y 2006. Unidad 3.

Fecha	EFOR
ene-07	35,73
feb-07	3,79

Tabla n° 45. Resultados del EFOR para el año 2007. Unidad 3.

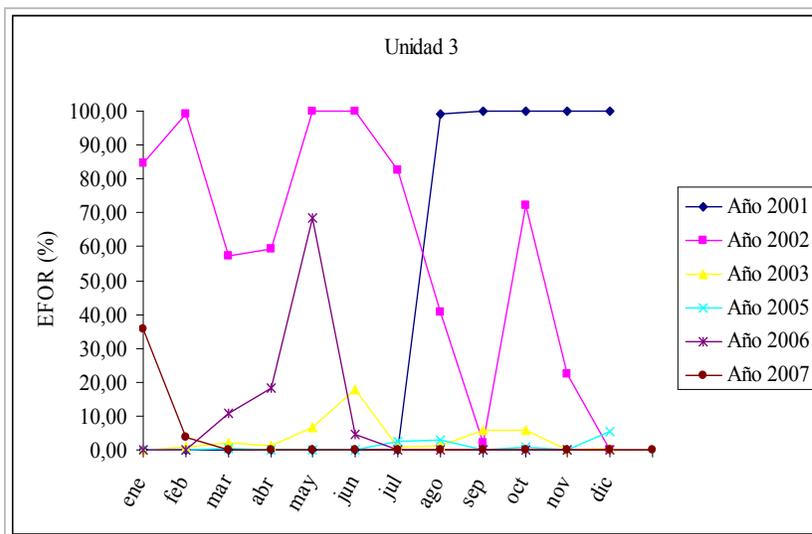


Gráfico n° 8. EFOR Unidad 3 Vs. Meses.

UNIDAD 4

Fecha	EFOR	Fecha	EFOR	Fecha	EFOR	Fecha	EFOR
ene-02	19,23	ene-04	3,24	ene-05	0,00	ene-06	0,38
feb-02	26,91	feb-04	0,84	feb-05	0,00	feb-06	20,08
mar-02	0,00	mar-04	2,89	mar-05	0,30	mar-06	0,00
abr-02	0,00	abr-04	0,00	abr-05	0,41	abr-06	24,83
may-02	5,84	may-04	0,00	may-05	13,94	may-06	0,00
jun-02	73,91	jun-04	0,00	jun-05	0,62	jun-06	20,35
jul-02	81,35	jul-04	0,00	jul-05	6,69	jul-06	0,00
ago-02	100,00	ago-04	0,00	ago-05	0,00	ago-06	2,48
sep-02	0,00	sep-04	0,00	sep-05	0,00	sep-06	7,33
oct-02	0,00	oct-04	0,25	oct-05	0,09	oct-06	0,00
nov-02	0,00	nov-04	0,00	nov-05	0,00	nov-06	0,00
dic-02	0,00	dic-04	0,00	dic-05	15,71	dic-06	0,00

Tabla n° 46. Resultados del EFOR para los años 2002, 2004, 2005 y 2006. Unidad 4.

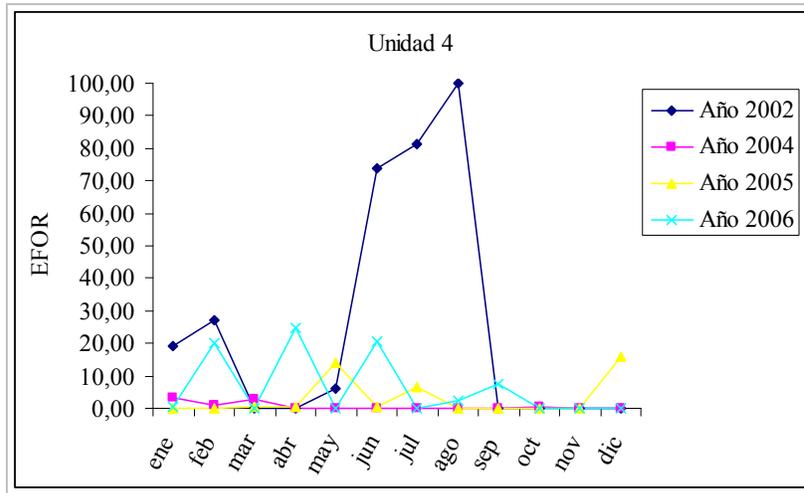


Gráfico n° 9. EFOR Unidad 4 Vs. Meses.

UNIDAD 5

Fecha	EFOR	Fecha	EFOR	Fecha	EFOR	Fecha	EFOR
ene-01	0,00	ene-02	42,99	ene-03	0,00	ene-06	0,00
feb-01	0,00	feb-02	41,91	feb-03	1,44	feb-06	0,00
mar-01	5,11	mar-02	1,37	mar-03	2,60	mar-06	0,00
abr-01	0,00	abr-02	29,47	abr-03	51,15	abr-06	0,00
may-01	0,00	may-02	0,27	may-03	100,00	may-06	17,20
jun-01	0,00	jun-02	0,08	jun-03	0,00	jun-06	1,29
jul-01	0,00	jul-02	2,29	jul-03	0,00	jul-06	0,00
ago-01	23,90	ago-02	4,53	ago-03	0,00	ago-06	8,79
sep-01	0,00	sep-02	0,00	sep-03	0,00	sep-06	4,45
oct-01	68,10	oct-02	0,00	oct-03	0,00	oct-06	0,00
nov-01	58,61	nov-02	0,00	nov-03	0,00	nov-06	0,00
dic-01	0,19	dic-02	0,00	dic-03	0,00	dic-06	0,00

Tabla n° 47. Resultados del EFOR para los años 2001, 2002, 2003 y 2006. Unidad 5.

Fecha	EFOR
ene-07	0,67
feb-07	0,00
mar-07	0,00

Tabla n°48. Resultados del EFOR para el año 2007. Unidad 5.

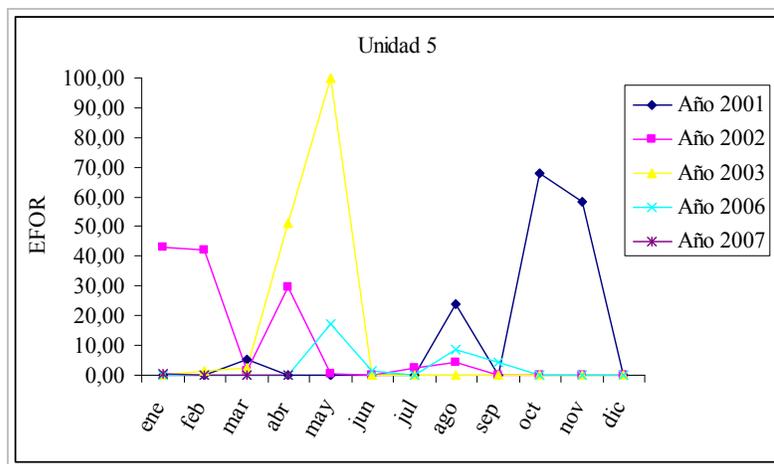


Gráfico n° 10. EFOR Unidad 5 Vs. Meses.

UNIDAD 6

Fecha	EFOR	Fecha	EFOR	Fecha	EFOR	Fecha	EFOR	Fecha	EFOR
ene-02	4,24	ene-03	0,13	ene-04	0,73	ene-05	24,42	ene-06	9,81
feb-02	1,23	feb-03	0,03	feb-04	4,33	feb-05	0,30	feb-06	0,00
mar-02	0,29	mar-03	2,69	mar-04	5,90	mar-05	61,11	mar-06	0,00
abr-02	0,00	abr-03	4,96	abr-04	0,35	abr-05	12,60	abr-06	0,00
may-02	0,00	may-03	12,08	may-04	0,13	may-05	0,00	may-06	15,54
jun-02	2,64	jun-03	0,90	jun-04	0,00	jun-05	0,00	jun-06	44,80
jul-02	0,61	jul-03	5,82	jul-04	0,41	jul-05	7,68	jul-06	11,75
ago-02	0,12	ago-03	0,24	ago-04	0,00	ago-05	0,00	ago-06	40,27
sep-02	1,22	sep-03	0,08	sep-04	0,00	sep-05	3,33	sep-06	57,70
oct-02	4,24	oct-03	45,27	oct-04	0,00	oct-05	1,17	oct-06	0,00
nov-02	25,60	nov-03	0,08	nov-04	0,00	nov-05	0,00	nov-06	0,00
dic-02	0,00	dic-03	0,47	dic-04	0,00	dic-05	2,28	dic-06	0,00

Tabla n°49. Resultados del EFOR para los años 2002, 2003, 2004, 2005 y 2006. Unidad 6.

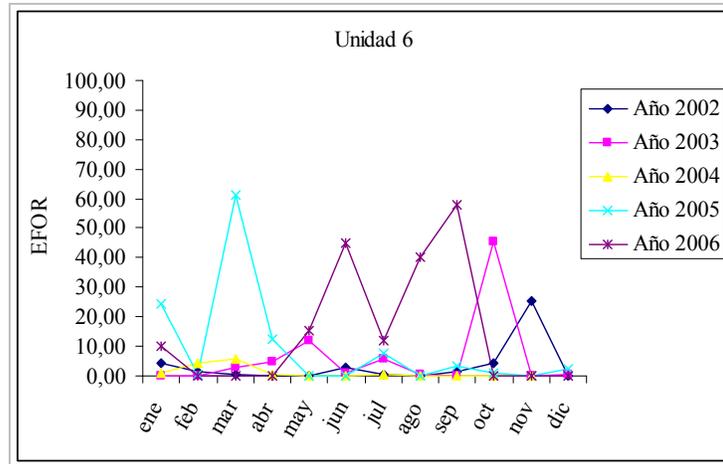


Gráfico n° 11. EFOR Unidad 6 Vs. Meses.

CAPÍTULO VII

ASPECTOS NORMATIVOS

8.1 Normativa relacionada con el Diseño de los Sistemas de Dosificación de Hidracina y Fosfato

El Instituto Nacional de Prevención, Salud y Seguridad Laborales (INPSASEL), es el ente que regula las leyes enfocadas en mantener un ambiente de seguridad e higiene en el área industrial.

El diseño de los sistemas de inyección y dosificación de hidracina y fosfato se realizó tomando en cuenta el Reglamento de Condiciones de Higiene y Seguridad en el trabajo (RCHST) en su título número V, del cual cabe destacar los siguientes artículos:

- Artículo 285. La ubicación de los tanques y recipientes de almacenamiento de sustancias inflamables, tóxicas corrosivas y similares, deberá hacerse evitando poner en riesgo la salud de los trabajadores o vecinos.
- Artículo 286. Todo tanque o recipiente de almacenamiento deberá estar diseñado y construido para soportar las presiones internas resultantes de su propia función. En la selección y tratamiento de material de construcción y en el plan de mantenimiento de los mismos, se tomará en cuenta la acción corrosiva de la sustancia almacenada.
- Art. 288: *“Los tubos, accesorios y válvulas utilizados en los sistemas de tuberías de los recipientes de almacenamiento, deberán ser resistentes a la acción química de las sustancias que se manipulen y adecuados a la máxima presión y temperatura a que estén sujetos”*

-
- Art. 289: *“Los tanques y recipientes de almacenamiento que contengan productos inflamables deberán identificarse con la palabra “INFLAMABLE”, escrita en lugar visible.”*
 - Art. 290: *“Todas las tuberías, transportadores o cualquier otro sistema usado para llenar o vaciar las tanques o recipientes de almacenamiento, deberán estar provistos de dispositivos de cierre que no permitan la entrada accidental del producto cuando el tanque o recipiente se encuentre sometido a trabajos de inspección o mantenimiento.”*
 - Art. 291: *“Todos los tanques o recipientes de almacenamiento diseñados para trabajar a presión o vacío, deberán estar provistos de válvulas de seguridad.”*
 - Art. 292: *“Todo tanque o recipiente de almacenaje que contenga sustancias volátiles y que no esté diseñado para trabajar a presión, deberá estar dotado de un tubo de ventilación u otro sistema apropiado que garantice el mantenimiento de su presión interior dentro de los límites del diseño. Los respiradores de tales tanques dispondrán de una malla o dispositivo contra fuego.”*
 - Art. 294: *“Los tanques no subterráneos utilizados para almacenar líquidos combustibles o inflamables, deberán colocarse sobre bases o fundaciones firmes de material no combustible.”*

Otro documento legal consultado para el desarrollo de este trabajo de investigación fue la ley orgánica de prevención, condiciones y medio ambiente de trabajo cuyo objetivo es *“establecer las normas y lineamientos de las políticas que permitan garantizar a los trabajadores condiciones de seguridad, salud y bienestar en un ambiente de trabajo adecuado para el ejercicio pleno de sus facultades físicas y mentales, mediante la promoción del trabajo seguro y saludable, la prevención de los accidentes de trabajo y las enfermedades ocupacionales...”*.

Dentro de esta ley se pueden resaltar los siguientes artículos:

- Art. 61 referente a la política y programa de seguridad y salud en el trabajo de la empresa: *“Toda empresa, establecimiento, explotación o faena deberá diseñar una política y elaborar e implementar un Programa de Seguridad y Salud en el Trabajo, específico y adecuado a sus procesos, el cual deberá ser presentado para su aprobación ante el Instituto Nacional de Prevención, Salud y Seguridad Laborales, sin perjuicio de las responsabilidades del empleador o empleadora previstas en la ley.”*
- Art. 63 referente a la concepción de proyectos, construcción, funcionamiento, mantenimiento y reparación de los medios, procedimientos y puestos de trabajo: *“El proyecto, construcción, funcionamiento, mantenimiento y reparación de los medios, procedimientos y puestos de trabajo, debe ser concebido, diseñado y ejecutado con estricta sujeción a las normas y criterios técnicos y científicos universalmente aceptados en materia de salud, higiene, ergonomía y seguridad en el trabajo, a los fines de eliminar, o controlar al máximo técnicamente posible, las condiciones peligrosas de trabajo.”*
- Art. 65 referente al registro y manejo de sustancias peligrosas: *“...El Ministerio con competencia en materia de salud establecerá mecanismos de coordinación con el Ministerio con competencia en materia de seguridad y salud en el trabajo, a los fines de establecer un Sistema Único de Registro de Sustancias Peligrosas, que permita el manejo de la información y control de las sustancias peligrosas que puedan afectar la salud de los trabajadores y las trabajadoras.”*
- Art. 68 referente a los niveles técnicos de referencia de exposición: *“...El Ministerio con competencia en materia de seguridad y salud en el trabajo, mediante norma técnica establecerá los Niveles Técnicos de Referencia de*

Exposición que serán propuestos por el Instituto Nacional de Prevención, Salud y Seguridad Laborales previa consulta a los actores sociales. El Instituto Nacional de Prevención, Salud y Seguridad Laborales deberá evaluar periódicamente los niveles técnicos de referencia de exposición los cuales deberán ser modificados cuando así lo aconsejen la experiencia, la tecnología o la investigación científica.”

En cuanto a la normativa pertinente tanto de manejo de sustancias químicas para minimizar el riesgo de accidentes durante su manipulación, como las respectivas normas para la construcción de un sistema de esta envergadura, consideradas y tomadas como referencia para la realización de este trabajo de investigación y para el cumplimiento de la ley y sus reglamentos podemos nombrar:

- La norma COVENIN 2253:2001 la cual se refiere a las concentraciones ambientales permisibles de sustancias químicas en lugares de trabajo e índices biológicos de exposición. Ver anexo n°
- La norma COVENIN 2237:1989 que trata sobre el uso de equipos de protección personal de acuerdo al riesgo ocupacional. Ver anexo n° 15
- La norma COVENIN 2165:84 la cual se refiere a la vestimenta, guantes de goma natural y materiales sintéticos para uso industrial. Ver anexo n° 12.
- La norma COVENIN 253:1999 la cual se refiere a la codificación para la identificación de tuberías que conducen fluidos. Ver anexo n°11.
- La norma COVENIN 2239-1, 2239-2 y 2239-4 que se refiere a los materiales inflamables y combustibles. Almacenamiento y Manipulación. Referidas a Líquidos, Materiales Comunes y Sustancias de Acuerdo a su Incompatibilidad, respectivamente. Anexo n° 14
- La norma COVENIN 187 referida a los colores, símbolos y dimensiones de señales de seguridad.
- La IEEE 762 la cual es una norma internacional que se refiere a los criterios que guardan relación con salidas de una central de funcionamiento (ya sea, planeada

o forzada), la disminución de potencia que entrega una central, tiempo que permanece en determinado estado, capacidad máxima, etc.

- La ASTM 3483-1983 se refiere a los métodos Standard para saber la cantidad de depósitos acumulados en tubos de calderas.
- La OSHA 3132 la cual es una norma internacional que se refiere al manejo seguro de sustancias químicas y de materiales peligrosos en la industria.
- La OSHA 3133, esta norma es un complemento de la OSHA 3132.

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Análisis de Resultados.

Mediante los procedimientos ya descritos se obtuvo, para las cuatro unidades las alturas de los sistemas que permitieron obtener los rangos de trabajo de las mismas y en base a esto, seleccionarlas para una operación óptima.

Los volúmenes obtenidos permitieron escoger la capacidad mínima de los tanques diseñados para mantener los rangos adecuados de los parámetros de la calidad del agua.

El diámetro seleccionado de la tubería permitirá un correcto funcionamiento del sistema. Como también el cálculo del contenedor de seguridad permite un manejo seguro de los productos químicos en caso de derrame.

Se realizó el cálculo del heat rate antes de un lavado químico en una caldera y después notándose la disminución del mismo en un 2.1 % lo que implica un ahorro de combustible significativo debido a una mejora en la transferencia de calor.

Se registraron paradas forzadas por tubos rotos en la caldera en un período de siete años en las unidades 3, 5 y 6, dentro de las posibles causas de estas paradas se pueden nombrar: sobrecalentamiento, corrosión bajo depósitos, tensiones, agrietamientos por esfuerzos en soldaduras, sobrecalentamiento por falta de agua en los tubos. Es posible también que los tubos pierdan propiedades mecánicas debido a la gran cantidad de horas en servicio.

El material seleccionado para las tuberías es compatible con la Hidracina y el fosfato.

Los costos de materiales y equipos para la implementación de los sistemas, totalmente nuevos, de inyección de hidracina y fosfato en comparación a los de una reparación por tubo roto en una caldera son relativamente bajos, este costo de reparación puede fluctuar dependiendo de la accesibilidad a la zona de la rotura y la

cantidad de tubo que deba ser sustituido. En el Apéndice A-3 se puede observar una factura de reparación por un tubo roto en la unidad 4.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

Los tratamientos aplicados al agua de alimentación son muy importantes para conservar en buen estado los equipos que conforman el ciclo agua-vapor. Además se logra obtener un mejor funcionamiento de los mismos. Sin embargo, algunos de los tratamientos implican el manejo de sustancias altamente peligrosas para el ser humano. Como es el caso del tratamiento con Hidracina y Fosfato. Aunque se tomen las medidas recomendadas para el manejo de estas sustancias químicas en el presente trabajo, la operación de dosificación de estas implica un alto riesgo para la salud del personal, ya que se presenta la posibilidad de contacto con la sustancia.

La alternativa diseñada cumple con los requerimientos de seguridad de la empresa y con la normativa vigente nacional e internacional.

Las alternativas diseñadas de los sistemas de inyección y dosificación de Hidracina y Fosfato, minimizan en un alto porcentaje los riesgos debido al contacto con las sustancias, reduciendo el tiempo de exposición del personal y minimizando los riesgos por derrames o fugas.

En una planta termoeléctrica es sumamente importante tomar todas las medidas y aplicar los tratamientos necesarios para prolongar la vida útil y conservar en buen estado los equipos que constituyen el ciclo de generación de potencia. Igual o más importancia debe tener la salud del personal y cuidado del ambiente, por lo que es necesario implementar sistemas de dosificación y aplicación de tratamientos que garanticen la seguridad de los trabajadores, cumpliendo de esta manera con la normativa vigente.

Los parámetros en los que se debe mantener el agua de alimentación son fundamentales para mantener en buen estado los tubos de la caldera y, en general, los equipos que forman parte del ciclo agua-vapor y de esta forma mantener la eficiencia de los equipos.

Con el propósito de disminuir incrustaciones es necesario someter el agua de alimentación a un tratamiento químico por medio del cual se puedan separar las sales que induzcan este tipo de fenómeno.

No se lograron resultados concluyentes, con base en los datos obtenidos, en cuanto a la influencia de la calidad del agua del ciclo agua-vapor en el E.F.O.R., pero si es evidente que una buena calidad del agua disminuye los depósitos e incrustaciones en los tubos de la caldera, evitando así un sobrecalentamiento en dichos tubos y su posible falla, trayendo como consecuencia una parada forzada de la unidad. Una parada forzada influye directamente en el resultado del E.F.O.R., disminuyendo la confiabilidad del equipo.

De acuerdo al bajo número de paradas forzadas por tubos rotos en la caldera en el período considerado se puede decir que el agua de alimentación utilizada en la planta es de buena calidad.

De acuerdo con los resultados obtenidos del cálculo del Heat Rate (Consumo Específico de Combustible) en períodos considerados antes y después de la realización de un lavado químico se puede afirmar que si se mantienen las condiciones de los tubos de la caldera luego de efectuar este procedimiento, suministrando agua al ciclo agua-vapor cuyas condiciones sean las adecuadas, se logra mantener la eficiencia de la caldera. Además, operando la unidad en estas condiciones se disminuye el consumo de combustible, lo que se traduce en beneficios económicos.

De acuerdo con los resultados obtenidos en el estudio económico instalar los sistemas tanto de hidracina como fosfato es viable y relativamente económico en comparación a los gastos por reparación de un tubo roto en la caldera y las pérdidas monetarias que esto trae debido a la parada forzada de la máquina.

Recomendaciones

Primeramente, se recomienda la instalación de los sistemas de dosificación de fosfato e hidracina propuestos, ya que se minimizarán los riesgos que implican el manejo y contacto con esta sustancia, mejorando la seguridad de los trabajadores.

Para asegurar una dosificación eficaz es necesario mantener en correcto funcionamiento las bombas dosificadoras, logrando así controlar las cantidades de hidracina y fosfato que son dosificadas.

Con respecto a la forma de operación del sistema propuesto se recomienda mantener los recipientes contenedores de hidracina y fosfato llenos, de manera de ser necesaria la inyección de químicos a todas las unidades de forma simultánea, se tendría pronta disponibilidad de químicos a dosificar.

Es recomendable seguir los pasos que se indican en los manuales de procedimientos de manejo e inyección tanto de hidracina como de fosfato propuestos.

En la industria en general se utilizan muchas sustancias nocivas para la salud, por lo que se recomienda educar al personal y tratar de que tome consciencia sobre las medidas preventivas que deben ser tomadas para minimizar los riesgos a los que se exponen.

El diseño y funcionamiento de las bombas dosificadoras permite variar y controlar el caudal de hidracina y fosfato que es inyectado a la línea del condensado y al drum de la caldera respectivamente; por lo que no es necesario elevar la concentración de las soluciones inyectadas para aumentar el consumo de hidracina o fosfato.

Reemplazar los phímetros y conductímetros que están fuera de servicio para tener una medición de dichos valores de forma precisa y así monitorear que estos parámetros estén dentro de los rangos de operación.

Reemplazar los sistemas de toma muestras actuales ya que con estos la temperatura de la muestra está muy por encima del valor permitido (25 °C), afectando así la confiabilidad de los resultados que se obtienen del análisis de dicha muestra.

Automatizar el proceso de inyección y dosificación de hidracina y fosfato para disminuir aún mas el tiempo de exposición a dichos químicos, asociando la parada o arranque de las bombas dosificadoras a los parámetros que determinan la calidad del agua.

Para disminuir los costos del proyecto se propone utilizar las bombas de inyección y dosificación que actualmente están en funcionamiento.

Programar paradas de las unidades para realizarles el mantenimiento respectivo para así disminuir la posibilidad de una parada forzada por cualquier eventualidad aumentando así la confiabilidad del equipo.

Programar paradas en las unidades para aplicar el código ASTM 3483-1983 con la finalidad de conocer el nivel de ensuciamiento de los tubos de las calderas y de esta manera poder tomar las medidas preventivas pertinentes.

Para abaratar costos se podrían utilizar las bombas dosificadoras que se encuentren en buen estado operativas en la planta y que satisfagan los requerimientos de los sistemas propuestos.

APÉNDICE A-1
DATOS UTILIZADOS PARA EL CÁLCULO DEL E.F.O.R.

UNIDAD 3

fecha	horas en el mes	horas en parada forzada	Horas en Parada Programada	Horas en Reserva Fria	MWHR Limitados en Operación	MWHR Limitados en Programado	generación neta (KwHr)	Horas Equivalentes Limitadas en Operación	Horas equivalente limitadas programado	Horas en servicio del mes
ene-01	744	0,00	0,00	744,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
feb-01	672	0,00	0,00	672,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
mar-01	744	0,00	0,00	744,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
abr-01	720	0,00	0,00	720,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
may-01	744	0,00	0,00	744,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
jun-01	720	-	-	720,00	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00
jul-01	744	0,00	492,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	251,37
ago-01	744	410,50	330,72	0,00	0,00	0,00	639975,00	0,00	0,00	2,78
sep-01	720	720,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
oct-01	744	744,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
nov-01	720	720,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
dic-01	744	744,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ene-02	744	631,02	0,00	0,00	0,00	0,00	2635886,00	0,00	0,00	112,98
feb-02	672	666,87	0,00	0,00	0,00	0,00	113895,00	0,00	0,00	5,13
mar-02	744	426,98	0,00	0,00	0,00	0,00	11035572,00	0,00	0,00	317,02
abr-02	720	428,07	0,00	0,00	0,00	0,00	12529172,00	0,00	0,00	291,93
may-02	744	744,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
jun-02	720	720,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
jul-02	744	614,45	0,00	0,00	0,00	0,00	2624181,00	0,00	0,00	129,55
ago-02	744	301,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17008651,00	0,00	0,00	443,00
sep-02	720	12,68	22,87	99,92	0,00	0,00	31649194,00	0,00	0,00	584,53
oct-02	744	437,00	0,00	140,18	0,00	0,00	7348514,00	0,00	0,00	166,82
nov-02	720	153,33	0,00	32,22	0,00	0,00	21377849,00	0,00	0,00	534,45
dic-02	744	0,00	0,00	744,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabla n° 43. Resultados del cálculo del EFOR para los años 2001 y 2002. Unidad 3.

fecha	horas en el mes	horas en parada forzada	Horas en Parada Programada	Horas en Reserva Fria	MWHR Limitados en Operación	MWHR Limitados en Programado	generación neta (KwHr)	Horas Equivalentes Limitadas en Operación	Horas equivalente limitadas programado	Horas en servicio del mes
ene-03	744	0,00	0,00	688,88	0,00	0,00	2636049,00	0,00	0,00	55,12
feb-03	672	5,00	5,80	0,00	0,00	0,00	31530759,00	0,00	0,00	661,20
mar-03	744	14,65	0,00	0,00	0,00	0,00	35097923,00	0,00	0,00	729,35
abr-03	720	8,35	0,00	0,00	0,00	0,00	33699700,00	0,00	0,00	711,65
may-03	744	19,75	444,10	0,00	0,00	0,00	13344157,00	0,00	0,00	280,15
jun-03	720	129,72	0,00	0,00	0,00	0,00	25402568,00	0,00	0,00	590,28
jul-03	744	5,25	0,00	0,00	0,00	0,00	34849180,00	0,00	0,00	738,75
ago-03	744	5,52	305,60	0,00	0,00	0,00	18796081,00	0,00	0,00	432,88
sep-03	720	18,45	0,00	395,30	0,00	0,00	13363918,00	0,00	0,00	306,25
oct-03	744	42,97	0,00	0,00	0,00	0,00	27165485,00	0,00	0,00	701,03
nov-03	720	0,00	16,55	0,00	0,00	0,00	24067619,00	0,00	0,00	703,45
dic-03	744	1,55	186,60	0,00	0,00	0,00	22818345,00	0,00	0,00	555,85

Tabla n° 44. Resultados del cálculo del EFOR para el año 2003. Unidad 3.

ene-04	744	0,00	0,00	26,18	-	-	31458641,00	0,00	0,00	717,82
feb-04	696	-	-	242,92	-	-	21517260,00	0,00	0,00	453,08
mar-04	744	1,97	0,00	0,00	0,00	-	35334925,00	0,00	0,00	742,03
abr-04	720	0,00	0,00	370,53	-	-	17193750,00	0,00	0,00	349,47
may-04	744	0,00	0,00	744,00	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00
jun-04	720	-	-	720,00	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00
jul-04	744	15,22	0,00	154,08	-	-	22742087,50	0,00	0,00	574,70
ago-04	744	18,68	0,00	99,08	-	-	25895906,25	0,00	0,00	626,24
sep-04	720	0,00	0,00	0,00	-	-	33679400,00	0,00	0,00	720,00
oct-04	744	5,45	9,25	0,00	-	-	32220234,90	0,15	0,00	729,30
nov-04	720	0,50	0,00	265,45	-	-	19835631,25	0,00	0,00	454,05
dic-04	744	29,88	-	199,20	-	-	24967956,25	0,00	0,00	514,92

Tabla n° 45. Resultados del cálculo del EFOR para el año 2004. Unidad 3.

fecha	horas en el mes	horas en parada forzada	Horas en Parada Programada	Horas en Reserva Fria	MWHR Limitados en Operación	MWHR Limitados en Programado	generación neta (KwHr)	Horas Equivalentes Limitadas en Operación	Horas equivalente limitadas programado	Horas en servicio del mes
ene-05	744	0,00	0,00	180,72	-	-	24843800,00	0,00	0,00	563,28
feb-05	672	37,40	0,00	0,00	0,00	0,00	27989150,00	0,00	0,00	634,60
mar-05	744	3,88	0,00	0,00	0,00	-	32648456,25	0,00	0,00	740,12
abr-05	720	0,00	181,83	111,58	-	-	19749297,00	0,00	0,00	426,59
may-05	744	0,00	0,00	0,00	-	-	34488900,00	0,00	0,00	744,00
jun-05	720	7,42	-	29,57	-	-	30285981,25	0,00	0,00	683,01
jul-05	744	0,00	0,00	172,07	-	-	26731625,00	0,00	0,00	571,93
ago-05	744	0,00	0,00	40,90	-	-	32547537,50	0,00	0,00	703,10
sep-05	720	0,00	0,00	11,23	-	-	32878112,50	0,00	0,00	708,77
oct-05	744	0,00	0,00	0,00	-	-	34531600,00	0,00	0,00	744,00
nov-05	720	-	-	112,00	-	-	29541600,00	0,00	0,00	608,00
dic-05	744	57,48	0,00	49,90	-	-	25534108,59	0,00	0,00	636,62
ene-06	744	0,00	87,73	279,02	-	-	14785331,25	0,00	0,00	377,25
feb-06	672	-	0,00	0,00	-	-	27344400,00	0,00	0,00	672,00
mar-06	744	73,65	0,00	56,38	0,00	0,00	25214862,50	0,00	0,00	613,97
abr-06	720	0,00	0,00	102,93	7655,74	-	19863400,00	139,20	0,00	617,07
may-06	744	430,80	0,00	115,00	-	-	8237875,00	0,00	0,00	198,20
jun-06	720	0,00	0,00	0,00	1953,15	-	28140400,00	35,51	0,00	720,00
jul-06	744	0,00	617,00	30,08	-	-	5347284,63	0,00	0,00	96,92
ago-06	744	0,00	732,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	11,62
sep-06	720	0,00	214,52	105,62	0,00	0,00	12864927,60	0,00	0,00	399,86
oct-06	744	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	744,00
nov-06	720	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	720,00
dic-06	744	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	744,00
ene-07	744	108,18	353,67	87,58	-	-	-	0,00	0,00	194,57
feb-07	672	25,50	0,00	0,00	-	-	-	0,00	0,00	646,50

Tabla n° 46. Resultados del cálculo del EFOR para 2005, 2006 y 2007. Unidad 3.

Para los meses restantes del año 2007 no se disponían de datos suficientes para esta Unidad para realizar los cálculos deseados.

UNIDAD 4

fecha	horas en el mes	horas en parada forzada	Horas en Parada Programada	Horas en Reserva Fría	MWHR Limitados en Operación	MWHR Limitados en Programado	generación neta (KwHr)	Horas Equivalentes Limitadas en Operación	Horas equivalente limitadas programado	Horas en servicio del mes
ene-02	744	143,07	0,00	0,00	0,00	0,00	19692760,00	0,00	0,00	600,93
feb-02	672	180,85	0,00	0,00	0,00	0,00	17205491,00	0,00	0,00	491,15
mar-02	744	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	27711100,00	0,00	0,00	744,00
abr-02	720	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	23866100,00	0,00	0,00	720,00
may-02	744	43,48	0,00	0,00	0,00	0,00	29422300,00	0,00	0,00	700,52
jun-02	720	532,12	0,00	0,00	0,00	0,00	6460074,00	0,00	0,00	187,88
jul-02	744	605,25	0,00	0,00	0,00	0,00	4929797,00	0,00	0,00	138,75
ago-02	744	103,00	641,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
sep-02	720	0,00	720,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
oct-02	744	0,00	744,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
nov-02	720	0,00	720,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
dic-02	744	0,00	744,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ene-04	744	19,80	132,32	0,00	-	-	12386120,00	0,00	0,00	591,88
feb-04	696	5,40	-	52,65	-	-	18619165,00	0,00	0,00	637,95
mar-04	744	18,60	0,00	101,47	0,00	0,00	27854512,50	0,00	0,00	623,93
abr-04	720	-	-	720,00	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00
may-04	744	0,00	0,00	588,30	0,00	0,00	4245512,50	0,00	0,00	155,70
jun-04	720	-	-	720,00	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00
jul-04	744	0,00	0,00	744,00	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00
ago-04	744	0,00	0,00	395,55	-	-	12237131,25	0,00	0,00	348,45
sep-04	720	0,00	4,38	0,00	-	-	26369043,75	0,00	0,00	715,62
oct-04	744	1,77	0,00	45,75	-	-	20275643,75	0,00	0,00	696,48
nov-04	720	0,00	0,00	303,32	-	-	11886700,00	0,00	0,00	416,68
dic-04	744	-	-	744,00	-	-	0,00	0,00	0,00	-

Tabla n° 47. Resultados del cálculo del EFOR para 2002 y 2004. Unidad 4.

fecha	horas en el mes	horas en parada forzada	Horas en Parada Programada	Horas en Reserva Fría	MWHR Limitados en Operación	MWHR Limitados en Programado	generación neta (KwHr)	Horas Equivalentes Limitadas en Operación	Horas equivalente limitadas programado	Horas en servicio del mes
ene-05	744	0,00	0,00	443,30	-	-	6996937,50	0,00	0,00	300,70

feb-05	672	0,00	0,00	163,20	-	-	13196100,00	0,00	0,00	508,80
mar-05	744	2,20	0,00	0,00	0,00	0,00	20449037,50	0,00	0,00	741,80
abr-05	720	2,75	39,57	8,58	0,00	0,00	23800862,00	0,00	0,00	669,10
may-05	744	103,75	0,00	0,00	-	-	23544581,25	0,00	0,00	640,25
jun-05	720	4,27	-	33,23	-	-	27651125,00	0,00	0,00	682,50
jul-05	744	49,33	6,67	0,00	-	-	23780273,70	0,00	0,00	688,00
ago-05	744	0,00	171,65	54,40	-	-	15778862,50	0,00	0,00	517,95
sep-05	720	0,00	0,00	0,00	-	-	26246900,00	0,00	0,00	720,00
oct-05	744	0,65	0,00	48,08	-	-	24520943,75	0,00	0,00	695,27
nov-05	720	-	-	10,68	-	-	21792206,25	0,00	0,00	709,32
dic-05	744	116,87	0,00	0,00	-	-	19083479,69	0,00	0,00	627,13
ene-06	744	2,37	27,03	86,37	-	-	21306645,31	0,00	0,00	628,23
feb-06	672	71,85	257,85	56,32	-	-	9397881,25	0,00	0,00	285,98
mar-06	744	0,00	0,00	0,00	-	-	25032400,00	0,00	0,00	744,00
abr-06	720	178,80	0,00	0,00	-	-	19445600,00	0,00	0,00	541,20
may-06	744	0,00	65,00	53,98	-	-	22097381,25	0,00	0,00	625,02
jun-06	720	142,88	17,83	0,00	-	-	14869031,25	0,00	0,00	559,29
jul-06	744	0,00	40,50	0,00	-	-	22646931,25	0,00	0,00	703,50

Tabla n° 48. Resultados del cálculo del EFOR para 2005 y 2006. Unidad 4.

En los años 2001, 2003 y 2007 no se encontró la data necesaria para cumplir con el objetivo de calcular el EFOR correspondiente a esta Unidad.

UNIDAD 5

fecha	horas en el mes	horas en parada forzada	Horas en Parada Programada	Horas en Reserva Fría	MWHR Limitados en Operación	MWHR Limitados en Programado	generación neta (KwHr)	Horas Equivalentes Limitadas en Operación	Horas equivalente limitadas programado	Horas en servicio del mes
ene-01	744	0,00	0,00	203,02	0,00	0,00	24524774,00	0,00	0,00	540,98
feb-01	672	-	120,53	437,72	0,00	0,00	274903,00	0,00	0,00	113,75
mar-01	744	7,62	0,00	595,00	0,00	0,00	6948179,00	0,00	0,00	141,38
abr-01	720	0,00	0,00	678,63	0,00	0,00	1262233,00	0,00	0,00	41,37
may-01	744	0,00	0,00	182,85	0,00	0,00	22555287,00	0,00	0,00	561,15

jun-01	720	-	-	166,07	-	-	20693012,00	0,00	0,00	553,93
jul-01	744	0,00	0,00	20,63	0,00	0,00	31851332,00	0,00	0,00	723,37
ago-01	744	177,83	0,00	0,00	0,00	0,00	25687222,00	0,00	0,00	566,17
sep-01	720	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	33078000,00	0,00	0,00	720,00
oct-01	744	506,68	0,00	0,00	0,00	0,00	11658628,00	0,00	0,00	237,32
nov-01	720	421,98	0,00	0,00	0,00	0,00	13725260,00	0,00	0,00	298,02
dic-01	744	1,38	0,00	0,00	0,00	0,00	34959700,00	0,00	0,00	742,62
ene-02	744,00	319,82	0,00	0,00	0,00	0,00	18488931,00	0,00	0,00	424,18
feb-02	672,00	281,62	0,00	0,00	0,00	0,00	16376720,00	0,00	0,00	390,38
mar-02	744,00	10,17	0,00	0,00	0,00	0,00	28886495,00	0,00	0,00	733,83
abr-02	720,00	212,17	0,00	0,00	0,00	0,00	19409687,00	0,00	0,00	507,83
may-02	744,00	1,97	8,17	0,00	0,00	0,00	33479029,00	0,00	0,00	733,86
jun-02	720,00	0,57	18,88	0,00	0,00	0,00	26754525,00	0,00	0,00	700,55
jul-02	744,00	17,02	0,00	0,00	0,00	0,00	27081293,00	0,00	0,00	726,98
ago-02	744,00	33,72	0,00	0,00	0,00	0,00	32007160,00	0,00	0,00	710,28
sep-02	720,00	0,00	170,63	0,70	0,00	0,00	28524896,00	0,00	0,00	548,67
oct-02	744,00	0,00	0,00	148,50	0,00	0,00	27368973,00	0,00	0,00	595,50
nov-02	720,00	0,00	0,00	408,32	0,00	0,00	11408865,00	0,00	0,00	311,68
dic-02	744,00	0,00	0,00	543,82	0,00	0,00	7466753,00	0,00	0,00	200,18

Tabla n° 49. Resultados del cálculo del EFOR para 2001 y 2002. Unidad 5.

fecha	horas en el mes	horas en parada forzada	Horas en Parada Programada	Horas en Reserva Fría	MWHR Limitados en Operación	MWHR Limitados en Programado	generación neta (KwHr)	Horas Equivalentes Limitadas en Operación	Horas equivalente limitadas programado	Horas en servicio del mes
ene-03	744	0,00	0,00	257,08	0,00	0,00	20828686,00	0,00	0,00	486,92
feb-03	672	9,68	0,00	0,00	0,00	0,00	38365213,00	0,00	0,00	662,32
mar-03	744	17,98	51,17	0,00	0,00	0,00	23305008,00	0,00	0,00	674,85
abr-03	720	368,28	0,00	0,00	0,00	0,00	17339800,00	0,00	0,00	351,72
may-03	744	271,00	473,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
jun-03	720	0,00	720,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
jul-03	744	0,00	744,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ago-03	744	0,00	744,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
sep-03	720	0,00	720,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
oct-	744	0,00	744,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

03										
nov-03	720	0,00	720,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
dic-03	744	0,00	744,00	0,00	0,00	0,00	-	0,00	0,00	0,00
ene-06	744,00	-	744,00	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00
feb-06	672,00	-	672,00	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00
mar-06	744,00	-	744,00	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00
abr-06	720,00	0,00	675,43	-	-	-	-189680,00	0,00	0,00	44,57
may-06	744,00	137,52	135,15	-	-	12387,40	12781764,33	0,00	190,58	471,33
jun-06	720,00	12,80	1,82	-	-	17637,00	24352015,83	0,00	271,34	705,38
jul-06	744,00	0,00	0,00	-	-	17112,00	27035200,00	0,00	263,26	744,00
ago-06	744,00	85,85	0,00	0,00	-	15134,99	21464041,50	0,00	232,85	658,15
sep-06	720,00	41,35	0,00	46,53	-	16560,00	17003685,66	0,00	254,77	632,12
oct-06	744,00	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	744,00
nov-06	720,00	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	720,00
dic-06	744,00	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	744,00
ene-07	744,00	6,00	65,00	54,50	-	17856,00		0,00	274,71	618,50
feb-07	672,00	0,00	672,00	0,00	-	0,00	-	0,00	0,00	0,00
mar-07	744,00	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	744,00

Tabla n° 50. Resultados del cálculo del EFOR para 2003, 2006 y 2007. Unidad 5.

UNIDAD 6

fecha	horas en el mes	horas en parada forzada	Horas en Parada Programada	Horas en Reserva Fría	MWHR Limitados en Operación	MWHR Limitados en Programado	generación neta (KwHr)	Horas Equivalentes Limitadas en Operación	Horas equivalente limitadas programado	Horas en servicio del mes
ene-02	744,00	31,55	0,00	0,00	0,00	0,00	33561033,00	0,00	0,00	712,45
feb-02	672,00	8,27	0,00	0,00	0,00	0,00	28895850,00	0,00	0,00	663,73
mar-02	744,00	2,18	0,00	0,00	0,00	0,00	28158869,00	0,00	0,00	741,82
abr-02	720,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30142670,00	0,00	0,00	720,00
may-02	744,00	0,00	670,75	0,00	0,00	0,00	4217181,00	0,00	0,00	73,25
jun-02	720,00	5,92	496,10	0,00	0,00	0,00	9790762,00	0,00	0,00	217,98
jul-02	744,00	4,55	0,00	0,00	0,00	0,00	36979000,00	0,00	0,00	739,45
ago-02	744,00	0,83	51,67	0,00	0,00	0,00	33585000,00	0,00	0,00	691,50
sep-02	720,00	7,65	31,85	59,97	0,00	0,00	28621713,00	0,00	0,00	620,53
oct-02	744,00	23,32	0,00	193,88	0,00	0,00	20663250,00	0,00	0,00	526,80

02										
nov-02	720,00	109,73	0,00	291,32	0,00	0,00	15887194,00	0,00	0,00	318,95
dic-02	744,00	0,00	0,00	744,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ene-03	744,00	0,62	0,00	255,83	0,00	0,00	21074938,00	0,00	0,00	487,55
feb-03	672,00	0,22	23,35	6,95	0,00	0,00	37409944,00	0,00	0,00	641,48
mar-03	744,00	20,05	0,00	0,00	0,00	0,00	41452913,00	0,00	0,00	723,95
abr-03	720,00	32,90	40,52	0,00	53,96	0,00	38321100,00	0,79	0,00	646,58
may-03	744,00	83,58	9,27	0,00	352,00	0,00	38004063,00	5,18	0,00	651,15
jun-03	720,00	0,00	0,00	0,00	438,40	0,00	41869700,00	6,45	0,00	720,00
jul-03	744,00	18,90	419,05	0,00	0,00	0,00	17544939,00	0,00	0,00	306,05
ago-03	744,00	1,82	0,00	0,00	0,00	0,00	42358869,00	0,00	0,00	742,18
sep-03	720,00	0,55	0,00	0,00	0,00	0,00	41206556,00	0,00	0,00	719,45
oct-03	744,00	211,90	0,00	275,95	0,00	0,00	14259806,00	0,00	0,00	256,15
nov-03	720,00	0,58	0,00	0,00	0,00	0,00	29882956,00	0,00	0,00	719,42
dic-03	744,00	3,47	0,00	0,00	0,00	0,00	35103200,00	0,00	0,00	740,53

Tabla n° 51. Resultados del cálculo del EFOR para 2002 y 2003. Unidad 6.

fecha	horas en el mes	horas en parada forzada	Horas en Parada Programada	Horas en Reserva Fría	MW hr Limitados en Operación	MW hr Limitados en Programado	generación neta (KwHr)	Horas Equivalentes Limitadas en Operación	Horas equivalente limitadas programado	Horas en servicio del mes
ene-04	744,00	4,03	4,57	187,02	-	-	24855312,00	0,00	0,00	548,38
feb-04	696,00	30,13	0,00	0,00	-	-	32540894,00	0,00	0,00	665,87
mar-04	744,00	29,37	0,00	245,83	0,00	0,00	25659254,00	0,00	0,00	468,80
abr-04	720,00	2,53	0,00	0,43	-	-	34793043,67	0,00	0,00	717,04
may-04	744,00	0,92	7,90	17,75	-	-	34766257,03	0,00	0,00	717,43
jun-04	720,00	0,00	0,00	0,00	-	-	29010700,00	0,00	0,00	720,00
jul-04	744,00	2,70	0,00	80,20	-	-	24140963,00	0,00	0,00	661,10
ago-04	744,00	0,00	0,00	318,83	-	-	20996154,83	0,00	0,00	425,17
sep-04	720,00	0,00	0,00	0,00	-	-	35654100,00	0,00	0,00	720,00
oct-04	744,00	0,00	92,65	0,00	-	-	33507473,50	0,00	0,00	651,35
nov-04	720,00	0,00	0,00	97,02	-	-	34626574,00	0,00	0,00	622,98
dic-04	744,00	0,00	-	348,65	-	-	22847153,50	0,00	0,00	395,35
ene-05	744,00	177,58	0,00	16,87	0,00	0,00	28578340,00	0,00	0,00	549,55
feb-05	672,00	2,03	0,00	0,00	-	-	31261380,00	0,00	0,00	669,97
mar-05	744,00	369,00	0,00	16,50	4910,40	0,00	15534410,74	75,54	0,00	358,50
abr-	720,00	87,78	0,00	23,17	0,00	0,00	26914276,00	0,00	0,00	609,05

05										
may-05	744,00	0,00	391,03	31,00	-	-	12849246,33	0,00	0,00	321,97
jun-05	720,00	0,00	127,92	55,17	-	-	20074400,00	0,00	0,00	536,91
jul-05	744,00	55,60	0,00	20,43	-	-	25658995,33	0,00	0,00	667,97
ago-05	744,00	0,00	0,00	21,55	-	-	30219200,00	0,00	0,00	722,45
sep-05	720,00	22,00	2,15	57,98	-	-	30051293,50	0,00	0,00	637,87
oct-05	744,00	8,67	0,00	0,00	-	-	30525646,67	0,00	0,00	735,33
nov-05	720,00	-	-		-	-	34411900,00	0,00	0,00	720,00
dic-05	744,00	17,00	0,00	0,00	-	-	33885430,00	0,00	0,00	727,00

Tabla n° 52. Resultados del cálculo del EFOR para 2004 y 2005. Unidad 6.

fecha	horas en el mes	horas en parada forzada	Horas en Parada Programada	Horas en Reserva Fría	MWHR Limitados en Operación	MWHR Limitados en Programado	generación neta (KwHr)	Horas Equivalentes Limitadas en Operación	Horas equivalente limitadas programado	Horas en servicio del mes
ene-06	744,00	66,68	0,00	64,27	-	-	29542862,50	0,00	0,00	613,05
feb-06	672,00	0,00	0,00	0,00	-	-	32240700,00	0,00	0,00	672,00
mar-06	744,00	0,00	0,00	84,70	-	-	30899712,17	0,00	0,00	659,30
abr-06	720,00	0,00	0,00	0,00	-	-	33873900,00	0,00	0,00	720,00
may-06	744,00	32,70	-	-	5389,37	-	29466313,00	82,91	0,00	711,30
jun-06	720,00	31,98	228,70	61,27	10443,21	-	11085140,50	160,66	0,00	398,05
jul-06	744,00	35,90	0,00	21,62	3182,32	-	26120675,00	48,96	0,00	686,48
ago-06	744,00	0,00	0,00	24,67	18826,63	-	22237241,87	289,64	0,00	719,33
sep-06	720,00	0,00	0,00	86,35	23766,14	-	18541592,70	365,63	0,00	633,65
oct-06	744,00	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	744,00
nov-06	720,00	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	720,00
dic-06	744,00	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	744,00

Tabla n° 53. Resultados del cálculo del EFOR para 2006. Unidad 6.

APÉNDICE A-2
ESPECIFICACIONES Y COSTO DE MATERIALES DE LOS SISTEMAS DE
HIDRACINA Y FOSFATO.

Especificaciones del sistema de inyección de hidracina

Tramo correspondiente entre el tanque de 35% y el de 1% (unidades 3 y 4)

Para la conexión entre el tanque receptor de hidracina al 35% y el tanque de dilución de químico al 1% utilizar los siguientes materiales. (ver plano n° 5):

- 29.24 m. aproximadamente de tubería de 1/2" de diámetro, sch 40, 304.
- Quince (15) codos de 90° roscado de 1/2" de diámetro, SS-316.
- Dos (2) válvulas de bola roscadas de 1/2" de diámetro, SS-316.
- Una (1) válvula swing check de 1/2" de diámetro, SS-316.

Tramo succión unidad 3

Para la conexión entre el tanque de hidracina al 1% y la succión de la bomba dosificadora utilizar los siguientes materiales (ver plano n° 5):

- 1.6 m. aproximadamente de tubería de 1/2" de diámetro, sch 40, 304.
- Siete (7) codos de 90° roscado de 1/2" de diámetro, SS-316.
- Una (1) válvula de bola roscada de 1/2" de diámetro, SS-316.

Tramo succión unidad 4

Para la conexión entre el tanque de hidracina al 1% y la succión de la bomba dosificadora utilizar los siguientes materiales (ver plano n° 5):

- 1.1 m. aproximadamente de tubería de 1/2" de diámetro, sch 40, 304.
- Siete (7) codos de 90° roscado de 1/2" de diámetro, SS-316.
- Una (1) válvula de bola roscada de 1/2" de diámetro, SS-316.

Tramo descarga unidad 3

Para la conexión entre la bomba dosificadora y la línea del condensado utilizar los siguientes materiales (ver plano n° 5):

- 20 m. aproximadamente de tubería de 1/2" de diámetro, sch 40, 304.
- Cinco (5) codos de 90° roscado de 1/2" de diámetro, SS-316.
- Una (1) válvula de bola roscada de 1/2" de diámetro, SS-316.
- Una (1) válvula swing check de 1/2" de diámetro, SS-316.
- Dos (2) tees roscadas de 1/2" de diámetro, SS-316

Tramo descarga unidad 4

Para la conexión entre la bomba dosificadora y la línea del condensado utilizar los siguientes materiales (ver plano n° 5):

- 19 m. aproximadamente de tubería de 1/2" de diámetro, sch 40, 304.
- Tres (3) codos de 90° roscado de 1/2" de diámetro, SS-316.
- Una (1) válvula de bola roscada de 1/2" de diámetro, SS-316.
- Una (1) válvula swing check de 1/2" de diámetro, SS-316.
- Dos (2) tees roscadas de 1/2" de diámetro, SS-316

Tramo de recirculación y unión en caso de falla (unidades 3 y 4)

Para la conexión entre la descarga de la bomba y el tanque de dosificación y la unión de los sistemas de inyección de las unidades en caso de emergencia.

Recirculación unidad 3

Utilizar los siguientes materiales:

- 3.15 m. aproximadamente de tubería de 1/2" de diámetro, sch 40, 304.
- Tres (3) codos de 90° roscado de 1/2" de diámetro, SS-316.
- Una (1) válvula de bola roscada de 1/2" de diámetro, SS-316.
- Una (1) válvula swing check de 1/2" de diámetro, SS-316.

Recirculación unidad 4

Utilizar los siguientes materiales:

- 3.15 m. aproximadamente de tubería de 1/2" de diámetro, sch 40, 304.
- Tres (3) codos de 90° roscado de 1/2" de diámetro, SS-316.
- Una (1) válvula de bola roscada de 1/2" de diámetro, SS-316.
- Una (1) válvula swing check de 1/2" de diámetro, SS-316.

Unión

Utilizar los siguientes materiales:

- 0.2 m. aproximadamente de tubería de 1/2" de diámetro, sch 40, 304.
- Una (1) válvula de bola roscada de 1/2" de diámetro, SS-316.

Tramo correspondiente entre el tanque de 35% y el de 1% (unidades 5 y 6)

Para la conexión entre el tanque receptor de hidracina al 35% y el tanque de dilución de químico al 1% utilizar los siguientes materiales. (ver plano n° 4):

- 35.39 m. aproximadamente de tubería de 1/2" de diámetro, sch 40, 304.
- Doce (12) codos de 90° roscado de 1/2" de diámetro, SS-316.
- Dos (2) válvulas de bola roscadas de 1/2" de diámetro, SS-316.
- Una (1) válvula swing check de 1/2" de diámetro, SS-316.

Tramo succión unidad 5

Para la conexión entre el tanque de hidracina al 1% y la succión de la bomba dosificadora utilizar los siguientes materiales (ver plano n° 4):

- 1.6 m. aproximadamente de tubería de 1/2" de diámetro, sch 40, 304.
- Siete (7) codos de 90° roscado de 1/2" de diámetro, SS-316.
- Una (1) válvula de bola roscada de 1/2" de diámetro, SS-316.

Tramo succión unidad 6

Para la conexión entre el tanque de hidracina al 1% y la succión de la bomba dosificadora utilizar los siguientes materiales (ver plano n° 4):

-
- 1.6 m. aproximadamente de tubería de 1/2" de diámetro, sch 40, 304.
 - Siete (7) codos de 90° roscado de 1/2" de diámetro, SS-316.
 - Una (1) válvula de bola roscada de 1/2" de diámetro, SS-316.

Tramo descarga unidad 5

Para la conexión entre la bomba dosificadora y la línea del condensado utilizar los siguientes materiales (ver plano n° 4):

- 36.15 m. aproximadamente de tubería de 1/2" de diámetro, sch 40, 304.
- Ocho (8) codos de 90° roscado de 1/2" de diámetro, SS-316.
- Una (1) válvula de bola roscada de 1/2" de diámetro, SS-316.
- Una (1) válvula swing check de 1/2" de diámetro, SS-316.
- Dos (2) tees roscadas de 1/2" de diámetro, SS-316

Tramo descarga unidad 6

Para la conexión entre la bomba dosificadora y la línea del condensado utilizar los siguientes materiales (ver plano n° 4):

- 34.65 m. aproximadamente de tubería de 1/2" de diámetro, sch 40, 304.
- Siete (7) codos de 90° roscado de 1/2" de diámetro, SS-316.
- Una (1) válvula de bola roscada de 1/2" de diámetro, SS-316.
- Una (1) válvula swing check de 1/2" de diámetro, SS-316.
- Dos (2) tees roscadas de 1/2" de diámetro, SS-316

Tramo de recirculación y unión en caso de falla (unidades 5 y 6)

Para la conexión entre la descarga de la bomba y el tanque de dosificación y la unión de los sistemas de inyección de las unidades en caso de emergencia.

Recirculación unidad 5

Utilizar los siguientes materiales:

- 3.15 m. aproximadamente de tubería de 1/2" de diámetro, sch 40, 304.

-
- Tres (3) codos de 90° roscado de 1/2" de diámetro, SS-316.
 - Una (1) válvula de bola roscada de 1/2" de diámetro, SS-316.
 - Una (1) válvula swing check de 1/2" de diámetro, SS-316.

Recirculación unidad 6

Utilizar los siguientes materiales:

- 3.15 m. aproximadamente de tubería de 1/2" de diámetro, sch 40, 304.
- Tres (3) codos de 90° roscado de 1/2" de diámetro, SS-316.
- Una (1) válvula de bola roscada de 1/2" de diámetro, SS-316.
- Una (1) válvula swing check de 1/2" de diámetro, SS-316.

Unión

Utilizar los siguientes materiales:

- 0.2 m. aproximadamente de tubería de 1/2" de diámetro, sch 40, 304.
- Una (1) válvula de bola roscada de 1/2" de diámetro, SS-316.

Especificaciones del sistema de inyección de Fosfato

Tramo succión unidad 3:

Para la conexión entre el tanque de fosfato y la succión de la bomba dosificadora utilizar los siguientes materiales (ver plano n° 5):

- 1.6 m. aproximadamente de tubería de 1/2" de diámetro, sch 40, 304.
- Siete (7) codos de 90° roscado de 1/2" de diámetro, SS-316.
- Una (1) válvula de bola roscada de 1/2" de diámetro, SS-316.

Tramo succión unidad 4:

Para la conexión entre el tanque de fosfato y la succión de la bomba dosificadora utilizar los siguientes materiales (ver plano n° 5):

- 1.6 m. aproximadamente de tubería de 1/2" de diámetro, sch 40, 304.

-
- Siete (7) codos de 90° roscado de 1/2" de diámetro, SS-316.
 - Una (1) válvula de bola roscada de 1/2" de diámetro, SS-316.

Tramo descarga unidad 3:

Para la conexión entre la bomba dosificadora y el drum de la caldera utilizar los siguientes materiales (ver plano n° 5):

- 40.67 m. aproximadamente de tubería de 1/2" de diámetro, sch 40, 304.
- Doce (12) codos de 90° roscado de 1/2" de diámetro, SS-316.
- Una (1) válvula de bola roscada de 1/2" de diámetro, SS-316.
- Una (1) válvula swing check de 1/2" de diámetro, SS-316.
- Dos (2) tees roscadas de 1/2" de diámetro, SS-316

Tramo descarga unidad 4:

Para la conexión entre la bomba dosificadora y el drum de la caldera utilizar los siguientes materiales (ver plano n° 5):

- 33.40 m. aproximadamente de tubería de 1/2" de diámetro, sch 40, 304.
- Seis (6) codos de 90° roscado de 1/2" de diámetro, SS-316.
- Una (1) válvula de bola roscada de 1/2" de diámetro, SS-316.
- Una (1) válvula swing check de 1/2" de diámetro, SS-316.
- Dos (2) tees roscadas de 1/2" de diámetro, SS-316

Tramo de recirculación y unión en caso de falla (unidades 3 y 4)

Para la conexión entre la descarga de la bomba y el tanque de dosificación y la unión de los sistemas de inyección de las unidades en caso de emergencia.

Recirculación unidad 3:

Utilizar los siguientes materiales:

- 3.15 m. aproximadamente de tubería de 1/2" de diámetro, sch 40, 304.
- Tres (3) codos de 90° roscado de 1/2" de diámetro, SS-316.

-
- Una (1) válvula de bola roscada de 1/2" de diámetro, SS-316.
 - Una (1) válvula swing check de 1/2" de diámetro, SS-316.

Recirculación unidad 4:

Utilizar los siguientes materiales:

- 3.15 m. aproximadamente de tubería de 1/2" de diámetro, sch 40, 304.
- Dos (2) codos de 90° roscado de 1/2" de diámetro, SS-316.
- Una (1) válvula de bola roscada de 1/2" de diámetro, SS-316.
- Una (1) válvula swing check de 1/2" de diámetro, SS-316.

Unión:

Utilizar los siguientes materiales:

- 0.2 m. aproximadamente de tubería de 1/2" de diámetro, sch 40, 304.
- Una (1) válvula de bola roscada de 1/2" de diámetro, SS-316.

Tramo succión unidad 5:

Para la conexión entre el tanque de fosfato y la succión de la bomba dosificadora utilizar los siguientes materiales (ver plano n° 4):

- 1.6 m. aproximadamente de tubería de 1/2" de diámetro, sch 40, 304.
- Siete (7) codos de 90° roscado de 1/2" de diámetro, SS-316.
- Una (1) válvula de bola roscada de 1/2" de diámetro, SS-316.

Tramo succión unidad 6:

Para la conexión entre el tanque de fosfato y la succión de la bomba dosificadora utilizar los siguientes materiales (ver plano n° 4):

- 1.6 m. aproximadamente de tubería de 1/2" de diámetro, sch 40, 304.
- Siete (7) codos de 90° roscado de 1/2" de diámetro, SS-316.
- Una (1) válvula de bola roscada de 1/2" de diámetro, SS-316.

Tramo descarga unidad 5:

Para la conexión entre la bomba dosificadora y el drum de la caldera utilizar los siguientes materiales (ver plano n° 4):

- 43.4 m. aproximadamente de tubería de 1/2" de diámetro, sch 40, 304.
- Catorce (14) codos de 90° roscado de 1/2" de diámetro, SS-316.
- Una (1) válvula de bola roscada de 1/2" de diámetro, SS-316.
- Una (1) válvula swing check de 1/2" de diámetro, SS-316.
- Dos (2) tees roscada de 1/2" de diámetro, SS-316.

Tramo descarga unidad 6:

Para la conexión entre la bomba dosificadora y el drum de la caldera utilizar los siguientes materiales (ver plano n° 4):

- 50.23 m. aproximadamente de tubería de 1/2" de diámetro, sch 40, 304.
- Trece (13) codos de 90° roscado de 1/2" de diámetro, SS-316.
- Una (1) válvula de bola roscada de 1/2" de diámetro, SS-316.
- Una (1) válvula swing check de 1/2" de diámetro, SS-316.
- Dos (2) tees roscada de 1/2" de diámetro, SS-316.

Tramo de recirculación y unión en caso de falla (unidades 5 y 6)

Para la conexión entre la descarga de la bomba y el tanque de dosificación y la unión de los sistemas de inyección de las unidades en caso de emergencia.

Recirculación unidad 5:

Utilizar los siguientes materiales:

- 3.15 m. aproximadamente de tubería de 1/2" de diámetro, sch 40, 304.
- Una (1) válvula de bola roscada de 1/2" de diámetro, SS-316.
- Una (1) válvula swing check de 1/2" de diámetro, SS-316.

Recirculación unidad 6:

Utilizar los siguientes materiales:

- 3.15 m. aproximadamente de tubería de 1/2" de diámetro, sch 40, 304.
- Una (1) válvula de bola roscada de 1/2" de diámetro, SS-316.
- Una (1) válvula swing check de 1/2" de diámetro, SS-316.

Unión:

Utilizar los siguientes materiales:

- 0.2 m. aproximadamente de tubería de 1/2" de diámetro, sch 40, 304.
- Una (1) válvula de bola roscada de 1/2" de diámetro, SS-316.

Costos de materiales de los sistemas de hidracina y fosfatos

Costos tramo desde el tanque de 35% al del 1 %

	cant. (m)	precio unitario (BsF.)	precio total(BsF)
Tubería de 1/2" de diámetro, sch 40, 304	64.53	297 pieza 6m	3194,235
Codos de 90° roscado de 1/2" de diámetro, SS-316.	27	107	2889,00
Válvula de bola roscada de 1/2" de diámetro, SS-316.	4	57	228,00
Válvula swing check de 1/2" de diámetro, SS-316	2	69	138
Costo total			6449,235

Costos succión Hidracina

	cant. (m)	precio unitario (BsF.)	precio total(BsF)
Tubería de 1/2" de diámetro, sch 40, 304	6.4	297 pieza 6m	297,00
Codos de 90° roscado de 1/2" de diámetro, SS-316.	28	107	2996,00
Válvula de bola roscada de 1/2" de diámetro, SS-316.	4	57	228,00
Costo total			3521,00

Costo descarga Hidracina

	cant. (m)	precio unitario (BsF.)	precio total(BsF)
Tubería de 1/2" de diámetro, sch 40, 304	109.8	297 pieza 6m	5435,10
Codos de 90° roscado de 1/2" de diámetro, SS-316.	23	107	2461,00
Válvula de bola roscada de 1/2" de diámetro, SS-316.	4	57	228,00
Válvula swing check de 1/2" de diámetro, SS-316	4	69	276,00
Tees roscadas de 1/2" de diámetro, SS-316	8	139	1112,00
Costo total			9512,10

Costo recirculación y unión Hidracina

	cant. (m)	precio unitario (BsF.)	precio total(BsF)
Tubería de 1/2" de diámetro, sch 40, 304	12.6	297 pieza 6m	594,00
Codos de 90° roscado de 1/2" de diámetro, SS-316.	6	107	642,00
Válvula de bola roscada de 1/2" de diámetro, SS-316.	8	57	456,00
Válvula swing check de 1/2" de diámetro, SS-316	4	69	276,00
Costo total			1968,00

Costos succión Fosfato

	cant. (m)	precio unitario (BsF.)	precio total(BsF)
Tubería de 1/2" de diámetro, sch 40, 304	6.4	297 pieza 6m	297,00
Codos de 90° roscado de 1/2" de diámetro, SS-316.	28	107	2996,00
Válvula de bola roscada de 1/2" de diámetro, SS-316.	4	57	228,00
Costo total			3521,00

Costo descarga Fosfato

	cant. (m)	precio unitario (BsF.)	precio total(BsF)
Tubería de 1/2" de diámetro, sch 40, 304	167.7	297 pieza 6m	8301,15
Codos de 90° roscado de 1/2" de diámetro, SS-316.	45	107	4815,00
Válvula de bola roscada de 1/2" de diámetro, SS-316.	4	57	228,00
Válvula swing check de 1/2" de diámetro, SS-316	4	69	276,00
Tees roscadas de 1/2" de diámetro, SS-316	8	139	1112,00
Costo total			14732,15

Costo recirculación y unión Fosfato

	cant. (m)	precio unitario (BsF.)	precio total(BsF)
Tubería de 1/2" de diámetro, sch 40, 304	12.6	297 pieza 6m	594,00
Codos de 90° roscado de 1/2" de diámetro, SS-316.	6	107	642,00
Válvula de bola roscada de 1/2" de diámetro, SS-316.	8	57	456,00
Válvula swing check de 1/2" de diámetro, SS-316	4	69	276,00
Costo total			1968,00

Costo total tuberías y accesorios	41671,385 BsF.
-----------------------------------	----------------

Costo bombas dosificadoras y tanques

	cant. (m)	precio unitario (BsF.)	precio total(BsF)
Bomba dosificadora modelo 1730	8	20.000 (aprox)	160.000,00
Tanque contenedor de químico	4	5000 (aprox)	20.000,00

Costo total			180.000,00
-------------	--	--	------------

Costo total materiales y equipos		221.671,385 BsF.
----------------------------------	--	------------------

APÉNDICE A-3

COSTOS POR REPARACIÓN DE TUBO ROTO EN CALDERA DE UNIDAD 4



OFERTA No.: MIE-JV-03-12-07-01
FECHA: 03-Diciembre-07
PAGINA Nº: 1 de 3

OBRA: REPARACION TUBOS ROTOS UNIDAD 4 13-04-2008

CLIENTE: C.A. LA ELECTRICIDAD DE CARACAS
LICITACION No.: S/N

PART	DESCRIPCION	UNID.	CANT.	PRECIO UNIT.	TOTAL
1	ACCESO E ILUMINACION				
1,1	Apertura cierre y reparación de tornillería y empacadoras de cada una de las bocas de visita o puertas de acceso	Un	6,00	397,00	2.382,00
1,2	Retiro, limpieza y posterior reparación, remplazo y colocación del material refractario (ladrillos) y aislamiento, en las puertas de acceso o bocas de visita del Generador de vapor	Un	6,00	561,00	3.366,00
1,3	Transporte, instalación y retiro de equipos de iluminación para la zona de trabajo	Un	2,00	482,00	964,00
1,4	Transporte montaje y desmontaje de andamios tubulares	M²	648,00	44,00	28.512,00
1,5	Transporte instalación y retiro de piso de tablas (aminceras de 15 m²) para los sobrecalentadores	M²	15,00	181,00	2.715,00
1,6	Transporte instalación y retiro de plataformas de trabajo en la cámara de colectores, sobre los embudos, para los sobrecalentadores	M²	9,00	193,00	1.737,00
1,7	Localización, Preparativos y Limpieza para reparación de tubos rotos en elementos internos superiores, Sobrecalentadores primarios, secundarios y enfriantes, recalentadores de alta y baja	Un	2,00	6.245,00	12.490,00
1,8	Limpieza, remoción, preparación, alineación y montaje de sección de tubo (promedio de longitud de 0,3 a 1 ml de longitud) de sobrecalentadores, recalentadores de alta y baja, economizador	Un	1,00	13.107,00	13.107,00
1,9	Limpieza, remoción, preparación, alineación y montaje de sección de tubo (promedio de longitud de 1 a 5 ml de longitud) de sobrecalentadores, recalentadores de alta y baja, economizador	Un	1,00	14.183,00	14.183,00
1,10	Remoción e instalación de lminas y paneles de silicato para aislamiento de colectores y bocas de tubos en cámara muerta intermedia	M²	12,00	1.557,00	18.684,00
1,11	Remoción, fabricación e instalación de lminas de piso (1 mt x 0,5 mts.) en cámara muerta	M²	0,00	1.944,00	0,00
1,12	Remoción fabricación e instalación de placa de sello metálico de los serpentes (tipo peine)	M²	1,00	1.750,00	1.750,00
1,13	Remoción, fabricación e instalación de sellos (refractario y planchado) en paredes de la cámara muerta intermedia, sobrecalentadores primarios y secundarios	Ml	12,00	1.143,00	13.716,00
1,14	Demolición, construcción vaciado y ocado de sellos refractarios, en el borno (enchufe ladrillos, barras retenedoras y placas)	M²	9,00	1.496,00	13.464,00
2	INSPECCION Y PRUEBAS				
2,1	Inspecciones de los tubos en campo, inspección visual, líquidos penetrantes o partículas magnéticas fluorescentes o su nivel similar, mediciones de espesores y diámetro externo.	Un	2,00	1.612,00	3.224,00

TOTAL ACCESO E ILUMINACION.....	Bs.	52.166,00
TOTAL LOCALIZACION Y REPARACION DE TUBOS ROTOS.....	Bs.	74.904,00
TOTAL INSPECCIONES Y PRUEBAS.....	Bs.	3.224,00
TOTAL SERVICIO.....	Bs.	130.294,00
IVA 9%.....	Bs.	11.726,46
MONTO TOTAL.....	Bs.	142.020,46

ME Mantenimientos Industriales Elas, C.A.

BIBLIOGRAFÍA

- ARIAS, F., 2006. *El Proyecto de Investigación. Introducción a la metodología científica*. Caracas. Editorial Episteme.
- BALESTRINI, M., 2002. *Cómo se elabora el proyecto de investigación*. 6ta.Edición. Caracas. Editores Consultores Asociados BL. Servicio Editorial.
- FORNARI, C., y HERNÁNDEZ, L., 1996. *Proyecto de recuperación de condensado y disminución de costos en tratamiento del agua de alimentación de caldera de una empresa. Tesis de Grado*. Escuela de Mecánica, U.C.V., Caracas, Venezuela.
- HERNANDEZ, R. 2003. *Metodología de la Investigación*. McGraw-Hill Ed., Tercera Edición, México, D.F.
- HICKS, T., 1960. *Bombas, su selección y aplicación*. Compañía Editorial Continental, México D.F., México, 333 – 351.
- HIGGINS, A., y ELONKA S., 1976. *Boiler room Questions and answers*. Mc Graw Hill, New York, Estados Unidos, 262-279.
- KRISTAL, F., y ANNELT F., 1953. *Pumps, selection, installation operation*. Mc Graw Hill
- JONAS, O., 1984. *Combined water treatment improves boiler reliability*. Power, Vol. 128, No. 4, 112 – 114.
- LASSARTE, C., 1987. “*I Seminario Sobre Prevención de la Corrosión y Mantenimiento de Calderas: Corrosión Lado Agua*”. Caracas, Venezuela. FUNDAVAC.
- MARTUCCI, A., 2006. “*Tratamiento Químico del Ciclo de Aguas de Vapor y Condensado*”. Valencia, Venezuela.
- MATAIX, C., 1993. *Mecánica de fluidos y máquinas hidráulicas*. Ediciones del Castillo, Madrid, España.
- MÉNDEZ, C. 2006. *Metodología: diseño y desarrollo del proceso de investigación con énfasis en ciencias empresariales*. 4ta.Edición. Bogotá. Editorial Limusa.

-
- MESNY, M., 1977. *Calderas de vapor, descripción, teoría, manejo y mantenimiento*. Ediciones Marymar. Buenos Aires, Argentina.
- NALCO COMPANY, 1997. *Manual del agua, su naturaleza, tratamiento aplicaciones*. Ediciones Mc Graw Hill. México.
- NALCO COMPANY, 2005. “*Boiler Chemistry Guidelines*”. Los Angeles, U.S.A.
- NALCO COMPANY, 2004. “*Question and Answers Phosphate Hideout*”. Bulletin 268.
- PINCUS, L., 1962. *Practical boiler water treatment*. Mc Graw Hill, 172 -176
- SABINO, C., 2000. *El Proceso de la Investigación*. Editorial Marvelli. Caracas. Venezuela.
- SCHEERER, C., CLUZEL, J., y LANE, R., 1990. *Monitoring improvements advance polishing efficiency*. Power. Vol. 134, No. 6, 23 – 24.
- ROSSI, B., 1987. “*I Seminario Sobre Prevención de la Corrosión y Mantenimiento de Calderas: Lavado Químico y Decapado Pre-servicio de Calderas*”. Caracas, Venezuela. FUNDAVAC.
- SKROTSKY, B.G.A. *Power Station Engineering and Economy*. Mc Graw Hill-1960
- SPRING, H., y KOHAN A., 1981. *Boiler operations guide*. Mc Graw Hill, México, D.F., 345 – 383.
- STODDOLA, J., 1996. “*Enhanced Phosphate Treatment for Drum-Recirculating Boilers*”. Toronto, Canada. Ontario Hydro Inc.
- STRAUSS, S., 1993. *Early returns verify promise of feedwater oxygenation*. Power, Vol. 137, No. 1, 43 – 45.
- TANIS, J.N., 1987. *Procedures of industrial water treatment*. Ltan Inc, Connecticut, U.S.A., 77-83.
- UHLIG, H., 1968. “*Manual de Corrosión*”. J. Wiku. New York.
- UNIDAD DE SOPORTE TÉCNICO.CGRZ. *Manual de Instrucción de procesos en planta*. La Electricidad de Caracas. 1979.
- UNIDAD DE ADIESTRAMIENTO Y CAPACITACIÓN, *Manual de Generadores de Vapor*. La Electricidad de Caracas. 1973.

Buscador: Google. SitioWeb: Disponible
http://www.conectapyme.com/files/publica/OSHAS_tema_5.pdf.
Consultado: [2007/08/30].

Buscador:Google.SitioWeb: Disponible
<http://www.monografias.com/trabajos10/sehig/sehig.shtml>.
Consultado: [2007/08/30].

Buscador:Altavista. Sitio Web: Disponible
http://www.atsdr.cdc.gov/es/toxfaqs/es_tfacts178.html.
Consultado: [2007/08/30].

Buscador:Google.SitioWeb: Disponible
<http://www.analytyka.com.mx/tabla%20periodica/elementos/Na.html>.
Consultado: [2007/08/31].

Buscador: Google. Sitio Web: Disponible
<http://www.boilerspec.com/EmmisEffic/welcome.html>.
Consultado: [2007/08/31].

Buscador:Google.Sitioweb: Disponible
<http://www.rbbertomeu.es/html/docs/AP-H-ET-calderas%20fuel.pdf>.
Consultado: [2008/01/24].

Buscador:Google.Sitioweb: Disponible
http://www2.ing.puc.cl/~power/alumno06/OED/archivos/Optimizacion_Economica_de_la_Disponibilidad.pdf
Consultado: [2008/01/29].

Buscador: Google.Sitioweb: Disponible
<http://www.cleaver-brooks.com>
Consultado: [2008/02/01].

Ley Orgánica de Prevención, Condiciones y Medio Ambiente de Trabajo. Gaceta Oficial N° 38.236. Julio 26, 2005.

Norma COVENIN 187
“Colores, Símbolos y Dimensiones para Señales de Seguridad”. Fondonorma, 2003.

Norma COVENIN 253
“Codificación para Identificación de Tuberías que Conduzcan Fluidos”. Fondonorma, 1999.

Norma COVENIN 2165

“Guantes de Goma Natural y Materiales Sintéticos para Uso Industrial”
Fondonorma, 1984.

Norma COVENIN 2237

“Ropa, Equipos y Dispositivos de Protección Personal. Selección de acuerdo
al Riesgo Ocupacional” Fondonorma, 1989.

Norma COVENIN 2239- I-III-IV

“Materiales Inflamables y Combustibles, Almacenamiento y Manipulación”
Fondonorma, 1991.

Norma COVENIN 2253

“Concentraciones Ambientales Permisibles de Sustancias Químicas en
Lugares de Trabajo” Fondonorma, 2001.

Norma IEEE-762.

“Standard Definitions for Use in Reporting Electric Generating Unit
Reliability, Availability, and Productivity” 1987.

Normas OSHA (Occupation Safety and Health Administration) 3132 y 3133.

“Process Safety Management” 2000.

Norma ASTM (American Society for Testing and Materials) 3483.

“Standard Test Methods for Accumulated Deposition in a Steam Generator
Tube” 1983.

[ANEXO 1]

**MANUALES DE PROCEDIMIENTO SISTEMAS DE DOSIFICACIÓN DE
HIDRACINA Y FOSFATO**

Manual de procedimiento para el manejo de hidracina

A través del conocimiento de los procedimientos se puede tener una concepción clara y sistemática de las operaciones que se realizan en cualquier dependencia y la descripción de estos procedimientos debe efectuarse de acuerdo con la realidad operativa del proceso y con la normativa vigente establecida a tal efecto.

Tomando en cuenta lo anteriormente señalado y advirtiendo el riesgo que implica el manejo de sustancias químicas peligrosas, como la hidracina, es necesario que se tenga un estricto control en las operaciones que involucren esta sustancia, con esta finalidad se desarrolla este manual de procedimientos donde se detallan los pasos a seguir en caso de realizar mantenimiento al sistema, se detallan todos los procesos relacionados con el proceso de inyección de hidracina, así como también se describen las acciones a tomar en caso de derrame o fugas y riegos inherentes a su

manipulación. Adicionalmente se presentan los equipos responsables de cada actividad con el propósito de tener un mejor control sobre el proceso. Dicho manual permite además dar cumplimiento a la legislación y normativa vigente con respecto a uso y manejo de la Hidracina, con lo que se mejora la seguridad y calidad de vida del personal de planta Tocoa, perteneciente al Conjunto Generador Josefa Joaquina Sánchez Bastidas.

Objetivos

- Manipular la hidracina según normas vigentes.
- Minimizar el tiempo de contacto entre el operador y la hidracina.
- Establecer pasos a seguir en caso de derrame de la sustancia.
- Establecer un registro de llenado de los tanques.
- Establecer un registro de la conductividad del agua en diversos puntos del ciclo agua-vapor.
- Establecer pasos para la realización de mantenimiento preventivo.

Descripción del sistema

El sistema de inyección y dosificación consta de los siguientes elementos:

- 2 Tanques de acero inoxidable de capacidad de 750 litros c/u utilizado para la Hidracina con una concentración del 35 %.
- 2 tanques de acero inoxidable de capacidad 350 litros utilizado para la Hidracina con una concentración del 1 % , uno para las unidades 3 y 4, y otro para las unidades 5 y 6.
- 4 Bombas de desplazamiento positivo.
- 2 Bombas centrífugas.
- Válvulas check.
- Tubos de acero inoxidable.

Descripción y riesgo de la sustancia

La Hidracina (N_2H_4) es un compuesto químico altamente tóxico que se usa para reducir la cantidad de oxígeno presente en el agua y en consecuencia prevenir la corrosión en los tubos de la caldera, además cumple con dos funciones adicionales: formar una capa de un óxido de hierro estable (magnetita) en las paredes internas de las tuberías de la caldera y formar amoníaco para mantener en un nivel adecuado el pH del agua de la caldera (de 9 a 10).

Entre los riesgos a los que se está expuesto al manejar Hidracina se tienen: si se inhala es muy peligroso ya que es extremadamente destructivo para el tracto respiratorio, este riesgo se incrementa debido a que este compuesto se evapora fácilmente en el aire, al contacto con la piel puede causar quemaduras y puede ser absorbido por la sangre, en los ojos puede causar daños permanentes y al ingerirse es tóxico y posiblemente un agente cancerígeno.

Procedimiento Para El Llenado Del Porta Feed De Hidracina Al 35 % En Nivel De Planta Baja

# Act.	Denominación	Sec.	Descripción	Responsable
1	Operación	1	Colocar señales de advertencia	Personal de mantto. Mecánico/Personal de laboratorio
2	Inspección	A	Verificar el buen funcionamiento de las duchas y lava ojos	Personal de laboratorio
3	Acción	I	Colocarse Guantes de Goma o PVC, Equipos de Protección Respiratoria y Protectores Oculares	Personal de Mantto. Mecánico/Personal de laboratorio
4	Operación	2	Conducir el montacargas con el porta feed lleno , hasta la zona del tanque de hidracina fijo	Personal Mantto Mecánico Tacoa

5	Operación	3	Conectar la manguera de descarga al porta feed cargado	Personal de Laboratorio
6	Operación	5	Conectar la manguera de descarga al porta feed vacío	Personal de Laboratorio
7	Operación	6	Ajustar los ganchos de seguridad en ambos extremos de la manguera	Personal de laboratorio
8	Operación	7	Abrir válvula de descarga del porta feed lleno	Personal de laboratorio
9	Operación	8	Elevar el porta feed lleno con el monta cargas hasta que el líquido por gravedad se descargue completamente en el porta feed de planta	Personal Mantto Mecánico Tocoa
10	Inspección	B	Verificar que el tanque elevado por el montacargas este vacío	Personal de laboratorio

11	Operación	9	Cerrar válvulas del porta feed	Personal de laboratorio
12	Operación	10	Desconectar la manguera de trasiego	Personal de Laboratorio
13	Inspección	C	Sellar con tapones las boquillas de cada porta feed	Personal de Laboratorio
14	Operación	11	Colocar la manguera de trasiego sobre el porta feed de planta	Personal de laboratorio
15	Operación	12	Retirar el montacargas y señales de advertencia	Personal Mantto Mecánico Tocoa

El proceso de llenado del tanque receptor de hidracina que se encuentra al 35% consiste en la colocación de un segundo tanque de las mismas dimensiones en la

parte superior del receptor e interconectado mediante una tubería flexible. Este tanque es puesto en posición mediante un monta carga y asegurado en su base.

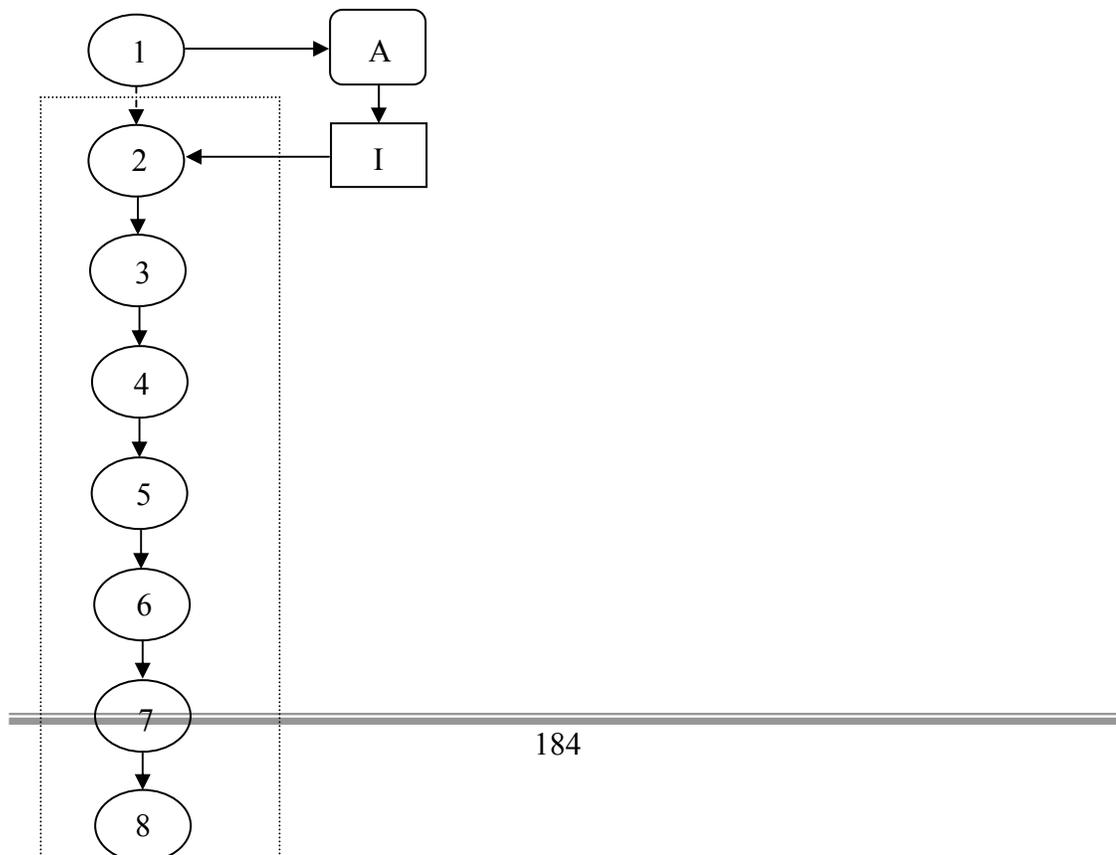
El llenado se realiza por medio de gravedad y se controla el nivel mediante un medidor de nivel visual. Luego se desconecta la manguera y se retira el tanque.

Desde el tanque de recepción de hidracina al 35% es puesta en marcha una bomba centrífuga que envía el fluido a un tanque donde se cambia la concentración de la hidracina al 1%, desde este tanque se envía dicho fluido mediante dos bombas de desplazamiento positivo a la etapa de condensado de las unidades 3 y 4 (una bomba para cada unidad).

Ubicado en la en área donde se encuentra la pantalla protectora del salitre se encuentra un segundo tanque receptor de hidracina al 35%, una bomba centrífuga envía el fluido a un tanque en el cual se diluye al 1%. Del tanque que contiene el químico diluido se bombea al condensado de las unidades 5 y 6 (una por unidad).

El personal del Laboratorio Químico es responsable de ejecutar la dosificación de hidracina, el cual es apoyado por el personal de Operaciones cuando sea necesario.

Diagrama De Operaciones Para El Llenado Del Porta Feed De Hidracina Al 35 % En Nivel De Planta Baja



LEYENDA

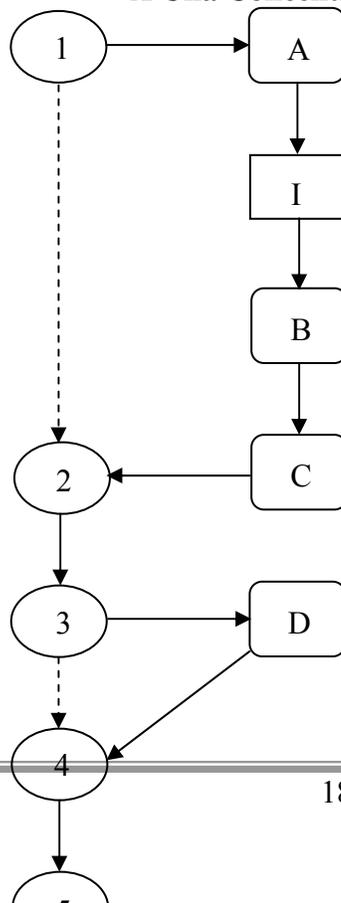
	Actividad con riesgo de Contaminación
	Operación
	Inspección
	Acción

Procedimiento Para La Disolución De La Hidracina Al 35% Para Llevarla A Una Concentración Del 1 %

# Act.	Denominación	Sec.	Descripción	Responsable
1	Operación	1	Colocar señales de advertencia	Personal de laboratorio
2	Inspección	A	Verificar el buen funcionamiento de las duchas y lava ojos	Personal de laboratorio
3	Acción	I	Colocarse Guantes de Goma o PVC, Equipos de Protección Respiratoria y Protectores Oculares	Personal de laboratorio
4	Inspección	B	Verificar que las bombas no estén en funcionamiento	Personal de laboratorio
5	Inspección	C	Verificar que el nivel del tanque de hidracina al 35% sea mayor al del tanque de 1%.	Personal de Laboratorio
6	Operación	2	Cerrar válvulas 2 y 5 (ver esquemático del sistema)	Personal de Laboratorio

7	Operación	3	Abrir válvulas 1,3,4 (ver esquemático del sistema)	Personal de laboratorio
8	Inspección	D	Verificar que el nivel alcanzado en el tanque de 1% sea el deseado	Personal de laboratorio
9	Operación	4	Cerrar la válvula 3 y 1 (ver esquemático del sistema)	Personal de laboratorio
10	Operación	5	Abrir válvula 8 (ver esquemático del sistema)	Personal de laboratorio
11	Inspección	E	Verificar que el nivel alcanzado en el tanque de 1% sea el deseado	Personal de laboratorio
12	Operación	6	Abrir válvula 5 (ver esquemático del sistema)	Personal de Laboratorio
13	Inspección	F	verificar que la válvula 7 esta abierta (ver esquemático del sistema)	Personal de Laboratorio
14	Operación	7	Encender bomba dosificadora	Personal de laboratorio
15	Operación	8	Retirar señales de advertencia	Personal de laboratorio

Diagrama De Operaciones La Disolución De La Hidracina Al 35% Para Llevarla A Una Concentración Del 1 %



LEYENDA

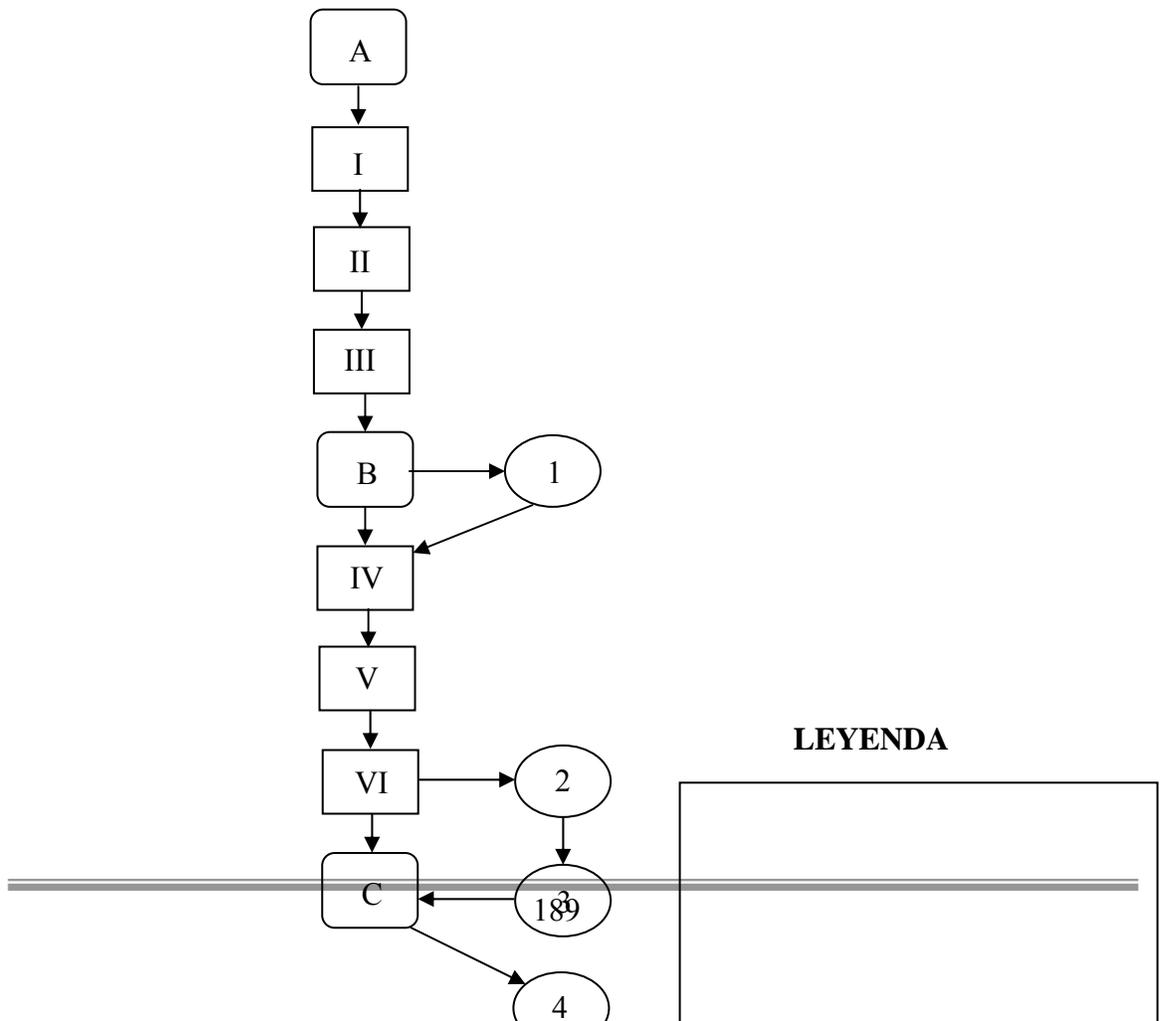
	Actividad con riesgo de Contaminación
	Operación
	Inspección
	Acción

Procedimiento Para Corregir Fugas En Las Tuberías Del Sistema De Hidracina

#Act.	Denominación	Sec.	Descripción	Responsable
1	Inspección	A	Verificar el estado de todas las tuberías, conexiones, válvulas, motores	Personal de Laboratorio
2	Acción	I	Reportar la fuga al personal de operaciones	Personal de Laboratorio
3	Acción	II	Notificar la fuga por medio de un SAP, dirigida al personal de Mantto. mecánico	Personal de Operaciones
4	Acción	III	Elaborar una orden de ejecución de trabajo	Personal Mantto. Mecánico
5	Inspección	B	Evaluar daños y estimar recursos para corregir la falla	Personal Mantto. Mecánico/ Personal de laboratorio
6	Operación	1	Cerrar flujo de hidracina	Personal de Laboratorio
7	Acción	IV	Elaborar permisología	Personal Mantto. Mecánico

8	Acción	V	Revisar y conformar la permisología	Personal de Operaciones
9	Acción	VI	Colocarse Guantes de Goma o PVC, Equipos de Protección Respiratoria y Protectores Oculares	Personal Mantto. Mecánico
10	Operación	2	Purgar la tubería	Personal Mantto. Mecánico
11	Operación	3	Desmontar la pieza	Personal Mantto. Mecánico
12	Inspección	C	Examinar la pieza	Personal Mantto. Mecánico
13	Operación	4	Colocar Permatex / teflón	Personal Mantto. Mecánico
14	Operación	5	Instalar la pieza (reparada o nueva según sea el caso)	Personal Mantto. Mecánico
15	Operación	6	Abrir las válvulas correspondientes	Personal Mantto. Mecánico
16	Inspección	D	Verificar corrección de la fuga	Personal Mantto. Mecánico/ Personal de laboratorio
17	Acción	VII	Conformar cierre de la permisología de realización del trabajo	Personal de Operaciones
18	Acción	VIII	Cerrar orden SAP	Personal Mantto. Mecánico

Diagrama De Operaciones Para Corregir Fugas En Las Tuberías Del Sistema De Hidracina



 Actividad con riesgo de Contaminación

 Operación

 Inspección

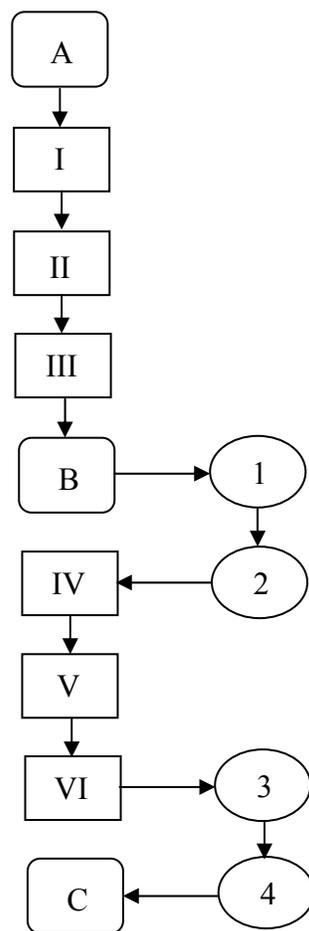
 Acción

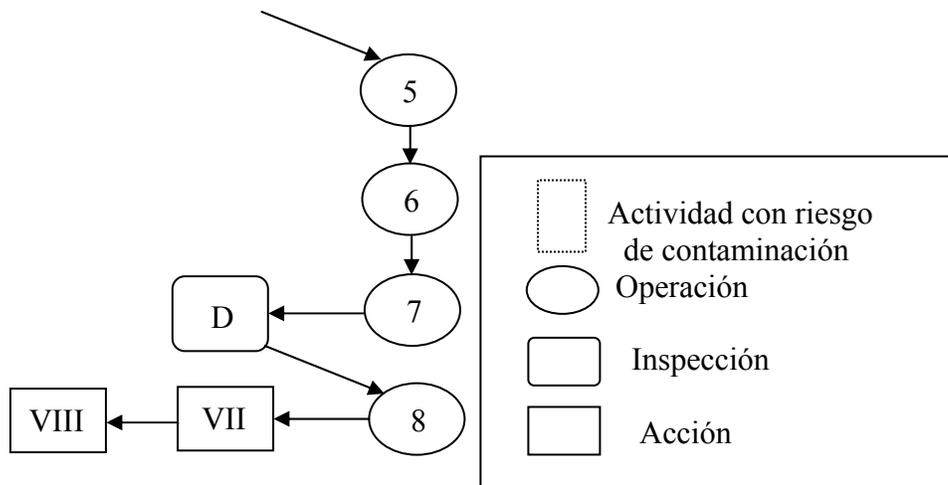
Procedimiento Para El Mantenimiento De Las Bombas De Trasiego De Hidracina

# Act.	Denominación	Sec.	Descripción	Responsable
1	Inspección	A	Verificar el buen funcionamiento del equipo	Personal de laboratorio
2	Acción	I	Reportar la falla al personal de operaciones	Personal de laboratorio
3	Acción	II	Realizar un aviso o notificación SAP a personal de mantto. Mecánico Tacoa	Personal de operaciones
4	Acción	III	Elaborar una orden para ejecutar el trabajo	Personal Mantto Mecánico Tacoa
5	Inspección	B	Evaluar los daños, estimar recursos para corregir la falla	Personal Mantto Mecánico Tacoa/ Personal de Laboratorio
6	Operación	1	Colocar señales de advertencia	Personal de laboratorio
7	Operación	2	Cerrar el flujo de hidracina por las tuberías	Personal de laboratorio

8	Acción	IV	Elaborar permisología	Personal Mantto Mecánico Tacoa
9	Acción	V	Revisar y conformar permisología	Personal de operaciones
10	Acción	VI	Colocarse Guantes de Goma o PVC, Equipos de Protección Respiratoria y Protectores Oculares	Personal Mantto Mecánico Tacoa
11	Operación	3	Desinstalar bomba	Personal Mantto Mecánico Tacoa
12	Operación	4	Lavar tuberías en el taller y/o ducha de emergencia	Personal Mantto Mecánico Tacoa
13	Inspección	C	Revisar de forma general el motor y accesorios	Personal Mantto Mecánico Tacoa
14	Operación	5	Corregir fallas encontradas o cambiar accesorios	Personal Mantto Mecánico Tacoa
15	Operación	6	Instalar el equipo	Personal Mantto Mecánico Tacoa
16	Operación	7	Encender bomba	Personal Mantto Mecánico Tacoa/ Personal de Laboratorio
17	Inspección	D	Observar el funcionamiento	Personal Mantto Mecánico Tacoa/ Personal de Laboratorio
18	Operación	8	Retirar señales de advertencia	Personal de laboratorio
19	Acción	VII	Conformar cierre de permisología	Personal de operaciones
20	Acción	VIII	Cerrar orden SAP de ejecución de trabajo	Personal Mantto Mecánico Tacoa

Diagrama De Operaciones Para El Mantenimiento De Las Bombas De Trasiego De Hidracina





Procedimiento de operación:

1. El operario debe revisar el indicador de conductividad correspondiente a la etapa de condensado.
2. Si la conductividad se encuentra dentro del rango permitido (2-5 mS/cm²) el operador deberá mantener el sistema como se encuentra actualmente.
3. Si la conductividad está por debajo del rango antes mencionado el operador debe seguir los siguientes pasos:

3.1 Dirigirse hacia el área donde están ubicados los tanques de dosificación. Verificar a través del indicador de nivel visual que el tanque posea al menos la mitad de su capacidad para poder en funcionamiento el sistema.

3.2 Encender la bomba para así inyectar hidracina al sistema. Posteriormente se debe colocar la carrera de la bomba (dosificación) al máximo con la finalidad de aumentar la conductividad lo más rápido posible.

3.3 Una vez que se logra llevar el nivel de conductividad al rango adecuado se baja la rata de inyección para mantener los valores permitidos.

4. Si la conductividad se encuentra por encima del rango permitido el operador debe dirigirse al tablero de control y apagar la bomba correspondiente a la unidad cuya celda indicó un valor fuera del rango. Se deben monitorear continuamente los valores de conductividad de esta unidad hasta que lleguen al rango adecuado. Una vez que se llega al límite inferior (2 mS/cm^2) el operario debe encender la bomba dosificadora y colocar la carrera entre 3 y 7 con el objetivo de mantener la conductividad en niveles correctos.

Procedimiento en caso de derrames:

1. En caso de que el operador observe algún tipo de fuga o derrame en el sistema, bien sea en las bombas, en las tuberías, en válvulas o en el tanque, este debe acudir al tablero de control a desactivar la bomba.

2. Si el operador o algún trabajador tuvo contacto con la sustancia con alguna parte de su cuerpo debe acudir inmediatamente a los lugares debidamente identificados ubicados adyacentes a los tanques de hidracina, bien sea el lava ojos o la regadera, para enjuagarse con abundante agua la zona de su cuerpo afectada.

3. Luego de esto el operador debe informar a su superior (mantenimiento, operaciones) sobre la situación que está ocurriendo, así como también al Departamento de Seguridad cuyo personal se encuentra identificado en planta portando cascos de color rojo.

Manual de procedimientos para el proceso de inyección de fosfato

A través del conocimiento de los procedimientos se puede tener una concepción clara y sistemática de las operaciones que se realizan en cualquier dependencia y la descripción de estos procedimientos debe efectuarse de acuerdo con la realidad operativa del proceso y con la normativa vigente establecida a tal efecto.

Tomando en cuenta lo anteriormente señalado y advirtiendo el riesgo que implica el manejo de sustancias químicas peligrosas, como el fosfato, es necesario que se tenga un estricto control en las operaciones que involucren esta sustancia, con esta finalidad se desarrolla este manual de procedimientos donde se detallan los pasos a seguir en caso de realizar mantenimiento al sistema, se detallan todos los pasos relacionados con el proceso de inyección del fosfato, así como también se describen las acciones a tomar en caso de derrame o fugas y riesgos inherentes a su manipulación. Adicionalmente se presentan los equipos responsables de cada actividad con el propósito de tener un mejor control sobre el proceso. Dicho manual permite además dar cumplimiento a la legislación y normativa vigente con respecto a uso y manejo del fosfato, con lo que se mejora la seguridad y calidad de vida del personal de planta Tocoa, perteneciente al Conjunto Generador Josefa Joaquina Sánchez Bastidas.

Objetivos

- Manipular el fosfato según normas vigentes.
- Minimizar el tiempo de contacto entre el operador y el fosfato.
- Establecer pasos a seguir en caso de derrame de la sustancia.
- Establecer un registro de llenado de los tanques.
- Establecer un registro del pH del agua en diversos puntos del ciclo agua-vapor.
- Establecer pasos para la realización de mantenimiento preventivo

Descripción del sistema

El sistema de inyección y dosificación consta de los siguientes elementos:

- 2 tanques de acero inoxidable de capacidad 350 litros utilizado para la recepción del fosfato. Tanto disódico como trisódico.
- 4 Bombas de desplazamiento positivo.

-
- 2 Bombas centrífugas.
 - Válvulas check.
 - Tubería de acero inoxidable.

Descripción y riesgo de la sustancia

Los fosfatos, más específicamente los fosfatos de sodio se usan comúnmente en calderas de utilidad eléctrica. Los fosfatos de sodio actúan como un buffer (o amortiguador de pH), esto significa que cuando la adición de una base o ácido al agua causa un cambio significativo en el pH el buffer minimiza este cambio al liberar iones que reaccionan con la base o con el ácido. Manteniendo niveles adecuados de fosfato de sodio en el agua de la caldera se logra controlar el pH, previniéndose así la corrosión, los depósitos adherentes y la corrosión cáustica. El tipo de fosfato que se utiliza para tratar el agua de la caldera es fosfato de sodio, deshidratado o hidratado, en diferentes medidas, dependiendo del resultado que se desee obtener al agregarlo al agua.

Entre los distintos tipos de fosfato se encuentran: fosfato de sodio dibásico anhidro (utilizado para disminuir la alcalinidad del agua de la caldera) y fosfato de sodio tribásico dodecahidratado (utilizado para aumentar la alcalinidad, siendo este el empleado en Planta Tocoa), fosfato de sodio dibásico heptahidratado y fosfato de sodio monobásico. Los riesgos potenciales a los que se está expuesto al manejar estos compuestos son similares entre dichos fosfatos, debido a que poseen la misma composición básica.

Entre los daños que pueden causar a la salud se encuentran: al inhalarse causa irritación del tracto respiratorio, entre los síntomas se incluyen tos y falta de aire. Si se ingiere puede provocar vómito, diarrea, letargo, efectos en la composición química de la sangre, perturbaciones tanto cardíacas como en el sistema nervioso. La toxicidad de los fosfatos radica en la habilidad que tiene para aislar el calcio.

Puede causar irritación acompañada de enrojecimiento y dolor. Puede aislar el calcio, formar fosfato de calcio y depositarse en los riñones. A su vez, la sobre-

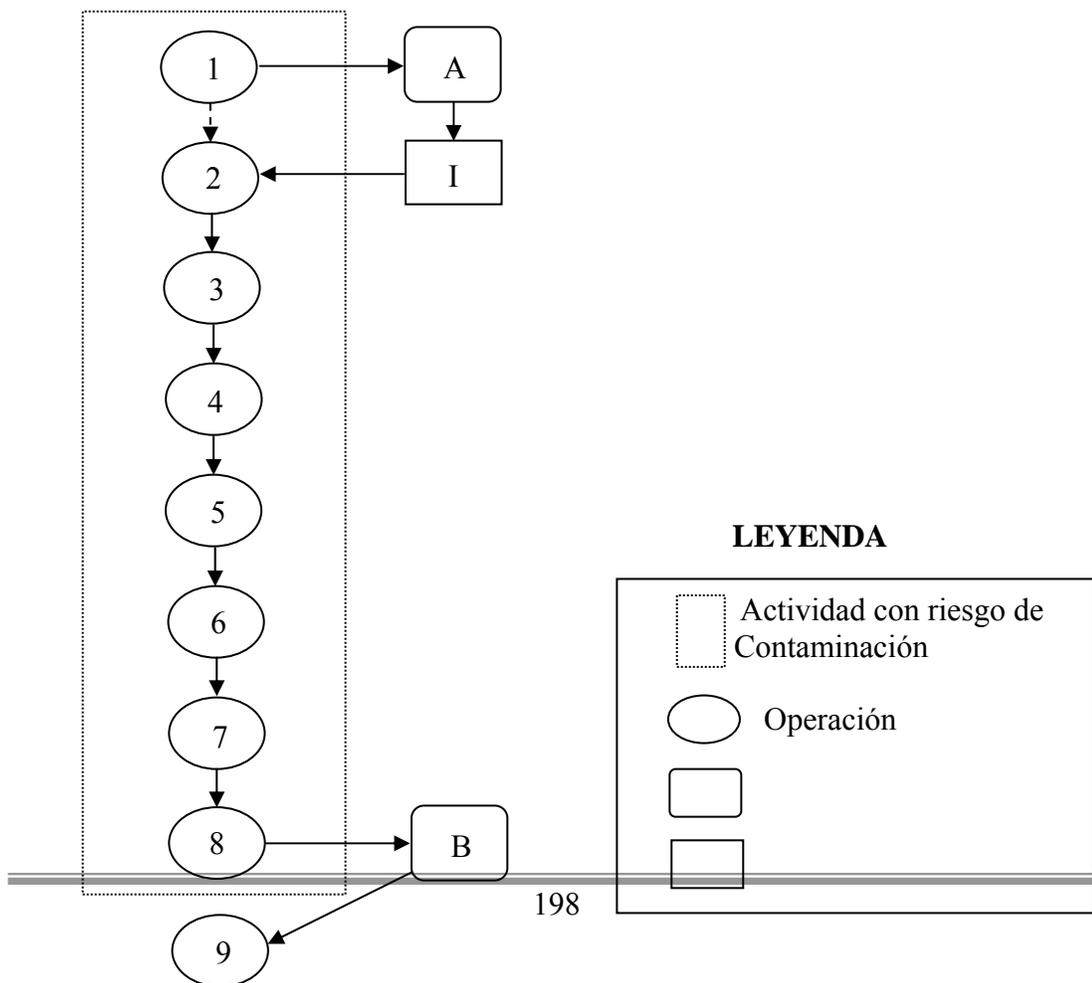
exposición puede inducir a un envenenamiento por fósforo, daños en el hígado, riñones, anormalidades faciales, desordenes sanguíneos y cardíacos.

Procedimiento Para El Llenado Del Porta Feed De Fosfato En Nivel De Planta Baja

# Act.	Denominación	Sec.	Descripción	Responsable
1	Operación	1	Colocar señales de advertencia	Personal de mantto. Mecánico/Personal de laboratorio
2	Inspección	A	Verificar el buen funcionamiento de las duchas y lava ojos	Personal de laboratorio
3	Acción	I	Colocarse Guantes de Goma o PVC, Equipos de Protección Respiratoria y Protectores Oculares	Personal de Mantto. Mecánico/Personal de laboratorio
4	Operación	2	Verter en el tanque la cantidad necesaria de fosfato disódico y trisódico (en relación uno a uno).	Personal de Laboratorio
5	Operación	3	Abrir válvula de agua.	Personal de Laboratorio

6	Operación	5	Diluir el químico hasta llenar el tanque.	Personal de Laboratorio
7	Operación	6	Cerrar válvula de agua.	Personal de laboratorio
8	Operación	7	Encender el batidor hasta que no se encuentren partículas sólidas de fosfato	Personal de laboratorio
9	Operación	8	Apagar el batidor y cerrar tapa del tanque	Personal de laboratorio
10	Inspección	B	Encender bomba de inyección de químico si se requiere fosfato en la caldera.	Personal de laboratorio
11	Operación	9	Retirar señales de advertencia	Personal de mantto. Mecánico/Personal de laboratorio

Diagrama Para El Llenado Del Porta Feed De Fosfato En Nivel De Planta Baja



Inspección

Acción

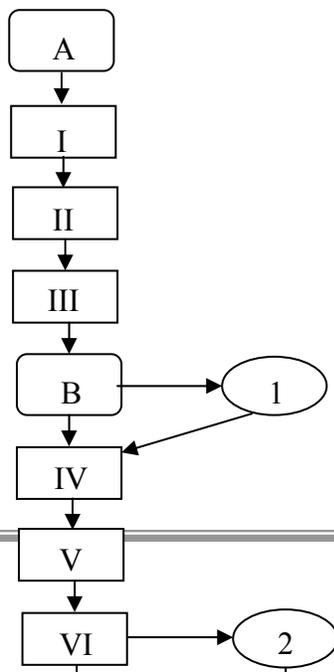


Procedimiento Para Corregir Fugas En Las Tuberías Del Sistema De Fosfato

#Act.	Denominación	Sec.	Descripción	Responsable
1	Inspección	A	Verificar el estado de todas las tuberías, conexiones, válvulas, motores	Personal de Laboratorio
2	Acción	I	Reportar la fuga al personal de operaciones	Personal de Laboratorio
3	Acción	II	Notificar la fuga por medio de un SAP, dirigida al personal de Mantto. mecánico	Personal de Operaciones
4	Acción	III	Elaborar una orden de ejecución de trabajo	Personal Mantto. Mecánico
5	Inspección	B	Evaluar daños y estimar recursos para corregir la falla	Personal Mantto. Mecánico/ Personal de laboratorio
6	Operación	1	Cerrar flujo de fosfato	Personal de Laboratorio
7	Acción	IV	Elaborar permisología	Personal Mantto. Mecánico

8	Acción	V	Revisar y conformar la permisología	Personal de Operaciones
9	Acción	VI	Colocarse Guantes de Goma o PVC, Equipos de Protección Respiratoria y Protectores Oculares	Personal Mantto. Mecánico
10	Operación	2	Purgar la tubería	Personal Mantto. Mecánico
11	Operación	3	Desmontar la pieza	Personal Mantto. Mecánico
12	Inspección	C	Examinar la pieza	Personal Mantto. Mecánico
13	Operación	4	Colocar Permatex / teflón	Personal Mantto. Mecánico
14	Operación	5	Instalar la pieza (reparada o nueva según sea el caso)	Personal Mantto. Mecánico
15	Operación	6	Abrir las válvulas correspondientes	Personal Mantto. Mecánico
16	Inspección	D	Verificar corrección de la fuga	Personal Mantto. Mecánico/ Personal de laboratorio
17	Acción	VII	Conformar cierre de la permisología de realización del trabajo	Personal de Operaciones
18	Acción	VIII	Cerrar orden SAP	Personal Mantto. Mecánico

Diagrama De Operaciones Para Corregir Fugas En Las Tuberías Del Sistema De Fosfato



↓
VIII

LEYENDA

	Actividad con riesgo de Contaminación
	Operación
	Inspección
	Acción

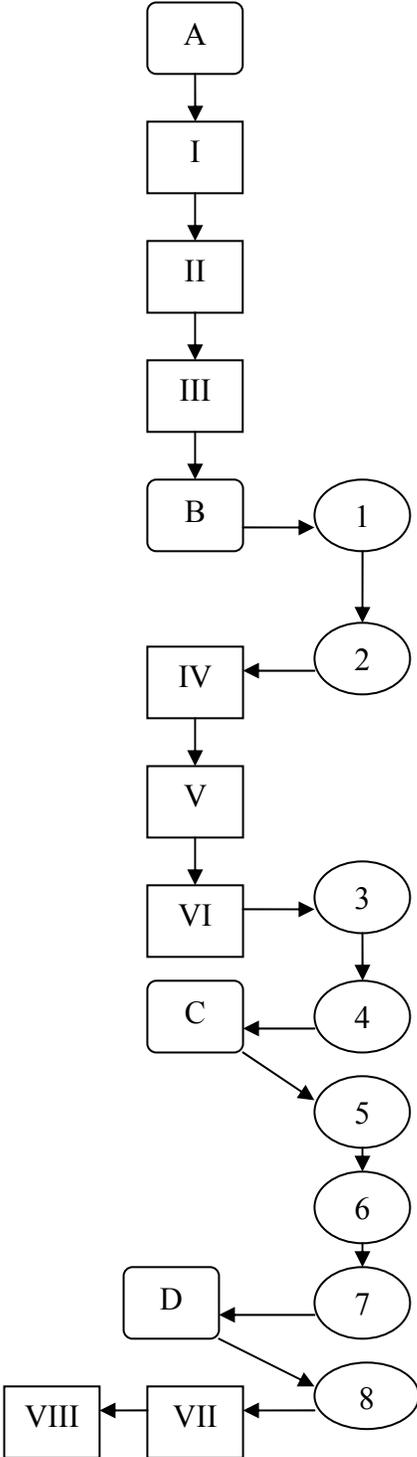
Procedimiento Para El Mantenimiento De Las Bombas De Trasiego De Fosfato.

# Act.	Denominación	Sec.	Descripción	Responsable
1	Inspección	A	Verificar el buen funcionamiento del equipo	Personal de laboratorio
2	Acción	I	Reportar la falla al personal de operaciones	Personal de laboratorio
3	Acción	II	Realizar un aviso o notificación SAP a personal de mantto. Mecánico Tacoa	Personal de operaciones
4	Acción	III	Elaborar una orden para ejecutar el trabajo	Personal Mantto Mecánico Tacoa
5	Inspección	B	Evaluar los daños, estimar recursos para corregir la falla	Personal Mantto Mecánico Tacoa/ Personal de Laboratorio
6	Operación	1	Colocar señales de advertencia	Personal de laboratorio
7	Operación	2	Cerrar el flujo de fosfato por las tuberías	Personal de laboratorio

8	Acción	IV	Elaborar permisología	Personal Mantto Mecánico Tacao
9	Acción	V	Revisar y conformar permisología	Personal de operaciones
10	Acción	VI	Colocarse Guantes de Goma o PVC, Equipos de Protección Respiratoria y Protectores Oculares	Personal Mantto Mecánico Tacao
12	Operación	4	Lavar tuberías en el taller y/o ducha de emergencia	Personal Mantto Mecánico Tacao
13	Inspección	C	Revisar de forma general el motor y accesorios	Personal Mantto Mecánico Tacao
13	Inspección	C	Revisar de forma general el motor y accesorios	Personal Mantto Mecánico Tacao
14	Operación	5	Corregir fallas encontradas o cambiar accesorios	Personal Mantto Mecánico Tacao
15	Operación	6	Instalar el equipo	Personal Mantto Mecánico Tacao
16	Operación	7	Encender bomba	Personal Mantto Mecánico Tacao/ Personal de Laboratorio
17	Inspección	D	Observar el funcionamiento	Personal Mantto Mecánico Tacao/ Personal de Laboratorio
18	Operación	8	Retirar señales de advertencia	Personal de laboratorio
19	Acción	VII	Conformar cierre de permisología	Personal de operaciones
20	Acción	VIII	Cerrar orden SAP de ejecución de trabajo	Personal Mantto Mecánico Tacao



Diagrama De Operaciones Para El Mantenimiento De Las Bombas De Trasiego de Fosfato



Procedimiento en caso de derrames:

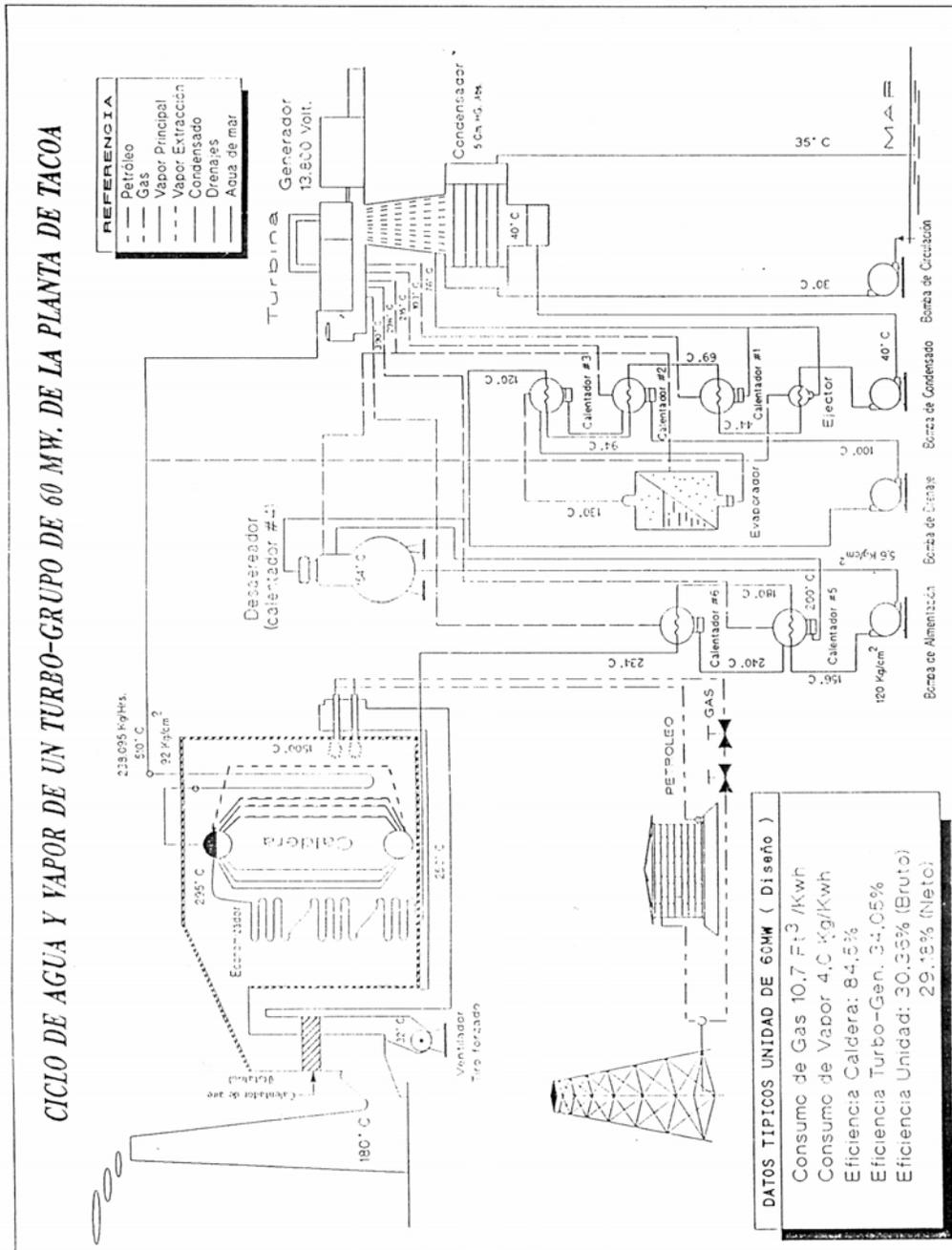
- En caso de que el operador observe algún tipo de fuga o derrame en el sistema, bien sea en las bombas, en las tuberías, en válvulas o en el tanque, este debe acudir al tablero de control a desactivar la bomba.

- Si el operador o algún trabajador tuvo contacto con la sustancia con alguna parte de su cuerpo debe acudir inmediatamente a los lugares debidamente identificados ubicados adyacentes a los tanques de hidracina, bien sea el lava ojos o la regadera, para enjuagarse con abundante agua la zona del cuerpo afectada.

- Luego de esto el operador debe informar a su jefe de equipo (mantenimiento/operaciones) sobre la situación que está ocurriendo, así como también al Departamento de Seguridad cuyo personal se encuentra identificado en planta portando cascos de color rojo.

[ANEXO 2]

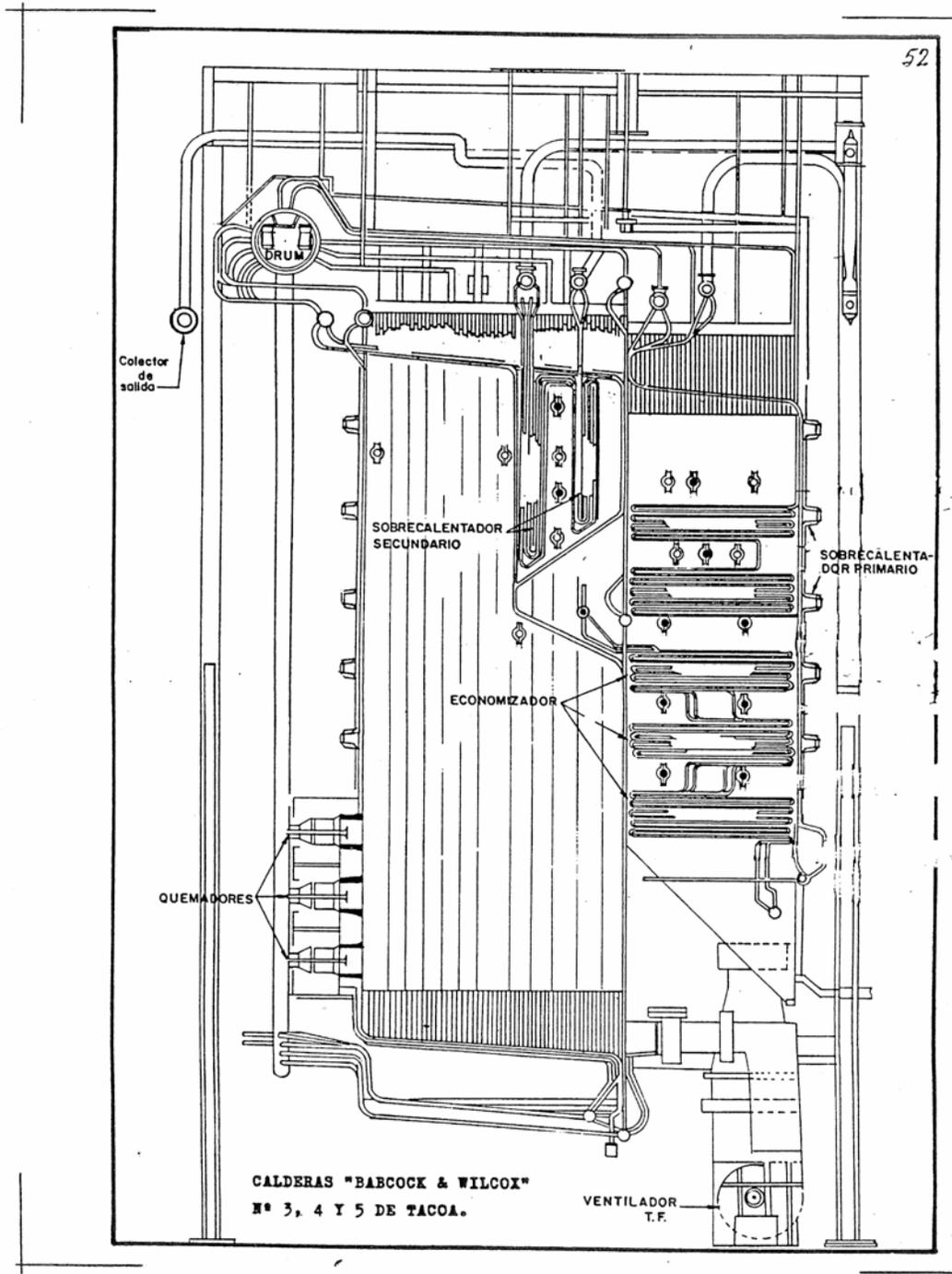
Esquema Ciclo Agua-Vapor Planta Tocoa



Fuente: La EDC

[ANEXO 3]

Esquema Caldera Unidades 3, 4, 5 y 6



Fuente: La EDC

[ANEXO 4]

Características de los principales equipos de Planta Tocoa

CALDERAS	UNIDADES		
	I- II	III - IV	V- VI
Marca	Dabcock & Wilcox	Dabcock & Wilcox	Dabcock & Wilcox
Tipo	Convencional	Radiante	Radiante
Combustible	Gas-petróleo	Gas-Petróleo	Gas-Petróleo
Capacidad Máxima continua a Gas	ton/hr	181.4	262
Temperatura de vapor sobre calentado	°C	482	510
Presión de vapor	Kg/cm ²	63.3	91.4
Capacidad de almacenamiento de agua	m ³	50.3	66
Consumo de petróleo a máxima carga	Kg/hr	10930	17959
Consumo de gas a máxima carga	m ³ /hr	12463	17443
Número de quemadores		9	9
Calentador de aire		Vertical	Rotatorio
Ventiladores tiro forzado	KW	149	307
Volumen de aire tiro forzado	m ³ /seg	1634	2464
Ventiladores tiro inducido	KW	373	---
Volumen de aire tiro inducido	3/seg	5564	---
BOMBAS DE ALIMENTACION DE CALDERAS			
Marca		Sulzer	Sulzer
Tipo		Centrif. Horizontal	" Horizontal
Capacidad	ton/hr	201.4	297.5
Presión	bar abs	81.4	121.6
Velocidad	rpm	2970	2980
Motor	KW	662	1342
Temperatura del agua	°C	135	149.4

Fuente: La EDC

		UNIDADES		
		I - II	III - IV	V - VI
TURBINAS				
Marca		Brown Boveri	Brown Boveri	Westinghouse
Tipo		Acción y Reacción	" y Reacción Tandem compuesta flujo opuesto	" y Reacción Tandem compuesta doble flujo
Potencia	KW	41.000	63.000	66.000
Etapas acción rotor alta presión		1	1	1
Etapas reacción rotor alta presión		24	26	25
Etapas reacción rotor media presión		—	14	12
Etapas reacción rotor baja presión		—	10	—
Velocidad de trabajo	rpm	3.600	3.600	3.600
Velocidad de diseño	rpm	3.600	3.600	3.600
CONDENSADORES				
Marca		Brown Boveri	Brown Boveri	Westinghouse
S. de intercambio de calor	m ²	3019	5899	5574
Flujo de vapor	Kg/hr	30045	(30 MW) 161905	167800
Flujo de agua salada	m ³ /min	115	(35°C) 250.14	267.60
Vacío lado vapor	mbar	67.6	67.6	67.60
Número de tubos		4720	10300	9550
Diámetro de tubos	mm	25.4	25.4	25.4
Aleación		Aluminio-Cobre	Aluminio-Cobre	Cupro-Níquel
GENERADORES				
Marca		Brown Boveri	Brown Boveri	Westinghouse
Potencia	kW	41.000	63.000	66.000

Fuente: La EDC.

Tensión de salida	V	11.500/13.800	11.500/13.800	11.500/13.800
Frecuencia	CPS	60	60	60
Velocidad	rpm	3.600	3.600	3.600
Refrigerante		Hidrógeno	Hidrógeno	Hidrógeno
Excitatriz Principal	kW	165	280	240

TRANSFORMADORES PRINCIPALES

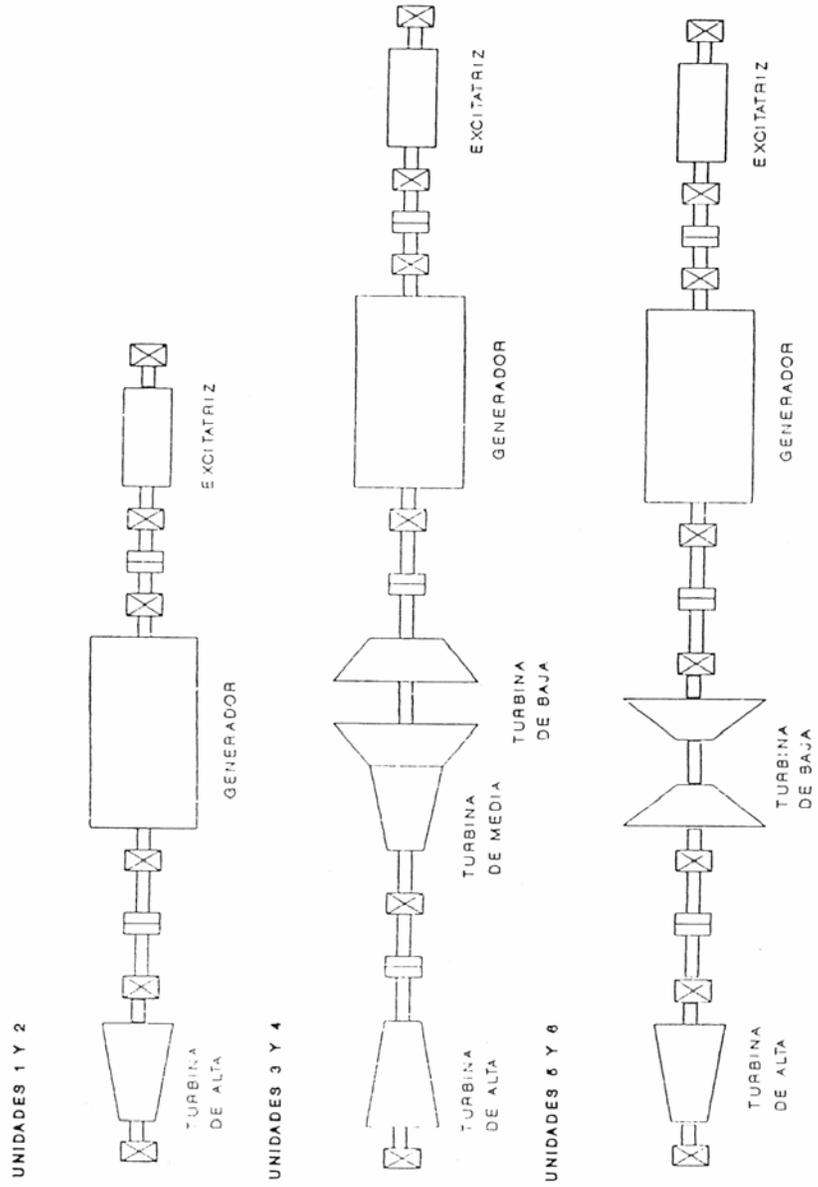
Marca		Le Matériel Electric	Westinghouse	General Electric
Capacidad	kVA	45.000	72.000	72.000
Impedancia	%	8,35	12,50	11,76
Refrigerante		Aceite	Aceite	Aceite
Volumen de Aceite	lts.	12.737	51.173	51.173
Alta Tensión	kV	69	230	230
Baja Tensión	kV	11,00/13,20	11,32/13,55	11,32/13,55
Frecuencia	CPS	60	60	60

*Capacidad Transformador de Excitación

Fuente: La EDC.

[ANEXO 5]

Esquema de los Turbogeneradores.



Fuente : La EDC.

[ANEXO 6]

Impurezas comunes en el agua, efecto posible sobre la caldera y tratamiento recomendado.

Componente del agua	Fuente principal del contaminante	Efecto causado a la caldera	Tratamiento recomendado
Cloruro de magnesio	Depósitos minerales	Incrustación, corrosión	Ablandamiento con productos químicos, evaporadores
Ácidos libres	Drenajes de minas, residuos industriales	Corrosión	Neutralización, evaporación
Cloruro de sodio	Aguas negras, residuos industriales	Inerte	Desmineralización con materiales de intercambio iónico
Bicarbonato de sodio	Depósitos minerales	Espuma, fragilización	Evaporación, Desmineralización con materiales de intercambio iónico
Ácido carbónico	Absorción de la atmósfera, depósitos minerales	Corrosión	Desaeración
Oxígeno	Absorción de la atmósfera	Corrosión	Desaeración
Grasa y aceite	Residuos industriales	Corrosión, depósitos, espuma	Filtración, evaporación
Materia orgánica y aguas negras	Residuos domésticos e industriales	Corrosión, depósitos, espuma	Filtración, evaporación
Sólidos en suspensión	Drenaje superficial, residuos industriales	Espuma, lodos o incrustación	Sedimentación libre, filtración, evaporación
Sílice	Depósitos minerales	incrustación	Sedimentación libre, filtración, evaporación
Carbonato de calcio	Depósitos minerales	incrustación	Ablandamiento con productos químicos, evaporadores
Bicarbonato de calcio	Depósitos minerales	incrustación	Ablandamiento por calentamiento, evaporadores
Sulfato de calcio	Depósitos minerales	Incrustación, corrosión	Ablandamiento con productos químicos, evaporadores
Cloruro de calcio	Depósitos minerales	incrustación	Ablandamiento con productos químicos, evaporadores
Carbonato de magnesio	Depósitos minerales	incrustación	Ablandamiento con productos químicos, evaporadores
Bicarbonato de magnesio	Depósitos minerales	incrustación	Ablandamiento con productos químicos, evaporadores

Fuente: La EDC.

[ANEXO 7]

Tabla de Eventos de Paradas Forzadas por tubos roto en las calderas de las Unidades 3, 5 y 6 entre el año 2001 y 2003.

UNIDAD 3

Parada	Arranque	Tiempo	Observaciones
14/08/2001 21:30			Parada forzada para retubado parcial del horno de la caldera
22-01-02 18:17	06-02-02 13:27	355:10:00	Parada forzada para reparación de tubo roto en la caldera
06-02-02 18:35			Parada forzada para reparación de tubo roto en la caldera
23-04-02 00:05	19-07-02 16:08	2104:03:00	Parada forzada por tubos rotos en la caldera
12-04-02 07:27	22-04-02 02:11	234:44:00	Parada forzada por tubos rotos en la caldera

UNIDAD 5

Parada	Arranque	Tiempo	Observaciones
06/08/2001 3:16	13/08/2001 11:20	176:04:00	Parada forzada para retubado parcial del horno de la caldera
10/10/2001 21:18	14/10/2001 20:00	94:42:00	Parada forzada para reparación de tubo roto en la caldera
18-01-02 03:31	25-01-02 01:19	165:48:00	Parada forzada para reparación de tubo roto en la caldera
02-02-02 23:43	14-02-02 17:20	281:37:00	Parada forzada por tubos rotos en la caldera
05-04-02 21:07	14-04-02 17:17	212:10:00	Parada forzada por tubos rotos en la caldera
08-04-03 21:07	14-04-03 08:46	131:39:00	Parada forzada por tubos rotos en la caldera
15-04-03 13:31	19-04-03 14:07	96:36:00	Parada forzada para reparación de tubo roto en la caldera
25-04-03 03:58	12-05-03 07:00	411:02:00	Parada forzada para reparación de tubo

			roto en la caldera
--	--	--	--------------------

UNIDAD 6

Parada	Arranque	Tiempo	Observaciones
11-10-03 13:24	20-10-03 09:18	211:54:00	Desacoplada de emergencia por presentar tubo rotos en la caldera

[ANEXO 8]

Rango de valores de parámetros del agua y Tabla de datos de parámetros seguidos para control de la calidad del agua para las unidades 3 (Enero y Marzo 2002), 5 (Enero 2002) y 6 (Octubre 2003)

Rango sugerido de valores para parámetros de control de la calidad del agua.

CALDERA							PH		
CL p.p.m. < 1.0 p.p.m.	NH3 p.p.m. < 0,50 p.p.m.	PO4 10 - 20 p.p.m.	PH 9.6-10.0	N2H4 5 -100 p.p.m.	SiO2 ppm < 1.0 p.p.m.	Conduct. 50 - 90 u mho	Agua Alim 8,30 - 9,50	Vapor Saturado 8,30 - 9,50	Condeso Turbina 8,30 - 9,50

Tabla datos control de parámetros de calidad del agua

UNIDAD 6

fecha	Hora	CALDERA						AGUA DE ALIMENTACION	AGUA CONDENSADA	
		CL	PO4	p.H	N2H4	SiO2	Cond.	p.H	p.H	Cond.
		p.p.m	p.p.m		p.p.m	p.p.m	u mho			u mho
01-oct-03	07:00 am	0,084	18,1	9,81	36	0,420	55	8,90	8,88	3,0
	13:00 pm	0,082	18,0	9,80	35		51	8,93	8,90	3,2
02-oct-03	07:00 am	0,092	18,0	9,73	36	0,420	56	8,96	8,95	3,3
	13:00 pm	0,087	19,1	9,92	42		58	9,00	8,98	3,4
03-oct-03	07:00 am	0,099	18,9	9,88	35	0,410	58	9,01	9,03	3,2
	13:00 pm	0,096	19,3	9,92	38		67	9,02	9,05	3,4
04-oct-03	07:00 am	0,135	19,0	9,68	9	0,390	128	8,10	8,10	1,2
	13:00 pm	0,102	18,7	9,88	21		100	8,70	8,68	3,0
05-oct-03	07:00 am	0,117	18,8	9,92	12	0,350	83	7,50	7,49	1,3
	13:00 pm	0,104	18,7	9,90	32		79	8,22	8,30	2,5
06-oct-03	07:00 am	0,068	17,0	9,80	8	0,300	65	7,20	7,20	0,6
	13:00 pm	0,068	17,0	9,88	18		63	7,42	7,54	2,2
07-oct-03	07:00 am	0,070	16,8	9,74	12	0,340	63	7,28	7,31	1,0
	13:00 pm	0,073	17,2	9,85	23		66	7,54	7,62	2,4
08-oct-03	07:00 am	0,022	16,5	9,80	18	0,310	59	8,33	8,30	2,1
	13:00 pm	0,021	19,4	9,88	26		60	8,41	8,40	2,3
09-oct-03	07:00 am	0,025	18,7	9,82	8	0,300	60	7,60	7,61	0,5
	13:00 pm	0,025	18,3	9,79	25		60	8,27	8,31	2,2
10-oct-03	07:00 am	0,023	19,0	9,96	56	0,280	61	9,02	9,02	4,3

	13:00 pm	0,025	19,0	9,93	51		60	9,00	8,98	4,0
11-oct-03	07:00 am	0,070	19,3	9,98	32	0,340	65	8,50	8,49	2,2
	13:00 pm	0,051	19,6	9,98	36		66	8,62	8,61	2,8
12-oct-03	07:00 am	0,075	21,4	10,10	82	0,320	110	8,74	8,73	2,5
	13:00 pm	0,070	21,0	10,08	80		103	8,68	8,70	3,1
13-oct-03	07:00 am									
	13:00 pm									
14-oct-03	07:00 am	0,027	16,4	9,80	8	0,280	60	7,42	7,46	0,9
	13:00 pm	0,024	19,4	9,89	16		61	8,16	8,14	2,2
15-oct-03	07:00 am	0,050	17,9	9,90	32	0,390	63	8,92	8,90	4,0
	13:00 pm	0,049	17,8	9,90	36		62	8,98	9,00	4,2
16-oct-03	07:00 am	0,050	17,7	9,91	28	0,380	61	8,48	8,46	2,6
	13:00 pm	0,051	17,5	9,90	31		58	8,68	8,68	3,2
17-oct-03	07:00 am	0,019	17,0	9,93	4	0,560	66	8,91	8,90	3,3
	13:00 pm	0,018	16,8	9,93	12		63	9,00	8,98	3,5
18-oct-03	07:00 am									
	13:00 pm									
19-oct-03	07:00 am	0,002	17,8	9,83	4	0,540	52	8,40	8,41	2,0
	13:00 pm	0,037	17,3	9,82	8		57	8,68	8,70	2,5
20-oct-03	07:00 am									
	13:00 pm									
21-oct-03	07:00 am									
	13:00 pm									
22-oct-03	07:00 am	0,008	18,8	9,90	68	0,420	70	4,50	9,06	4,5
	13:00 pm	0,009	18,5	9,88			63	4,40	9,08	4,4

UNIDAD 3

fecha	Hora	CALDERA						AGUA DE ALIMENTACION	AGUA CONDENSADA	
		CL p.p.m	PO4 p.p.m	p.H	N2H4 p.p.m	SiO2 p.p.m	Cond. u mho	p.H	p.H	Cond. u mho
01-ene-02	07:00 am	0,046	19,0	9,88	40	0,320	66	8,80	8,83	3,1
	13:00 pm	0,046	18,8	9,86	45		65	8,86	8,88	3,0
02-ene-02	07:00 am	0,048	18,3	9,80	38	0,330	61	9,02	9,00	3,8
	13:00 pm	0,047	19,2	9,90	42		64	9,03	9,01	4,0
03-ene-02	07:00 am	0,450	16,1	9,72	30	0,280	63	8,98	8,96	3,6
	13:00 pm	0,043	17,0	9,76	35		63	9,01	8,97	4,1
04-ene-02	07:00 am	0,081	18,7	9,61	5	0,210	60	7,68	7,65	0,6
	13:00 pm	0,080	19,3	9,80	18		67	8,63	8,65	2,7
05-ene-02	07:00 am	0,038	18,9	9,79	86	0,230	63	9,02	9,03	4,9

	13:00 pm	0,036	18,8	9,78	55		62	8,90	8,90	3,9
06-ene-02	07:00 am	0,037	18,5	9,75	38	0,250	60	8,70	8,76	3,5
	13:00 pm	0,035	18,5	9,80	41		58	8,65	8,70	3,4
07-ene-02	07:00 am	0,029	17,9	9,71	42	0,290	63	8,68	8,75	3,4
	13:00 pm	0,032	18,5	9,83	45		66	8,67	8,72	3,3
08-ene-02	07:00 am	0,210	10,8	9,54	71	0,300	120	9,01	9,00	4,0
	13:00 pm	0,083	19,8	10,02	12		100	9,12	9,14	5,2
09-ene-02	07:00 am	0,092	19,8	9,98	28	0,270	88	3,1	8,78	3,1
	13:00 pm	0,087	19,8	9,98	52		83	4,2	9,02	4,2
10-ene-02	07:00 am	0,038	19,5	9,96	77	0,250	68	9,10	9,06	4,5
	13:00 pm	0,039	19,5	9,95	68		68	9,02	9,04	4,3
11-ene-02	07:00 am	0,030	18,9	9,80	68	0,200	60	9,28	9,26	5,2
	13:00 pm	0,030	18,8	9,80	60		60	9,12	9,12	4,7
12-ene-02	07:00 am	0,013	18,0	9,70	4	0,140	47	7,20	7,19	1,0
	13:00 pm	0,014	19,3	9,87	12		52	8,40	8,42	2,0
13-ene-02	07:00 am	0,003	16,8	9,88	64	0,160	56	8,33	8,30	2,0
	13:00 pm	0,003	20,2	9,90	80		68	8,75	8,74	3,0
14-ene-02	07:00 am	0,004	19,7	9,97	18	0,200	63	8,10	8,11	2,3
	13:00 pm	0,003	19,6	9,98	25		63	8,50	8,47	2,5
15-ene-02	07:00 am	0,005	17,0	9,90	4	0,160	60	8,66	8,70	3,1
	13:00 pm	0,005	19,0	9,96	8		62	8,87	8,86	3,5
16-ene-02	07:00 am	0,005	18,3	9,93	16	0,180	60	8,70	8,70	3,2
	13:00 pm	0,005	18,1	9,91	25		60	8,78	8,75	3,5
17-ene-02	07:00 am	0,003	18,0	9,88	5	0,150	50	8,48	8,50	2,2
	13:00 pm	0,003	17,8	9,88	8		50	8,67	8,68	2,5
18-ene-02	07:00 am	0,003	17,6	9,86	8	0,180	48	8,67	8,60	2,7
	13:00 pm	0,004	17,5	9,85	12		48	8,70	8,68	2,8
19-ene-02	07:00 am	0,003	17,0	9,80	8	0,200	50	8,71	8,73	2,7
	13:00 pm	0,003	16,8	9,80	8		49	8,74	8,74	3,2
20-ene-02	07:00 am									
	13:00 pm									
21-ene-02	07:00 am									
	13:00 pm									
22-ene-02	07:00 am	0,005	17,0	9,75	12	0,200	45	8,80	8,81	2,3
	13:00 pm	0,005	17,0	9,74	15		46	8,83	8,85	2,5
23-ene-02	07:00 am	0,010	16,8	9,65	22	0,240	40	9,00	9,00	4,4
	13:00 pm	0,010	18,8	9,89	25		53	9,02	9,02	4,5
24-ene-02	07:00 am	0,009	18,0	9,86	28	0,250	52	8,68	8,70	3,1
	13:00 pm	0,010	18,0	9,85	28		55	8,72	8,70	3,2
25-ene-02	07:00 am	0,010	17,7	9,83	41	0,230	53	8,78	8,80	3,8
	13:00 pm	0,010	17,5	9,85	43		52	8,92	8,90	4,0

fecha	Hora	CALDERA						AGUA DE ALIMENTACION	AGUA CONDENSADA	
		CL p.p.m	PO4 p.p.m	p.H	N2H4 p.p.m	SiO2 p.p.m	Cond. u mho	p.H	p.H	Cond. u mho
01-mar-02	07:00 am	0,012	19,9	10,00	33	0,440	80	8,60	8,60	

	13:00 pm	0,012	19,7	10,00	30		80	8,58	8,58	
02-mar-02	07:00 am	0,010	21,3	10,00	29	0,410	93	8,51	8,50	
	13:00 pm	0,012	19,9	9,97	26		91	8,49	8,48	
03-mar-02	07:00 am	0,011	19,0	9,96	32	0,370	64	8,37	8,35	
	13:00 pm	0,013	19,0	9,94	29		67	8,34	8,34	
04-mar-02	07:00 am	0,015	20,0	9,96	17	0,420	74	8,10	8,07	
	13:00 pm	0,015	20,0	9,98	21		75	8,00	8,00	
05-mar-02	07:00 am	0,028	12,0	9,86	17	0,400	58	8,54	8,50	
	13:00 pm	0,021	12,2	9,90	47		59	8,70	8,70	
06-mar-02	07:00 am	0,007	12,9	9,95	49	0,370	55	9,00	8,97	
	13:00 pm	0,007	13,1	9,96	61		56	9,16	9,16	
07-mar-02	07:00 am	0,007	12,0	9,90	41	0,350	50	8,85	8,83	
	13:00 pm	0,006	15,4	9,96	60		56	9,00	9,00	
08-mar-02	07:00 am	0,010	20,3	9,92	47	0,210	88	8,95	8,95	
	13:00 pm	0,009	20,0	9,97	6		87	9,06	9,06	
09-mar-02	07:00 am	0,025	21,0	9,98	40	0,250	90	8,36	8,40	
	13:00 pm	0,022	19,8	9,96	35		87	8,40	8,40	
10-mar-02	07:00 am	0,027	18,9	9,96	31	0,230	100	8,79	8,81	
	13:00 pm	0,026	18,7	9,93	29		96	8,70	8,70	
11-mar-02	07:00 am	0,025	18,6	9,98	26	0,241	100	8,21	8,20	
	13:00 pm	0,024	18,4	9,95	30		103	8,20	8,20	
12-mar-02	07:00 am	0,018	19,7	9,97	59	0,230	69	8,60	8,60	
	13:00 pm	0,019	19,6	9,96	63		68	8,96	8,90	
13-mar-02	07:00 am	0,014	20,3	9,97	30	0,260	88	8,40	8,40	
	13:00 pm	0,016	19,0	9,94	26		83	8,43	8,43	
14-mar-02	07:00 am	0,014	19,0	9,90	43	0,230	80	8,83	8,83	
	13:00 pm	0,014	19,3	9,92	59		80	9,06	9,06	
15-mar-02	07:00 am	0,010	14,0	9,90	69	0,270	87	9,06	9,04	
	13:00 pm	0,009	16,8	9,93	77		86	9,09	9,07	
16-mar-02	07:00 am	0,009	14,3	9,98	60	0,100	52	8,60	8,60	
	13:00 pm	0,009	15,6	9,95	55		60	8,56	8,56	
17-mar-02	07:00 am	0,010	14,8	9,90	60	0,280	86	8,63	8,63	
	13:00 pm	0,009	15,4	9,88	57		88	8,60	8,60	
18-mar-02	07:00 am	0,026	13,6	9,96	93	0,230	80	9,10	9,10	
	13:00 pm	0,026	16,1	9,98	101p		85	9,16	9,12	
19-mar-02	07:00 am	0,023	14,1	9,80	91	0,210	82	9,08	9,08	
	13:00 pm	0,021	15,6	9,87	94		86	9,14	9,12	
20-mar-02	07:00 am	0,025	17,7	9,81	67	0,260	78	8,62	8,58	
	13:00 pm	0,026	17,5	9,80	69		77	8,68	8,68	
21-mar-02	07:00 am	0,030	13,1	9,91	40	0,290	75	8,10	8,10	
	13:00 pm	0,030	16,9	9,96	57		77	9,00	9,00	
22-mar-02	07:00 am	0,005	13,6	9,95	37	0,290	70	8,33	8,31	
	13:00 pm	0,005	13,2	9,93	51		70	9,03	9,03	
23-mar-02	07:00 am	0,013	14,0	10,03	70	0,370	66	8,95	8,95	
	13:00 pm	0,013	14,3	10,01	68		65	8,93	8,94	
24-mar-02	07:00 am	0,028	16,8	10,02	9	0,400	66	7,54	7,58	
	13:00 pm	0,028	16,6	10,00	12		65	8,38	8,38	
25-mar-02	07:00 am	0,023	16,0	9,92	13	0,430	60	7,97	7,96	
	13:00 pm	0,023	15,7	9,91	16		60	8,45	8,46	

26-mar-02	07:00 am	0,021	16,1	9,94	17	0,450	58	8,38	8,40	
	13:00 pm	0,022	16,0	9,94	21		58	8,42	8,41	
27-mar-02	07:00 am	0,023	15,1	9,92	37	0,470	56	8,60	8,60	
	13:00 pm	0,021	15,0	9,90	41		56	8,80	8,60	
28-mar-02	07:00 am	0,023	14,9	9,92	35	0,430	54	8,57	8,58	
	13:00 pm	0,023	14,7	9,90	37		52	8,55	8,53	
29-mar-02	07:00 am	0,018	13,1	9,71	46	0,320	43	8,43	8,22	
	13:00 pm	0,016	16,2	8,82	58		48	8,56	8,42	
30-mar-02	07:00 am	0,015	16,0	9,82	58	0,300	47	8,45	8,46	
	13:00 pm	0,014	16,0	9,80	67		45	8,47	8,46	
31-mar-02	07:00 am	0,020	16,6	9,86	13	0,280	58	8,78	8,60	
	13:00 pm	0,020	16,5	9,86	21		57	8,80	8,75	

UNIDAD 5

fecha	Hora	CALDERA						AGUA DE ALIMENTACION	AGUA CONDENSADA	
		CL p.p.m	PO4 p.p.m	p.H	N2H4 p.p.m	SiO2 p.p.m	Cond. u mho	p.H	p.H	Cond. u mho
01-ene-02	07:00 am	0,180	17,5	9,76	51	0,360	48	8,85	8,84	2,8
	13:00 pm	0,180	17,4	9,76	50		48	8,86	8,85	3,0
02-ene-02	07:00 am	0,021	17,0	9,70	21	0,340	46	7,40	7,32	1,2
	13:00 pm	0,022	18,7	9,81	25		52	8,50	8,55	2,2
03-ene-02	07:00 am	0,038	14,9	9,68	19	0,037	51	7,82	7,79	1,4
	13:00 pm	0,035	16,8	9,77	21		58	8,61	8,68	2,1
04-ene-02	07:00 am	0,034	17,9	9,65	6	0,340	63	7,70	7,68	0,6
	13:00 pm	0,033	18,3	9,82	18		68	8,66	8,63	2,5
05-ene-02	07:00 am	0,017	18,0	9,80	8	0,340	65	7,20	7,18	0,8
	13:00 pm	0,017	18,0	9,80	20		62	7,50	7,53	2,0
06-ene-02	07:00 am	0,018	17,3	9,75	8	0,310	60	7,18	7,18	0,5
	13:00 pm	0,018	17,3	9,76	17		60	7,40	7,42	1,2
07-ene-02	07:00 am	0,025	16,6	9,70	11	0,300	62	7,21	7,23	0,8
	13:00 pm	0,020	17,1	9,78	19		63	7,43	7,40	1,3
08-ene-02	07:00 am	0,018	16,9	9,70	4	0,300	63	8,64	7,62	0,8
	13:00 pm	0,020	18,4	9,87	11		68	7,92	7,96	1,7
09-ene-02	07:00 am	0,021	19,0	9,89	12	0,310	70	8,42	8,41	2,1
	13:00 pm	0,022	19,0	9,88	48		68	9,02	9,00	4,0
10-ene-02	07:00 am	0,022	19,3	9,92	32	0,300	66	8,68	8,70	2,5
	13:00 pm	0,023	19,2	9,91	35		65	8,88	8,88	2,8
11-ene-02	07:00 am	0,021	19,0	9,87	26	0,280	66	8,75	8,80	3,4
	13:00 pm	0,022	19,0	9,88	27		65	8,76	8,78	3,5
23-ene-02	07:00 am	0,065	8,7	8,71	6	0,830	50	6,40	6,40	0,9
	13:00 pm	0,039	20,0	9,98	18	0,780	58	8,40	8,42	2,0

24-ene-02	07:00 am	0,038	19,0	9,92	26	0,540	67	8,71	8,70	3,2
	13:00 pm	0,038	19,0	9,93	31		65	8,73	8,73	3,5
25-ene-02	07:00 am	0,036	19,1	9,95	3	0,520	66	8,75	8,77	3,2
	13:00 pm	0,035	19,0	9,96	26		63	8,71	8,74	3,0
26-ene-02	07:00 am	0,033	18,0	9,88	31	0,500	63	8,40	8,40	3,0
	13:00 pm	0,030	18,0	9,88	36		61	8,51	8,51	3,2
27-ene-02	07:00 am	0,001	15,6	9,84	24	0,530	50	8,40	8,40	3,0
	13:00 pm	0,013	15,6	9,85	54		52	8,40	8,77	2,9
28-ene-02	07:00 am	0,014	15,0	9,86	39	0,500	50	8,80	8,80	3,6
	13:00 pm	0,016	15,0	9,85	48		53	8,97	8,94	38,0
29-ene-02	07:00 am	0,120	14,1	9,82	35	0,480	48	8,80	8,80	3,7
	13:00 pm	0,120	14,0	9,80	37		45	8,81	8,83	3,5
30-ene-02	07:00 am	0,090	14,4	9,75	5	0,610	47	8,78	8,80	3,6
	13:00 pm	0,090	15,7	9,82	8		52	8,76	8,78	3,6
31-ene-02	07:00 am	0,080	15,0	9,80	53	0,540	60	8,80	8,80	3,5
	13:00 pm	0,080	15,0	9,81	6		61	9,02	9,02	4,2

[ANEXO 9]
Hoja de la NERC
NERC GADS Definitions
Operation and Outage States

Actual Unit Starts

Number of times the unit was actually synchronized

Attempted Unit Starts

Number of attempts to synchronize the unit after being shutdown. Repeated failures to start for the same cause, without attempting corrective action, are considered a single attempt.

Available

State in which a unit is capable of providing service, whether or not it is actually in service, regardless of the capacity level that can be provided.

Forced Derating (D1, D2, D3)

An unplanned component failure (immediate, delayed, postponed) or other condition that requires the load on the unit be reduced immediately or before the next weekend.

Forced Outage (U1, U2, U3, SF)

An unplanned component failure (immediate, delayed, postponed, startup failure) or other condition that requires the unit be removed from service immediately or before the next weekend.

Maintenance Derating (D4)

The removal of a component for scheduled repairs that can be deferred beyond the end of the next weekend, but requires a reduction of capacity before the next planned outage.

Maintenance Outage (MO)

The removal of a unit from service to perform work on specific components that can be deferred beyond the end of the next weekend, but requires the unit be removed from service before the next planned outage. Typically, a MO may occur anytime during the year, have flexible start dates, and may or may not have a predetermined duration.

Planned Derating (PD)

The removal of a component for repairs that is scheduled well in advance and has a predetermined duration.

Planned Outage (PO)

The removal of a unit from service to perform work on specific components that is scheduled well in advance and has a predetermined duration (e.g., annual overhaul, inspections, testing).

Reserve Shutdown (RS)

A state in which a unit is available but not in service for economic reasons.

Scheduled Deratings (D4, PD)

Scheduled deratings are a combination of maintenance and planned deratings.

Scheduled Derating Extension (DE)

The extension of a maintenance or planned derating.

Scheduled Outages (MO, PO)

Scheduled outages are a combination of maintenance and planned outages.

Scheduled Outage Extension (SE)

The extension of a maintenance or planned outage.

Unavailable

State in which a unit is not capable of operation because of the failure of a component, external restriction, testing, work being performed, or some adverse condition.

Time**Available Hours (AH)**

- a. Sum of all Service Hours (SH), Reserve Shutdown Hours (RSH), Pumping Hours, and Synchronous Condensing Hours, or;
- b. Period Hours (PH) less Planned Outage Hours (POH), Forced Outage Hours (FOH), and Maintenance Outage Hours (MOH).

Equivalent Forced Derated Hours (EFDH)*

The product of the Forced Derated Hours (FDH) and the Size of Reduction, divided by the Net Maximum Capacity (NMC).

Equivalent Forced Derated Hours During**Reserve Shutdowns (EFDHRS)***

The product of the Forced Derated Hours (FDH) (during Reserve Shutdowns (RS) only) and the Size of Reduction, divided by the Net Maximum Capacity (NMC).

Equivalent Planned Derated Hours (EPDH)*

The product of the Planned Derated Hours (PDH) and the Size of Reduction, divided by the Net Maximum Capacity (NMC).

Equivalent Scheduled Derated Hours (ESDH)*

The product of the Scheduled Derated Hours (SDH) and the Size of Reduction, divided by the Net Maximum Capacity (NMC).

Equivalent Seasonal Derated Hours (ESEDH)*

Net Maximum Capacity (NMC) less the Net Dependable Capacity (NDC), multiplied by the Available Hours (AH) and divided by the Net Maximum Capacity (NMC).

Equivalent Unplanned Derated Hours (EUDH)*

The product of the Unplanned Derated Hours (UDH) and the Size of Reduction, divided by the Net Maximum Capacity (NMC).

Forced Derated Hours (FDH)

Sum of all hours experienced during Forced Deratings (D1, D2, D3).

Forced Outage Hours (FOH)

Sum of all hours experienced during Forced Outages (U1, U2, U3, SF).

Maintenance Derated Hours (MDH)

Sum of all hours experienced during Maintenance Deratings (D4) and Scheduled Derating Extensions (DE) of any Maintenance Deratings (D4).

Maintenance Outage Hours (MOH)

Sum of all hours experienced during Maintenance Outages (MO) and Scheduled Outage Extensions (SE) of any Maintenance Outages (MO).

Period Hours (PH)

Number of hours a unit was in the active state.

Planned Derated Hours (PDH)

Sum of all hours experienced during Planned Deratings (PD) and Scheduled Derating Extensions (DE) of any Planned Deratings (PD).

Planned Outage Hours (POH)

Sum of all hours experienced during Planned Outages (PO) and Scheduled Outage Extensions (SE) of any Planned Outages (PO).

Pumping Hours

The total number of hours a turbine/generator unit was operated as a pump/motor set (for hydro and pumped storage units only).

Reserve Shutdown Hours (RSH)

Sum of all hours experienced during Reserve Shutdowns (RS). Some classes of units, such as gas turbines and jet engines, are not required to report Reserve Shutdown (RS) events. Reserve Shutdown Hours (RSH) for these units may be computed by subtracting the reported Service Hours (SH), Pumping Hours, Synchronous Condensing Hours, and all the outage hours from the Period Hours (PH).

Scheduled Derated Hours (SDH)

Sum of all hours experienced during Planned Deratings (PD), Maintenance Deratings (D4) and Scheduled Derating Extensions (DE) of any Maintenance Deratings (D4) and Planned Deratings (PD).

Scheduled Outage Extension Hours (SOEH)

Sum of all hours experienced during Scheduled Outage Extensions (SE) of any Maintenance Outages (MO) and Planned Outages (PO).

Scheduled Outage Hours (SOH)

Sum of all hours experienced during Planned Outages (PO), Maintenance Outages (MO), and Scheduled Outage Extensions (SE) of any Maintenance Outages (MO) and Planned Outages (PO).

Service Hours (SH)

Total number of hours a unit was electrically connected to the system.

Synchronous Condensing Hours

Total number of hours a unit was operated in the synchronous condensing mode.

Unavailable Hours (UH)

Sum of all Forced Outage Hours (FOH), Maintenance Outage Hours (MOH), and Planned Outage Hours (POH).

Unplanned Derated Hours (UDH)

Sum of all hours experienced during Forced Deratings (D1, D2, D3), Maintenance Deratings (D4), and Scheduled Derating Extensions (DE) of any Maintenance Deratings (D4).

Unplanned Outage Hours (UOH)

Sum of all hours experienced during Forced Outages (U1, U2, U3, SF), Maintenance Outages (MO), and Scheduled Outage Extensions (SE) of any Maintenance Outages (MO).

Capacity and Energy

Gross Maximum Capacity (GMC)

Maximum capacity a unit can sustain over a specified period of time when not restricted by seasonal, or other deratings.

Gross Dependable Capacity (GDC)

GMC modified for seasonal limitations over a specified period of time. The GDC and MDC (Maximum Dependable Capacity) used in previous GADS reports are the same in intent and purpose.

Gross Available Capacity (GAC)

Greatest capacity at which a unit can operate with a reduction imposed by a derating.

Gross Actual Generation (MWh) (GAG)

Actual number of electrical megawatthours generated by the unit during the period being considered.

Net Maximum Capacity (NMC)

GMC less the unit capacity utilized for that unit's station service or auxiliaries.

Net Dependable Capacity (NDC)

GDC less the unit capacity utilized for that unit's station service or auxiliaries.

Net Availability Capacity (NAC)

GAC less the unit capacity utilized for that unit's station service or auxiliaries.

Net Actual Generation (MWh) (NAG)

Actual number of electrical megawatthours generated by the unit during the period being considered less any generation (MWh) utilized for that unit's station service or auxiliaries.

***Notes:**

-- Equivalent hours are computed for each derating and then summed.

-- Size of reduction is determined by subtracting the Net Available Capacity (NAC) from the Net Dependable Capacity (NDC). In cases of multiple deratings, the Size of Reduction of each derating is the difference in the Net Available Capacity of the unit prior to the initiation of the derating and the reported Net Available Capacity as a result of the derating.

Equations

Availability Factor (AF)

$$[AH/PH] \times 100 (\%)$$

Equivalent Availability Factor (EAF)

$$[(AH - (EUDH + EPDH + ESEDH))/PH] \times 100 (\%)$$

Equivalent Forced Outage Rate (EFOR)

$$[(FOH + EFDH)/(FOH + SH + EFDHRS)] \times 100 (\%)$$

Forced Outage Factor (FOF)

$$[FOH/PH] \times 100 (\%)$$

Forced Outage Rate (FOR)

$$[FOH/(FOH + SH)] \times 100 (\%)$$

Gross Capacity Factor (GCF)

$$[\text{Gross Actual Generation}/(PH \times GMC)] \times 100 (\%)$$

Gross Output Factor (GOF)

$$[\text{Gross Actual Generation}/(SH \times GMC)] \times 100 (\%)$$

Net Capacity Factor (NCF)

$$[\text{Net Actual Generation}/(PH \times NMC)] \times 100 (\%)$$

Net Output Factor (NOF)

$$[\text{Net Actual Generation}/(SH \times NMC)] \times 100 (\%)$$

Scheduled Outage Factor (SOF)

$[\text{SOH/PH}] \times 100 (\%)$

Service Factor (SF)

$[\text{SH/PH}] \times 100 (\%)$

Computation Method Discussion

Each of the statistics presented is computed from summaries of the basic data entries required in each equation. The basic data entries are totaled and then divided by the number of unit-years in that data sample. This unit-year averaged basic data entry is then used in computing the statistics shown. Two examples of these computations are shown below:

Average Number of Occurrences Per Unit-Year

$$= \frac{\text{Number of Outage and/or Derating Occurrences}}{\text{Number of Unit-Years}}$$

Average MWh Per Unit-Year

$$= \frac{\text{Hours for Each Outage and/or Derating Type} \times \text{NMC (MWI)}}{\text{Number of Unit-Years}}$$

Average Hours Per Unit-Year

$$= \frac{\text{Hours for Each Outage and/or Derating Type}}{\text{Number of Unit-Years}}$$

Average Equivalent MWh Per Unit-Year

Computed as shown in the equation for **Average MWh Per Unit-Year** above, except the deratings are converted to equivalent full outage hours. Equivalent hours are computed for each derating event experienced by each individual unit. These

equivalent hours are then summarized and used in the numerator of the **Average MWh Per Unit-Year** equation. Each equivalent hour is computed as follows:

$$\text{EQUIVALENT OUTAGE HOURS} = \sum \frac{\text{Derating Hours} \times \text{Size of Reduction}}{\text{NMC (MW)}}$$

Average Equivalent Hours Per Unit-Year

Computed as shown in the equation for **Average Hours Per Unit-Year** above, except the deratings are converted to equivalent full outage hours. Equivalent hours are computed for each derating event experienced by each individual unit. These equivalent hours are then summarized and used in the numerator of the **Average Hours Per Unit-Year** equation.

Notes:

--All computed values are rounded to the nearest hundredth. Entries of 0.00 signify the averaged values are less than 0.005.

--Size of reduction is determined by subtracting the Net Available Capacity (NAC) from the Net Dependable Capacity (NDC). In cases of multiple deratings, the Size of Reduction of each derating is the difference in the Net Available Capacity of the unit prior to the initiation of the derating and the reported Net Available Capacity as a result of the derating.

Fuente: www.egpreston.com/DISSC.DOC

[ANEXO 10]

Tabla de selección de materiales compatibles con Hidracina y Fosfato

Materials
Bulletin 230
Effective 6/15/93



MILTON ROY

CODES:

- A. Can be and is being successfully used.
- B. Proceed with caution. Used under limited conditions where slight corrosion is permissible; for temporary installation; where cost of better materials is too high, etc.
- C. Should not be used.
- V. Varies.
- Information lacking.

	Cast Iron	Cast Steel	304 Stainless	316 Stainless	Alloy 20	Alloy B	Alloy C	Alloy D	440 FM	Polyvinyl Chloride	Halar®(ECTFE)	Methyl Methacrylate	Linear Polyethylene				FKM	EPDM	PEEK
													†		†				
													68	140	68	140			
Ferric Chloride (1, 11)	C	C	C	C	C	C	B	C	C	A	A	A	A	A	A	A	A	A	—
Ferric Nitrate	—	—	A	A	A	C	B	C	A	A	A	—	A	A	A	A	A	A	—
Ferric Sulfate (1)	C	C	B	A	C	A	—	A	A	A	—	A	A	A	A	A	A	A	—
Ferrous Chloride (1, 11)	C	C	C	C	C	A	A	B	—	A	A	A	A	A	A	A	—	A	—
Ferrous Sulfate (1)	C	B	C	B	A	B	A	B	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	—
Filter Aid (1) (GeneralNsee specific chemical) (23)	A	A	A	A	A	A	A	—	C	—	—	—	—	—	—	—	—	A	—
Fluosilicic Acid	C	C	C	B	B	C	B	—	C	A	A	A	—	A	A	A	A	A	—
Formaldehyde	B	B	A	A	A	A	A	A	V	A	A	B	A	A	A	A	—	A	A
Formic Acid	C	C	A	A	A	A	—	C	B	A	C	A	A	A	A	A	C	A	—
Fruit Juices	C	C	B	A	A	A	A	—	A	A	A	—	A	A	A	A	A	A	—
Freon	—	—	—	A	—	—	—	—	A	A	A	—	A	B	A	B	C	V	—
Furfural	A	A	A	A	A	A	A	—	A	C	—	C	B	C	C	C	C	A	—
Gallic Acid (5%)	—	C	A	A	A	—	—	A	A	A	A	—	A	A	A	A	A	B	—
Gasoline	—	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	B	B	B	B	A	C	A	—
Glucose	—	—	A	A	A	—	—	—	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	—
Glycerol (Glycerin)	B	B	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	—
Heptane, Hexane	—	—	A	A	A	—	—	—	A	A	A	—	A	A	A	A	A	C	B
Hydrazine (12)	C	C	A	A	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	C	A	—
Hydrobromic Acid (1)	C	C	C	C	C	A	B	—	C	A	A	—	A	A	A	A	—	A	C
Hydrochloric Acid (1)	C	C	C	C	C	A	B	—	C	A	—	A*	A	A	A°	A	A	A	A
Hydrocyanic Acid	C	C	A	A	A	A	A	—	C	A	A	—	A	A	A	—	—	A	A
Hydrofluoric Acid (13, 22)	C	C	C	C	C	B	B	B	C	A	A	A	A	A	A	A	B	A	C
Hydrogen PeroxideNConsult Application Eng.	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	A
Hydrogen Sulfide	C	C	A	A	A	—	A	—	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	—
Hydrofluosilicic Acid (22)	C	C	C	B	B	C	B	—	C	A	A	A	—	—	A	A	A	A	C
Inks	—	C	A	A	—	—	—	—	A	—	—	A	A	A	A	A	V	—	—
Iodine Solutions	—	—	C	C	C	C	—	C	C	C	A	—	B	C	B	C	—	B	—
Kerosene	—	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	B	C	A	B	A	C	A
Lactic Acid (to 60% to 100;F)	C	C	B	A	A	A	A	C	A	—	—	A	A	A	A	A	B	—	—
Lactic Acid (over 60% to 100;F)	C	C	B	B	B	B	B	C	C	—	—	A	A	A	B	—	B	—	—
Lead Acetate	—	C	A	A	—	—	—	—	A	A	A	—	A	A	A	A	A	A	—
Lime Slurries (7, 23)	A	A	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	B	B	—
Linseed Oil	—	A	A	A	—	—	—	—	A	A	A	—	C	C	A	A	A	—	—
Magnesium Carbonate	—	—	A	A	—	—	—	—	A	A	—	A	A	A	A	A	A	A	—
Magnesium Chloride	C	C	C	C	A	A	A	C	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	—
Magnesium Hydroxide	—	A	A	A	A	A	A	—	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	—
Magnesium Nitrate	—	—	A	A	A	—	A	—	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	—
Magnesium Sulfate	—	A	A	A	A	A	A	—	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	—
Maleic Acid	C	C	A	A	A	A	A	—	A	A	—	—	—	A	A	A	C	—	—
Malic Acid	C	C	A	A	A	A	—	B	A	A	—	A	B	A	B	A	—	—	—

* Up to 28% concentration.

° Up to 38% concentration.



CODES:

- A. Can be and is being successfully used.
- B. Proceed with caution. Used under limited conditions where slight corrosion is permissible; for temporary installation; where cost of better materials is too high, etc.
- C. Should not be used.
- V. Varies.
- Information lacking.

	Cast Iron	Cast Steel	304 Stainless	316 Stainless	Alloy 20	Alloy B	Alloy C	Alloy D	440 FM	Polyvinyl Chloride	Halar®(ECTFE)	Methyl Methacrylate	Linear Polyethylene		Polypropylene		FKM	EPDM	PEEK
													†	†	†	†			
													68	140	68	140			
Sodium Hypochlorite	C	C	C	C	C	B	A	C	C	A	A	A	A	A	B	A	B	—	
Sodium Nitrate (16)	B	B	A	A	A	A	A	C	A	A	A	A	A	A	A	A	A	—	
Sodium Perborate	A	A	A	A	A	A	A	—	A	B	—	—	—	—	A	—	A	A	—
Sodium Peroxide	A	A	A	A	A	A	A	B	—	B	A	—	—	—	—	—	A	A	—
Sodium Mono Phosphate (17)	C	C	B	A	A	A	A	—	A	A	—	A	—	—	A	—	A	A	—
Sodium Di- or Tri-Phosphate (17)	A	A	A	A	A	A	A	A	—	A	—	A	—	—	A	A	A	A	—
Sodium Polyphosphate (17, 18)	C	C	A	A	A	A	A	—	A	A	—	A	—	—	—	—	A	—	—
Sodium Silicate (9)	B	B	A	A	A	A	A	A	A	B	A	A	—	—	A	A	A	A	—
Sodium Sulfate	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	—
Sodium Sulfide	C	C	B	A	A	A	A	A	A	B	A	—	A	A	A	A	A	A	—
Sodium Sulfite	A	A	A	A	A	C	A	C	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	—
Sodium Borate	See Borax																		
Sodium Thiosulfate (Hypo)	C	C	B	B	A	A	A	—	A	B	A	A	—	—	A	—	A	A	—
Starch	B	B	A	A	A	A	A	—	A	A	A	—	A	A	A	A	A	A	—
Stearic Acid	—	—	B	A	A	A	A	A	A	A	A	—	A	A	A	A	A	A	—
Sugar Solutions	A	A	A	A	A	A	A	—	A	A	—	—	—	—	—	—	A	—	—
Sulfur, Molten (1)	A	A	A	A	A	A	A	C	—	A	—	C	A	B	B	C	A	C	—
Sulfur Chloride	C	C	C	A	A	A	A	—	—	—	—	—	—	—	A	—	A	C	—
Sulfur Dioxide (Liq.)	A	A	A	A	A	A	A	—	—	A	A	—	A	B	A	B	C	A	—
Sulfuric Acid 0-40% (1, 20)	C	C	C	C	A	C	A	A	C	A	A	A	A	B	A	A	A	B	A
Sulfuric Acid 40-95% (1, 20)	C	C	C	C	A	A	A	C	A	C	A	C	A	C	A	B	A	C	C
Sulfuric Acid 95-100% (20)	A	A	C	C	A	A	A	C	A	N	C	B	C	B	C	A	C	C	—
Sulfurous Acid	C	C	B	B	A	—	A	B	B	A	A	A	A	A	A	A	B	—	—
Tannic Acid	A	B	A	A	A	A	A	B	A	A	A	A	A	A	A	A	A	—	—
Tartaric Acid	B	B	B	A	A	A	A	C	A	A	A	A	A	A	A	A	A	B	—
Titanium Dioxide (21)	A	A	A	A	A	A	A	—	—	B	—	—	—	—	—	—	A	—	—
Toluol & Toluene	A	A	A	A	A	A	A	—	A	C	A	C	B	C	B	C	A	C	A
Trichlorethylene	A	A	A	A	A	A	A	A	C	A	C	C	C	C	C	A	C	A	—
Turpentine	A	A	A	A	—	—	—	—	C	A	A	A	B	C	B	C	A	C	—
Urea Formaldehyde	A	A	A	A	A	A	A	—	—	—	A	A	A	A	A	—	—	—	—
Varnish & Solvents	B	B	A	A	A	A	A	—	A	—	—	—	—	—	—	—	A	C	—
Vinegar	—	—	A	A	A	—	—	—	C	A	A	A	A	A	A	—	A	—	—
Vinyl Acetate	—	A	—	A	—	—	—	—	—	C	A	—	—	—	—	—	C	—	—
Water, Deionized	C	C	A	A	A	A	A	—	A	A	A	A	—	—	A	A	A	A	A
Water, Salt	C	C	C	B	A	—	C	—	C	A	A	—	A	A	A	A	A	A	A
Whiskey and Wines	—	—	A	A	A	—	—	—	C	A	A	C	A	A	A	A	A	A	—
Xylene or Xylol	—	—	A	A	A	—	—	—	A	C	A	—	B	C	B	C	A	C	A
Zinc Chloride	C	C	C	C	A	A	A	B	C	A	A	A	A	A	A	—	A	—	—
Zinc Hydrosulfite	C	C	B	B	A	A	A	—	—	A	—	—	—	—	—	—	A	—	—
Zinc Sulfate	C	C	A	A	A	A	A	B	C	A	A	A	A	A	A	A	A	A	—

[ANEXO 11]

Codificación para la identificación de tuberías

**NORMA
VENEZOLANA**

**COVENIN
253:1999**

**CODIFICACIÓN PARA LA
IDENTIFICACIÓN DE TUBERÍAS
QUE CONDUZCAN FLUIDOS**

(2^{da} Revisión)



Tabla 2. Color básico de identificación de fluidos.

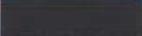
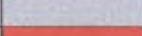
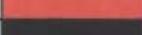
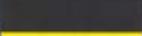
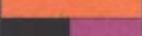
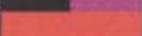
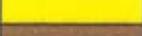
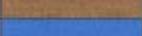
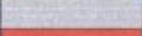
FLUIDO	COLOR BÁSICO DE IDENTIFICACIÓN	MUESTRA DEL COLOR
AGUA	VERDE	
OTROS VAPORES	GRIS PLATEADO	
ACEITES VEGETALES, ANIMALES Y MINERALES LÍQUIDOS COMBUSTIBLES INFLAMABLES	MARRÓN	
GASES INERTES E INFLAMABLES	AMARILLO	
ÁCIDO	ANARANJADO	
ALCALIS	VIOLETA	
AIRE	AZUL	
RESIDUOS EN FERMENTACIÓN Y AGUAS NEGRAS	NEGRO	
PRODUCTOS FERMENTABLES	GRIS OSCURO	
VACÍO	GRIS CLARO	
AGUA PARA EL COMBATE DE INCENDIOS	ROJO	
FLUIDO ELÉCTRICO	NEGRO	

Tabla 3. Color básico de identificación de fluidos con anillos

FLUIDO	COLOR BÁSICO DE IDENTIFICACIÓN	COLOR DE ANILLOS	MUESTRA DEL COLOR DE LOS ANILLOS
AGUA POTABLE	VERDE	AZUL	
AGUA RESIDUAL	VERDE	NEGRO	
AGUA CONDENSADA	VERDE	AMARILLO	
AGUA SALADA	VERDE	ANARANJADO	
AGUA RADIATIVA	VERDE	NEGRO Y VIOLETA	
AGUA CONTRA INCENDIOS	ROJO	ROJO	
VAPOR DE AGUA	VERDE	GRIS PLATEADO	
ACEITES VEGETALES O ANIMALES	MARRÓN	DORADO	
ACEITE MINERALES OTROS LÍQUIDOS COMBUSTIBLES	MARRÓN	ROSADO	
ÁCIDO CONCENTRADO	ANARANJADO	AMARILLO	
CABEZA Y COLA DE DESTILACIÓN	NEGRO	MARRÓN	
ALCOHOL ETÍLICO EN DESTILERÍAS	MARRÓN	AZUL	
ALCOHOL DENATURALIZADO	MARRÓN	VERDE	
PRODUCTO DESTILABLE	MARRÓN	ANARANJADO	
LÍQUIDOS INFLAMABLES	MARRÓN	AMARILLO	
GAS INERTE	AMARILLO	GRIS PLATEADO	
FLUIDO ELÉCTRICO	NEGRO	ROJO	

[ANEXO 12]

Guantes de Goma Natural y Materiales sintéticos para uso industrial.

**NORMA
VENEZOLANA**

**COVENIN
2165-84**

**GUANTES DE GOMA NATURAL Y
MATERIALES SINTETICOS PARA
USO INDUSTRIAL.**



[ANEXO 13]

Propiedades físicas, químicas, explosivas y de inflamación de la hidracina

PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS

Punto de ebullición , 760 mmHg: 114 °C	Punto de fusión °C
Gravedad específica (H₂O =1) : 1.004	Presión de vapor: 1.4 Kpa @ 20 °C
Densidad de vapor: (aire = 1) : 1.1	Solubilidad en agua (% peso): 100% soluble
% Volátiles por volumen :	P.M. :
Descripción: Líquido higroscópico, incoloro, humeante de olor acre.	

Fuente: La EDC.

PROPIEDADES EXPLOSIVAS Y DE INFLAMACIÓN

Punto de ignición:		
Punto de inflamación: 80 °C En soluciones al 35%. 38°C en hidracina concentrada >70%		
Límites de inflamabilidad:	Inferior: 38°C	Superior: 80°C
Agente de extinción: Polvo, espuma resistente al alcohol, agua pulverizada.		
Procedimientos especiales para combatir el fuego: mantener los depósitos frescos rociando con agua. Existe riesgo de explosión		
Peligros de explosión y de fuegos imprevistos: Es un reductor fuerte que en contacto con otros materiales oxidantes puede incendiarse o explotar.		

Fuente: La EDC.

[ANEXO 14]

**MATERIALES INFLAMABLES Y COMBUSTIBLES. ALMACENAMIENTO
Y MANIPULACIÓN**

**NORMA
VENEZOLANA**

**COVENIN
2239-1-91**

**MATERIALES INFLAMABLES Y
COMBUSTIBLES.
ALMACENAMIENTO Y
MANIPULACION. PARTE: 1
LIQUIDOS**



[ANEXO 15]

**ROPA, EQUIPOS Y DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN PERSONAL.
SELECCIÓN DE ACUERDO AL RIESGO OCUPACIONAL.**

**NORMA
VENEZOLANA**

**COVENIN
2237-89**

**ROPA, EQUIPOS Y DISPOSITIVOS
DE PROTECCION PERSONAL.
SELECCION DE ACUERDO AL
RIESGO OCUPACIONAL.**



[ANEXO 16]

Conversiones de Cabezal y Presión

INGERSOLL-RAND CAMERON HYDRAULIC DATA

Volume & Weight Equivalents

Example: 20 U.S. gallons × 3.7854 = 75.708 liters

Convert to	Convert from	U.S. Imperial gallons	U.S. gallons	Imperial gallons								
1	1	0.8327	231	0.13366	3.7854	0.0037854	8.338	0.00417	3.782	0.00417	3.782	0.00417
1	1	1.20094	1	277.39	0.16054	4.546	0.004546	10.0134	0.005	4.542	0.005	4.542
0.004329	0.003605	1	0.0005787	0.016387	0.00016387	0.036095	55409	0.016372	0.036095	55409	0.016372	0.036095
7.48052	6.229	1728	1	28.317	0.02832	62.3714	0.03119	28.291	0.03119	28.291	0.03119	28.291
0.2642	0.2200	61.024	0.03315	1	0.001	2.2029	0.0011	0.1000	0.0011	0.1000	0.0011	0.1000
264.2	220.0	61024	35.315	1000	1	2202.65	1.10133	1000.0	1.10133	1000.0	1.10133	1000.0
0.1199	0.09987	27.71	0.016033	0.4539	0.00454	1	0.0005	0.45359	0.0005	0.45359	0.0005	0.45359
239.87	199.7	55409	32.066	907.9	0.908	2000	1	907.2	1	907.2	1	907.2
0.2644	0.2202	61.08	0.03334	1.000	0.001	2.205	0.0011	1	0.0011	1	0.0011	1

Volume and weight equivalents

*Weight equivalent basis water at 60° F (15.6° C)

The capacity of a barrel varies in different industries. For instance

- 1 bbl of beer = 31 U.S. gallons
- 1 bbl of wine = 31.5 U.S. gallons
- 1 bbl of oil = 42 U.S. gallons
- 1 bbl of whiskey = 45 U.S. gallons

DRUMS:

The drum is not considered to be a unit of measure as is the barrel. Drums are usually built to specifications and are available in sizes from 2½ gallons to 55 gallons; the most popular sizes are the 5 gallon, 30 gallon and 55 gallon drums.

FORMULAS AND EQUIVALENTS

Equivalents of Head and Pressure

Example: 15 lb/in² × 4.88241 = 73.236 kg/m²

Convert to	Convert from	Atmos. pressure	lb/in ²	kg/cm ²								
1	1	0.068046	0.070307	703.070	27.2276	2.3106	2.03602	51.7150	0.06855	0.06855	0.06855	0.06855
0.0068444	1	0.000473	0.000468	4.88241	0.1926	0.01605	0.014139	0.26913	0.000473	0.000473	0.000473	0.000473
14.696	2116.22	1	10332.27	407.464	33.9570	29.921	760	1.01325	1.01325	1.01325	1.01325	1.01325
14.2233	2048.155	0.96794	1	10000	394.38	32.8650	28.958	735.559	0.96067	0.96067	0.96067	0.96067
0.001422	0.204766	0.0000968	0.0001	1	0.03844	0.00287	0.00286	0.073566	0.00096	0.00096	0.00096	0.00096
0.000292	5.1972	0.002454	0.0023	25.375	1	0.08333	0.073430	1.8551	0.00249	0.00249	0.00249	0.00249
0.432781	62.2005	0.028449	0.03043	304.275	12.	1	0.88115	22.3613	0.02839	0.02839	0.02839	0.02839
0.491154	70.7282	0.033421	0.03453	345.316	13.6185	1.1349	1	28.4005	0.03364	0.03364	0.03364	0.03364
0.0130368	2.76450	0.001358	0.0013595	13.59509	0.53616	0.04680	0.03937	1	0.01303	0.01303	0.01303	0.01303
14.5038	2088.55	0.98982	1.01972	10197.2	402.156	33.5130	29.5300	750.062	1	0.10	0.10	0.10
145.038	20885.5	9.8982	10.1972	101972.0	4021.56	335.130	295.300	7500.62	10.0	1	1	1

Water at 68° F (20° C) Technical Paper #10
 Country of Crane Co. Technical Paper #10
 1 Mpa (Megapascal) = 10 Bars = 1,000,000 N/m² (Newtons/m²)

Tablas de Pérdidas por fricción en tuberías

FRICITION

Friction of Water New Steel Pipe (Continued)
(Based on Darcy's Formula)

Flow U S gal per min	Standard wt steel—sch 40			Extra strong steel—sch 80			Schedule 160		
	.622" inside dia			.546" inside dia			.484" inside dia		
	Velocity ft per sec	Head loss ft per 100 ft	Head loss ft per 100 ft	Velocity ft per sec	Head loss ft per 100 ft	Head loss ft per 100 ft	Velocity ft per sec	Head loss ft per 100 ft	Head loss ft per 100 ft
0.7	0.729	.008	0.74	.96	.01	1.39	1.90	.056	1.68
1.0	1.58	.039	2.82	2.06	.07	5.34	2.85	.126	5.73
1.5	2.11	.089	4.73	3.74	.12	9.02	3.90	.214	32.9
2.0	2.54	.158	8.18	5.43	.18	15.6	5.43	.319	58.5
2.5	3.07	.232	13.2	7.48	.26	25.9	7.48	.435	84.5
3.0	3.70	.312	19.8	10.1	.36	38.5	10.1	.564	121.5
4.0	4.22	.422	27.7	13.2	.48	54.8	13.2	.759	164.2
5.0	5.05	.558	38.2	17.0	.63	75.9	17.0	1.01	221.5
6.0	5.28	.721	51.8	21.8	.81	105.0	21.8	1.34	298.5
7.5	5.75	.975	75.6	29.3	1.10	149.0	29.3	1.80	414.0
8.0	6.45	1.109	83.0	31.0	1.19	158.0	31.0	1.90	440.0
8.5	6.98	1.25	92.7	33.0	1.28	168.0	33.0	2.01	468.0
9.0	7.50	1.40	103.0	35.0	1.38	179.0	35.0	2.12	496.0
9.5	8.02	1.56	114.0	37.0	1.48	191.0	37.0	2.23	524.0
10	10.56	1.73	126.0	39.0	1.58	204.0	39.0	2.34	552.0

3/4 Inch

Flow U S gal per min	Standard wt steel—sch 40			Extra strong steel—sch 80			Schedule 160		
	.575" inside dia			.492" inside dia			.437" inside dia		
	Velocity ft per sec	Head loss ft per 100 ft	Head loss ft per 100 ft	Velocity ft per sec	Head loss ft per 100 ft	Head loss ft per 100 ft	Velocity ft per sec	Head loss ft per 100 ft	Head loss ft per 100 ft
1.5	0.90	.013	0.72	1.11	.02	1.19	1.64	.042	3.05
2.0	1.20	.023	1.19	1.48	.03	1.99	2.18	.074	5.12
3.0	1.81	.051	2.47	2.23	.06	4.14	3.27	.166	10.8
3.5	2.11	.069	3.26	2.60	.11	5.48	3.82	.226	14.3
4.0	2.41	.090	4.16	2.97	.14	7.01	4.36	.295	18.4
4.5	2.71	.114	5.28	3.71	.21	9.62	5.45	.402	24.0
5.0	3.01	.141	6.64	4.45	.31	13.4	6.54	.540	31.5
6	3.61	.203	8.80	5.45	.42	18.9	7.64	.705	39.0
8	4.81	.360	15.1	5.94	.55	25.6	8.73	1.10	64.4
10	6.02	.593	23.0	7.42	.86	39.2	10.91	1.85	105.8
11	6.62	.681	27.6	8.17	1.04	47.0	12.00	2.23	126
12	7.22	.772	32.5	8.91	1.23	56.5	13.09	2.60	149
13	7.82	.861	37.9	9.63	1.44	67.8	14.18	3.13	175
16	9.63	1.44	56.4	11.9	2.2	96.7	17.45	4.73	261
20	12.9	2.52	86.8	15.4	3.4	144	23.4	7.13	384

Note: No allowance has been made for age, difference in diameter, or any abnormal condition of interior surface. Any factor of safety must be estimated from the local conditions and the requirements of each particular installation. It is recommended that for most commercial design purposes a safety factor of 1.5 to 2.0% be added to the values in the tables—see page 3-5.

INGERSOLL-RAND CAMERON HYDRAULIC DATA

Friction of Water New Steel Pipe
(Based on Darcy's Formula)

Flow U S gal per min	Standard wt steel—sch 40			Extra strong steel—sch 80		
	0.364" inside dia			0.302" inside dia		
	Velocity ft per sec	Head loss ft per 100 ft	Head loss ft per 100 ft	Velocity ft per sec	Head loss ft per 100 ft	Head loss ft per 100 ft
0.4	1.23	0.024	3.7	1.79	0.05	9.18
0.6	1.85	0.053	7.6	2.69	0.11	19.0
0.8	2.47	0.095	12.7	3.59	0.20	32.3
1.0	3.08	0.148	19.1	4.48	0.31	48.8
1.2	3.70	0.213	26.7	5.38	0.45	66.6
1.4	4.32	0.290	35.6	6.27	0.61	91.7
1.6	4.93	0.378	45.6	7.17	0.80	118.1
1.8	5.55	0.479	56.9	8.07	1.01	147.7
2.0	6.17	0.591	69.4	8.96	1.25	180.7
2.4	7.40	0.850	96.1	10.75	1.79	256
2.8	8.63	1.157	132	12.54	2.44	345

3/4 Inch

Flow U S gal per min	Standard wt steel—sch 40			Extra strong steel—sch 80		
	0.493" inside dia			0.423" inside dia		
	Velocity ft per sec	Head loss ft per 100 ft	Head loss ft per 100 ft	Velocity ft per sec	Head loss ft per 100 ft	Head loss ft per 100 ft
0.5	0.84	0.011	1.26	1.14	0.02	2.63
1.0	1.68	0.044	4.26	2.28	0.08	9.05
1.5	2.52	0.099	8.85	3.43	0.18	19.0
2.0	3.36	0.176	15.0	4.57	0.32	32.4
2.5	4.20	0.274	22.7	5.71	0.51	49.3
3.0	5.04	0.395	32.0	6.85	0.73	69.6
3.5	5.88	0.538	42.7	8.00	0.99	93.3
4.0	6.72	0.702	55.0	9.14	1.30	120
5.0	8.40	1.097	84.2	11.4	2.0	185
6.0	10.08	1.58	119	13.7	2.9	263

Calculations on pages 3-12 to 3-34 are by Ingersoll-Rand Co.
Note: No allowance has been made for age, difference in diameter, or any abnormal condition of interior surface. Any factor of safety must be estimated from the local conditions and the requirements of each particular installation. It is recommended that for most commercial design purposes a safety factor of 1.5 to 2.0% be added to the values in the tables—see page 3-5.

[ANEXO 19]

Tablas de pérdidas en accesorios. (Continuación).

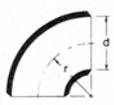
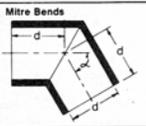
Note: Fittings are standard with full openings.

Fitting	L/D	Nominal pipe size												
		1/2	3/4	1	1 1/4	1 1/2	2	2 1/2-3	4	6	8-10	12-16	18-24	
		K value												
Butterfly Valve 								0.86	0.81	0.77	0.68	0.63	0.35	0.30
Plug Valve straightway 	18	0.49	0.45	0.41	0.40	0.38	0.34	0.32	0.31	0.27	0.25	0.23	0.22	
Plug Valve 3-way thru-flt 	30	0.81	0.75	0.69	0.66	0.63	0.57	0.54	0.51	0.45	0.42	0.39	0.36	
Plug Valve branch-flt 	90	2.43	2.25	2.07	1.98	1.89	1.71	1.62	1.53	1.35	1.26	1.17	1.08	
Standard elbow 	90°	30	0.81	0.75	0.69	0.66	0.63	0.57	0.54	0.51	0.45	0.42	0.39	0.36
	45°	16	0.43	0.40	0.37	0.35	0.34	0.30	0.29	0.27	0.24	0.22	0.21	0.19
	long radius 90°	16	0.43	0.40	0.37	0.35	0.34	0.30	0.29	0.27	0.24	0.22	0.21	0.19

Calculated from data in Crane Co., Technical Paper No. 410.

Friction of Water (Continued)
Friction Losses in Pipe Fittings
Resistance coefficient K (use in formula $h_f = K \frac{V^2}{2g}$)

Note: Fittings are standard with full openings.

Fitting	Type of bend	L/D	Nominal pipe size												
			1/2	3/4	1	1 1/4	1 1/2	2	2 1/2-3	4	6	8-10	12-16	18-24	
			K value												
Close Return Bend 		50	1.35	1.25	1.15	1.10	1.05	0.95	0.90	0.85	0.75	0.70	0.65	0.60	
Standard Tee 	thru flt	20	0.54	0.50	0.46	0.44	0.42	0.38	0.36	0.34	0.30	0.28	0.26	0.24	
	thru branch	60	1.62	1.50	1.38	1.32	1.26	1.14	1.08	1.02	0.90	0.84	0.78	0.72	
90° Bends. Pipe bends, flanged elbows, butt welded elbows 	rd = 1	20	0.54	0.50	0.46	0.44	0.42	0.38	0.36	0.34	0.30	0.28	0.26	0.24	
	rd = 2	12	0.32	0.30	0.28	0.26	0.25	0.23	0.22	0.20	0.18	0.17	0.16	0.14	
	rd = 3	12	0.32	0.30	0.28	0.26	0.25	0.23	0.22	0.20	0.18	0.17	0.16	0.14	
	rd = 4	14	0.38	0.35	0.32	0.31	0.29	0.27	0.25	0.24	0.21	0.20	0.18	0.17	
	rd = 6	17	0.46	0.43	0.39	0.37	0.36	0.32	0.31	0.29	0.26	0.24	0.22	0.20	
	rd = 8	24	0.65	0.60	0.55	0.53	0.50	0.46	0.43	0.41	0.36	0.34	0.31	0.29	
	rd = 10	30	0.81	0.75	0.69	0.66	0.63	0.57	0.54	0.51	0.45	0.42	0.39	0.36	
	rd = 12	34	0.92	0.85	0.78	0.75	0.71	0.65	0.61	0.58	0.51	0.48	0.44	0.41	
	rd = 14	38	1.03	0.95	0.87	0.84	0.80	0.72	0.68	0.65	0.57	0.53	0.49	0.46	
	rd = 16	42	1.13	1.05	0.97	0.92	0.88	0.80	0.76	0.71	0.63	0.59	0.55	0.50	
	rd = 18	46	1.24	1.15	1.06	1.01	0.97	0.87	0.83	0.78	0.69	0.64	0.60	0.55	
rd = 20	50	1.35	1.25	1.15	1.10	1.05	0.95	0.90	0.85	0.75	0.70	0.65	0.60		
Mitre Bends 	α = 0°	2	0.05	0.05	0.05	0.04	0.04	0.04	0.04	0.03	0.03	0.03	0.03	0.02	
	α = 15°	4	0.11	0.10	0.09	0.09	0.08	0.08	0.07	0.07	0.06	0.06	0.05		
	α = 30°	8	0.22	0.20	0.18	0.18	0.17	0.15	0.14	0.14	0.12	0.11	0.10	0.10	
	α = 45°	15	0.41	0.38	0.35	0.33	0.32	0.29	0.27	0.26	0.23	0.21	0.20	0.18	
	α = 60°	25	0.68	0.63	0.58	0.55	0.53	0.48	0.45	0.43	0.38	0.35	0.33	0.30	
	α = 75°	40	1.09	1.00	0.92	0.88	0.84	0.76	0.72	0.68	0.60	0.56	0.52	0.48	
α = 90°	60	1.62	1.50	1.38	1.32	1.26	1.14	1.08	1.02	0.90	0.84	0.78	0.72		

Calculated from data in Crane Co., Technical Paper No. 410.

Friction of Water (Continued)
Friction Losses in Pipe Fittings
Resistance coefficient K (use in formula $h_f = K \frac{V^2}{2g}$)

INGERSOLL-RAND CAMERON HYDRAULIC DATA

FRICTION - WATER-PIPE FITTINGS

[ANEXO 20]
PLANOS

[ANEXO 1]

**MANUALES DE PROCEDIMIENTO SISTEMAS DE DOSIFICACIÓN DE
HIDRACINA Y FOSFATO**

Manual de procedimiento para el manejo de hidracina

A través del conocimiento de los procedimientos se puede tener una concepción clara y sistemática de las operaciones que se realizan en cualquier dependencia y la descripción de estos procedimientos debe efectuarse de acuerdo con la realidad operativa del proceso y con la normativa vigente establecida a tal efecto.

Tomando en cuenta lo anteriormente señalado y advirtiendo el riesgo que implica el manejo de sustancias químicas peligrosas, como la hidracina, es necesario que se tenga un estricto control en las operaciones que involucren esta sustancia, con esta finalidad se desarrolla este manual de procedimientos donde se detallan los pasos a seguir en caso de realizar mantenimiento al sistema, se detallan todos los procesos relacionados con el proceso de inyección de hidracina, así como también se describen las acciones a tomar en caso de derrame o fugas y riesgos inherentes a su manipulación. Adicionalmente se presentan los equipos responsables de cada actividad con el propósito de tener un mejor control sobre el proceso. Dicho manual permite además dar cumplimiento a la legislación y normativa vigente con respecto a uso y manejo de la Hidracina, con lo que se mejora la seguridad y calidad de vida del personal de planta Tocoa, perteneciente al Conjunto Generador Josefa Joaquina Sánchez Bastidas.

Objetivos

- Manipular la hidracina según normas vigentes.
- Minimizar el tiempo de contacto entre el operador y la hidracina.
- Establecer pasos a seguir en caso de derrame de la sustancia.
- Establecer un registro de llenado de los tanques.

-
- Establecer un registro de la conductividad del agua en diversos puntos del ciclo agua-vapor.
 - Establecer pasos para la realización de mantenimiento preventivo.

Descripción del sistema

El sistema de inyección y dosificación consta de los siguientes elementos:

- 2 Tanques de acero inoxidable de capacidad de 750 litros c/u utilizado para la Hidracina con una concentración del 35 %.
- 2 tanques de acero inoxidable de capacidad 350 litros utilizado para la Hidracina con una concentración del 1 % . , uno para las unidades 3 y 4, y otro para las unidades 5 y 6.
- 4 Bombas de desplazamiento positivo.
- 2 Bombas centrífugas.
- Válvulas check.
- Tubos de acero inoxidable.

Descripción y riesgo de la sustancia

La Hidracina (N_2H_4) es un compuesto químico altamente tóxico que se usa para reducir la cantidad de oxígeno presente en el agua y en consecuencia prevenir la corrosión en los tubos de la caldera, además cumple con dos funciones adicionales: formar una capa de un óxido de hierro estable (magnetita) en las paredes internas de las tuberías de la caldera y formar amoníaco para mantener en un nivel adecuado el pH del agua de la caldera (de 9 a 10).

Entre los riesgos a los que se está expuesto al manejar Hidracina se tienen: si se inhala es muy peligroso ya que es extremadamente destructivo para el tracto respiratorio, este riesgo se incrementa debido a que este compuesto se evapora fácilmente en el aire, al contacto con la piel puede causar quemaduras y puede ser

absorbido por la sangre, en los ojos puede causar daños permanentes y al ingerirse es tóxico y posiblemente un agente cancerígeno.

Procedimiento Para El Llenado Del Porta Feed De Hidracina Al 35 % En Nivel De Planta Baja

# Act.	Denominación	Sec.	Descripción	Responsable
1	Operación	1	Colocar señales de advertencia	Personal de mantto. Mecánico/Personal de laboratorio
2	Inspección	A	Verificar el buen funcionamiento de las duchas y lava ojos	Personal de laboratorio
3	Acción	I	Colocarse Guantes de Goma o PVC, Equipos de Protección Respiratoria y Protectores Oculares	Personal de Mantto. Mecánico/Personal de laboratorio
4	Operación	2	Conducir el montacargas con el porta feed lleno , hasta la zona del tanque de hidracina fijo	Personal Mantto Mecánico Tacoa
5	Operación	3	Conectar la manguera de descarga al porta feed cargado	Personal de Laboratorio
6	Operación	5	Conectar la manguera de descarga al porta feed vacío	Personal de Laboratorio
7	Operación	6	Ajustar los ganchos de seguridad en ambos extremos de la manguera	Personal de laboratorio
8	Operación	7	Abrir válvula de descarga del porta feed lleno	Personal de laboratorio
9	Operación	8	Elevar el porta feed lleno con el monta cargas hasta que el líquido por gravedad se descargue completamente en el porta feed de planta	Personal Mantto Mecánico Tacoa
10	Inspección	B	Verificar que el tanque elevado por el montacargas este vacío	Personal de laboratorio

11	Operación	9	Cerrar válvulas del porta feed	Personal de laboratorio
12	Operación	10	Desconectar la manguera de trasiego	Personal de Laboratorio
13	Inspección	C	Sellar con tapones las boquillas de cada porta feed	Personal de Laboratorio
14	Operación	11	Colocar la manguera de trasiego sobre el porta feed de planta	Personal de laboratorio
15	Operación	12	Retirar el montacargas y señales de advertencia	Personal Mantto Mecánico Tacoa

El proceso de llenado del tanque receptor de hidracina que se encuentra al 35% consiste en la colocación de un segundo tanque de las mismas dimensiones en la parte superior del receptor e interconectado mediante una tubería flexible. Este tanque es puesto en posición mediante un monta carga y asegurado en su base.

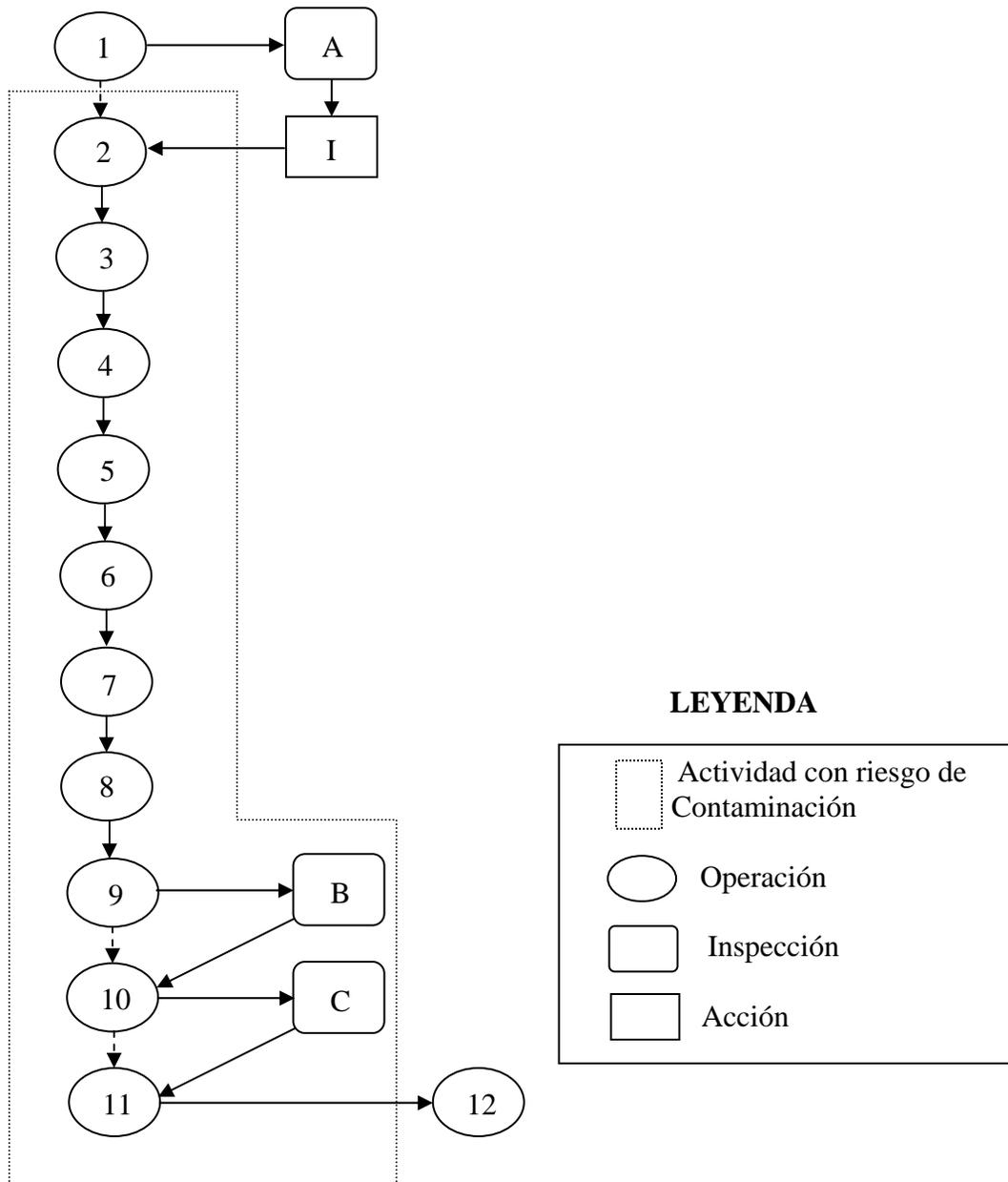
El llenado se realiza por medio de gravedad y se controla el nivel mediante un medidor de nivel visual. Luego se desconecta la manguera y se retira el tanque.

Desde el tanque de recepción de hidracina al 35% es puesta en marcha una bomba centrífuga que envía el fluido a un tanque donde se cambia la concentración de la hidracina al 1%, desde este tanque se envía dicho fluido mediante dos bombas de desplazamiento positivo a la etapa de condensado de las unidades 3 y 4 (una bomba para cada unidad).

Ubicado en la en área donde se encuentra la pantalla protectora del salitre se encuentra un segundo tanque receptor de hidracina al 35%, una bomba centrífuga envía el fluido a un tanque en el cual se diluye al 1%. Del tanque que contiene el químico diluido se bombea al condensado de las unidades 5 y 6 (una por unidad).

El personal del Laboratorio Químico es responsable de ejecutar la dosificación de hidracina, el cual es apoyado por el personal de Operaciones cuando sea necesario.

**Diagrama De Operaciones Para El Llenado Del Porta Feed De Hidracina Al 35 %
En Nivel De Planta Baja**

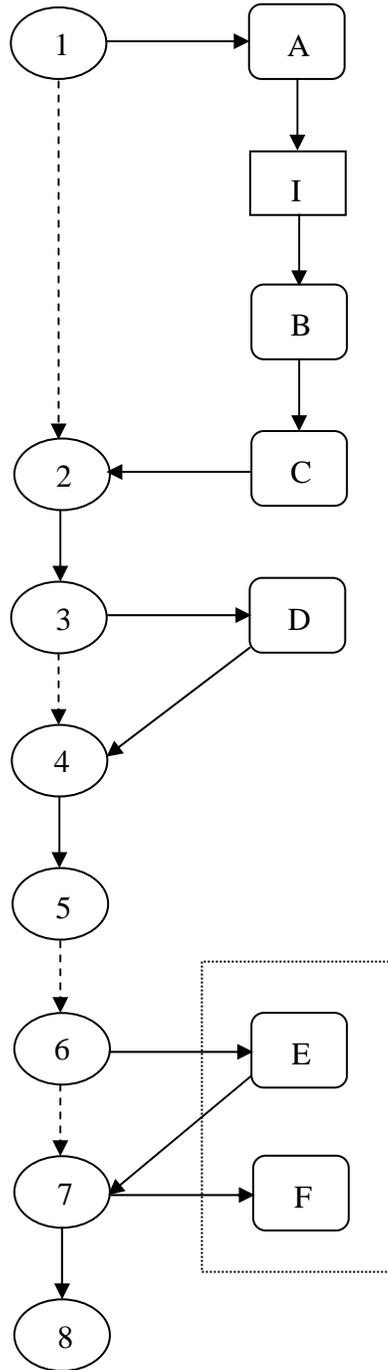


Procedimiento Para La Disolución De La Hidracina Al 35% Para Llevarla A Una Concentración Del 1 %

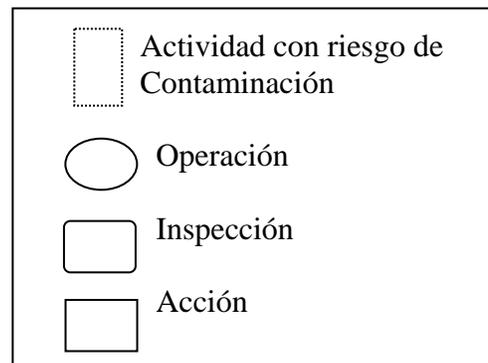
# Act.	Denominación	Sec.	Descripción	Responsable
1	Operación	1	Colocar señales de advertencia	Personal de laboratorio
2	Inspección	A	Verificar el buen funcionamiento de las duchas y lava ojos	Personal de laboratorio
3	Acción	I	Colocarse Guantes de Goma o PVC, Equipos de Protección Respiratoria y Protectores Oculares	Personal de laboratorio
4	Inspección	B	Verificar que las bombas no estén en funcionamiento	Personal de laboratorio
5	Inspección	C	Verificar que el nivel del tanque de hidracina al 35% sea mayor al del tanque de 1%.	Personal de Laboratorio
6	Operación	2	Cerrar válvulas 2 y 5 (ver esquemático del sistema)	Personal de Laboratorio
7	Operación	3	Abrir válvulas 1,3,4 (ver esquemático del sistema)	Personal de laboratorio
8	Inspección	D	Verificar que el nivel alcanzado en el tanque de 1% sea el deseado	Personal de laboratorio
9	Operación	4	Cerrar la válvula 3 y 1 (ver esquemático del sistema)	Personal de laboratorio
10	Operación	5	Abrir válvula 8 (ver esquemático del sistema)	Personal de laboratorio
11	Inspección	E	Verificar que el nivel alcanzado en el tanque de 1% sea el deseado	Personal de laboratorio
12	Operación	6	Abrir válvula 5 (ver esquemático del sistema)	Personal de Laboratorio
13	Inspección	F	verificar que la válvula 7 esta abierta (ver esquemático del sistema)	Personal de Laboratorio
14	Operación	7	Encender bomba dosificadora	Personal de laboratorio

15	Operación	8	Retirar señales de advertencia	Personal de laboratorio
----	-----------	---	--------------------------------	-------------------------

Diagrama De Operaciones La Disolución De La Hidracina Al 35% Para Llevarla A Una Concentración Del 1 %



LEYENDA

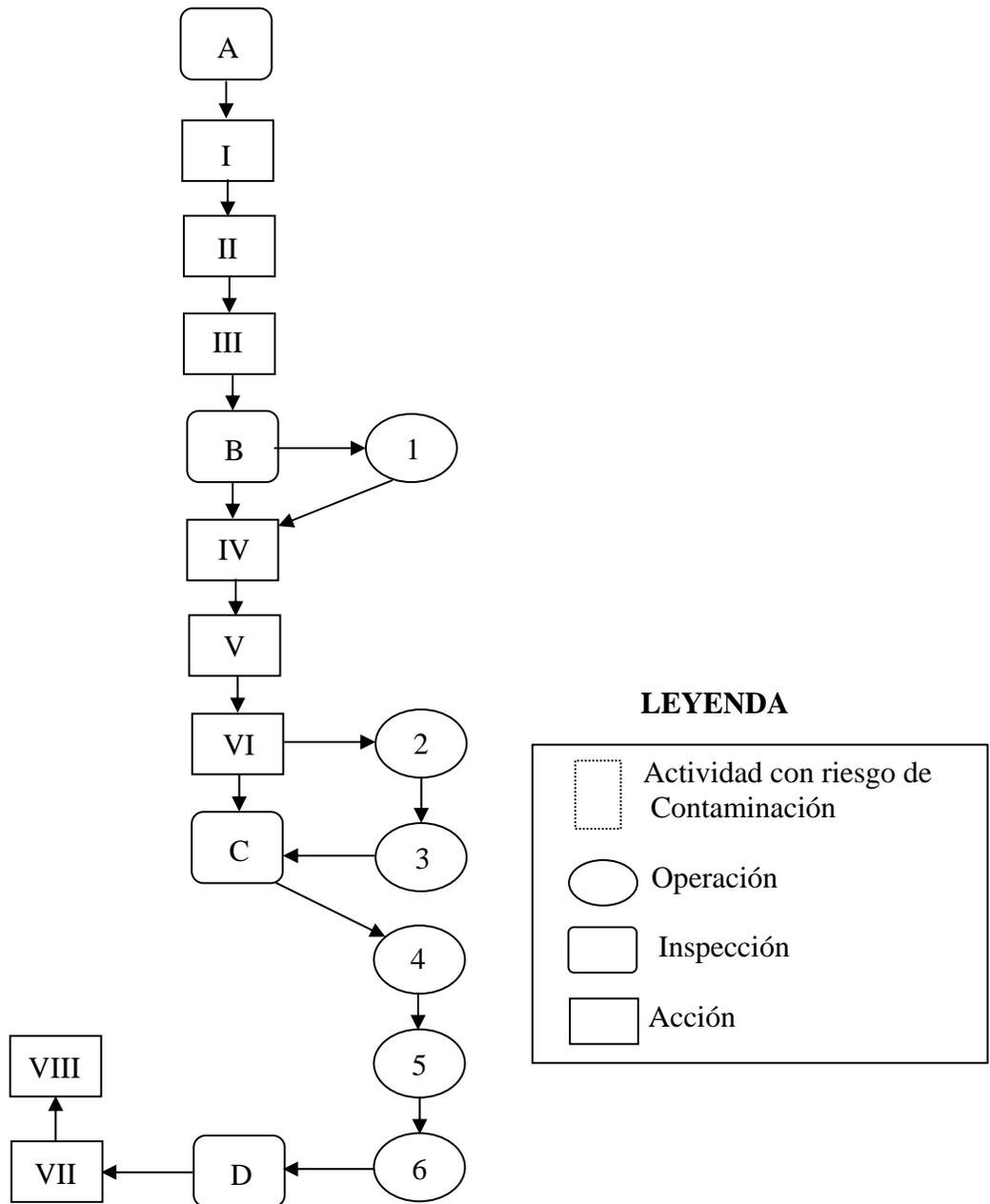


Procedimiento Para Corregir Fugas En Las Tuberías Del Sistema De Hidracina

#Act.	Denominación	Sec.	Descripción	Responsable
1	Inspección	A	Verificar el estado de todas las tuberías, conexiones, válvulas, motores	Personal de Laboratorio
2	Acción	I	Reportar la fuga al personal de operaciones	Personal de Laboratorio
3	Acción	II	Notificar la fuga por medio de un SAP, dirigida al personal de Mantto. mecánico	Personal de Operaciones
4	Acción	III	Elaborar una orden de ejecución de trabajo	Personal Mantto. Mecánico
5	Inspección	B	Evaluar daños y estimar recursos para corregir la falla	Personal Mantto. Mecánico/ Personal de laboratorio
6	Operación	1	Cerrar flujo de hidracina	Personal de Laboratorio
7	Acción	IV	Elaborar permisología	Personal Mantto. Mecánico
8	Acción	V	Revisar y conformar la permisología	Personal de Operaciones
9	Acción	VI	Colocarse Guantes de Goma o PVC, Equipos de Protección Respiratoria y Protectores Oculares	Personal Mantto. Mecánico
10	Operación	2	Purgar la tubería	Personal Mantto. Mecánico
11	Operación	3	Desmontar la pieza	Personal Mantto. Mecánico
12	Inspección	C	Examinar la pieza	Personal Mantto. Mecánico
13	Operación	4	Colocar Permatex / teflón	Personal Mantto. Mecánico
14	Operación	5	Instalar la pieza (reparada o nueva según sea el caso)	Personal Mantto. Mecánico
15	Operación	6	Abrir las válvulas correspondientes	Personal Mantto. Mecánico

16	Inspección	D	Verificar corrección de la fuga	Personal Mantto. Mecánico/ Personal de laboratorio
17	Acción	VII	Conformar cierre de la permisología de realización del trabajo	Personal de Operaciones
18	Acción	VIII	Cerrar orden SAP	Personal Mantto. Mecánico

Diagrama De Operaciones Para Corregir Fugas En Las Tuberías Del Sistema De Hidracina

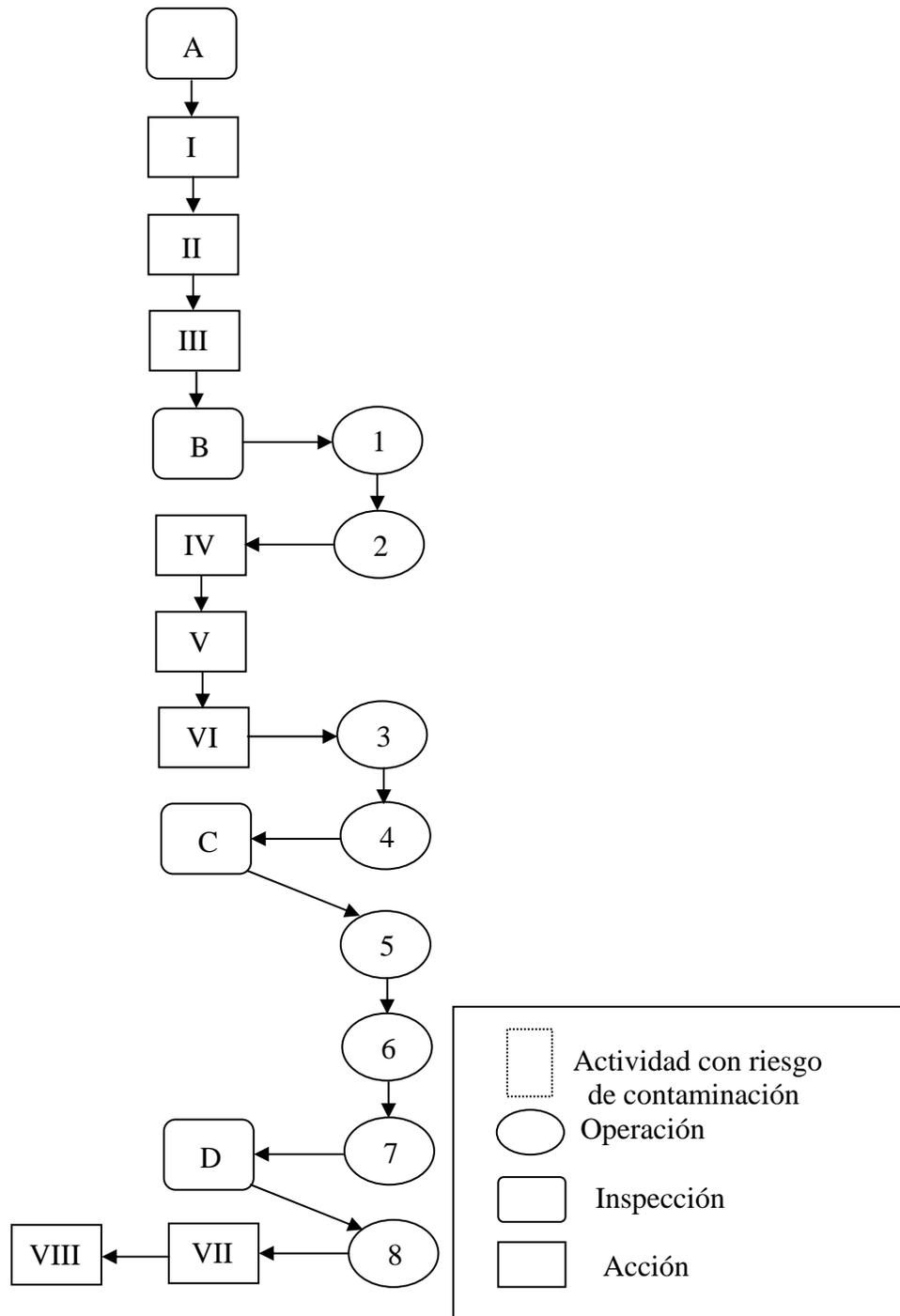


Procedimiento Para El Mantenimiento De Las Bombas De Trasiego De Hidracina

# Act.	Denominación	Sec.	Descripción	Responsable
1	Inspección	A	Verificar el buen funcionamiento del equipo	Personal de laboratorio
2	Acción	I	Reportar la falla al personal de operaciones	Personal de laboratorio
3	Acción	II	Realizar un aviso o notificación SAP a personal de mantto. Mecánico Tacoa	Personal de operaciones
4	Acción	III	Elaborar una orden para ejecutar el trabajo	Personal Mantto Mecánico Tacoa
5	Inspección	B	Evaluar los daños, estimar recursos para corregir la falla	Personal Mantto Mecánico Tacoa/ Personal de Laboratorio
6	Operación	1	Colocar señales de advertencia	Personal de laboratorio
7	Operación	2	Cerrar el flujo de hidracina por las tuberías	Personal de laboratorio
8	Acción	IV	Elaborar permisología	Personal Mantto Mecánico Tacoa
9	Acción	V	Revisar y conformar permisología	Personal de operaciones
10	Acción	VI	Colocarse Guantes de Goma o PVC, Equipos de Protección Respiratoria y Protectores Oculares	Personal Mantto Mecánico Tacoa
11	Operación	3	Desinstalar bomba	Personal Mantto Mecánico Tacoa
12	Operación	4	Lavar tuberías en el taller y/o ducha de emergencia	Personal Mantto Mecánico Tacoa
13	Inspección	C	Revisar de forma general el motor y accesorios	Personal Mantto Mecánico Tacoa

14	Operación	5	Corregir fallas encontradas o cambiar accesorios	Personal Mantto Mecánico Tacoa
15	Operación	6	Instalar el equipo	Personal Mantto Mecánico Tacoa
16	Operación	7	Encender bomba	Personal Mantto Mecánico Tacoa/ Personal de Laboratorio
17	Inspección	D	Observar el funcionamiento	Personal Mantto Mecánico Tacoa/ Personal de Laboratorio
18	Operación	8	Retirar señales de advertencia	Personal de laboratorio
19	Acción	VII	Conformar cierre de permisología	Personal de operaciones
20	Acción	VIII	Cerrar orden SAP de ejecución de trabajo	Personal Mantto Mecánico Tacoa

Diagrama De Operaciones Para El Mantenimiento De Las Bombas De Trasiego De Hidracina



Procedimiento de operación:

1. El operario debe revisar el indicador de conductividad correspondiente a la etapa de condensado.
2. Si la conductividad se encuentra dentro del rango permitido ($2-5 \text{ mS/cm}^2$) el operador deberá mantener el sistema como se encuentra actualmente.
3. Si la conductividad está por debajo del rango antes mencionado el operador debe seguir los siguientes pasos:

3.1 Dirigirse hacia el área donde están ubicados los tanques de dosificación. Verificar a través del indicador de nivel visual que el tanque posea al menos la mitad de su capacidad para poder en funcionamiento el sistema.

3.2 Encender la bomba para así inyectar hidracina al sistema. Posteriormente se debe colocar la carrera de la bomba (dosificación) al máximo con la finalidad de aumentar la conductividad lo más rápido posible.

3.3 Una vez que se logra llevar el nivel de conductividad al rango adecuado se baja la rata de inyección para mantener los valores permitidos.

4. Si la conductividad se encuentra por encima del rango permitido el operador debe dirigirse al tablero de control y apagar la bomba correspondiente a la unidad cuya celda indicó un valor fuera del rango. Se deben monitorear continuamente los valores de conductividad de esta unidad hasta que lleguen al rango adecuado. Una vez que se llega al límite inferior (2 mS/cm^2) el operario debe encender la bomba dosificadora y colocar la carrera entre 3 y 7 con el objetivo de mantener la conductividad en niveles correctos.

Procedimiento en caso de derrames:

1. En caso de que el operador observe algún tipo de fuga o derrame en el sistema, bien sea en las bombas, en las tuberías, en válvulas o en el tanque, este debe acudir al tablero de control a desactivar la bomba.

2. Si el operador o algún trabajador tuvo contacto con la sustancia con alguna parte de su cuerpo debe acudir inmediatamente a los lugares debidamente identificados ubicados adyacentes a los tanques de hidracina, bien sea el lava ojos o la regadera, para enjuagarse con abundante agua la zona de su cuerpo afectada.

3. Luego de esto el operador debe informar a su superior (mantenimiento, operaciones) sobre la situación que está ocurriendo, así como también al Departamento de Seguridad cuyo personal se encuentra identificado en planta portando cascos de color rojo.

Manual de procedimientos para el proceso de inyección de fosfato

A través del conocimiento de los procedimientos se puede tener una concepción clara y sistemática de las operaciones que se realizan en cualquier dependencia y la descripción de estos procedimientos debe efectuarse de acuerdo con la realidad operativa del proceso y con la normativa vigente establecida a tal efecto.

Tomando en cuenta lo anteriormente señalado y advirtiendo el riesgo que implica el manejo de sustancias químicas peligrosas, como el fosfato, es necesario que se tenga un estricto control en las operaciones que involucren esta sustancia, con esta finalidad se desarrolla este manual de procedimientos donde se detallan los pasos a seguir en caso de realizar mantenimiento al sistema, se detallan todos los pasos relacionados con el proceso de inyección del fosfato, así como también se describen las acciones a tomar en caso de derrame o fugas y riegos inherentes a su manipulación. Adicionalmente se presentan los equipos responsables de cada actividad con el propósito de tener un mejor control sobre el proceso. Dicho manual permite además dar cumplimiento a la legislación y normativa vigente con respecto a uso y manejo del fosfato, con lo que se mejora la seguridad y calidad de vida del personal de planta Tocoa, perteneciente al Conjunto Generador Josefa Joaquina Sánchez Bastidas.

Objetivos

- Manipular el fosfato según normas vigentes.
- Minimizar el tiempo de contacto entre el operador y el fosfato.
- Establecer pasos a seguir en caso de derrame de la sustancia.
- Establecer un registro de llenado de los tanques.
- Establecer un registro del pH del agua en diversos puntos del ciclo agua-vapor.
- Establecer pasos para la realización de mantenimiento preventivo

Descripción del sistema

El sistema de inyección y dosificación consta de los siguientes elementos:

- 2 tanques de acero inoxidable de capacidad 350 litros utilizado para la recepción del fosfato. Tanto disódico como trisódico.
- 4 Bombas de desplazamiento positivo.
- 2 Bombas centrífugas.
- Válvulas check.
- Tubería de acero inoxidable.

Descripción y riesgo de la sustancia

Los fosfatos, más específicamente los fosfatos de sodio se usan comúnmente en calderas de utilidad eléctrica. Los fosfatos de sodio actúan como un buffer (o amortiguador de pH), esto significa que cuando la adición de una base o ácido al agua causa un cambio significativo en el pH el buffer minimiza este cambio al liberar iones que reaccionan con la base o con el ácido. Manteniendo niveles adecuados de fosfato de sodio en el agua de la caldera se logra controlar el pH, previniéndose así la

corrosión, los depósitos adherentes y la corrosión caústica. El tipo de fosfato que se utiliza para tratar el agua de la caldera es fosfato de sodio, deshidratado o hidratado, en diferentes medidas, dependiendo del resultado que se desee obtener al agregarlo al agua.

Entre los distintos tipos de fosfato se encuentran: fosfato de sodio dibásico anhidro (utilizado para disminuir la alcalinidad del agua de la caldera) y fosfato de sodio tribásico dodecahidratado (utilizado para aumentar la alcalinidad, siendo este el empleado en Planta Tocoa), fosfato de sodio dibásico heptahidratado y fosfato de sodio monobásico. Los riesgos potenciales a los que se está expuesto al manejar estos compuestos son similares entre dichos fosfatos, debido a que poseen la misma composición básica.

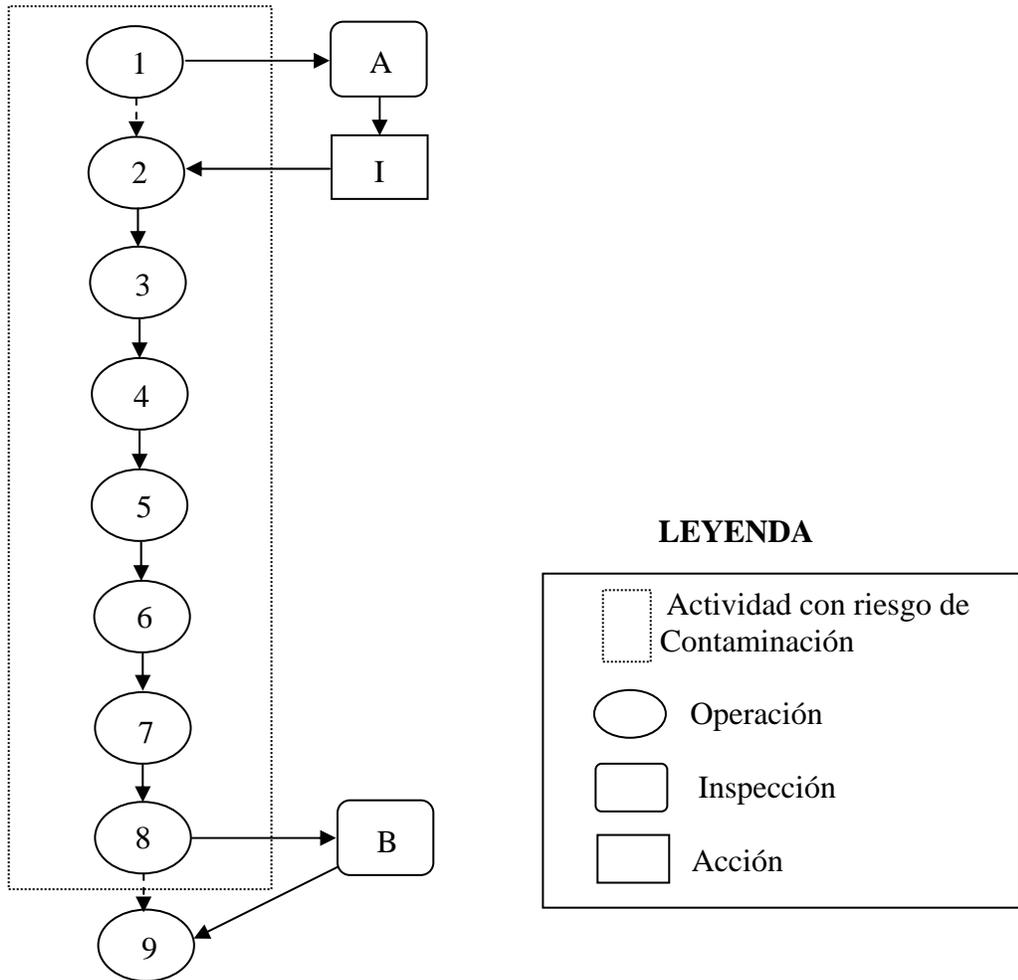
Entre los daños que pueden causar a la salud se encuentran: al inhalarse causa irritación del tracto respiratorio, entre los síntomas se incluyen tos y falta de aire. Si se ingiere puede provocar vómito, diarrea, letargo, efectos en la composición química de la sangre, perturbaciones tanto cardíacas como en el sistema nervioso. La toxicidad de los fosfatos radica en la habilidad que tiene para aislar el calcio.

Puede causar irritación acompañada de enrojecimiento y dolor. Puede aislar el calcio, formar fosfato de calcio y depositarse en los riñones. A su vez, la sobreexposición puede inducir a un envenenamiento por fósforo, daños en el hígado, riñones, anormalidades faciales, desordenes sanguíneos y cardíacos.

Procedimiento Para El Llenado Del Porta Feed De Fosfato En Nivel De Planta Baja

# Act.	Denominación	Sec.	Descripción	Responsable
1	Operación	1	Colocar señales de advertencia	Personal de mantto. Mecánico/Personal de laboratorio
2	Inspección	A	Verificar el buen funcionamiento de las duchas y lava ojos	Personal de laboratorio
3	Acción	I	Colocarse Guantes de Goma o PVC, Equipos de Protección Respiratoria y Protectores Oculares	Personal de Mantto. Mecánico/Personal de laboratorio
4	Operación	2	Verter en el tanque la cantidad necesaria de fosfato disódico y trisódico (en relación uno a uno).	Personal de Laboratorio
5	Operación	3	Abrir válvula de agua.	Personal de Laboratorio
6	Operación	5	Diluir el químico hasta llenar el tanque.	Personal de Laboratorio
7	Operación	6	Cerrar válvula de agua.	Personal de laboratorio
8	Operación	7	Encender el batidor hasta que no se encuentren partículas sólidas de fosfato	Personal de laboratorio
9	Operación	8	Apagar el batidor y cerrar tapa del tanque	Personal de laboratorio
10	Inspección	B	Encender bomba de inyección de químico si se requiere fosfato en la caldera.	Personal de laboratorio
11	Operación	9	Retirar señales de advertencia	Personal de mantto. Mecánico/Personal de laboratorio

Diagrama Para El Llenado Del Porta Feed De Fosfato En Nivel De Planta Baja

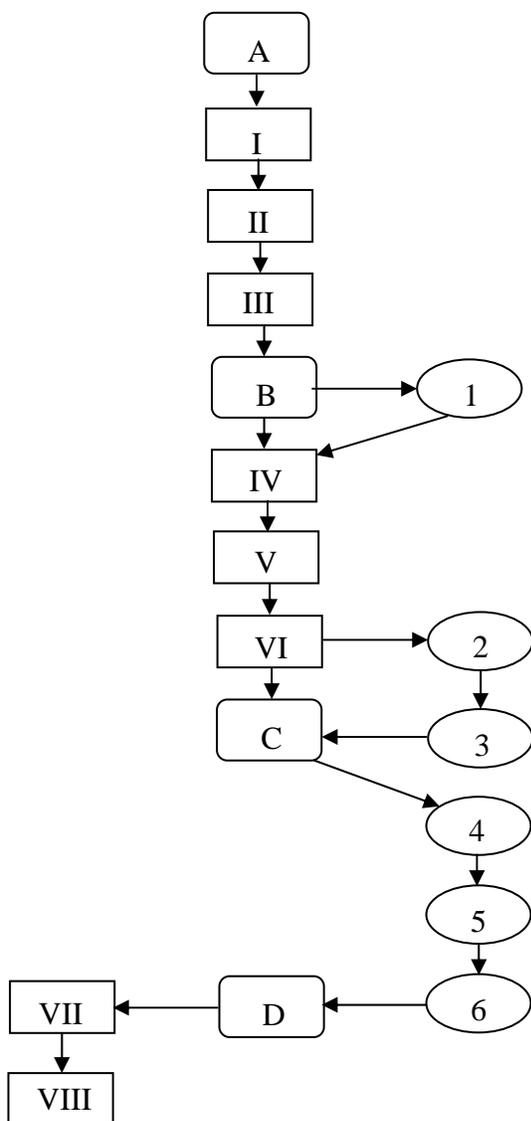


Procedimiento Para Corregir Fugas En Las Tuberías Del Sistema De Fosfato

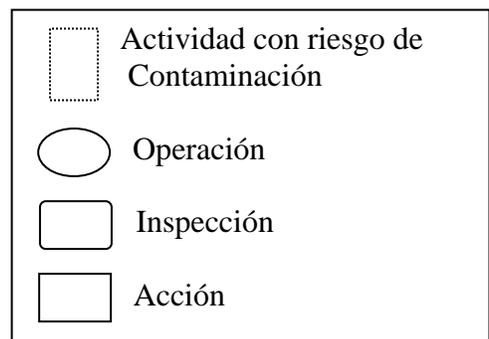
#Act.	Denominación	Sec.	Descripción	Responsable
1	Inspección	A	Verificar el estado de todas las tuberías, conexiones, válvulas, motores	Personal de Laboratorio
2	Acción	I	Reportar la fuga al personal de operaciones	Personal de Laboratorio
3	Acción	II	Notificar la fuga por medio de un SAP, dirigida al personal de Mantto. mecánico	Personal de Operaciones
4	Acción	III	Elaborar una orden de ejecución de trabajo	Personal Mantto. Mecánico
5	Inspección	B	Evaluar daños y estimar recursos para corregir la falla	Personal Mantto. Mecánico/ Personal de laboratorio
6	Operación	1	Cerrar flujo de fosfato	Personal de Laboratorio
7	Acción	IV	Elaborar permisología	Personal Mantto. Mecánico
8	Acción	V	Revisar y conformar la permisología	Personal de Operaciones
9	Acción	VI	Colocarse Guantes de Goma o PVC, Equipos de Protección Respiratoria y Protectores Oculares	Personal Mantto. Mecánico
10	Operación	2	Purgar la tubería	Personal Mantto. Mecánico
11	Operación	3	Desmontar la pieza	Personal Mantto. Mecánico
12	Inspección	C	Examinar la pieza	Personal Mantto. Mecánico
13	Operación	4	Colocar Permatex / teflón	Personal Mantto. Mecánico
14	Operación	5	Instalar la pieza (reparada o nueva según sea el caso)	Personal Mantto. Mecánico
15	Operación	6	Abrir las válvulas correspondientes	Personal Mantto. Mecánico

16	Inspección	D	Verificar corrección de la fuga	Personal Mantto. Mecánico/ Personal de laboratorio
17	Acción	VII	Conformar cierre de la permisología de realización del trabajo	Personal de Operaciones
18	Acción	VIII	Cerrar orden SAP	Personal Mantto. Mecánico

Diagrama De Operaciones Para Corregir Fugas En Las Tuberías Del Sistema De Fosfato



LEYENDA

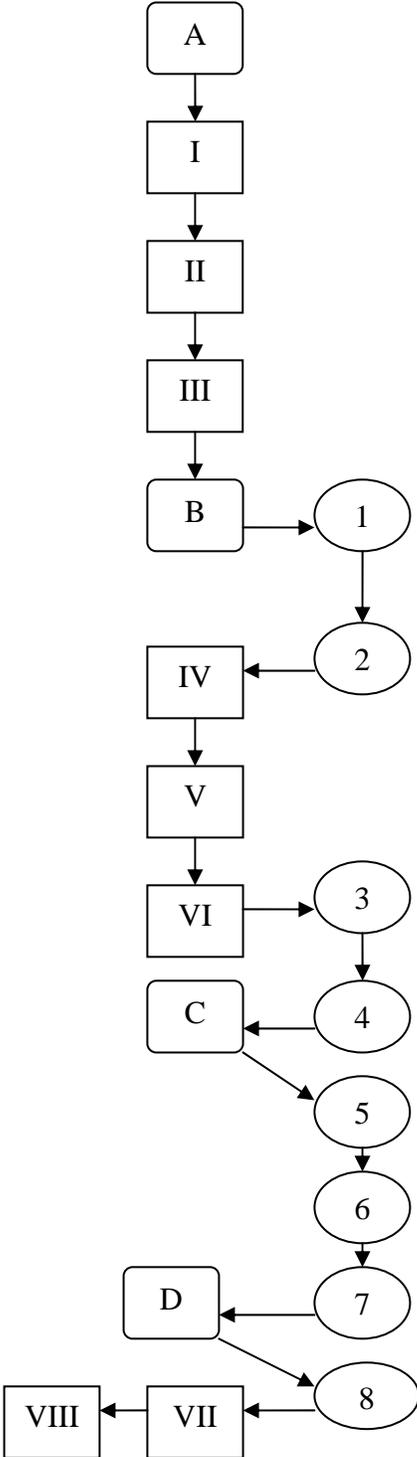


Procedimiento Para El Mantenimiento De Las Bombas De Trasiego De Fosfato.

# Act.	Denominación	Sec.	Descripción	Responsable
1	Inspección	A	Verificar el buen funcionamiento del equipo	Personal de laboratorio
2	Acción	I	Reportar la falla al personal de operaciones	Personal de laboratorio
3	Acción	II	Realizar un aviso o notificación SAP a personal de mantto. Mecánico Tacoa	Personal de operaciones
4	Acción	III	Elaborar una orden para ejecutar el trabajo	Personal Mantto Mecánico Tacoa
5	Inspección	B	Evaluar los daños, estimar recursos para corregir la falla	Personal Mantto Mecánico Tacoa/ Personal de Laboratorio
6	Operación	1	Colocar señales de advertencia	Personal de laboratorio
7	Operación	2	Cerrar el flujo de fosfato por las tuberías	Personal de laboratorio
8	Acción	IV	Elaborar permisología	Personal Mantto Mecánico Tacoa
9	Acción	V	Revisar y conformar permisología	Personal de operaciones
10	Acción	VI	Colocarse Guantes de Goma o PVC, Equipos de Protección Respiratoria y Protectores Oculares	Personal Mantto Mecánico Tacoa
12	Operación	4	Lavar tuberías en el taller y/o ducha de emergencia	Personal Mantto Mecánico Tacoa
13	Inspección	C	Revisar de forma general el motor y accesorios	Personal Mantto Mecánico Tacoa
13	Inspección	C	Revisar de forma general el motor y accesorios	Personal Mantto Mecánico Tacoa
14	Operación	5	Corregir fallas encontradas o cambiar accesorios	Personal Mantto Mecánico Tacoa

15	Operación	6	Instalar el equipo	Personal Mantto Mecánico Tacoa
16	Operación	7	Encender bomba	Personal Mantto Mecánico Tacoa/ Personal de Laboratorio
17	Inspección	D	Observar el funcionamiento	Personal Mantto Mecánico Tacoa/ Personal de Laboratorio
18	Operación	8	Retirar señales de advertencia	Personal de laboratorio
19	Acción	VII	Conformar cierre de permisología	Personal de operaciones
20	Acción	VIII	Cerrar orden SAP de ejecución de trabajo	Personal Mantto Mecánico Tacoa

Diagrama De Operaciones Para El Mantenimiento De Las Bombas De Trasiego de Fosfato



Procedimiento en caso de derrames:

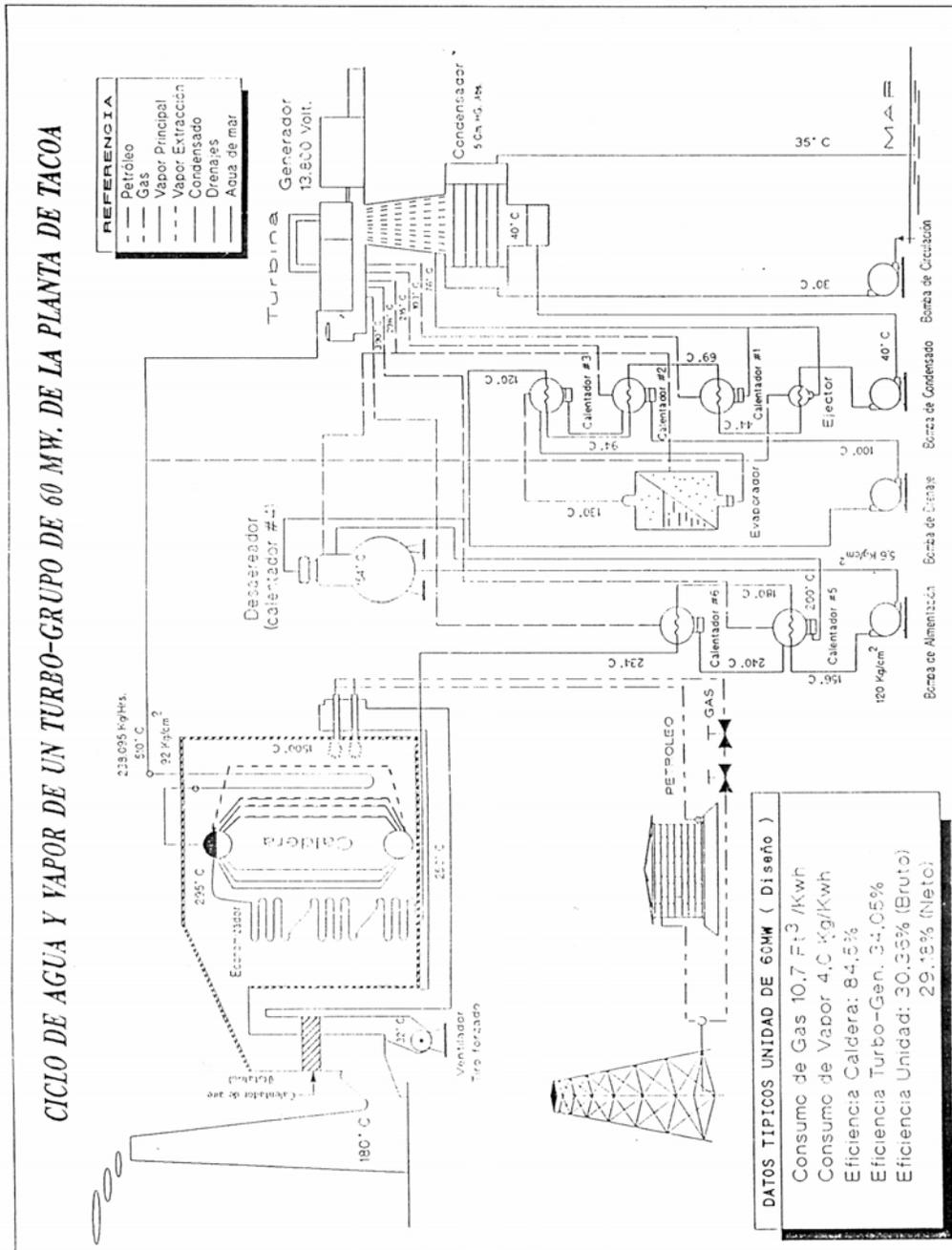
- En caso de que el operador observe algún tipo de fuga o derrame en el sistema, bien sea en las bombas, en las tuberías, en válvulas o en el tanque, este debe acudir al tablero de control a desactivar la bomba.

- Si el operador o algún trabajador tuvo contacto con la sustancia con alguna parte de su cuerpo debe acudir inmediatamente a los lugares debidamente identificados ubicados adyacentes a los tanques de hidracina, bien sea el lava ojos o la regadera, para enjuagarse con abundante agua la zona del cuerpo afectada.

- Luego de esto el operador debe informar a su jefe de equipo (mantenimiento/operaciones) sobre la situación que está ocurriendo, así como también al Departamento de Seguridad cuyo personal se encuentra identificado en planta portando cascos de color rojo.

[ANEXO 2]

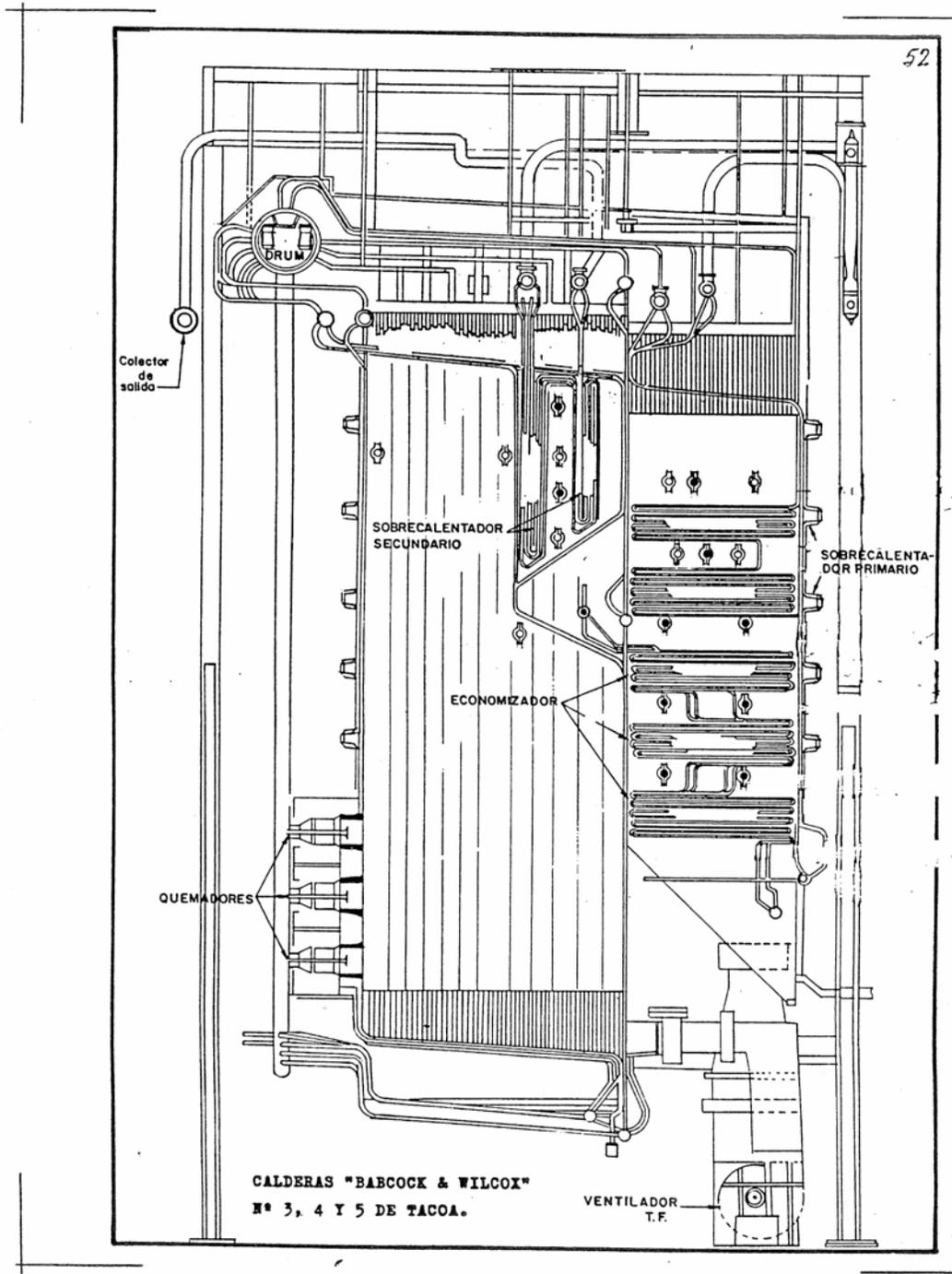
Esquema Ciclo Agua-Vapor Planta Tocoa



Fuente: La EDC

[ANEXO 3]

Esquema Caldera Unidades 3, 4, 5 y 6



Fuente: La EDC

[ANEXO 4]

Características de los principales equipos de Planta Tocoa

CALDERAS	UNIDADES		
	I- II	III - IV	V- VI
Marca	Dabcock & Wilcox	Dabcock & Wilcox	Dabcock & Wilcox
Tipo	Convencional	Radiante	Radiante
Combustible	Gas-petróleo	Gas-Petróleo	Gas-Petróleo
Capacidad Máxima continua a Gas	ton/hr	181.4	262
Temperatura de vapor sobre calentado	°C	482	510
Presión de vapor	Kg/cm ²	63.3	91.4
Capacidad de almacenamiento de agua	m ³	50.3	66
Consumo de petróleo a máxima carga	Kg/hr	10930	17959
Consumo de gas a máxima carga	m ³ /hr	12463	17443
Número de quemadores		9	9
Calentador de aire		Vertical	Rotatorio
Ventiladores tiro forzado	KW	149	307
Volumen de aire tiro forzado	m ³ /seg	1634	2464
Ventiladores tiro inducido	KW	373	---
Volumen de aire tiro inducido	m ³ /seg	5564	---
BOMBAS DE ALIMENTACION DE CALDERAS			
Marca		Sulzer	Sulzer
Tipo		Centrif. Horizontal	" Horizontal
Capacidad	ton/hr	201.4	297.5
Presión	bar abs	81.4	121.6
Velocidad	rpm	2970	2980
Motor	KW	662	1342
Temperatura del agua	°C	135	149.4

Fuente: La EDC

		UNIDADES		
		I - II	III - IV	V - VI
TURBINAS				
Marca		Brown Boveri	Brown Boveri	Westinghouse
Tipo		Acción y Reacción	" y Reacción Tandem compuesta flujo opuesto	" y Reacción Tandem compuesta doble flujo
Potencia	KW	41.000	63.000	66.000
Etapas acción rotor alta presión		1	1	1
Etapas reacción rotor alta presión		24	26	25
Etapas reacción rotor media presión		—	14	12
Etapas reacción rotor baja presión		—	10	—
Velocidad de trabajo	rpm	3.600	3.600	3.600
Velocidad de diseño	rpm	3.600	3.600	3.600
CONDENSADORES				
Marca		Brown Boveri	Brown Boveri	Westinghouse
S. de intercambio de calor	m ²	3019	5899	5574
Flujo de vapor	Kg/hr	30045	(30 MW) 161905	167800
Flujo de agua salada	m ³ /min	115	(35°C) 250.14	267.60
Vacío lado vapor	mbar	67.6	67.6	67.60
Número de tubos		4720	10300	9550
Diámetro de tubos	mm	25.4	25.4	25.4
Aleación		Aluminio-Cobre	Aluminio-Cobre	Cupro-Níquel
GENERADORES				
Marca		Brown Boveri	Brown Boveri	Westinghouse
Potencia	kW	41.000	63.000	66.000

Fuente: La EDC.

Tensión de salida	V	11.500/13.800	11.500/13.800	11.500/13.800
Frecuencia	CPS	60	60	60
Velocidad	rpm	3.600	3.600	3.600
Refrigerante		Hidrógeno	Hidrógeno	Hidrógeno
Excitatriz Principal	kW	165	280	240

TRANSFORMADORES PRINCIPALES

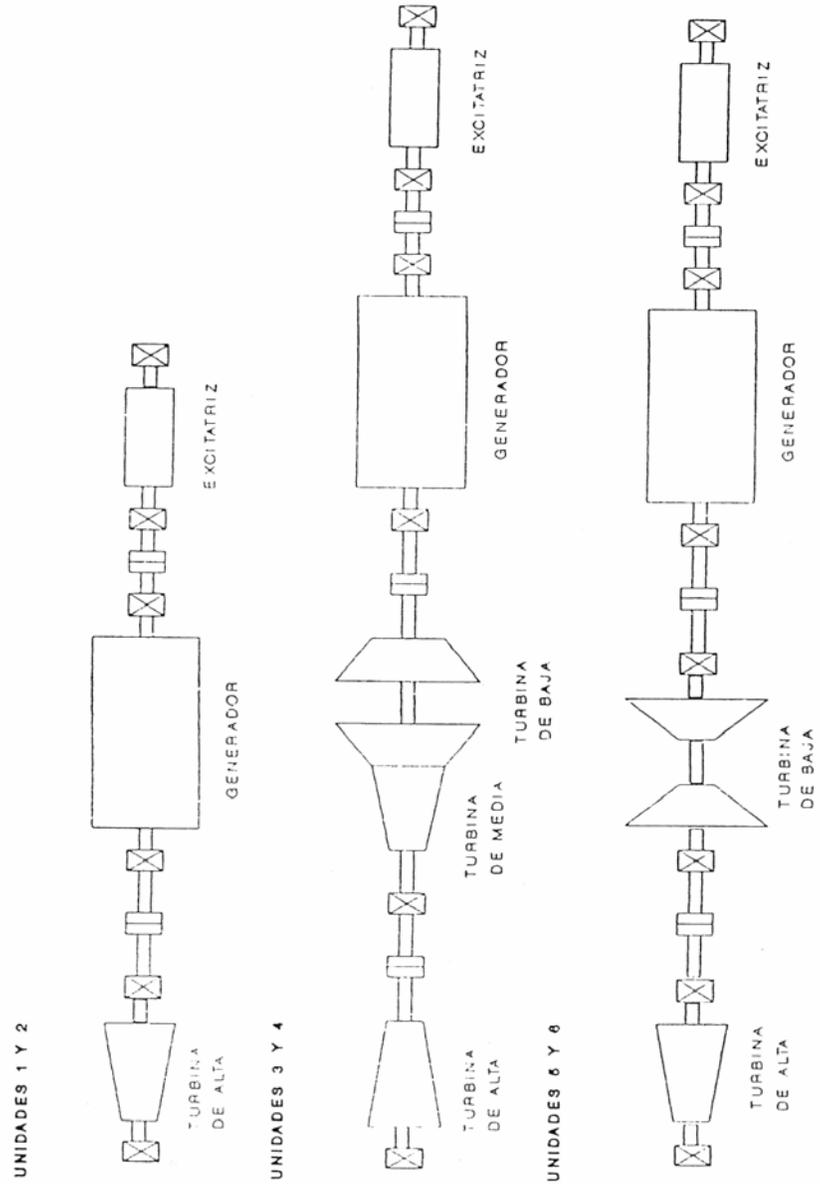
Marca		Le Matériel Electric	Westinghouse	General Electric
Capacidad	kVA	45.000	72.000	72.000
Impedancia	%	8,35	12,50	11,76
Refrigerante		Aceite	Aceite	Aceite
Volumen de Aceite	lts.	12.737	51.173	51.173
Alta Tensión	kV	69	230	230
Baja Tensión	kV	11,00/13,20	11,32/13,55	11,32/13,55
Frecuencia	CPS	60	60	60

*Capacidad Transformador de Excitación

Fuente: La EDC.

[ANEXO 5]

Esquema de los Turbogeneradores.



Fuente : La EDC.

[ANEXO 6]

Impurezas comunes en el agua, efecto posible sobre la caldera y tratamiento recomendado.

Componente del agua	Fuente principal del contaminante	Efecto causado a la caldera	Tratamiento recomendado
Cloruro de magnesio	Depósitos minerales	Incrustación, corrosión	Ablandamiento con productos químicos, evaporadores
Ácidos libres	Drenajes de minas, residuos industriales	Corrosión	Neutralización, evaporación
Cloruro de sodio	Aguas negras, residuos industriales	Inerte	Desmineralización con materiales de intercambio iónico
Bicarbonato de sodio	Depósitos minerales	Espuma, fragilización	Evaporación, Desmineralización con materiales de intercambio iónico
Ácido carbónico	Absorción de la atmósfera, depósitos minerales	Corrosión	Desaeración
Oxígeno	Absorción de la atmósfera	Corrosión	Desaeración
Grasa y aceite	Residuos industriales	Corrosión, depósitos, espuma	Filtración, evaporación
Materia orgánica y aguas negras	Residuos domésticos e industriales	Corrosión, depósitos, espuma	Filtración, evaporación
Sólidos en suspensión	Drenaje superficial, residuos industriales	Espuma, lodos o incrustación	Sedimentación libre, filtración, evaporación
Sílice	Depósitos minerales	incrustación	Sedimentación libre, filtración, evaporación
Carbonato de calcio	Depósitos minerales	incrustación	Ablandamiento con productos químicos, evaporadores
Bicarbonato de calcio	Depósitos minerales	incrustación	Ablandamiento por calentamiento, evaporadores
Sulfato de calcio	Depósitos minerales	Incrustación, corrosión	Ablandamiento con productos químicos, evaporadores
Cloruro de calcio	Depósitos minerales	incrustación	Ablandamiento con productos químicos, evaporadores
Carbonato de magnesio	Depósitos minerales	incrustación	Ablandamiento con productos químicos, evaporadores
Bicarbonato de magnesio	Depósitos minerales	incrustación	Ablandamiento con productos químicos, evaporadores

Fuente: La EDC.

[ANEXO 7]

Tabla de Eventos de Paradas Forzadas por tubos roto en las calderas de las Unidades 3, 5 y 6 entre el año 2001 y 2003.

UNIDAD 3

Parada	Arranque	Tiempo	Observaciones
14/08/2001 21:30			Parada forzada para retubado parcial del horno de la caldera
22-01-02 18:17	06-02-02 13:27	355:10:00	Parada forzada para reparación de tubo roto en la caldera
06-02-02 18:35			Parada forzada para reparación de tubo roto en la caldera
23-04-02 00:05	19-07-02 16:08	2104:03:00	Parada forzada por tubos rotos en la caldera
12-04-02 07:27	22-04-02 02:11	234:44:00	Parada forzada por tubos rotos en la caldera

UNIDAD 5

Parada	Arranque	Tiempo	Observaciones
06/08/2001 3:16	13/08/2001 11:20	176:04:00	Parada forzada para retubado parcial del horno de la caldera
10/10/2001 21:18	14/10/2001 20:00	94:42:00	Parada forzada para reparación de tubo roto en la caldera
18-01-02 03:31	25-01-02 01:19	165:48:00	Parada forzada para reparación de tubo roto en la caldera
02-02-02 23:43	14-02-02 17:20	281:37:00	Parada forzada por tubos rotos en la caldera
05-04-02 21:07	14-04-02 17:17	212:10:00	Parada forzada por tubos rotos en la caldera
08-04-03 21:07	14-04-03 08:46	131:39:00	Parada forzada por tubos rotos en la caldera
15-04-03 13:31	19-04-03 14:07	96:36:00	Parada forzada para reparación de tubo roto en la caldera
25-04-03 03:58	12-05-03 07:00	411:02:00	Parada forzada para reparación de tubo

			roto en la caldera
--	--	--	--------------------

UNIDAD 6

Parada	Arranque	Tiempo	Observaciones
11-10-03 13:24	20-10-03 09:18	211:54:00	Desacoplada de emergencia por presentar tubo rotos en la caldera

[ANEXO 8]

Rango de valores de parámetros del agua y Tabla de datos de parámetros seguidos para control de la calidad del agua para las unidades 3 (Enero y Marzo 2002), 5 (Enero 2002) y 6 (Octubre 2003)

Rango sugerido de valores para parámetros de control de la calidad del agua.

CALDERA							PH		
CL p.p.m. < 1.0 p.p.m.	NH3 p.p.m. < 0,50 p.p.m.	PO4 10 - 20 p.p.m.	PH 9.6-10.0	N2H4 5 -100 p.p.m.	SiO2 ppm < 1.0 p.p.m.	Conduct. 50 - 90 u mho	Agua Alim 8,30 - 9,50	Vapor Saturado 8,30 - 9,50	Condeso Turbina 8,30 - 9,50

Tabla datos control de parámetros de calidad del agua

UNIDAD 6

fecha	Hora	CALDERA						AGUA DE ALIMENTACION	AGUA CONDENSADA	
		CL p.p.m	PO4 p.p.m	p.H	N2H4 p.p.m	SiO2 p.p.m	Cond. u mho	p.H	p.H	Cond. u mho
01-oct-03	07:00 am	0,084	18,1	9,81	36	0,420	55	8,90	8,88	3,0
	13:00 pm	0,082	18,0	9,80	35		51	8,93	8,90	3,2
02-oct-03	07:00 am	0,092	18,0	9,73	36	0,420	56	8,96	8,95	3,3
	13:00 pm	0,087	19,1	9,92	42		58	9,00	8,98	3,4
03-oct-03	07:00 am	0,099	18,9	9,88	35	0,410	58	9,01	9,03	3,2
	13:00 pm	0,096	19,3	9,92	38		67	9,02	9,05	3,4
04-oct-03	07:00 am	0,135	19,0	9,68	9	0,390	128	8,10	8,10	1,2
	13:00 pm	0,102	18,7	9,88	21		100	8,70	8,68	3,0
05-oct-03	07:00 am	0,117	18,8	9,92	12	0,350	83	7,50	7,49	1,3
	13:00 pm	0,104	18,7	9,90	32		79	8,22	8,30	2,5
06-oct-03	07:00 am	0,068	17,0	9,80	8	0,300	65	7,20	7,20	0,6
	13:00 pm	0,068	17,0	9,88	18		63	7,42	7,54	2,2
07-oct-03	07:00 am	0,070	16,8	9,74	12	0,340	63	7,28	7,31	1,0
	13:00 pm	0,073	17,2	9,85	23		66	7,54	7,62	2,4
08-oct-03	07:00 am	0,022	16,5	9,80	18	0,310	59	8,33	8,30	2,1
	13:00 pm	0,021	19,4	9,88	26		60	8,41	8,40	2,3
09-oct-03	07:00 am	0,025	18,7	9,82	8	0,300	60	7,60	7,61	0,5
	13:00 pm	0,025	18,3	9,79	25		60	8,27	8,31	2,2
10-oct-03	07:00 am	0,023	19,0	9,96	56	0,280	61	9,02	9,02	4,3

	13:00 pm	0,025	19,0	9,93	51		60	9,00	8,98	4,0
11-oct-03	07:00 am	0,070	19,3	9,98	32	0,340	65	8,50	8,49	2,2
	13:00 pm	0,051	19,6	9,98	36		66	8,62	8,61	2,8
12-oct-03	07:00 am	0,075	21,4	10,10	82	0,320	110	8,74	8,73	2,5
	13:00 pm	0,070	21,0	10,08	80		103	8,68	8,70	3,1
13-oct-03	07:00 am									
	13:00 pm									
14-oct-03	07:00 am	0,027	16,4	9,80	8	0,280	60	7,42	7,46	0,9
	13:00 pm	0,024	19,4	9,89	16		61	8,16	8,14	2,2
15-oct-03	07:00 am	0,050	17,9	9,90	32	0,390	63	8,92	8,90	4,0
	13:00 pm	0,049	17,8	9,90	36		62	8,98	9,00	4,2
16-oct-03	07:00 am	0,050	17,7	9,91	28	0,380	61	8,48	8,46	2,6
	13:00 pm	0,051	17,5	9,90	31		58	8,68	8,68	3,2
17-oct-03	07:00 am	0,019	17,0	9,93	4	0,560	66	8,91	8,90	3,3
	13:00 pm	0,018	16,8	9,93	12		63	9,00	8,98	3,5
18-oct-03	07:00 am									
	13:00 pm									
19-oct-03	07:00 am	0,002	17,8	9,83	4	0,540	52	8,40	8,41	2,0
	13:00 pm	0,037	17,3	9,82	8		57	8,68	8,70	2,5
20-oct-03	07:00 am									
	13:00 pm									
21-oct-03	07:00 am									
	13:00 pm									
22-oct-03	07:00 am	0,008	18,8	9,90	68	0,420	70	4,50	9,06	4,5
	13:00 pm	0,009	18,5	9,88			63	4,40	9,08	4,4

UNIDAD 3

fecha	Hora	CALDERA						AGUA DE ALIMENTACION	AGUA CONDENSADA	
		CL p.p.m	PO4 p.p.m	p.H	N2H4 p.p.m	SiO2 p.p.m	Cond. u mho	p.H	p.H	Cond. u mho
01-ene-02	07:00 am	0,046	19,0	9,88	40	0,320	66	8,80	8,83	3,1
	13:00 pm	0,046	18,8	9,86	45		65	8,86	8,88	3,0
02-ene-02	07:00 am	0,048	18,3	9,80	38	0,330	61	9,02	9,00	3,8
	13:00 pm	0,047	19,2	9,90	42		64	9,03	9,01	4,0
03-ene-02	07:00 am	0,450	16,1	9,72	30	0,280	63	8,98	8,96	3,6
	13:00 pm	0,043	17,0	9,76	35		63	9,01	8,97	4,1
04-ene-02	07:00 am	0,081	18,7	9,61	5	0,210	60	7,68	7,65	0,6
	13:00 pm	0,080	19,3	9,80	18		67	8,63	8,65	2,7
05-ene-02	07:00 am	0,038	18,9	9,79	86	0,230	63	9,02	9,03	4,9

	13:00 pm	0,036	18,8	9,78	55		62	8,90	8,90	3,9
06-ene-02	07:00 am	0,037	18,5	9,75	38	0,250	60	8,70	8,76	3,5
	13:00 pm	0,035	18,5	9,80	41		58	8,65	8,70	3,4
07-ene-02	07:00 am	0,029	17,9	9,71	42	0,290	63	8,68	8,75	3,4
	13:00 pm	0,032	18,5	9,83	45		66	8,67	8,72	3,3
08-ene-02	07:00 am	0,210	10,8	9,54	71	0,300	120	9,01	9,00	4,0
	13:00 pm	0,083	19,8	10,02	12		100	9,12	9,14	5,2
09-ene-02	07:00 am	0,092	19,8	9,98	28	0,270	88	3,1	8,78	3,1
	13:00 pm	0,087	19,8	9,98	52		83	4,2	9,02	4,2
10-ene-02	07:00 am	0,038	19,5	9,96	77	0,250	68	9,10	9,06	4,5
	13:00 pm	0,039	19,5	9,95	68		68	9,02	9,04	4,3
11-ene-02	07:00 am	0,030	18,9	9,80	68	0,200	60	9,28	9,26	5,2
	13:00 pm	0,030	18,8	9,80	60		60	9,12	9,12	4,7
12-ene-02	07:00 am	0,013	18,0	9,70	4	0,140	47	7,20	7,19	1,0
	13:00 pm	0,014	19,3	9,87	12		52	8,40	8,42	2,0
13-ene-02	07:00 am	0,003	16,8	9,88	64	0,160	56	8,33	8,30	2,0
	13:00 pm	0,003	20,2	9,90	80		68	8,75	8,74	3,0
14-ene-02	07:00 am	0,004	19,7	9,97	18	0,200	63	8,10	8,11	2,3
	13:00 pm	0,003	19,6	9,98	25		63	8,50	8,47	2,5
15-ene-02	07:00 am	0,005	17,0	9,90	4	0,160	60	8,66	8,70	3,1
	13:00 pm	0,005	19,0	9,96	8		62	8,87	8,86	3,5
16-ene-02	07:00 am	0,005	18,3	9,93	16	0,180	60	8,70	8,70	3,2
	13:00 pm	0,005	18,1	9,91	25		60	8,78	8,75	3,5
17-ene-02	07:00 am	0,003	18,0	9,88	5	0,150	50	8,48	8,50	2,2
	13:00 pm	0,003	17,8	9,88	8		50	8,67	8,68	2,5
18-ene-02	07:00 am	0,003	17,6	9,86	8	0,180	48	8,67	8,60	2,7
	13:00 pm	0,004	17,5	9,85	12		48	8,70	8,68	2,8
19-ene-02	07:00 am	0,003	17,0	9,80	8	0,200	50	8,71	8,73	2,7
	13:00 pm	0,003	16,8	9,80	8		49	8,74	8,74	3,2
20-ene-02	07:00 am									
	13:00 pm									
21-ene-02	07:00 am									
	13:00 pm									
22-ene-02	07:00 am	0,005	17,0	9,75	12	0,200	45	8,80	8,81	2,3
	13:00 pm	0,005	17,0	9,74	15		46	8,83	8,85	2,5
23-ene-02	07:00 am	0,010	16,8	9,65	22	0,240	40	9,00	9,00	4,4
	13:00 pm	0,010	18,8	9,89	25		53	9,02	9,02	4,5
24-ene-02	07:00 am	0,009	18,0	9,86	28	0,250	52	8,68	8,70	3,1
	13:00 pm	0,010	18,0	9,85	28		55	8,72	8,70	3,2
25-ene-02	07:00 am	0,010	17,7	9,83	41	0,230	53	8,78	8,80	3,8
	13:00 pm	0,010	17,5	9,85	43		52	8,92	8,90	4,0

fecha	Hora	CALDERA						AGUA DE ALIMENTACION	AGUA CONDENSADA	
		CL p.p.m	PO4 p.p.m	p.H	N2H4 p.p.m	SiO2 p.p.m	Cond. u mho	p.H	p.H	Cond. u mho
01-mar-02	07:00 am	0,012	19,9	10,00	33	0,440	80	8,60	8,60	

	13:00 pm	0,012	19,7	10,00	30		80	8,58	8,58	
02-mar-02	07:00 am	0,010	21,3	10,00	29	0,410	93	8,51	8,50	
	13:00 pm	0,012	19,9	9,97	26		91	8,49	8,48	
03-mar-02	07:00 am	0,011	19,0	9,96	32	0,370	64	8,37	8,35	
	13:00 pm	0,013	19,0	9,94	29		67	8,34	8,34	
04-mar-02	07:00 am	0,015	20,0	9,96	17	0,420	74	8,10	8,07	
	13:00 pm	0,015	20,0	9,98	21		75	8,00	8,00	
05-mar-02	07:00 am	0,028	12,0	9,86	17	0,400	58	8,54	8,50	
	13:00 pm	0,021	12,2	9,90	47		59	8,70	8,70	
06-mar-02	07:00 am	0,007	12,9	9,95	49	0,370	55	9,00	8,97	
	13:00 pm	0,007	13,1	9,96	61		56	9,16	9,16	
07-mar-02	07:00 am	0,007	12,0	9,90	41	0,350	50	8,85	8,83	
	13:00 pm	0,006	15,4	9,96	60		56	9,00	9,00	
08-mar-02	07:00 am	0,010	20,3	9,92	47	0,210	88	8,95	8,95	
	13:00 pm	0,009	20,0	9,97	6		87	9,06	9,06	
09-mar-02	07:00 am	0,025	21,0	9,98	40	0,250	90	8,36	8,40	
	13:00 pm	0,022	19,8	9,96	35		87	8,40	8,40	
10-mar-02	07:00 am	0,027	18,9	9,96	31	0,230	100	8,79	8,81	
	13:00 pm	0,026	18,7	9,93	29		96	8,70	8,70	
11-mar-02	07:00 am	0,025	18,6	9,98	26	0,241	100	8,21	8,20	
	13:00 pm	0,024	18,4	9,95	30		103	8,20	8,20	
12-mar-02	07:00 am	0,018	19,7	9,97	59	0,230	69	8,60	8,60	
	13:00 pm	0,019	19,6	9,96	63		68	8,96	8,90	
13-mar-02	07:00 am	0,014	20,3	9,97	30	0,260	88	8,40	8,40	
	13:00 pm	0,016	19,0	9,94	26		83	8,43	8,43	
14-mar-02	07:00 am	0,014	19,0	9,90	43	0,230	80	8,83	8,83	
	13:00 pm	0,014	19,3	9,92	59		80	9,06	9,06	
15-mar-02	07:00 am	0,010	14,0	9,90	69	0,270	87	9,06	9,04	
	13:00 pm	0,009	16,8	9,93	77		86	9,09	9,07	
16-mar-02	07:00 am	0,009	14,3	9,98	60	0,100	52	8,60	8,60	
	13:00 pm	0,009	15,6	9,95	55		60	8,56	8,56	
17-mar-02	07:00 am	0,010	14,8	9,90	60	0,280	86	8,63	8,63	
	13:00 pm	0,009	15,4	9,88	57		88	8,60	8,60	
18-mar-02	07:00 am	0,026	13,6	9,96	93	0,230	80	9,10	9,10	
	13:00 pm	0,026	16,1	9,98	101p		85	9,16	9,12	
19-mar-02	07:00 am	0,023	14,1	9,80	91	0,210	82	9,08	9,08	
	13:00 pm	0,021	15,6	9,87	94		86	9,14	9,12	
20-mar-02	07:00 am	0,025	17,7	9,81	67	0,260	78	8,62	8,58	
	13:00 pm	0,026	17,5	9,80	69		77	8,68	8,68	
21-mar-02	07:00 am	0,030	13,1	9,91	40	0,290	75	8,10	8,10	
	13:00 pm	0,030	16,9	9,96	57		77	9,00	9,00	
22-mar-02	07:00 am	0,005	13,6	9,95	37	0,290	70	8,33	8,31	
	13:00 pm	0,005	13,2	9,93	51		70	9,03	9,03	
23-mar-02	07:00 am	0,013	14,0	10,03	70	0,370	66	8,95	8,95	
	13:00 pm	0,013	14,3	10,01	68		65	8,93	8,94	
24-mar-02	07:00 am	0,028	16,8	10,02	9	0,400	66	7,54	7,58	
	13:00 pm	0,028	16,6	10,00	12		65	8,38	8,38	
25-mar-02	07:00 am	0,023	16,0	9,92	13	0,430	60	7,97	7,96	
	13:00 pm	0,023	15,7	9,91	16		60	8,45	8,46	

26-mar-02	07:00 am	0,021	16,1	9,94	17	0,450	58	8,38	8,40	
	13:00 pm	0,022	16,0	9,94	21		58	8,42	8,41	
27-mar-02	07:00 am	0,023	15,1	9,92	37	0,470	56	8,60	8,60	
	13:00 pm	0,021	15,0	9,90	41		56	8,80	8,60	
28-mar-02	07:00 am	0,023	14,9	9,92	35	0,430	54	8,57	8,58	
	13:00 pm	0,023	14,7	9,90	37		52	8,55	8,53	
29-mar-02	07:00 am	0,018	13,1	9,71	46	0,320	43	8,43	8,22	
	13:00 pm	0,016	16,2	8,82	58		48	8,56	8,42	
30-mar-02	07:00 am	0,015	16,0	9,82	58	0,300	47	8,45	8,46	
	13:00 pm	0,014	16,0	9,80	67		45	8,47	8,46	
31-mar-02	07:00 am	0,020	16,6	9,86	13	0,280	58	8,78	8,60	
	13:00 pm	0,020	16,5	9,86	21		57	8,80	8,75	

UNIDAD 5

fecha	Hora	CALDERA						AGUA DE ALIMENTACION	AGUA CONDENSADA	
		CL p.p.m	PO4 p.p.m	p.H	N2H4 p.p.m	SiO2 p.p.m	Cond. u mho	p.H	p.H	Cond. u mho
01-ene-02	07:00 am	0,180	17,5	9,76	51	0,360	48	8,85	8,84	2,8
	13:00 pm	0,180	17,4	9,76	50		48	8,86	8,85	3,0
02-ene-02	07:00 am	0,021	17,0	9,70	21	0,340	46	7,40	7,32	1,2
	13:00 pm	0,022	18,7	9,81	25		52	8,50	8,55	2,2
03-ene-02	07:00 am	0,038	14,9	9,68	19	0,037	51	7,82	7,79	1,4
	13:00 pm	0,035	16,8	9,77	21		58	8,61	8,68	2,1
04-ene-02	07:00 am	0,034	17,9	9,65	6	0,340	63	7,70	7,68	0,6
	13:00 pm	0,033	18,3	9,82	18		68	8,66	8,63	2,5
05-ene-02	07:00 am	0,017	18,0	9,80	8	0,340	65	7,20	7,18	0,8
	13:00 pm	0,017	18,0	9,80	20		62	7,50	7,53	2,0
06-ene-02	07:00 am	0,018	17,3	9,75	8	0,310	60	7,18	7,18	0,5
	13:00 pm	0,018	17,3	9,76	17		60	7,40	7,42	1,2
07-ene-02	07:00 am	0,025	16,6	9,70	11	0,300	62	7,21	7,23	0,8
	13:00 pm	0,020	17,1	9,78	19		63	7,43	7,40	1,3
08-ene-02	07:00 am	0,018	16,9	9,70	4	0,300	63	8,64	7,62	0,8
	13:00 pm	0,020	18,4	9,87	11		68	7,92	7,96	1,7
09-ene-02	07:00 am	0,021	19,0	9,89	12	0,310	70	8,42	8,41	2,1
	13:00 pm	0,022	19,0	9,88	48		68	9,02	9,00	4,0
10-ene-02	07:00 am	0,022	19,3	9,92	32	0,300	66	8,68	8,70	2,5
	13:00 pm	0,023	19,2	9,91	35		65	8,88	8,88	2,8
11-ene-02	07:00 am	0,021	19,0	9,87	26	0,280	66	8,75	8,80	3,4
	13:00 pm	0,022	19,0	9,88	27		65	8,76	8,78	3,5
23-ene-02	07:00 am	0,065	8,7	8,71	6	0,830	50	6,40	6,40	0,9
	13:00 pm	0,039	20,0	9,98	18	0,780	58	8,40	8,42	2,0

24-ene-02	07:00 am	0,038	19,0	9,92	26	0,540	67	8,71	8,70	3,2
	13:00 pm	0,038	19,0	9,93	31		65	8,73	8,73	3,5
25-ene-02	07:00 am	0,036	19,1	9,95	3	0,520	66	8,75	8,77	3,2
	13:00 pm	0,035	19,0	9,96	26		63	8,71	8,74	3,0
26-ene-02	07:00 am	0,033	18,0	9,88	31	0,500	63	8,40	8,40	3,0
	13:00 pm	0,030	18,0	9,88	36		61	8,51	8,51	3,2
27-ene-02	07:00 am	0,001	15,6	9,84	24	0,530	50	8,40	8,40	3,0
	13:00 pm	0,013	15,6	9,85	54		52	8,40	8,77	2,9
28-ene-02	07:00 am	0,014	15,0	9,86	39	0,500	50	8,80	8,80	3,6
	13:00 pm	0,016	15,0	9,85	48		53	8,97	8,94	38,0
29-ene-02	07:00 am	0,120	14,1	9,82	35	0,480	48	8,80	8,80	3,7
	13:00 pm	0,120	14,0	9,80	37		45	8,81	8,83	3,5
30-ene-02	07:00 am	0,090	14,4	9,75	5	0,610	47	8,78	8,80	3,6
	13:00 pm	0,090	15,7	9,82	8		52	8,76	8,78	3,6
31-ene-02	07:00 am	0,080	15,0	9,80	53	0,540	60	8,80	8,80	3,5
	13:00 pm	0,080	15,0	9,81	6		61	9,02	9,02	4,2

[ANEXO 9]
Hoja de la NERC
NERC GADS Definitions
Operation and Outage States

Actual Unit Starts

Number of times the unit was actually synchronized

Attempted Unit Starts

Number of attempts to synchronize the unit after being shutdown. Repeated failures to start for the same cause, without attempting corrective action, are considered a single attempt.

Available

State in which a unit is capable of providing service, whether or not it is actually in service, regardless of the capacity level that can be provided.

Forced Derating (D1, D2, D3)

An unplanned component failure (immediate, delayed, postponed) or other condition that requires the load on the unit be reduced immediately or before the next weekend.

Forced Outage (U1, U2, U3, SF)

An unplanned component failure (immediate, delayed, postponed, startup failure) or other condition that requires the unit be removed from service immediately or before the next weekend.

Maintenance Derating (D4)

The removal of a component for scheduled repairs that can be deferred beyond the end of the next weekend, but requires a reduction of capacity before the next planned outage.

Maintenance Outage (MO)

The removal of a unit from service to perform work on specific components that can be deferred beyond the end of the next weekend, but requires the unit be removed from service before the next planned outage. Typically, a MO may occur anytime during the year, have flexible start dates, and may or may not have a predetermined duration.

Planned Derating (PD)

The removal of a component for repairs that is scheduled well in advance and has a predetermined duration.

Planned Outage (PO)

The removal of a unit from service to perform work on specific components that is scheduled well in advance and has a predetermined duration (e.g., annual overhaul, inspections, testing).

Reserve Shutdown (RS)

A state in which a unit is available but not in service for economic reasons.

Scheduled Deratings (D4, PD)

Scheduled deratings are a combination of maintenance and planned deratings.

Scheduled Derating Extension (DE)

The extension of a maintenance or planned derating.

Scheduled Outages (MO, PO)

Scheduled outages are a combination of maintenance and planned outages.

Scheduled Outage Extension (SE)

The extension of a maintenance or planned outage.

Unavailable

State in which a unit is not capable of operation because of the failure of a component, external restriction, testing, work being performed, or some adverse condition.

Time**Available Hours (AH)**

- a. Sum of all Service Hours (SH), Reserve Shutdown Hours (RSH), Pumping Hours, and Synchronous Condensing Hours, or;
- b. Period Hours (PH) less Planned Outage Hours (POH), Forced Outage Hours (FOH), and Maintenance Outage Hours (MOH).

Equivalent Forced Derated Hours (EFDH)*

The product of the Forced Derated Hours (FDH) and the Size of Reduction, divided by the Net Maximum Capacity (NMC).

Equivalent Forced Derated Hours During**Reserve Shutdowns (EFDHRS)***

The product of the Forced Derated Hours (FDH) (during Reserve Shutdowns (RS) only) and the Size of Reduction, divided by the Net Maximum Capacity (NMC).

Equivalent Planned Derated Hours (EPDH)*

The product of the Planned Derated Hours (PDH) and the Size of Reduction, divided by the Net Maximum Capacity (NMC).

Equivalent Scheduled Derated Hours (ESDH)*

The product of the Scheduled Derated Hours (SDH) and the Size of Reduction, divided by the Net Maximum Capacity (NMC).

Equivalent Seasonal Derated Hours (ESEDH)*

Net Maximum Capacity (NMC) less the Net Dependable Capacity (NDC), multiplied by the Available Hours (AH) and divided by the Net Maximum Capacity (NMC).

Equivalent Unplanned Derated Hours (EUDH)*

The product of the Unplanned Derated Hours (UDH) and the Size of Reduction, divided by the Net Maximum Capacity (NMC).

Forced Derated Hours (FDH)

Sum of all hours experienced during Forced Deratings (D1, D2, D3).

Forced Outage Hours (FOH)

Sum of all hours experienced during Forced Outages (U1, U2, U3, SF).

Maintenance Derated Hours (MDH)

Sum of all hours experienced during Maintenance Deratings (D4) and Scheduled Derating Extensions (DE) of any Maintenance Deratings (D4).

Maintenance Outage Hours (MOH)

Sum of all hours experienced during Maintenance Outages (MO) and Scheduled Outage Extensions (SE) of any Maintenance Outages (MO).

Period Hours (PH)

Number of hours a unit was in the active state.

Planned Derated Hours (PDH)

Sum of all hours experienced during Planned Deratings (PD) and Scheduled Derating Extensions (DE) of any Planned Deratings (PD).

Planned Outage Hours (POH)

Sum of all hours experienced during Planned Outages (PO) and Scheduled Outage Extensions (SE) of any Planned Outages (PO).

Pumping Hours

The total number of hours a turbine/generator unit was operated as a pump/motor set (for hydro and pumped storage units only).

Reserve Shutdown Hours (RSH)

Sum of all hours experienced during Reserve Shutdowns (RS). Some classes of units, such as gas turbines and jet engines, are not required to report Reserve Shutdown (RS) events. Reserve Shutdown Hours (RSH) for these units may be computed by subtracting the reported Service Hours (SH), Pumping Hours, Synchronous Condensing Hours, and all the outage hours from the Period Hours (PH).

Scheduled Derated Hours (SDH)

Sum of all hours experienced during Planned Deratings (PD), Maintenance Deratings (D4) and Scheduled Derating Extensions (DE) of any Maintenance Deratings (D4) and Planned Deratings (PD).

Scheduled Outage Extension Hours (SOEH)

Sum of all hours experienced during Scheduled Outage Extensions (SE) of any Maintenance Outages (MO) and Planned Outages (PO).

Scheduled Outage Hours (SOH)

Sum of all hours experienced during Planned Outages (PO), Maintenance Outages (MO), and Scheduled Outage Extensions (SE) of any Maintenance Outages (MO) and Planned Outages (PO).

Service Hours (SH)

Total number of hours a unit was electrically connected to the system.

Synchronous Condensing Hours

Total number of hours a unit was operated in the synchronous condensing mode.

Unavailable Hours (UH)

Sum of all Forced Outage Hours (FOH), Maintenance Outage Hours (MOH), and Planned Outage Hours (POH).

Unplanned Derated Hours (UDH)

Sum of all hours experienced during Forced Deratings (D1, D2, D3), Maintenance Deratings (D4), and Scheduled Derating Extensions (DE) of any Maintenance Deratings (D4).

Unplanned Outage Hours (UOH)

Sum of all hours experienced during Forced Outages (U1, U2, U3, SF), Maintenance Outages (MO), and Scheduled Outage Extensions (SE) of any Maintenance Outages (MO).

Capacity and Energy

Gross Maximum Capacity (GMC)

Maximum capacity a unit can sustain over a specified period of time when not restricted by seasonal, or other deratings.

Gross Dependable Capacity (GDC)

GMC modified for seasonal limitations over a specified period of time. The GDC and MDC (Maximum Dependable Capacity) used in previous GADS reports are the same in intent and purpose.

Gross Available Capacity (GAC)

Greatest capacity at which a unit can operate with a reduction imposed by a derating.

Gross Actual Generation (MWh) (GAG)

Actual number of electrical megawatthours generated by the unit during the period being considered.

Net Maximum Capacity (NMC)

GMC less the unit capacity utilized for that unit's station service or auxiliaries.

Net Dependable Capacity (NDC)

GDC less the unit capacity utilized for that unit's station service or auxiliaries.

Net Availability Capacity (NAC)

GAC less the unit capacity utilized for that unit's station service or auxiliaries.

Net Actual Generation (MWh) (NAG)

Actual number of electrical megawatthours generated by the unit during the period being considered less any generation (MWh) utilized for that unit's station service or auxiliaries.

***Notes:**

-- Equivalent hours are computed for each derating and then summed.

-- Size of reduction is determined by subtracting the Net Available Capacity (NAC) from the Net Dependable Capacity (NDC). In cases of multiple deratings, the Size of Reduction of each derating is the difference in the Net Available Capacity of the unit prior to the initiation of the derating and the reported Net Available Capacity as a result of the derating.

Equations

Availability Factor (AF)

$$[AH/PH] \times 100 (\%)$$

Equivalent Availability Factor (EAF)

$$[(AH - (EUDH + EPDH + ESEDH))/PH] \times 100 (\%)$$

Equivalent Forced Outage Rate (EFOR)

$$[(FOH + EFDH)/(FOH + SH + EFDHRS)] \times 100 (\%)$$

Forced Outage Factor (FOF)

$$[FOH/PH] \times 100 (\%)$$

Forced Outage Rate (FOR)

$$[FOH/(FOH + SH)] \times 100 (\%)$$

Gross Capacity Factor (GCF)

$$[\text{Gross Actual Generation}/(PH \times GMC)] \times 100 (\%)$$

Gross Output Factor (GOF)

$$[\text{Gross Actual Generation}/(SH \times GMC)] \times 100 (\%)$$

Net Capacity Factor (NCF)

$$[\text{Net Actual Generation}/(PH \times NMC)] \times 100 (\%)$$

Net Output Factor (NOF)

$$[\text{Net Actual Generation}/(SH \times NMC)] \times 100 (\%)$$

Scheduled Outage Factor (SOF)

[SOH/PH] x 100 (%)

Service Factor (SF)

[SH/PH] x 100 (%)

Computation Method Discussion

Each of the statistics presented is computed from summaries of the basic data entries required in each equation. The basic data entries are totaled and then divided by the number of unit-years in that data sample. This unit-year averaged basic data entry is then used in computing the statistics shown. Two examples of these computations are shown below:

Average Number of Occurrences Per Unit-Year

$$= \frac{\text{Number of Outage and/or Derating Occurrences}}{\text{Number of Unit-Years}}$$

Average MWh Per Unit-Year

$$= \frac{\text{Hours for Each Outage and/or Derating Type} \times \text{NMC (MWI)}}{\text{Number of Unit-Years}}$$

Average Hours Per Unit-Year

$$= \frac{\text{Hours for Each Outage and/or Derating Type}}{\text{Number of Unit-Years}}$$

Average Equivalent MWh Per Unit-Year

Computed as shown in the equation for **Average MWh Per Unit-Year** above, except the deratings are converted to equivalent full outage hours. Equivalent hours are computed for each derating event experienced by each individual unit. These

equivalent hours are then summarized and used in the numerator of the **Average MWh Per Unit-Year** equation. Each equivalent hour is computed as follows:

$$\text{EQUIVALENT OUTAGE HOURS} = \sum \frac{\text{Derating Hours} \times \text{Size of Reduction}}{\text{NMC (MW)}}$$

Average Equivalent Hours Per Unit-Year

Computed as shown in the equation for **Average Hours Per Unit-Year** above, except the deratings are converted to equivalent full outage hours. Equivalent hours are computed for each derating event experienced by each individual unit. These equivalent hours are then summarized and used in the numerator of the **Average Hours Per Unit-Year** equation.

Notes:

--All computed values are rounded to the nearest hundredth. Entries of 0.00 signify the averaged values are less than 0.005.

--Size of reduction is determined by subtracting the Net Available Capacity (NAC) from the Net Dependable Capacity (NDC). In cases of multiple deratings, the Size of Reduction of each derating is the difference in the Net Available Capacity of the unit prior to the initiation of the derating and the reported Net Available Capacity as a result of the derating.

Fuente: www.egpreston.com/DISSC.DOC

[ANEXO 10]

Tabla de selección de materiales compatibles con Hidracina y Fosfato

Materials
Bulletin 230
Effective 6/15/93



MILTON ROY

CODES:

- A. Can be and is being successfully used.
- B. Proceed with caution. Used under limited conditions where slight corrosion is permissible; for temporary installation; where cost of better materials is too high, etc.
- C. Should not be used.
- V. Varies.
- Information lacking.

	Cast Iron	Cast Steel	304 Stainless	316 Stainless	Alloy 20	Alloy B	Alloy C	Alloy D	440 FM	Polyvinyl Chloride	Halar®(ECTFE)	Methyl Methacrylate	Linear Polyethylene				FKM	EPDM	PEEK
													†		†				
													68	140	68	140			
Ferric Chloride (1, 11)	C	C	C	C	C	C	B	C	C	A	A	A	A	A	A	A	A	A	—
Ferric Nitrate	—	—	A	A	A	C	B	C	A	A	A	—	A	A	A	A	A	A	—
Ferric Sulfate (1)	C	C	B	A	C	A	—	A	A	A	—	A	A	A	A	A	A	A	—
Ferrous Chloride (1, 11)	C	C	C	C	C	A	A	B	—	A	A	A	A	A	A	A	—	A	—
Ferrous Sulfate (1)	C	B	C	B	A	B	A	B	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	—
Filter Aid (1) (GeneralNsee specific chemical) (23)	A	A	A	A	A	A	A	—	C	—	—	—	—	—	—	—	—	A	—
Fluosilicic Acid	C	C	C	B	B	C	B	—	C	A	A	A	—	A	A	A	A	A	—
Formaldehyde	B	B	A	A	A	A	A	A	V	A	A	B	A	A	A	A	—	A	A
Formic Acid	C	C	A	A	A	A	—	C	B	A	C	A	A	A	A	A	C	A	—
Fruit Juices	C	C	B	A	A	A	A	—	A	A	A	—	A	A	A	A	A	A	—
Freon	—	—	—	A	—	—	—	—	A	A	A	—	A	B	A	B	C	V	—
Furfural	A	A	A	A	A	A	A	—	A	C	—	C	B	C	C	C	C	A	—
Gallic Acid (5%)	—	C	A	A	A	—	—	A	A	A	A	—	A	A	A	A	A	B	—
Gasoline	—	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	B	B	B	B	A	C	A	—
Glucose	—	—	A	A	A	—	—	—	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	—
Glycerol (Glycerin)	B	B	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	—
Heptane, Hexane	—	—	A	A	A	—	—	—	A	A	—	—	A	A	A	A	C	B	—
Hydrazine (12)	C	C	A	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	C	A	—
Hydrobromic Acid (1)	C	C	C	C	C	A	B	—	C	A	A	—	A	A	A	A	—	A	C
Hydrochloric Acid (1)	C	C	C	C	C	A	B	—	C	A	—	A*	A	A	A°	A	A	A	A
Hydrocyanic Acid	C	C	A	A	A	A	A	—	C	A	A	—	A	A	A	—	—	A	A
Hydrofluoric Acid (13, 22)	C	C	C	C	C	B	B	B	C	A	A	A	A	A	A	A	B	A	C
Hydrogen PeroxideNConsult Application Eng.	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	A
Hydrogen Sulfide	C	C	A	A	A	—	A	—	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	—
Hydrofluosilicic Acid (22)	C	C	C	B	B	C	B	—	C	A	A	A	—	—	A	A	A	A	C
Inks	—	C	A	A	—	—	—	—	A	—	—	A	A	A	A	A	V	—	—
Iodine Solutions	—	—	C	C	C	C	—	C	C	C	A	—	B	C	B	C	—	B	—
Kerosene	—	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	B	C	A	B	A	C	A
Lactic Acid (to 60% to 100;F)	C	C	B	A	A	A	A	C	A	—	—	A	A	A	A	A	B	—	—
Lactic Acid (over 60% to 100;F)	C	C	B	B	B	B	B	B	C	C	—	—	A	A	A	B	—	B	—
Lead Acetate	—	C	A	A	—	—	—	—	A	A	A	—	A	A	A	A	A	A	—
Lime Slurries (7, 23)	A	A	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	B	B	—
Linseed Oil	—	A	A	A	—	—	—	—	A	A	A	—	C	C	A	A	A	—	—
Magnesium Carbonate	—	—	A	A	—	—	—	—	A	A	—	A	A	A	A	A	A	A	—
Magnesium Chloride	C	C	C	C	A	A	A	C	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	—
Magnesium Hydroxide	—	A	A	A	A	A	A	—	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	—
Magnesium Nitrate	—	—	A	A	A	—	A	—	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	—
Magnesium Sulfate	—	A	A	A	A	A	A	—	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	—
Maleic Acid	C	C	A	A	A	A	A	—	A	A	—	—	—	A	A	A	C	—	—
Malic Acid	C	C	A	A	A	A	—	B	A	A	—	A	B	A	B	A	—	—	—

* Up to 28% concentration.

° Up to 38% concentration.



CODES:

- A. Can be and is being successfully used.
- B. Proceed with caution. Used under limited conditions where slight corrosion is permissible; for temporary installation; where cost of better materials is too high, etc.
- C. Should not be used.
- V. Varies.
- Information lacking.

	Cast Iron	Cast Steel	304 Stainless	316 Stainless	Alloy 20	Alloy B	Alloy C	Alloy D	440 FM	Polyvinyl Chloride	Halar®(ECTFE)	Methyl Methacrylate	Linear Polyethylene		Polypropylene		FKM	EPDM	FEEK
													†	†	†	†			
													68	140	68	140			
Sodium Hypochlorite	C	C	C	C	C	B	A	C	C	A	A	A	A	A	B	A	B	—	
Sodium Nitrate (16)	B	B	A	A	A	A	A	C	A	A	A	A	A	A	A	A	A	—	
Sodium Perborate	A	A	A	A	A	A	A	—	A	B	—	—	—	—	A	—	A	A	—
Sodium Peroxide	A	A	A	A	A	A	A	B	—	B	A	—	—	—	—	—	A	A	—
Sodium Mono Phosphate (17)	C	C	B	A	A	A	A	—	A	A	—	A	—	—	A	—	A	A	—
Sodium Di- or Tri-Phosphate (17)	A	A	A	A	A	A	A	—	A	A	—	A	—	—	A	A	A	A	—
Sodium Polyphosphate (17, 18)	C	C	A	A	A	A	A	—	A	A	—	A	—	—	—	—	A	—	—
Sodium Silicate (9)	B	B	A	A	A	A	A	A	A	B	A	A	—	—	A	A	A	A	—
Sodium Sulfate	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	—
Sodium Sulfide	C	C	B	A	A	A	A	A	A	B	A	—	A	A	A	A	A	A	—
Sodium Sulfite	A	A	A	A	A	C	A	C	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	—
Sodium Borate	See Borax																		
Sodium Thiosulfate (Hypo)	C	C	B	B	A	A	A	—	A	B	A	A	—	—	A	—	A	A	—
Starch	B	B	A	A	A	A	A	—	A	A	A	—	A	A	A	A	A	A	—
Stearic Acid	—	—	B	A	A	A	A	A	A	A	A	—	A	A	A	A	A	A	—
Sugar Solutions	A	A	A	A	A	A	A	—	A	A	—	—	—	—	—	—	A	—	—
Sulfur, Molten (1)	A	A	A	A	A	A	A	C	—	A	—	C	A	B	B	C	A	C	—
Sulfur Chloride	C	C	C	A	A	A	A	—	—	—	—	—	—	A	—	A	C	—	
Sulfur Dioxide (Liq.)	A	A	A	A	A	A	A	—	—	A	A	—	A	B	A	B	C	A	—
Sulfuric Acid 0-40% (1, 20)	C	C	C	C	A	C	A	A	C	A	A	A	A	B	A	A	A	B	A
Sulfuric Acid 40-95% (1, 20)	C	C	C	C	A	A	A	C	A	C	A	C	A	C	A	B	A	C	C
Sulfuric Acid 95-100% (20)	A	A	C	C	A	A	A	C	A	N	C	B	C	B	C	A	C	C	—
Sulfurous Acid	C	C	B	B	A	—	A	B	B	A	A	A	A	A	A	A	B	—	—
Tannic Acid	A	B	A	A	A	A	A	B	A	A	A	A	A	A	A	A	A	—	—
Tartaric Acid	B	B	B	A	A	A	A	C	A	A	A	A	A	A	A	A	A	B	—
Titanium Dioxide (21)	A	A	A	A	A	A	A	—	—	B	—	—	—	—	—	—	A	—	—
Toluol & Toluene	A	A	A	A	A	A	A	—	A	C	A	C	B	C	B	C	A	C	A
Trichlorethylene	A	A	A	A	A	A	A	A	C	A	C	C	C	C	C	A	C	A	—
Turpentine	A	A	A	A	—	—	—	—	C	A	A	A	B	C	B	C	A	C	—
Urea Formaldehyde	A	A	A	A	A	A	A	—	—	—	A	A	A	A	A	—	—	—	—
Varnish & Solvents	B	B	A	A	A	A	A	—	A	—	—	—	—	—	—	—	A	C	—
Vinegar	—	—	A	A	A	—	—	—	C	A	A	A	A	A	A	—	A	—	—
Vinyl Acetate	—	A	—	A	—	—	—	—	—	C	A	—	—	—	—	—	C	—	—
Water, Deionized	C	C	A	A	A	A	A	—	A	A	A	A	—	—	A	A	A	A	A
Water, Salt	C	C	C	B	A	—	C	—	C	A	A	—	A	A	A	A	A	A	A
Whiskey and Wines	—	—	A	A	A	—	—	—	C	A	A	C	A	A	A	A	A	A	—
Xylene or Xylol	—	—	A	A	A	—	—	—	A	C	A	—	B	C	B	C	A	C	A
Zinc Chloride	C	C	C	C	A	A	A	B	C	A	A	A	A	A	A	—	A	—	—
Zinc Hydrosulfite	C	C	B	B	A	A	A	—	—	A	—	—	—	—	—	—	A	—	—
Zinc Sulfate	C	C	A	A	A	A	A	B	C	A	A	A	A	A	A	A	A	A	—

[ANEXO 11]

Codificación para la identificación de tuberías

**NORMA
VENEZOLANA**

**COVENIN
253:1999**

**CODIFICACIÓN PARA LA
IDENTIFICACIÓN DE TUBERÍAS
QUE CONDUZCAN FLUIDOS**

(2^{da} Revisión)



Tabla 2. Color básico de identificación de fluidos.

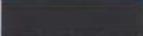
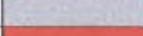
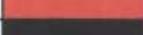
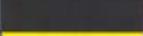
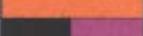
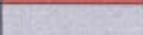
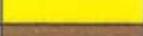
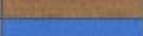
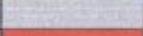
FLUIDO	COLOR BÁSICO DE IDENTIFICACIÓN	MUESTRA DEL COLOR
AGUA	VERDE	
OTROS VAPORES	GRIS PLATEADO	
ACEITES VEGETALES, ANIMALES Y MINERALES LÍQUIDOS COMBUSTIBLES INFLAMABLES	MARRÓN	
GASES INERTES E INFLAMABLES	AMARILLO	
ÁCIDO	ANARANJADO	
ALCALIS	VIOLETA	
AIRE	AZUL	
RESIDUOS EN FERMENTACIÓN Y AGUAS NEGRAS	NEGRO	
PRODUCTOS FERMENTABLES	GRIS OSCURO	
VACÍO	GRIS CLARO	
AGUA PARA EL COMBATE DE INCENDIOS	ROJO	
FLUIDO ELÉCTRICO	NEGRO	

Tabla 3. Color básico de identificación de fluidos con anillos

FLUIDO	COLOR BÁSICO DE IDENTIFICACIÓN	COLOR DE ANILLOS	MUESTRA DEL COLOR DE LOS ANILLOS
AGUA POTABLE	VERDE	AZUL	
AGUA RESIDUAL	VERDE	NEGRO	
AGUA CONDENSADA	VERDE	AMARILLO	
AGUA SALADA	VERDE	ANARANJADO	
AGUA RADIATIVA	VERDE	NEGRO Y VIOLETA	
AGUA CONTRA INCENDIOS	ROJO	ROJO	
VAPOR DE AGUA	VERDE	GRIS PLATEADO	
ACEITES VEGETALES O ANIMALES	MARRÓN	DORADO	
ACEITE MINERALES OTROS LÍQUIDOS COMBUSTIBLES	MARRÓN	ROSADO	
ÁCIDO CONCENTRADO	ANARANJADO	AMARILLO	
CABEZA Y COLA DE DESTILACIÓN	NEGRO	MARRÓN	
ALCOHOL ETÍLICO EN DESTILERÍAS	MARRÓN	AZUL	
ALCOHOL DENATURALIZADO	MARRÓN	VERDE	
PRODUCTO DESTILABLE	MARRÓN	ANARANJADO	
LÍQUIDOS INFLAMABLES	MARRÓN	AMARILLO	
GAS INERTE	AMARILLO	GRIS PLATEADO	
FLUIDO ELÉCTRICO	NEGRO	ROJO	

[ANEXO 12]

Guantes de Goma Natural y Materiales sintéticos para uso industrial.

**NORMA
VENEZOLANA**

**COVENIN
2165-84**

**GUANTES DE GOMA NATURAL Y
MATERIALES SINTETICOS PARA
USO INDUSTRIAL.**



[ANEXO 13]

Propiedades físicas, químicas, explosivas y de inflamación de la hidracina

PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS

Punto de ebullición , 760 mmHg: 114 °C	Punto de fusión °C
Gravedad específica (H₂O =1) : 1.004	Presión de vapor: 1.4 Kpa @ 20 °C
Densidad de vapor: (aire = 1) : 1.1	Solubilidad en agua (% peso): 100% soluble
% Volátiles por volumen :	P.M. :
Descripción: Líquido higroscópico, incoloro, humeante de olor acre.	

Fuente: La EDC.

PROPIEDADES EXPLOSIVAS Y DE INFLAMACIÓN

Punto de ignición:		
Punto de inflamación: 80 °C En soluciones al 35%. 38°C en hidracina concentrada >70%		
Límites de inflamabilidad:	Inferior: 38°C	Superior: 80°C
Agente de extinción: Polvo, espuma resistente al alcohol, agua pulverizada.		
Procedimientos especiales para combatir el fuego: mantener los depósitos frescos rociando con agua. Existe riesgo de explosión		
Peligros de explosión y de fuegos imprevistos: Es un reductor fuerte que en contacto con otros materiales oxidantes puede incendiarse o explotar.		

Fuente: La EDC.

[ANEXO 14]

**MATERIALES INFLAMABLES Y COMBUSTIBLES. ALMACENAMIENTO
Y MANIPULACIÓN**

**NORMA
VENEZOLANA**

**COVENIN
2239-1-91**

**MATERIALES INFLAMABLES Y
COMBUSTIBLES.
ALMACENAMIENTO Y
MANIPULACION. PARTE: 1
LIQUIDOS**



[ANEXO 15]

**ROPA, EQUIPOS Y DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN PERSONAL.
SELECCIÓN DE ACUERDO AL RIESGO OCUPACIONAL.**

**NORMA
VENEZOLANA**

**COVENIN
2237-89**

**ROPA, EQUIPOS Y DISPOSITIVOS
DE PROTECCION PERSONAL.
SELECCION DE ACUERDO AL
RIESGO OCUPACIONAL.**



Tablas de Pérdidas por fricción en tuberías

FRICITION

Friction of Water New Steel Pipe (Continued)
(Based on Darcy's Formula)

Flow U S gal per min	Standard wt steel—sch 40			Extra strong steel—sch 80			Schedule 160		
	Velocity ft per sec	Head loss ft per 100 ft	Head loss ft per 100 ft	Velocity ft per sec	Head loss ft per 100 ft	Head loss ft per 100 ft	Velocity ft per sec	Head loss ft per 100 ft	Head loss ft per 100 ft
0.7	0.729	.008	0.74	.96	.01	1.39	1.90	.056	1.68
1.0	1.58	.039	2.82	2.06	.07	5.34	2.85	.126	5.73
1.5	2.11	.089	4.73	3.74	.12	9.02	3.90	.214	9.59
2.0	2.54	.158	7.18	5.43	.18	13.6	5.00	.319	14.3
2.5	3.70	.232	10.18	7.81	.26	19.4	7.19	.451	20.5
3.0	4.22	.277	11.70	9.00	.30	22.5	8.04	.514	23.5
4.0	5.25	.433	18.3	11.32	.47	32.7	10.00	.754	34.2
5.0	5.78	.525	21.8	13.0	.55	39.0	11.30	.875	40.0
6.0	6.31	.594	25.0	14.8	.63	45.0	12.80	1.00	46.0
8.0	8.45	.850	36.0	20.0	.90	65.0	17.00	1.40	64.0
10	10.56	1.23	48.0	26.0	1.23	88.0	22.00	1.90	88.0
15	15.09	2.10	70.0	38.0	1.80	125.0	31.00	2.70	125.0
20	20.00	3.10	100.0	50.0	2.50	170.0	40.00	3.70	170.0
25	25.00	4.25	135.0	63.0	3.30	225.0	50.00	4.90	225.0
30	30.00	5.55	180.0	78.0	4.20	300.0	62.00	6.20	300.0
40	40.00	8.00	250.0	105.0	5.70	400.0	82.00	8.50	400.0
50	50.00	10.56	345.0	137.0	7.50	530.0	108.00	11.10	530.0

3/4 Inch

Flow U S gal per min	Standard wt steel—sch 40			Extra strong steel—sch 80			Schedule 160		
	Velocity ft per sec	Head loss ft per 100 ft	Head loss ft per 100 ft	Velocity ft per sec	Head loss ft per 100 ft	Head loss ft per 100 ft	Velocity ft per sec	Head loss ft per 100 ft	Head loss ft per 100 ft
1.5	0.90	.013	0.72	1.11	.02	1.19	1.64	.042	3.05
2.0	1.20	.023	1.18	1.48	.03	1.69	2.18	.074	5.12
3.0	1.80	.051	2.47	2.23	.06	4.14	3.27	.166	10.8
4.0	2.41	.089	3.96	3.00	.10	6.58	4.36	.258	16.4
5.0	3.01	.141	6.28	3.71	.15	10.0	5.45	.350	22.0
6.0	3.61	.203	9.00	4.45	.21	13.6	6.54	.442	28.0
7.0	4.21	.276	11.7	5.20	.28	18.0	7.64	.534	34.0
8.0	4.81	.360	15.1	5.94	.36	23.0	8.73	.626	40.0
10	6.02	.563	23.0	7.42	.56	36.0	10.91	.850	50.0
11	6.62	.681	27.6	8.17	1.04	47.0	12.00	2.23	126
12	7.22	.823	33.0	8.91	1.23	56.0	13.09	2.60	149
13	7.82	.981	37.9	9.63	1.44	64.0	14.18	3.13	173
14	8.42	1.14	42.8	10.35	1.66	73.0	15.27	3.66	197
15	9.02	1.31	48.0	11.07	1.89	82.0	16.36	4.19	221
16	9.63	1.49	53.0	11.79	2.13	92.0	17.45	4.73	245
17	10.23	1.68	58.0	12.51	2.38	102.0	18.54	5.26	269
18	10.83	1.88	63.0	13.23	2.63	112.0	19.63	5.80	293
19	11.43	2.08	68.0	13.95	2.88	122.0	20.72	6.33	317
20	12.03	2.28	73.0	14.67	3.13	132.0	21.81	6.87	341

Note: No allowance has been made for age, difference in diameter, or any abnormal condition of interior surface. Any factor of safety must be estimated from the local conditions and the requirements of each particular installation. It is recommended that for most commercial design purposes a safety factor of 1.5 to 2.0% be added to the values in the tables—see page 3-5.

INGERSOLL-RAND CAMERON HYDRAULIC DATA

Friction of Water New Steel Pipe
(Based on Darcy's Formula)

Flow U S gal per min	Standard wt steel—sch 40			Extra strong steel—sch 80		
	Velocity ft per sec	Head loss ft per 100 ft	Head loss ft per 100 ft	Velocity ft per sec	Head loss ft per 100 ft	Head loss ft per 100 ft
0.4	1.23	0.024	3.7	1.79	0.05	9.18
0.6	1.85	0.053	7.6	2.69	0.11	19.0
0.8	2.47	0.095	12.7	3.59	0.20	32.3
1.0	3.08	0.148	19.1	4.48	0.31	48.8
1.2	3.70	0.213	26.7	5.38	0.45	66.6
1.4	4.32	0.290	35.6	6.27	0.61	91.7
1.6	4.93	0.378	45.6	7.17	0.80	118.1
1.8	5.55	0.479	56.9	8.07	1.01	147.7
2.0	6.17	0.591	69.4	8.96	1.25	180.7
2.4	7.40	0.850	96.1	10.75	1.79	256
2.8	8.63	1.157	132	12.54	2.44	345

3/4 Inch

Flow U S gal per min	Standard wt steel—sch 40			Extra strong steel—sch 80		
	Velocity ft per sec	Head loss ft per 100 ft	Head loss ft per 100 ft	Velocity ft per sec	Head loss ft per 100 ft	Head loss ft per 100 ft
0.5	0.84	0.011	1.26	1.14	0.02	2.63
1.0	1.68	0.044	4.26	2.28	0.08	9.05
1.5	2.52	0.099	8.85	3.43	0.18	19.0
2.0	3.36	0.176	15.0	4.57	0.32	32.4
2.5	4.20	0.274	22.7	5.71	0.51	49.3
3.0	5.04	0.395	32.0	6.85	0.73	69.6
3.5	5.88	0.538	42.7	8.00	0.99	93.3
4.0	6.72	0.702	55.0	9.14	1.30	120
5.0	8.40	1.097	84.2	11.4	2.0	185
6.0	10.08	1.58	119	13.7	2.9	263

Calculations on pages 3-12 to 3-34 are by Ingersoll-Rand Co.
Note: No allowance has been made for age, difference in diameter, or any abnormal condition of interior surface. Any factor of safety must be estimated from the local conditions and the requirements of each particular installation. It is recommended that for most commercial design purposes a safety factor of 1.5 to 2.0% be added to the values in the tables—see page 3-5.

[ANEXO 18]

Tablas de pérdidas en accesorios

INGERSOLL-RAND CAMERON HYDRAULIC DATA

Friction of Water

Head Losses Through Valves and Fittings

Head losses (h_f) through valves, fittings, sudden contractions and enlargements, entrance and exit losses can be expressed in terms of the velocity head (V^{2>/2g) by using the applicable resistance coefficient (K) in the equations:}

$$h_f = K \frac{V^2}{2g} = K(0.0155)V^2 = K \frac{(0.002529) \text{ gpm}^2}{d^5}$$

Select applicable (K) from tables on pages 3-111 to 3-117, select (V) for average velocity in pipe of diameter required to accommodate fitting, see examples on page 3-113.

A second method of expressing head losses (h_f) through valves and fittings etc. is in terms of equivalent length of straight pipe that will produce the same head loss as calculated by the Darcy-Weisbach equation for straight pipe. (See table on page 3-120).

The applicable equations are:

$$h_f = \left(\frac{L}{D} \right) \frac{V^2}{2g} ; K = f \frac{L}{D} ; L = \frac{KD}{f}$$

where

d = pipe diameter—inches

D = pipe diameter in feet

f = friction factor (from chart, Page 3-11) for zone of complete turbulence.

g = gravitational constant = 32.2 ft/sec²

h_f = head loss in feet (from tables on pages 3-111 to 3-120) is based on test data, or extrapolated from test data, and depends on design, size and type of fitting.

L = Friction loss in pipe fittings in terms of equivalent length in feet of straight pipe (See table page 3-120).

V = average velocity in pipe of diameter required to accommodate fitting—ft/sec.

From the above one can solve for (L) and (L/D) ratio using the value of K from the tables and selecting f for the zone of complete turbulence. A third method of expressing head losses, particularly for control valves, is in terms of a flow coefficient C_v. This is defined as the flow of liquid at 60°F in gallons per minute at a pressure drop of one pound per square inch across the valve. The relationship of C_v and K is shown by the following formulas:

$$C_v = \frac{29.9 \times d^2}{\sqrt{K}} \text{ and } K = \frac{894 \times d^4}{(C_v)^2}$$

The tables on pages 3-111 to 3-119 list K values for schedule-40 pipe in sizes up to and including 24" and are based on flows for complete turbulence. Since the K values between pipe sizes are close, it is reasonable to interpolate between sizes if they do not correspond to selected 24" value be used for K values for pipes larger than 24". It is suggested that the 24" value be used for K values for pipes larger than 24". Reference to this paper is suggested for more complete review of this subject.

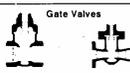
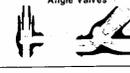
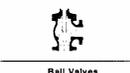
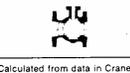
* It should be noted that there is considerable variation in published values of resistance coefficient K for different valves and fittings.

FRICION - WATER-PIPE FITTINGS

Friction of Water (Continued)
Friction Loss in Pipe Fittings

Resistance coefficient K (use in formula $h_f = K \frac{V^2}{2g}$)

Note: Fittings are standard with full openings.

Fitting	L/D	Nominal pipe size											
		1/2	3/4	1	1 1/4	1 1/2	2	2 1/2-3	4	6	8-10	12-16	18-24
Gate Valves 	8	0.22	0.20	0.18	0.18	0.15	0.15	0.14	0.14	0.12	0.11	0.10	0.10
Globe Valves 	340	9.2	8.5	7.8	7.5	7.1	6.5	6.1	5.8	5.1	4.8	4.4	4.1
Angle Valves 	55	1.48	1.38	1.27	1.21	1.16	1.05	0.99	0.94	0.83	0.77	0.72	0.66
Angle Valves 	150	4.05	3.75	3.45	3.30	3.15	2.85	2.70	2.55	2.25	2.10	1.95	1.80
Ball Valves 	3	0.08	0.08	0.07	0.07	0.06	0.06	0.05	0.05	0.05	0.04	0.04	0.04

Calculated from data in Crane Co. Technical Paper No. 410.

3-111

[ANEXO 19]

Tablas de pérdidas en accesorios. (Continuación).

Note: Fittings are standard with full openings.

Fitting	L/D	Nominal pipe size												
		1/2	3/4	1	1 1/4	1 1/2	2	2 1/2-3	4	6	8-10	12-16	18-24	
		K value												
Butterfly Valve							0.86	0.81	0.77	0.68	0.63	0.35	0.30	
Plug Valve straightway	18	0.49	0.45	0.41	0.40	0.38	0.34	0.32	0.31	0.27	0.25	0.23	0.22	
Plug Valve 3-way thru-fl	30	0.81	0.75	0.69	0.66	0.63	0.57	0.54	0.51	0.45	0.42	0.39	0.36	
Plug Valve branch-fl	90	2.43	2.25	2.07	1.98	1.89	1.71	1.62	1.53	1.35	1.26	1.17	1.08	
Standard elbow	90°	30	0.81	0.75	0.69	0.66	0.63	0.57	0.54	0.51	0.45	0.42	0.39	0.36
	45°	16	0.43	0.40	0.37	0.35	0.34	0.30	0.29	0.27	0.24	0.22	0.21	0.19
	long radius 90°	16	0.43	0.40	0.37	0.35	0.34	0.30	0.29	0.27	0.24	0.22	0.21	0.19

Calculated from data in Crane Co., Technical Paper No. 410.

Friction of Water (Continued)
Friction Losses in Pipe Fittings
Resistance coefficient K (use in formula $h_f = K \frac{V^2}{2g}$)

Note: Fittings are standard with full openings.

Fitting	Type of bend	L/D	Nominal pipe size											
			1/2	3/4	1	1 1/4	1 1/2	2	2 1/2-3	4	6	8-10	12-16	18-24
			K value											
Close Return Bend		50	1.35	1.25	1.15	1.10	1.05	0.95	0.90	0.85	0.75	0.70	0.65	0.60
Standard Tee	thru fl	20	0.54	0.50	0.46	0.44	0.42	0.38	0.36	0.34	0.30	0.28	0.26	0.24
	thru branch	60	1.62	1.50	1.38	1.32	1.26	1.14	1.08	1.02	0.90	0.84	0.78	0.72
90° Bends: Pipe bends, flanged elbows, butt welded elbows	rid = 1	20	0.54	0.50	0.46	0.44	0.42	0.38	0.36	0.34	0.30	0.28	0.26	0.24
	rid = 2	12	0.32	0.30	0.28	0.26	0.25	0.23	0.22	0.20	0.18	0.17	0.16	0.14
	rid = 3	12	0.32	0.30	0.28	0.26	0.25	0.23	0.22	0.20	0.18	0.17	0.16	0.14
	rid = 4	14	0.38	0.35	0.32	0.31	0.29	0.27	0.25	0.24	0.21	0.20	0.18	0.17
	rid = 6	17	0.46	0.43	0.39	0.37	0.36	0.32	0.31	0.29	0.26	0.24	0.22	0.20
	rid = 8	24	0.65	0.60	0.55	0.53	0.50	0.46	0.43	0.41	0.36	0.34	0.31	0.29
	rid = 10	30	0.81	0.75	0.69	0.66	0.63	0.57	0.54	0.51	0.45	0.42	0.39	0.36
	rid = 12	34	0.92	0.85	0.78	0.75	0.71	0.65	0.61	0.58	0.51	0.48	0.44	0.41
	rid = 14	38	1.03	0.95	0.87	0.84	0.80	0.72	0.68	0.65	0.57	0.53	0.49	0.46
	rid = 16	42	1.13	1.05	0.97	0.92	0.88	0.80	0.76	0.71	0.63	0.59	0.55	0.50
	rid = 18	46	1.24	1.15	1.06	1.01	0.97	0.87	0.83	0.78	0.69	0.64	0.60	0.55
rid = 20	50	1.35	1.25	1.15	1.10	1.05	0.95	0.90	0.85	0.75	0.70	0.65	0.60	
Mitre Bends	α = 0°	2	0.05	0.05	0.05	0.04	0.04	0.04	0.04	0.03	0.03	0.03	0.03	0.02
	α = 15°	4	0.11	0.10	0.09	0.09	0.08	0.08	0.07	0.07	0.06	0.06	0.05	
	α = 30°	8	0.22	0.20	0.18	0.18	0.17	0.15	0.14	0.14	0.12	0.11	0.10	0.10
	α = 45°	15	0.41	0.38	0.35	0.33	0.32	0.29	0.27	0.26	0.23	0.21	0.20	0.18
	α = 60°	25	0.68	0.63	0.58	0.55	0.53	0.48	0.45	0.43	0.38	0.35	0.33	0.30
	α = 75°	40	1.09	1.00	0.92	0.88	0.84	0.76	0.72	0.68	0.60	0.56	0.52	0.48
α = 90°	60	1.62	1.50	1.38	1.32	1.26	1.14	1.08	1.02	0.90	0.84	0.78	0.72	

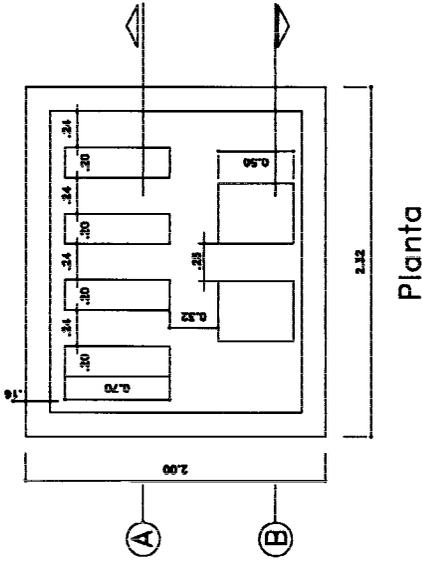
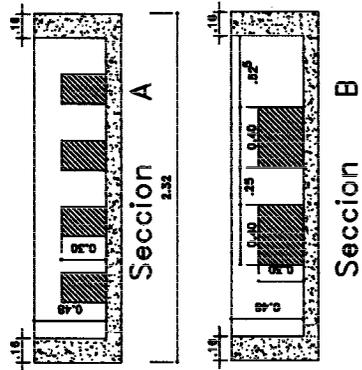
Calculated from data in Crane Co., Technical Paper No. 410.

Friction of Water (Continued)
Friction Losses in Pipe Fittings
Resistance coefficient K (use in formula $h_f = K \frac{V^2}{2g}$)

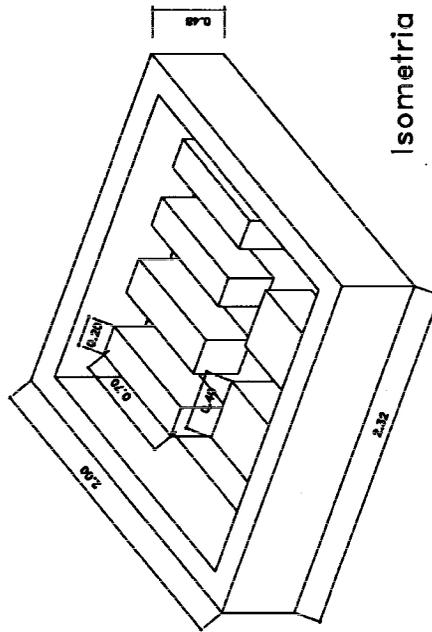
INGERSOLL-RAND CAMERON HYDRAULIC DATA

FRICTION-WATER-PIPE FITTINGS

[ANEXO 20]
PLANOS



Planta



Isometria

U.C.V. FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA DE MECANICA

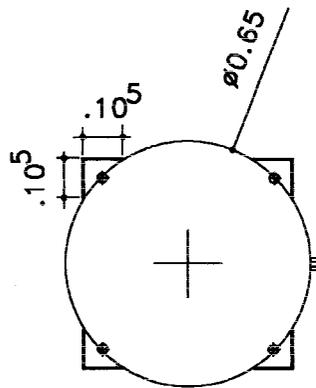
Proyecto : Electricidad de Caracas Planta Tacao
Tests

Plano: Sistema de dosificacion e inyeccion de
Hidracina y Fosfato - Pit de Contencion

Diseño: Osmer Romero/Marcos Carapalca	Esc: 1/50	Fecha: 26-05-2008	Hoja: 1
Dibujo: R/C			

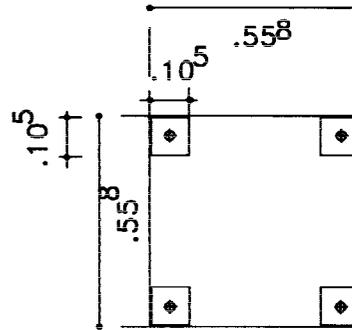
TANQUE DE HIDRACINA 1%

TANQUE DE FOSFATO

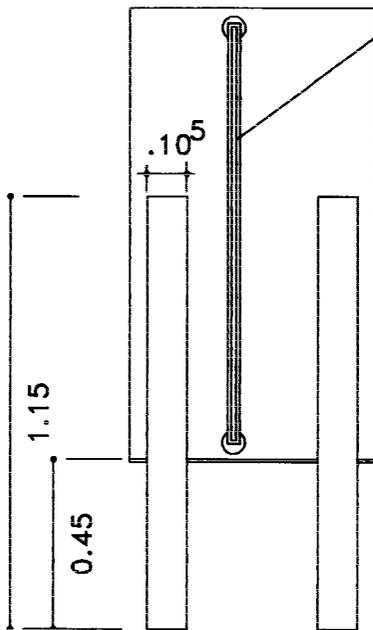


Vista-superios

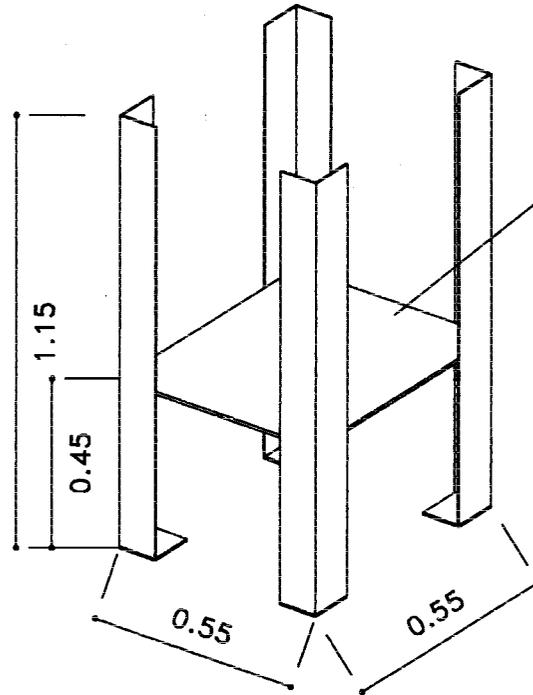
Detalle-base



Medidor visual de nivel



Vista-Lateral



Isometria

U.C.V. FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA DE MECANICA

Proyecto : Electricidad de Caracas Planta Tocoa
Tesis

Plano: Sistema de dosificacion e inyeccion de
Hidraccina y Fosfato -Tanque Dosificacion

Diseño: Osmer Romero/Marcos Carapaica

Esc: 1/20

Fecha: 26-05-2008

Hoja:

2

Dibujo: R/C

U.C.V. FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA DE MECANICA

Proyecto : Electricidad de Caracas Planta Tacao Tesis

Plano: Sistema de dosificacion e inyeccion de Hidracina y Fosfato - Pit de contencion

Diseño: Osmer Romero/Marcos Carapalca

Dibujo: R/c

Esc: 1/25

Fecha: 26-05-2008

Hoja:

3

