



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DOMINICANA

ENERGÍA Y MINAS

Auditoría Técnica

Central Termoeléctrica Punta Catalina

Entregables 1,2,3,4,5



Realizado por
Sargent & Lundy



AUDITORÍA TÉCNICA DE LA CONSTRUCCIÓN

La auditoría técnica forense del proceso de construcción de la central termoeléctrica Punta Catalina (CTPC) fue contratada mediante la licitación pública internacional No. CDEEE-CCC-LPI-2021.

La firma adjudicada en dicho proceso fue Sargent & Lundy (S&L), radicada en Chicago, Estados Unidos de América.

La investigación incluyó visitas de trabajo a Punta Catalina por parte de especialistas de la firma auditora.

El Estudio abarcó la calidad y condiciones de los equipos, materiales, así como la instalación y las pruebas de desempeño.

El informe final contiene cinco “entregables” y el borrador de cada uno fue discutido y verificado entre S & L, técnicos y funcionarios de Punta Catalina y la antigua CDEEE.

La auditoría responde a una preocupación de la sociedad y un compromiso del gobierno dominicano con la transparencia y la rendición de cuentas.

Se espera que los actuales gerentes de la central encuentren, en esta auditoría, detalles de la construcción que les ayuden a corregir y prevenir eventuales fallas y deterioro.

DIRECCIÓN DE COMUNICACIÓN ESTRATÉGICA

Central Termoeléctrica Punta Catalina

Auditoría Técnica - Entregable no. 1

Preparado para



Central Termoeléctrica Punta Catalina Unidad 1 and 2

Preparado por Sargent & Lundy

Informe SL-016716
Final
19 mayo 2022
Project A14529.001

LEGAL NOTICE / AVISO LEGAL

This deliverable was prepared by Sargent & Lundy, L.L.C. (S&L) expressly for the sole use of Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) (Client) in accordance with the contract agreement between S&L and Client. This deliverable was prepared using the degree of skill and care ordinarily exercised by engineers practicing under similar circumstances. Client acknowledges: (1) S&L prepared this deliverable subject to the particular scope limitations, budgetary and time constraints, and business objectives of Client; (2) information and data provided by others, including Client, may not have been independently verified by S&L; and (3) the information and data contained in this deliverable are time-sensitive and changes in the data, applicable codes, standards, and acceptable engineering practices may invalidate the findings of this deliverable. Any use or reliance upon this deliverable by third parties shall be at their sole risk.

Este entregable fue preparado por Sargent & Lundy, L.L.C. (S&L) expresamente para uso exclusivo de la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) (Cliente) de conformidad con el acuerdo de contrato entre S&L y el Cliente. Este entregable se preparó utilizando el grado de habilidad y cuidado que normalmente ejercen los ingenieros en circunstancias similares. El Cliente reconoce: (1) S&L preparó este entregable sujeto a las limitaciones particulares del alcance, las restricciones presupuestarias y de tiempo y los objetivos comerciales del Cliente; (2) la información y los datos proporcionados por otros, incluido el Cliente, pueden no haber sido verificados de forma independiente por S&L; y (3) la información y los datos contenidos en este entregable están sujetos a la fecha de cuando se entregaron, los cambios en los datos, los códigos aplicables, los estándares y las prácticas de ingeniería aceptables pueden invalidar los hallazgos de este entregable. Cualquier uso o confiabilidad en este entregable por parte de terceros será bajo su exclusivo riesgo.

Sargent & Lundy es una de las firmas de ingeniería arquitectura de servicio completo más antiguas y experimentadas del mundo. Fundada en 1891, la empresa es líder mundial en proyectos de energía con experiencia en modernización de redes, energía renovable, almacenamiento de energía, energía nuclear y combustibles fósiles. Sargent & Lundy ofrece servicios integrales de proyectos, desde consultoría, diseño e implementación hasta administración de la construcción, puesta en marcha y operación / mantenimiento, con énfasis en la calidad y seguridad de su personal. La firma trabaja con clientes del sector público y privado en los rubros de generación y distribución de energía eléctrica y distribución de gas natural entre otros, en el sector industrial y con entidades gubernamentales.

55 East Monroe Street • Chicago, IL 60603-5780 USA • 312-269-2000

CONTROL DE VERSIONES

Versión	Fecha de entrega	Sección modificada
Borrador	25 enero 2022	Versión inicial
Final	19 mayo 2022	Resumen Ejecutivo, 2.2, 3.2, 3.3, 3.5, 3.6, 3.9, 3.34, 4

RESUMEN DEL PROBLEMA Y PÁGINA DE APROBACIÓN

Esto es para certificar que este documento ha sido preparado, revisado y aprobado de acuerdo con el Procedimiento operativo estándar SOP-0405 de Sargent & Lundy, que se basa en los sistemas de gestión de calidad ANSI/ISO/ASSQC Q9001.

Contributors

Preparado por:

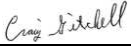



Nombre	Título	Seccion Preparada	Firma	Fecha
Hyojin Lee	Senior Consultant	3.16, 3.17, 3.22, 3.24, 4		19 mayo 22
Thomas MacDonald	Senior Consultant	3.18, 3.19, 3.20, 3.21, 3.28, 3.30, 4		19 mayo 22
Clifford Kozak	Senior Principal Consultant	3.25, 3.26, 4	L. Mullins for C. Kozak <small>Digitally signed by L. Mullins for C. Kozak Date: 2022.05.20 08:52:38 -05'00'</small>	19 mayo 22
Craig Gitchell	Senior Consultant	3.12, 3.27, 3.29, 4		19 mayo 22
Kevin Hopkins	Principal Consultant	1, 2, 3, 4		19 mayo 22
Carl Jakubowski	Senior Consultant	3.11, 4	L. Mullins for C. Jakubowski <small>Digitally signed by L. Mullins for C. Jakubowski Date: 2022.05.20 08:50:48 -05'00'</small>	19 mayo 22
Mubeen Cutchi	Senior Consultant	3.6, 4	L. Mullins for M. Cutchi <small>Digitally signed by L. Mullins for M. Cutchi Date: 2022.05.20 08:54:38 -05'00'</small>	19 mayo 22
Ted Kurtides	Senior Consultant	3.7, 3.8, 4	L. Mullins for T. Kurtides <small>Digitally signed by L. Mullins for T. Kurtides Date: 2022.05.20 09:03:59 -05'00'</small>	19 mayo 22
Michael Rosen	Senior Consultant	3.31, 3.32, 3.33, 3.34, 3.35, 3.36, 4	L. Mullins for M. Rosen <small>Digitally signed by L. Mullins for M. Rosen Date: 2022.05.20 09:05:55 -05'00'</small>	19 mayo 22
Nick Vrkljan	Senior Consultant	3.5, 4	L. Mullins for N. Vrkljan <small>Digitally signed by L. Mullins for N. Vrkljan Date: 2022.05.20 09:06:45 -05'00'</small>	19 mayo 22
Jeff Cobb	Senior Consultant	3.3	L. Mullins for J. Cobb <small>Digitally signed by L. Mullins for J. Cobb Date: 2022.05.20 09:12:23 -05'00'</small>	19 mayo 22
Ed Collet	Senior Consultant	3.9, 3.10, 3.18, 4	L. Mullins for E. Collet <small>Digitally signed by L. Mullins for E. Collet Date: 2022.05.20 09:13:15 -05'00'</small>	19 mayo 22
Ed Giermak	Engineering Manager	3.14, 3.15, 4	L. Mullins for E. Giermak <small>Digitally signed by L. Mullins for E. Giermak Date: 2022.05.20 09:14:39 -05'00'</small>	19 mayo 22
Bruce Paley	Senior Consultant	3.2, 4	L. Mullins for B. Paley <small>Digitally signed by L. Mullins for B. Paley Date: 2022.05.20 09:15:24 -05'00'</small>	19 mayo 22
Roberto Gutierrez	Senior Consultant	3.37, 3.38, 4		19 mayo 22
Harley Hudetz	Senior Consultant	3.39, 3.40, 4	L. Mullins for H. Hudetz <small>Digitally signed by L. Mullins for H. Hudetz Date: 2022.05.20 09:16:11 -05'00'</small>	19 mayo 22

Revisado por:

Nombre	Título	Seccion Revisada	Firma	Fecha
Hyojin Lee	Senior Consultant	3.18, 3.19		19 mayo 22
Thomas MacDonald	Senior Consultant	3.5, 3.17, 3.26		19 mayo 22
Clifford Kozak	Senior Principal Consultant	3.24, 4	L. Mullins for C. Kozak <small>Digitally signed by L. Mullins for C. Kozak Date: 2022.05.20 08:53:16 -05'00'</small>	19 mayo 22

Auditoría Técnica - Entregable no. 1

This document contains information that is confidential and proprietary to Sargent & Lundy, L.L.C. (S&L). It shall not be reproduced in whole or in part or released to any third party without the prior written consent of S&L. Copyright S&L 2022; all rights reserved.

Nombre	Título	Seccion Revisada	Firma	Fecha
Craig Gitchell	Senior Consultant	3.22, 4		19 mayo 22
Kevin Hopkins	Principal Consultant	3.6, 3.9, 3.10, 3.20, 3.28, 3.29, 4		19 mayo 22
Carl Jakubowski	Senior Consultant	3.14, 3.15, 3.16	L. Mullins for C. Jakubowski <small>Digitally signed by L. Mullins for C. Jakubowski Date: 2022.05.20 08:51:27 -05'00'</small>	19 mayo 22
Ted Kurtides	Senior Consultant	3.5, 3.21, 3.31 3.32, 3.33, 3.34, 3.35, 3.36	L. Mullins for T. Kurtides <small>Digitally signed by L. Mullins for T. Kurtides Date: 2022.05.20 09:04:38 -05'00'</small>	19 mayo 22
Felipe Mazzini	Senior Consultant	1, 2, 4		19 mayo 22
Bruce Paley	Senior Consultant	3.7, 3.8, 3.11	L. Mullins for B. Paley <small>Digitally signed by L. Mullins for B. Paley Date: 2022.05.20 09:18:39 -05'00'</small>	19 mayo 22
Shafique Khan	Principal Consultant	3.37, 3.38, 4		19 mayo 22
Lakulish Patel	Senior Consultant	3.39, 3.40, 4	L. Mullins for L. Patel <small>Digitally signed by L. Mullins for L. Patel Date: 2022.05.20 09:21:37 -05'00'</small>	19 mayo 22

Aprovado por:



 _____ 19 mayo 22
 Kevin Hopkins Fecha
 Gerente de Proyecto

TABLA DE CONTENIDOS

RESUMEN DEL PROBLEMA Y PÁGINA DE APROBACIÓN	IV
RESUMEN EJECUTIVO	I
INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS	I
ENFOQUE TÉCNICO	III
RESUMEN DE LAS CONCLUSIONES	IV
<i>MANEJO DE CARBÓN</i>	<i>IV</i>
<i>ESTRUCTURA DEL MUELLE</i>	<i>VI</i>
<i>CALDERA - VENTILADORES</i>	<i>VII</i>
<i>CALDERA - AIR HEATER</i>	<i>VIII</i>
<i>CALDERA - PRESSURE PARTS</i>	<i>VIII</i>
<i>CONDENSADOR</i>	<i>IX</i>
<i>BOMBAS DE EXTRACCIÓN DE CONDENSADO</i>	<i>X</i>
<i>AQCS</i>	<i>X</i>
<i>SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS</i>	<i>XI</i>
<i>RENDIMIENTO DE LA PLANTA</i>	<i>XI</i>
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO PUNTA CATALINA	1
1.2. OBJETIVO DEL INFORME	2
1.3. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CTPC	2
1.4. DESCRIPCIÓN GENERAL DE SARGENT & LUNDY	5
2. AUDITORÍA TÉCNICA	6
2.1. METODOLOGÍA	6
<i>2.1.1. RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN Y REVISIÓN DE LA DOCUMENTACIÓN</i>	<i>6</i>
2.2. DOCUMENTOS REVISADOS	8
2.3. VISITAS AL SITIO Y ENTREVISTAS	10
3. EVALUACIONES	12
3.1. ALCANCE DE LAS EVALUACIONES	12
3.2. IMPACTO DEL CARBÓN EN EL DISEÑO DE LA CALDERA	12
<i>3.2.1. RESUMEN</i>	<i>12</i>
<i>3.2.2. CARBÓN DE DISEÑO Y ANÁLISIS DE CENIZAS</i>	<i>13</i>
<i>3.2.3. GRADO DEL CARBÓN</i>	<i>15</i>
<i>3.2.4. CARBÓN DE DISEÑO Y ANÁLISIS DE CENIZAS COMPARADO CON LAS ENTREGAS ACTUALES A CTPC</i>	<i>16</i>
<i>3.2.5. ANÁLISIS ELEMENTAL DE CENIZA</i>	<i>16</i>

3.3. RENDIMIENTO DE LA PLANTA	20
3.3.1. REQUISITOS DEL CONTRATO EPC	21
3.3.2. PROCEDIMIENTO DE PRUEBA E INFORMES	23
3.3.3. RENDIMIENTO DE LA UNIDAD 1	24
3.3.4. RENDIMIENTO DE LA UNIDAD 2	24
3.3.5. OBSERVACIONES Y DISCUSIONES	25
3.4. EVALUACIÓN COMPARATIVA	27
3.4.1. DISPONIBILIDAD EQUIVALENTE (EAF)	29
3.4.2. FACTOR DE INTERRUPCIÓN FORZADA EQUIVALENTE	30
3.4.3. HEAT RATE NETO	31
3.5. MANEJO DE CARBÓN	31
3.5.1. ARREGLO DEL SISTEMA DE MANEJO DE CARBÓN	31
3.5.2. PIPE CONVEYOR (0EAC11-AF001)	32
3.5.3. TROUGHING BELT CONVEYORS	35
3.5.4. PORTAL RECLAIMER	35
3.6. ESTRUCTURA DEL MUELLE	36
3.6.1. OBSERVATIONS / DISCUSSION	36
3.7. CALDERA – FD, ID, PA VENTILADORES	41
3.7.1. REQUISITOS DEL CONTRATO EPC	41
3.7.2. OBSERVACIONES / DISCUSIÓN	45
3.8. CALDERA – CALENTADOR DE AIRE Y CALENTADOR DE AIRE CON SERPENTÍN DE VAPOR	58
3.8.1. CALENTADOR DE AIRE	58
3.8.2. CALENTADOR DE AIRE CON SERPENTÍN DE VAPOR	67
3.9. CALDERA – PULVERIZADORES	75
3.9.1. REQUISITOS DEL CONTRATO EPC	75
3.9.2. OBSERVACIONES / DISCUSIÓN	76
3.10. CALDERA – QUEMADORES , OFA	78
3.10.1. REQUISITOS DEL CONTRATO EPC	78
3.10.2. OBSERVACIONES / DISCUSIÓN	78
3.11. CALDERA – PARTES DE PRESIÓN	80
3.11.1. REQUISITOS DEL CONTRATO EPC	81
3.11.2. OBSERVACIONES / DISCUSIÓN	81
3.12. CALDERA – SOPLADORES DE HOLLÍN	83
3.12.1. EPC CONTRACT REQUIREMENTS	83
3.12.2. OBSERVATIONS / DISCUSSION	83

3.13. BOTTOM ASH SYSTEM	84
3.13.1. REQUISITOS DEL CONTRATO EPC	84
3.13.2. OBSERVACIONES / DISCUSIÓN	85
3.14. TURBINA DE VAPOR	88
3.14.1. REQUISITOS DEL CONTRATO EPC	88
3.14.2. OBSERVACIONES / DISCUSIÓN	89
3.15. GENERADOR	90
3.15.1. OBSERVACIONES / DISCUSIÓN	91
3.16. SISTEMA DE VAPOR PRINCIPAL	91
3.16.1. REQUISITOS DEL CONTRATO EPC	91
3.16.2. OBSERVACIONES / DISCUSIÓN	92
3.17. AUXILIARY STEAM AND STEAM DRAINS SYSTEM	93
3.17.1. REQUISITOS DEL CONTRATO EPC	93
3.17.2. OBSERVACIONES / DISCUSIÓN	93
3.18. CONDENSADOR	93
3.18.1. REQUISITOS DEL CONTRATO EPC	93
3.18.2. OBSERVACIONES / DISCUSIÓN	94
3.19. SISTEMA DE EVACUACIÓN DE AIRE	95
3.19.1. REQUISITOS DEL CONTRATO EPC	95
3.19.2. OBSERVACIONES / DISCUSIÓN	96
3.20. FILTRADO DE AGUA DE MAR	96
3.20.1. REQUISITOS DEL CONTRATO EPC	96
3.20.2. OBSERVACIONES / DISCUSIÓN	96
3.21. SISTEMA DE AGUA CIRCULANTE	97
3.21.1. REQUISITOS DEL CONTRATO EPC	97
3.21.2. OBSERVACIONES / DISCUSIÓN	98
3.22. CLOSED COOLING WATER SYSTEM	100
3.22.1. REQUISITOS DEL CONTRATO EPC	100
3.22.2. OBSERVACIONES / DISCUSIÓN	101
3.23. BOMBAS DE EXTRACCIÓN DE CONDENSADO	101
3.23.1. REQUISITOS DEL CONTRATO EPC	101
3.23.2. OBSERVACIONES / DISCUSIÓN	102
3.24. BOMBAS DE AGUA DE ALIMENTACIÓN	103
3.24.1. REQUISITOS DEL CONTRATO EPC	103
3.24.2. OBSERVACIONES / DISCUSIÓN	104
3.25. HP & LP CLOSED FEEDWATER HEATERS	107

3.25.1. REQUISITOS DEL CONTRATO EPC	107
3.25.2. OBSERVACIONES / DISCUSIÓN.....	107
3.26. DESAIREADOR.....	109
3.26.1. REQUISITOS DEL CONTRATO EPC	109
3.26.2. OBSERVACIONES / DISCUSIÓN.....	109
3.27. SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO.....	111
3.27.1. REQUISITOS DEL CONTRATO EPC	111
3.27.2. OBSERVACIONES / DISCUSIÓN.....	111
3.28. VÁLVULAS DE SERVICIO CRÍTICAS	112
3.28.1. REQUISITOS DEL CONTRATO EPC	112
3.28.2. OBSERVACIONES / DISCUSIÓN.....	113
3.29. AQCS	115
3.29.1. REQUISITOS DEL CONTRATO EPC	115
3.29.2. OBSERVACIONES / DISCUSIÓN.....	115
3.30. SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS	118
3.30.1. REQUISITOS DEL CONTRATO EPC	118
3.30.2. OBSERVACIONES / DISCUSIÓN.....	120
3.31. SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA	121
3.31.1. REQUISITOS DEL CONTRATO EPC	121
3.31.2. OBSERVACIONES / DISCUSIÓN.....	123
3.32. SISTEMAS DE MUESTREO DE AGUA Y VAPOR	128
3.32.1. REQUISITOS DEL CONTRATO EPC	128
3.32.2. OBSERVACIONES / DISCUSIÓN.....	132
3.33. SISTEMAS DE ALIMENTACIÓN QUÍMICA DE CICLO	134
3.33.1. REQUISITOS DEL CONTRATO EPC	134
3.33.2. OBSERVACIONES.....	135
3.34. CONDENSATE POLISHING	136
3.34.1. CONTRACTUAL REQUIREMENTS.....	136
3.34.2. OBSERVATIONS.....	136
3.35. SANITARY WASTE TREATMENT	138
3.35.1. CONTRACTUAL REQUIREMENTS.....	138
3.35.2. OBSERVATIONS.....	138
3.36. INDUSTRIAL WASTEWATER TREATMENT.....	139
3.36.1. CONTRACTUAL REQUIREMENTS.....	139
3.36.2. OBSERVATIONS.....	140
3.37. TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	141

3.37.1. REQUISITOS DEL CONTRATO EPC	141
3.37.2. OBSERVACIONES / DISCUSIÓN	143
3.38. SISTEMA DE MEDIA TENSIÓN	144
3.38.1. REQUISITOS DEL CONTRATO EPC	144
3.38.2. OBSERVACIONES / DISCUSIÓN	146
3.39. CONTROLS/DCS	147
3.39.1. REQUISITOS DEL CONTRATO EPC	147
3.39.2. OBSERVACIONES / DISCUSIÓN	148
3.40. INSTRUMENTACIÓN	149
3.40.1. REQUISITOS DEL CONTRATO EPC	149
3.40.2. OBSERVACIONES / DISCUSIÓN	149
4. CONCLUSIONES Y EVALUACIÓN DE RIESGOS	155

FIGURAS Y TABLAS

FIGURA 1-1 — VISTA DE LA CENTRAL PUNTA CATALINA	4
FIGURA 3-1 — COMPARACIONES DE DISPONIBILIDAD EQUIVALENTE	30
FIGURA 3-2 — COMPARACIÓN DEL FACTOR DE INTERRUPCIÓN FORZADA EQUIVALENTE (EFOF)	30
FIGURA 3-3 — FALLA DE LOS COJINETES DE RODILLOS EN EL TRANSPORTE TUBULAR.....	34
FIGURA 3-4 — FALLA RECURRENTE EN EL BORDE DE LA CINTA LUEGO DE CADA ENTREGA DE CARBON	34
FIGURA 3-5 — EJEMPLO DE CORROSIÓN DE LOS PILOTES DEL MUELLE	38
FIGURA 3-6 — PLANO DE LOS PILOTES DEL MUELLE - SA PROTECCIÓN CATÓDICA	40
FIGURA 3-7 — PARTE SUPERIOR REFORZADA CON PILOTE JETTY	41
FIGURA 3-8 — VENTILADORES PA	42
FIGURA 3-9 — VENTILADORES FD	43
FIGURA 3-10 — VENTILADORES ID	43
FIGURA 3-11 — DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO	47
FIGURA 3-12 — CURVA DEL VENTILADOR PA DE HOWDEN.....	48
FIGURA 3-13 — CURVA DEL VENTILADOR FD DE HOWDEN.....	48
FIGURA 3-14 — CURVA DEL VENTILADOR ID DE HOWDEN	49
FIGURA 3-15 — ILUSTRACIÓN DE LA CURVA DEL VENTILADOR FD PARA MCR Y SERVICIOS DEL BLOQUE DE PRUEBA	50
FIGURA 3-16 — CURVAS DE POTENCIA DEL VENTILADOR ID	52
FIGURA 3-17 — CURVAS DE POTENCIA DE VENTILADORES PA	53
FIGURA 3-18 — VISTA EN PLANTA DEL CALENTADOR DE AIRE TRISECTORIAL.....	60
FIGURA 3-19 — TABLA DE DEPOSICIÓN TÍPICA DEL CALENTADOR DE AIRE.....	64
FIGURA 3-20 — EXTRACTO DE LA PRUEBA DE RENDIMIENTO	67
FIGURA 3-21 — PLACA DE CARACTERÍSTICAS DEL SCAH.....	69
FIGURA 3-22 — TABLA DE TEMPERATURAS EN FRÍO	70
FIGURA 3-23 — RENDIMIENTO DEL CALENTADOR DE AIRE COTIZADO POR HOWDEN	72
FIGURA 3-24 — VISTA LATERAL Y DE ELEVACIÓN DEL SCAH	74
FIGURA 3-25 — SOPLADOR DE HOLLÍN DE LA CALDERA	84
FIGURA 3-26 — INTERIOR DEL MEZCLADOR DE CENIZAS DE FONDO	87
FIGURA 3-27 — GENERADOR DE TURBINA DE VAPOR DE PUNTA CATALINA.....	88
FIGURA 3-28 — TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE CONDENSADO	95
FIGURA 3-29 — CAPACIDAD DE BAR SCREENS Y TRAVELING BAND SCREENS	97
FIGURA 3-30 — CURVA CARACTERÍSTICA DE LA CWP.....	100

FIGURA 3-31 — DESCARGA DE LA BOMBA DE CONDENSADO Y REFUERZO.....	103
FIGURA 3-32 — HOJA DE DATOS DEL FWP.....	105
FIGURA 3-33 — DATOS DE RENDIMIENTO DE LA BOMBA DE REFUERZO & FWP.....	106
FIGURA 3-34 — DATOS DEL PROCESO DE SECADO DE AIRE DE REFRIGERANTE.....	112
FIGURA 3-35 — CODO DE ENTRADA DE CFB.....	117
FIGURA 3-36 — PANTALLAS DE AIRE DE FLUIDIFICACIÓN Y CAÍDA DE PARTÍCULAS EN EL CODO DE ENTRADA DEL CFB.....	118
FIGURA 3-37 — SISTEMA FP, TOPE TANQUE ST LO.....	120
FIGURA 3-38 — UNIDADES SWRO.....	124
FIGURA 3-39 — UNIDADES BWRO.....	125
FIGURA 3-40 — SISTEMAS DE DOSIFICACIÓN DE QUÍMICOS PARA AGUA POTABLE.....	127
FIGURA 3-41 — PLACA DE IDENTIFICACIÓN DE LOS RECIPIENTES DE FILTROS.....	128
FIGURA 3-42 — TRANSMISOR DE FLUJO AQCS E INTERRUPTOR DE LÍMITE DE MANEJO DE CARBÓN CON JUNTAS SUELTAS.....	150
FIGURA 3-43 — TRANSMISOR DE PRESIÓN DIFERENCIAL DEL MOLINO CON DRENADO EN EL SUELO.....	151
FIGURA 3-44 — FUGAS EN TUBERÍA DE INSTRUMENTO DE MUESTRA DEL TAMBOR.....	152
FIGURA 3-45 — AMPLIFICADOR PHILVIN.....	153
TABLA ES-1 — RESUMEN DEL PROYECTO DE PUNTA CATALINA.....	I
TABLA ES-1-2 — RENDIMIENTO DE LA PLANTA.....	XI
TABLA 2-1 — FASES DEL PROYECTO PARA AUDITORÍAS TÉCNICAS.....	6
TABLA 3-1 — RANGOS PARA EL CARBÓN DE DISEÑO PARA CTPC.....	14
TABLA 3-2 — CLASIFICACIÓN ASTM DEL CARBÓN.....	15
TABLA 3-3 — CARBÓN ENTREGADO EN CTPC DICIEMBRE 2018 A NOVIEMBRE 2021.....	16
TABLA 3-4 — RESUMEN DE LAS SECCIONES DE GARANTÍA DEL CONTRATO EPC.....	21
TABLA 3-5 — GARANTÍAS DE RENDIMIENTO Y EMISIONES DEL CONTRATO EPC.....	22
TABLA 3-6 — PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS DE RENDIMIENTO E INFORMES.....	23
TABLA 3-7 — LIMITACIONES DE EMISIONES EN EL PROCEDIMIENTO DE PRUEBA DE EMISIONES.....	23
TABLA 3-8 — RESULTADOS DE LA PRUEBA DE RENDIMIENTO DE LA UNIDAD 1.....	24
TABLA 3-9 — RESULTADOS DE LA “PRE-PRUEBA” DE RENDIMIENTO DE LA UNIDAD 2.....	25
TABLA 3-10 — RESUMEN DE DATOS DE OPERACIÓN DE FEBRERO DEL 2019 A NOVIEMBRE DEL 2021.....	28
TABLA 3-11 — CARACTERÍSTICAS DE COMPARACIÓN CON EL GRUPO DE PARES.....	29
TABLA 3-12 — COMPARACIÓN DEL <i>HEAT RATE</i> NETO PROMEDIO (HHV BASIS).....	31

TABLA 3-13 — INFORMES DE FALLAS CRÍTICAS DE LAS VÁLVULAS	114
TABLA 3-14 — REQUISITOS DE CDEEE PARA TRATAMIENTO DE AGUA	122
TABLA 3-15 — ALCANCE DEL CONTRATISTA EPC PARA EL SUMINISTRO DE TRATAMIENTO DE AGUA	123
TABLA 3-16 – COMPONENTES DEL SISTEMA DE REMINERALIZACIÓN	126
TABLA 3-17 — TABULACIÓN DE MUESTREO DE LA ESPECIFICACIÓN DE LA CDEEE	129
TABLA 3-18 — TABULACIÓN DE MUESTREO DE LA PROPUESTA DEL CONTRATISTA EPC	129
TABLA 3-19 — REQUISITOS DE PROCESO DE MUESTREO PARA DESALINIZACIÓN/DESMINERALIZACIÓN DE LA ESPECIFICACIÓN DE LA CDEEE	131
TABLA 3-20 — REQUISITOS DE PROCESO DE MUESTREO PARA DESALINIZACIÓN/DESMINERALIZACIÓN DE LA PROPUESTA DEL CONTRATISTA EPC	131
TABLA 3-21 — TABULACIÓN DE MUESTREO DE LOS P&IDS DEL VENDEDOR.....	132
TABLA 3-22 — REQUISITOS DE SISTEMAS DE ALIMENTACIÓN QUÍMICA DE CICLO EN LA PROPUESTA DEL CONTRATISTA EPC	135
TABLA 3-23 — REQUISITOS DE PULIDO DE CONDENSADO EN LA ESPECIFICACIÓN DE LA CDEEE	136
TABLA 3-24 — REQUISITOS DE SISTEMAS DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES INDUSTRIALES EN LA ESPECIFICACIÓN DE LA CDEEE	139
TABLA 3-25 — REQUISITOS DE SISTEMAS DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES INDUSTRIALES EN LA PROPUESTA DEL CONTRATISTA EPC	140
TABLA 4-1 - DEFINICIONES DE PRIORIDAD DE RIESGO	155
TABLA 4-2 EVALUACIÓN DE RIESGOS	156

ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS

Acronym/Abbreviation	Definition/Clarification
ABS	ammonium bisulfate
AISI	American Iron and Steel Institute
AMCA	Air Movement and Control Association (AMCA) standards.
AQCS	air quality and control system
ASME	American Society of Mechanical Engineers
ASTM	American Society for Testing and Materials
B&W	Babcock & Wilcox
BMCR	boiler maximum continuous capacity
BWRO	brackish water reverse osmosis
CC	cation conductivity
CDEEE	La Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales
CFB	circulating fluidized bed
CEMA	Conveyor Equipment Manufacturers Association
CTPC	La Central Termoeléctrica Punta Catalina
DA	deaerator
DCS	distributed control system
EAF	equivalent availability factor
EDI	electrodeionization
EFOF	equivalent forced outage factor
EPC	engineer procure and construct
FD	forced draft
FW	feedwater
GE	General Electric
HEI	Heat Exchange Institute
HP	high pressure
ID	induced draft
LP	low pressure
MCR	maximum continuous rating

Acronym/Abbreviation	Definition/Clarification
MMF	multimedia filters
NFPA	National Fire Protection Association
OEM	original equipment manufacturer
OFA	overfire air
ORP	oxidation-reduction potential
PA	primary air
PFD	process flow diagram
PM	particulate matter
PFFF	pulse jet fabric filter
PWHT	post weld heat treatment
S&L	Sargent & Lundy
SC	selective conductivity
SCAH	steam coil air heater
SWRO	seawater reverse osmosis
TMCR	turbine maximum continuous rating
UHMW	ultra high molecular weight
VFD	variable frequency drive

RESUMEN EJECUTIVO

INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

S&L ha sido seleccionado por la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) para llevar a cabo una auditoría técnica y forense de la recién puesta en marcha Central Eléctrica Punta Catalina (CTPC), una central de carbón pulverizado de 2x360 MW ubicada en la provincia de Peravia, en la República Dominicana. En la Tabla ES-1 se resume el proyecto de la CTPC y las principales características de la central.

Tabla ES-1 — Resumen del Proyecto de Punta Catalina

Elemento	Descripción
Tipo	Subcrítico, Carbón Pulverizado
Tamaño	2 x 360 MW nominal; 2 x 337 MW net
Contrato EPC/ Fecha de inicio	Contrato No. 101/14 / Abril 2014
Contratista EPC	Consortio: Odebrecht – Tecnimont - Estrella
Ingeniero propietario	Stanley Consultants
Fecha Operacional	Unidad 1: Febrero 2019 Unidad 2: Octubre 2019
Carbón	Bituminous High Volatile C, Medium Sulfur
Entrega y almacenamiento de carbón	Barge Delivery, Covered Storage
Subestación eléctrica	138kK / 345 kV
Ciclo de refrigeración	Una vez / Agua de Mar
Proveedor de calderas y auxiliares de calderas	Babcock & Wilcox (B&W)
Proveedor de turbinas y generadores de vapor	General Electric (GE)
Proveedor de manejo de carbón	Bedeschi Handling / ONT
Proveedor de sistemas de control de la calidad del aire (AQCS)	Hamon Environmental
Proveedor de sistemas de tratamiento de agua	Idroconsulting
Almacenamiento de residuos de la combustión del carbón	Lined Ash Landfill

Elemento	Descripción
Límites de las emisiones de la planta	NOx: 510 mg/Nm ³ dry @6% O ₂ SOx: 900 mg/Nm ³ dry @6% O ₂ Particulates (PM): 30 mg/Nm ³ dry @6% O ₂ CO: 150 mg/Nm ³ dry @6% O ₂

Los objetivos generales de la auditoría técnica y forense de la CTPC se resumen a continuación:

1. Confirmar que los equipos y/o materiales suministrados por el Contratista EPC para la CTPC cumplen con el Contrato EPC N°.101/14 y con los referidos códigos y estándares de diseño y con las buenas prácticas de ingeniería para las centrales termoeléctricas de carbón. Todos los hallazgos se documentarán en un informe resumido. (Entregable No 1, este informe)
2. Confirmar que todo el proceso de construcción, instalación y/o montaje de los equipos y/o piezas suministradas por el Contratista EPC de Punta Catalina cumple con el Contrato EPC de la CTPC. Todos los hallazgos deberán documentarse en un informe resumido (Entregable No 2). Como parte de esta tarea, se evaluará lo siguiente
 - Que todas las obras civiles se hayan ejecutado de acuerdo con el Contrato EPC, las especificaciones y estándares técnicos y/o los estándares internacionales aplicables para el diseño, la construcción, el montaje y la puesta en marcha de centrales termoeléctricas de carbón.
 - Que los programas y/o procedimientos de montaje y/o instalación de la CTPC fueron ejecutados de acuerdo con el Contrato EPC, y de acuerdo con las especificaciones técnicas y estándares internacionales aplicables para el diseño, construcción, montaje y puesta en marcha de centrales termoeléctricas de carbón.
 - Que todos los equipos y/o piezas suministradas fueron instalados y/o montados de acuerdo con lo indicado en las especificaciones, planos, manuales del Contrato EPC N°.101/14 y de acuerdo con las buenas prácticas de ingeniería y todos los estándares internacionales aplicables para el diseño, construcción, montaje y puesta en marcha de centrales termoeléctricas de carbón.
3. Determinar que todas las pruebas de eficiencia del proceso, las pruebas de rendimiento, las pruebas de confiabilidad, las pruebas de regulación de frecuencia, las pruebas de rechazo de carga, y se realizaron correctamente y demostrar el cumplimiento del Contrato EPC N°.101/14 y de las normas aplicables. (Entregable No 3)
4. Preparar y emitir un informe final completo que incorpore los comentarios de los Entregables No 1, 2 y 3. (Entregable No. 4)
5. Preparar un proyecto de informe que evalúe el proceso de entrenamiento del Contratista EPC y el proceso de entrega de la planta a los operadores y al personal de mantenimiento de CTPC. (Entregable No. 5)

Este informe es el Entregable No. 1 y se enfoca en el diseño y el suministro de equipos.

ENFOQUE TÉCNICO

Se asignaron especialistas y expertos en la materia de Sargent & Lundy para revisar varios componentes y subsistemas importantes de la CTPC. Esto incluyó una revisión de las secciones apropiadas del contrato EPC para ese componente o subsección que definen los requisitos técnicos de la CDEEE. A continuación, se revisó la documentación del proyecto según construido (*As-Built*) para confirmar que los equipos se ajustan a las especificaciones contractuales mencionadas. Si las especificaciones del contrato no son claras o no están suficientemente detalladas, Sargent & Lundy también lo ha señalado en sus observaciones. Si la documentación del proyecto muestra que los equipos no se ajustan a las especificaciones técnicas o si apunta a diseños que no son consistentes con las buenas prácticas de diseño normales, también se señala en nuestras observaciones. Este proceso es similar a la realización de revisiones de planos de vendedores durante las fases de ejecución del proyecto, aunque en este caso la revisión se realiza sobre el estado de construcción de la planta.

Sargent & Lundy ha tenido acceso a un amplio conjunto de documentación del proyecto que define las características técnicas de la planta de Punta Catalina. En primer lugar, hemos referenciado las secciones técnicas de la documentación del contrato EPC finalizado (Contrato de EPC No. 101/14). Estas secciones incluyen las especificaciones técnicas de Stanley Consultants, la propuesta conformada del Contratista EPC y las tablas de datos técnicos conformadas, las aclaraciones técnicas aprobadas y las hojas de datos técnicos de los principales proveedores de equipos (caldera, turbina de vapor y generador, sistema AQCS). Hemos asumido que la información contenida en las tablas de datos conformadas del contratista EPC y sus principales subproveedores constituyen parte de su obligación contractual para la planta de Punta Catalina.

La CDEEE también ha proporcionado a Sargent & Lundy pleno acceso a todos los planos y datos archivados de la planta. Esta información es generada principalmente por el Contratista EPC y sus proveedores. Hemos asumido que toda esta documentación archivada representa el estado de construcción de la planta. Además de la documentación generada por el Contratista EPC, Sargent & Lundy también recibió la información preparada por la CDEEE y los grupos de operaciones y mantenimiento de la CTPC, incluyendo los datos del carbón, los resúmenes de rendimiento operacional, los informes de inspección y las listas de tareas.

Sargent & Lundy también ha realizado visitas a las instalaciones y ha llevado a cabo entrevistas con el personal de operaciones y mantenimiento de CTPC, ingenieros y directores de producción con conocimiento sobre la planta.

RESUMEN DE LAS CONCLUSIONES

Sargent & Lundy ha revisado el diseño de la planta de Punta Catalina sistema por sistema. Una vez más, el objetivo de esta entrega (Entregable No. 1) es confirmar la conformidad del diseño y el suministro de los equipos con los requisitos del contrato y con las buenas prácticas de ingeniería. Los aspectos relacionados con el montaje, el rendimiento y la construcción de la CTPC se discutirán en entregas posteriores.

En general, hemos comprobado que el Contratista EPC ha diseñado y suministrado equipos y sistemas de proveedores de calidad con experiencia demostrada en la generación de energía con carbón. En general, los criterios de diseño establecidos, los conceptos y estándares de diseño utilizados y las selecciones de equipos fueron adecuados para una instalación de generación de energía eficiente y confiable. El Consorcio, de acuerdo con los requisitos del contrato, ha proporcionado la documentación completa que define el diseño, las certificaciones de materiales de suministro de los sistemas principales. En las siguientes secciones, hemos señalado las excepciones, especialmente con respecto al cumplimiento con el contrato. Hay que tener en cuenta que Sargent & Lundy no tuvo acceso a ningún registro de órdenes de cambio, por lo que, si se observan cambios entre el contrato EPC y la configuración final de la planta, estos cambios pueden o no haber sido aprobados por el Propietario o el Ingeniero del Propietario con un impacto comercial y de rendimiento documentado.

Además, todavía no hemos tenido acceso al historial de datos del DCS para determinar las características de funcionamiento de varios sistemas de la planta con el fin de confirmar que están operando según lo diseñado y especificado. Algunas de las observaciones de este informe pueden cambiar una vez que se proporcione y revise esta información.

Manejo de Carbón

Transportador de tubos

El transportador de tubos que se utiliza para transportar el carbón desde el muelle hasta la zona de almacenamiento está experimentando fallas masivas y simultáneas de los rodillos después de cada ciclo de descarga, lo que provoca retrasos operacionales. El problema más probable es que los rodillos están mal dimensionados para las cargas ejercidas por el sistema. Según la documentación, los rodillos suministrados son de la serie E de CEMA. No se ha podido encontrar ninguna documentación que verifique la capacidad de carga; sin embargo, basándose en los tamaños de los cojinetes indicados en los documentos de diseño, la serie CEMA parece ser la indicada. No se han facilitado cálculos que muestren los requisitos de carga de los rodillos para el transportador de tuberías y, por lo tanto, no está claro si la serie E de CEMA es suficiente; sin embargo, basándonos en los problemas de operación, es evidente que no lo son. Esto puede deberse a problemas de diseño o de fabricación en los cojinetes o en los bastidores

de soporte de los rodillos, ya que la capacidad de carga es tan buena como el componente más débil. Los problemas de operación también pueden suponer una carga excesiva para los rodillos, como la sobrecarga de los transportadores, el pandeo excesivo de la cinta (véase la recogida más adelante), bultos más grandes de lo especificado, la sobrecarga del transportador, etc.

Se determinó que la recogida del transportador de tubos se desviaba claramente de la especificación de la CDEEE. La especificación exige que la recogida "se ajuste a los requisitos mínimos del CEMA más 2' y a lo recomendado por el fabricante de la cinta". El CEMA recomienda que el recorrido de recogida automática sea el 2.5% de la distancia central más 2' (600 mm) para las cintas con empalmes vulcanizados. La distancia central de este transportador es de 2,157 m, por lo que el recorrido de recogida debería ser de 54.5 m; el diseño sólo permite 20 m de recorrido de recogida (~1% de la distancia entre centros). Además, la planta ha estado experimentando fallas de tensión que hacen que la operación del transportador sea peligrosa. El tensor debe repararse después de cada entrega de carbón. Los problemas de recogida pueden provocar daños en los componentes del transportador debido al pandeo excesivo de la cinta, ya que ésta se estira sin estar tensada correctamente, especialmente cuando el transportador funciona a velocidades superiores a las normales.

La planta experimenta fallas recurrentes en las cintas del transportador de tuberías después de cada operación de descarga de barcos. La cinta suministrada se llama "Conti Pipe" y es proporcionada por un proveedor reconocido de cintas, Continental. Esta cinta supera los requisitos de la especificación de la CDEEE y está diseñada específicamente para operar con transportadores de tuberías. No está claro, a través de la revisión del diseño, cuál es la causa principal de estas fallas, sin embargo, es razonable especular que los problemas observados con el sistema de tensión están causando un exceso de pandeo de la cinta fuera de los parámetros de diseño que puede causar desalineación.

Transportadores de banda en artesa

No se informó de ningún problema con el transportador de banda en artesa; sin embargo, al igual que con el transportador de tuberías, se descubrió que el recorrido de recogida no cumple los requisitos de la CEMA de 2.5% de centro a centro más 600 mm para las cintas vulcanizadas empalmadas. El contratista utilizó el 1.5% de distancia de centro a centro como base. Esto no ha causado problemas hasta la fecha, pero podría ser un problema en el futuro.

Recuperación de pórticos

No se han observado desviaciones de la especificación de la CDEEE. Sin embargo, los sistemas de lubricación automática no han operado correctamente desde la puesta en marcha. Se sugiere que el OEM

solucione estos problemas directamente, ya que varios factores podrían provocar estas fallas, y esto no está claro según la revisión de los documentos.

Estructura del Muelle

Corrosión

Inicialmente se diseñó un sistema de protección contra la corrosión de corriente impresa (IC) para proteger los pilotes del embarcadero, pero luego se canceló y se cambió a un sistema de ánodo de sacrificio (SA). Este sistema SA submarino tiene ánodos soldados a la parte submarina de las pilas y utiliza agua de mar como electrolito; por lo tanto, está destinado a proteger solo la parte sumergida de los pilotes. No se ve pintura u otro sistema de protección en la parte expuesta del pilote, y se ve claramente una corrosión considerable de la sección expuesta de los pilotes.

S&L entiende que se hizo un cambio, con un incentivo financiero y el acuerdo de todas las partes, para pasar de proteger la parte superior de los pilotes a usar concreto reforzado para las partes superiores de los pilotes, dejando la parte superior de acero como sacrificio.

Estructura de los pilotes

Los planos de pilotes disponibles, como 6222-AA-DC-803166 Revisión 05, muestran la parte superior de los pilotes como hormigón armado, relleno in situ dentro de la estructura de acero del pilote. Este relleno de hormigón se extiende hasta una altura de $-4,0$ m, es decir, 4,0 m por debajo del nivel del mar, mientras que el resto del pilote hasta el lecho marino y por debajo es acero hueco. S&L no puede ubicar cálculos de pilotes para verificar, sin embargo, según nuestra experiencia con proyectos similares, la parte superior del pilote depende del concreto reforzado para transportar las cargas, mientras que la parte hueca sumergida depende del pilote de acero para transmitir las cargas al fondo del mar. El refuerzo se extiende hacia las unidades de cubierta para formar marcos que resistan las cargas horizontales y verticales.

Con un sistema compuesto de este tipo, la zona de transición, es decir, donde las cargas se transfieren desde la parte superior de hormigón armado al acero desnudo sumergido, es de vital importancia. Por lo tanto, recomendamos:

- Verificar que el sistema SA submarino se haya instalado correctamente,
- Mida y rastree el espesor de la pared del pilote por encima y por debajo del nivel del agua para determinar la tasa de corrosión a partir del espesor original de 19 mm,
- Obtenga los cálculos del pilote del malecón para determinar la tasa de corrosión de diseño y compárela con las tasas medidas.
- Implementar medidas para detener la corrosión o reforzar los pilotes si es necesario.

Caldera - Ventiladores

Hay 2 x 60% ventiladores FD paralelos, 2 x 60% ventiladores PA paralelos y dos ventiladores ID paralelos proporcionados por Howden. Hay elementos que no cumplen los requisitos de las especificaciones, equipos que se especificaron, pero no se suministraron y criterios de base de diseño que no pueden verificarse a partir de los datos disponibles y que requieren una investigación más profunda para resolverlos. Algunos de estos problemas pueden estar relacionados con los disparos de los ventiladores PA e ID que se han producido hasta la fecha. A continuación, se enumeran los puntos más críticos:

- Los ventiladores fueron especificados para tener una característica de potencia sin sobrecarga. Los ventiladores PA e ID no presentan esta característica. Esto puede contribuir a los disparos que se han experimentado por sobrecarga del ventilador. Para resolver esto podría ser necesario instalar motores de ventilador más grandes.
- La fuerza de la soldadura de relleno utilizada en algunos de los procedimientos de soldadura del rotor del ventilador ID es menor que la fuerza del metal base. Esto puede violar los procedimientos AWS a menos que las soldaduras asociadas se hayan diseñado apropiadamente. Esto tendría que ser verificado por Howden.
- La especificación requiere que los cojinetes del ventilador se diseñen para que se desplacen por inercia sin sufrir daños en caso de que se produzca un corte de energía en la estación. Dado que se han instalado cojinetes de casquillo (*sleeve bearings*), esto podría lograrse si se hubiera suministrado un sistema de aceite de elevación con energía de reserva procedente de una fuente de alimentación ininterrumpida. Sin embargo, este equipo no se suministró.
- La especificación requiere medios para evitar la rotación inversa del ventilador. Esto se consigue normalmente con un freno de ventilador. Sin embargo, no hay indicación de que se haya suministrado un equipo de freno de ventilador para ninguno de los ventiladores.
- La capacidad de los ventiladores de PA requiere una revisión adicional. Se desconoce si la demanda de aire de sellado del molino se ha tenido en cuenta en el dimensionamiento del ventilador del PA. Además, el margen de flujo del ventilador PA se reduce significativamente si las fugas del calentador de aire aumentan hasta el límite de diseño. Esto sugiere que la capacidad del ventilador PA puede ser baja. Para resolver este problema, se pueden revisar los cálculos del tamaño de los ventiladores de PA, evaluar los datos históricos de operación o probar los ventiladores de PA para verificar el trabajo real de funcionamiento y el margen restante.
- No se han facilitado datos sobre la velocidad de resonancia instalada. Esto debe ser revisado para verificar que se ha proporcionado una separación adecuada para todos los ventiladores en el rango de velocidad de operación.
- Los ventiladores ID están sujetos a desgaste debido a las cenizas volantes contenidas en los gases de combustión. Normalmente, los ventiladores ID se proveen con revestimientos de desgaste y puntas de pala sólidas. A partir de los datos suministrados no se puede determinar si se han suministrado estas características. Sería necesario la confirmación de Howden al respecto.

Caldera - Air Heater

No se han producido fallas relacionadas con la operación del calentador de aire. Sin embargo, hay elementos que no cumplen los requisitos de las especificaciones, equipos que se especificaron, pero no se suministraron, y criterios de base de diseño que no pueden verificarse a partir de los datos disponibles y que requieren una investigación más profunda para resolverlos. A continuación, se enumeran los elementos más críticos:

- Las cestas del extremo frío del calentador de aire no parecen haber sido diseñadas para contener la posible deposición de ABS en caso de que se instale un SCR en el futuro. Parece necesario reconstruir el calentador de aire.
- El precalentamiento del aire es necesario en MCR por encima de la temperatura ambiente de 55F si se quema carbón con alto contenido de azufre. Esto entra en conflicto con el requisito de la especificación que prohíbe el uso del calentador de aire del serpentín de vapor bajo estas condiciones de carga y ambiente.
- Según la prueba de rendimiento de la Unidad 1, la temperatura de salida del gas del calentador de aire no corregida en la carga de TMCR supera la temperatura de salida garantizada. Sin embargo, dado que el calentador de aire no fue sometido a una prueba formal, se desconoce si la corrección total del rendimiento a las condiciones de diseño habría dado un resultado de aprobación. Además, el índice de fugas medido del 6.8% fue significativamente mayor que el índice de fugas esperado del 4.2%. Además, McHale informó de valores de diseño del calentador de aire que entran en conflicto con el resumen de datos de rendimiento de Howden. Para verificar el rendimiento del calentador de aire, se podría realizar una prueba formal de rendimiento según la norma ASME PTC 4.3. Como mínimo, deberían revisarse los datos de diseño del calentador de aire para garantizar que McHale utiliza los datos correctos.

No se han producido fallas relacionadas con la operación del calentador de aire del serpentín de vapor (SCAH). Sin embargo, hay asuntos que no pueden verificarse a partir de los datos disponibles y que requieren una investigación más profunda para resolverlas. Los puntos más críticos se enumeran a continuación:

- El rendimiento del calentador de aire fue citado por Howden a una temperatura ambiente de 90°F. Para verificar que se ha proporcionado la capacidad adecuada del SCAH, se debe solicitar a Howden que presente los datos de operación a la temperatura ambiente mínima de diseño de 68°F.
- El contrato requiere la inclusión de un margen de superficie del 10% en el diseño del SCAH. Esto no ha podido ser verificado. Debe solicitarse confirmación a B&W.

Caldera - Pressure Parts

El diseño de las piezas de presión de la caldera según lo especificado por CDEEE siguió los requisitos del código de caldera ASME. La caldera fue diseñada y suministrada por una empresa de renombre B&W. Los proveedores subcontratistas de cabezales, acero de soporte y algunos paneles de calderas realizaron

el trabajo según los procedimientos de calidad de B&W y la fabricación se supervisó con los registros de control de calidad proporcionados. Se observaron algunas diferencias en el alcance del contrato de suministro de la caldera (entre B&W y el contratista de EPC) y el contrato del contratista de EPC con la CDEEE.

Las siguientes desviaciones identificadas entre el contrato del Propietario / EPC y el contrato EPC / B&W se señalan como aquellas que deberían haber sido aprobadas por el Propietario o su ingeniero

- El retraso del tambor se redujo de 2 minutos a 0.49 minutos (aproximadamente 30 segundos). Este cambio podría ser un efecto causal de las numerosas desconexiones de la unidad debido a los niveles altos y bajos del tambor que se han producido durante los dos primeros años de operación.
- Los ventiladores del ático solicitados se descartaron y no se suministraron.
- Se eliminó la instalación solicitada de cañones de agua. Sin embargo, los carbones que se van a disparar por contrato han sido evaluados como de baja escoria, por lo que se supone que esta fue la razón para retirar de los cañones.
- La lógica de votación de 2 de 3 requerida por el propietario no se proporciona en todos los relés del sistema de manejo de quemadores y de control de la caldera para minimizar los disparos relacionados con la instrumentación defectuosa. Esta metodología para los controles de la caldera, especialmente para las señales altamente transitorias, ha resultado útil en las centrales eléctricas de carbón modernas y es un estándar para los sistemas de control e instrumentación de la caldera.
- El suelo de hormigón sobre los silos de carbón se sustituyó por una cubierta metálica abierta. El exceso de polvo de carbón en la planta y la contención de los humos procedentes de cualquier combustión espontánea de los montones de polvo de carbón son los motivos por los que se instaló el suelo de hormigón y la decisión de dejarlo debería haber recaído en el Propietario/Operador.

Condensador

La revisión del diseño, el material y el tamaño del condensador confirma el cumplimiento general de los requisitos de la especificación. El tamaño del pozo caliente para el almacenamiento de agua es menor que el indicado en las páginas originales de datos del EPC y menor que lo que se suele especificar. Sin embargo, el dimensionamiento descrito en las páginas de datos del EPC es excesivo y se evaluará la posibilidad de llegar a un acuerdo adicional sobre los realizados anteriormente.

Las válvulas de descarga del condensador están estranguladas para mantener el flujo de agua circulante y el nivel de agua en el condensador y a través del mismo, lo cual no es un diseño típico. Se han informado problemas con fallas en la integridad del revestimiento en la tubería aguas abajo de las válvulas debido a la cavitación causada por la estrangulación de las válvulas. Este problema continuará, y el riesgo de causar interrupciones adicionales es alto, con una gravedad alta ya que la tubería no se puede aislar y la planta requerirá una interrupción para repararla.

Bombas de extracción de condensado

La especificación del EPC contiene descripciones y requisitos generales para el sistema de condensado que son adecuados para un enfoque de contratación del EPC. La revisión de S&L concluye que se han cumplido los requisitos de diseño y que, aparte de un problema de vibraciones que se solucionó durante la puesta en marcha, las bombas funcionan adecuadamente (según los comentarios de la CDEEE). Sin embargo, el codo de la descarga de las bombas está situado más cerca de la bomba que la práctica de diseño generalmente aceptada. Esto no se considera un defecto perjudicial, pero puede causar vibraciones en la bomba y una mayor caída de presión.

Las bombas de condensado fueron suministradas por un proveedor reconocido, Flowserve. La CDEEE informó que las bombas presentaban una elevada vibración inicial, que el contratista de EPC resolvió instalando refuerzos externos en cada una de las cuatro bombas de acuerdo con las recomendaciones de Flowserve. El refuerzo de una de las bombas se modificó debido a las limitaciones de espacio.

AQCS

El sistema de control de la calidad del aire consta de un lecho fluido circulante (CFB) de desulfuración de gases de combustión en seco para el control del SO₂ y de un filtro textil de chorro pulsante (PJFF) para el control de las partículas. Los requisitos de las especificaciones del CFB/PJFF son adecuados para un contrato EPC, con la excepción de que no se incluyeron requisitos detallados para el diseño o la redundancia de los hidratadores. Se seleccionaron proveedores reconocidos para los componentes clave del AQCS: Hamon-Enviroserv para el CFB y el PJFF, y Cimprogetti para los hidratadores de cal.

La CDEEE ha descrito cuatro problemas principales con el AQCS, que se resumen a continuación. Hasta que no se reciban los informes de incidentes y los datos de operación, S&L no puede determinar si alguno se debe a defectos de diseño.

- Cada sistema AQCS tiene dos hidratadores de cal, y ambos hidratadores son necesarios cuando se queman carbones con un contenido de azufre superior al 2.4%. No hay redundancia de hidratadores con un carbón de diseño (3.7% de azufre). Con el azufre de diseño en el carbón, la capacidad operativa del hidratador debe ser de 18 TPH, pero actualmente cada hidratador está limitado a 7 – 9 TPH.
- La Unidad 1 ya no puede funcionar a plena carga porque la carga de partículas en la chimenea superaría la limitación permitida. Según las conversaciones mantenidas con la CDEEE, este problema se debe probablemente a un incidente ocurrido durante la puesta en marcha.
- Hay problemas con el control del flujo y la caída de material en los absorbedores CFB.
- La caída de material se acumula en el codo de gases de combustión situado bajo el CFB, los tapones interfieren en la retirada del producto del conducto de descarga del codo y las rejillas protectoras de las boquillas de aireación del codo tienen un alto índice de erosión. La CDEEE

también describe que el material descargado tiene un porcentaje demasiado alto de finos en lugar de partículas más grandes.

Sistema de protección contra incendios

Los requisitos de protección contra incendios son muy generales en las especificaciones. Durante la revisión de la planta se observaron problemas de confiabilidad operacional y de instalación, que se revisarán más adelante. Los problemas con los sistemas que no están operando se consideran un problema de seguridad importante, y la planta tiene conocimiento de ello y está trabajando para corregirlos.

Una cuestión importante de la redundancia del sistema en la NFPA 850 es que no se debe diseñar ningún punto único de fallo mecánico en el sistema de suministro de agua. Se observó una descarga de la caseta de bombeo. No se observaron sistemas de agua de reserva o suministros alternativos durante la visita a la planta, pero se revisarán más adelante. Además, no se observó la supervisión o las cerraduras de algunas válvulas importantes.

Rendimiento de la Planta

La revisión de los informes de las pruebas muestra que el Contratista ha demostrado el cumplimiento de los valores de garantía de producción neta, heat rate, carga mínima, emisiones y consumo de cal de la Unidad 1. La Unidad 2 nunca fue sometida a pruebas oficiales y sólo se dispone de datos de "pre-prueba". Estos datos de pre-prueba en general muestran el cumplimiento de las garantías de producción neta, heat rate, emisiones y consumo de cal. Las emisiones de partículas de polvo en la chimenea no se han probado pero los datos de CEMS/DCS se utilizan para demostrar el cumplimiento. En la tabla siguiente se muestran los valores de las pruebas de cada unidad.

Tabla ES-1-2 — Rendimiento de la Planta

Parameter	Units	Unit 1 Official Performance Test Results	Unit 2 "Pre-test" Performance Test Results	Result
Unit Net Power Output (NPO)	kW	345,586	347,677	Pass
Unit Net Heat Rate at NPO based on fuel High Heating Value	kJ/kWh	9,473	9,610	Pass
Dust Particulate Stack Emissions	mg/Nm3 @ 6% O2	5.98	Not Tested	Pass
NOx (Measured as NO2) Stack Emissions	mg/Nm3 @ 6% O2	261.2	274.6	Pass
SO2 (SO2 and SO3 as SO2) Stack Emissions	mg/Nm3 @ 6% O2	368.9	395.6	Pass

Parameter	Units	Unit 1 Official Performance Test Results	Unit 2 "Pre-test" Performance Test Results	Result
Facility Burnt (Quick) lime consumption	kg/h	5,245	8,929 (Uncorrected)	Pass
Boiler Efficiency	%	89.85	89.79	Pass

Aunque los valores anteriores indican en general resultados satisfactorios, como se ha señalado, las pruebas de la Unidad 2 se basa en el análisis de datos previos a la prueba. Las pruebas de la Unidad 2 nunca se realizaron oficialmente debido a la pandemia de COVID19 que interrumpió el programa de pruebas.. Tampoco se realizaron mediciones para los niveles de ruido de la Unidad 1 (o Sargent & Lundy no recibió el registro de esta prueba) y no se realizaron pruebas para la capacidad de carga mínima y el ruido de la Unidad 2 (o Sargent & Lundy no recibió el registro de esta prueba)

1. INTRODUCCIÓN

1.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO PUNTA CATALINA

Sargent & Lundy, LLC (“S&L”) fue contratado por la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas del Estado (CDEEE) para realizar una auditoría técnica de la Central Termoeléctrica Punta Catalina (“CTPC”). Punta Catalina es una central termoeléctrica de carbón con capacidad nominal de 675 MW netos, compuesta por dos unidades de generación eléctrica, ubicada en la región de Valdesia de la provincia de Peravia en el sector suroeste de la República Dominicana. Punta Catalina es la instalación de generación de energía más grande del país, y fue adjudicada en respuesta a la solicitud de propuestas de la CDEEE: REFERENCIA DE LICITACIÓN PÚBLICA INTERNACIONAL NÚM. CDEEE-CCC-LPI-2021-0002, con fecha de 10 de junio de 2021

El alcance de esta auditoría técnica se alinea con la propuesta presentada por S&L a la solicitud de los servicios de consultoría que incluyen lo siguiente:

1. Recolectar y obtener información mediante la realización de entrevistas, revisión de documentos técnicos, informes de avance, pruebas e inspecciones, planos de instalación de equipos, cronogramas, catálogos de equipos, entre otros.
2. Llevar a cabo reuniones y entrevistas con personal técnico de Punta Catalina directamente involucrado en actividades claves de diseño, construcción, puesta en marcha, operaciones y mantenimiento, con el propósito de obtener información adicional para complementar la realización de esta auditoría.
3. Revisar y llevar a cabo observaciones en el sitio de equipos instalados y/o repuestos suministrados por el Consorcio Punta Catalina de acuerdo con el contrato EPC N°. 101/14 de la Central Térmica Punta Catalina. Se deberá evaluar si todos los equipos y/o repuestos suministrados están en acuerdo a lo indicado en las especificaciones técnicas del contrato N.º 101/14 (Entregable No. 1, este informe).
4. Revisar y evaluar el proceso de instalación y/o montaje de los equipos y/o repuestos suministrados por el Consorcio para la Central Térmica Punta Catalina de acuerdo con el contrato EPC N.º 101/14 (Entregable No. 2).
5. Revisar y evaluar las obras civiles, desde la preparación del terraplén para los cimientos hasta las obras civiles finales de la Central Termoeléctrica Punta Catalina de acuerdo al Contrato EPC N.º 101/14 (Entregable No. 2).

6. Revisar y evaluar que los equipos y/o repuestos suministrados fueron instalados y/o montados en acuerdo a las especificaciones técnicas, planos, manuales de los proveedores y/o del contrato N.º 101/14. (Entregable No. 2).
7. Revisar y evaluar que el proceso de pruebas tales como de eficiencia, pruebas de rendimiento, confiabilidad, las pruebas de verificaciones de restricciones operacionales de las unidades No. 1 y 2, pruebas de regulación de frecuencia, rechazo de cargas, y cualquier otra prueba indicada en los documentos técnicos y/o contrato de la Central Punta Catalina esté en cumplimiento con el contrato EPC N.º 101/14. (Entregable No. 3).
8. Revisar y evaluar la Aceptación Final (FAT) de la Central de Punta Catalina, y que esté en cumplimiento con el contrato EPC N.º 101/14 y sus adendas respectivas. (Entregable No. 5).

1.2. OBJETIVO DEL INFORME

Este informe, Entregable No. 1, es el primero de los cuatro entregables que conformarán la auditoría técnica como tal, y como se describió anteriormente tiene como objetivo determinar que todos los equipos principales y/o materiales suministrados por el Contratista EPC para el diseño, suministro, construcción, pruebas y puesta en marcha, cumplen con el Contrato EPC N° 101/14 y con los códigos y estándares de diseño referenciados y con el cumplimiento de buenas prácticas de ingeniería para centrales termoeléctricas de carbón.

Las limitaciones de tiempo impiden la revisión de cada componente de los cientos que forman parte de los sistemas en la CTPC. Nuestra revisión se ha enfocado en los principales sistemas que afectan la seguridad, el rendimiento, la eficiencia, la confiabilidad y los costos operativos. Además, hemos revisado los sistemas y componentes señalados por las operaciones de la planta como problemáticos, pero no hemos centrado nuestra atención exclusivamente en estos temas.

Los informes posteriores revisarán los elementos del cumplimiento del contrato EPC con respecto a la construcción y el proceso de puesta en servicio y entrega a operaciones.

1.3. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CTPC

La Central Termoeléctrica Punta Catalina está compuesta por dos unidades de generación eléctrica de 337 kW netos cada una, para un total de 675 MW netos. Cada unidad está configurada con su propia caldera de carbón pulverizado, un sistema de control de emisiones, un generador acoplado a una turbina de vapor, sistemas de control y monitoreo de procesos, y todo el equipo auxiliar de planta requerido para el funcionamiento de estas unidades de generación.

Los equipos, sistemas y edificaciones asociados con el proyecto incluyen, pero no están limitados, a los siguientes:

- Dos (2) calderas de carbón pulverizado;
- Dos (2) conjuntos de turbinas de vapor con sus respectivos generadores eléctricos;
- Sistema de Control de la Calidad del Aire (AQCS), de emisiones de combustión, con sus compartimientos de filtros, calentadores de aire, desulfuradores de gases, ventiladores, compuertas, juntas, entre otros;
- Una (1) subestación eléctrica de 345 KV, con dos circuitos de entrada y dos de salida;
- Una (1) subestación eléctrica de 138 KV, para la construcción, prueba y arranque de la central;
- Un (1) muelle para descargar el carbón y combustible líquido;
- Equipos y Sistemas Auxiliares como:
 - Sistemas de combustible para los arranques y paradas de las unidades
 - Sistema de almacenamiento de carbón
 - Cintas transportadoras de carbón a los silos de la caldera
 - Equipos de manejo de cenizas de fondo de las calderas y cenizas volantes
 - Patio de almacenamiento de cenizas
 - Planta desalinizadora para la producción de agua
 - Sistema de toma y descarga de agua de mar
 - Sistema de inyección de químicos
 - Sistema de aire comprimido
 - Sistema de agua de enfriamiento
 - Tratamiento de efluentes
 - Sistema de agua contra incendios
 - Equipos de balance de planta (agua de condensado y alimentación a caldera)
 - Casetas de vigilancia
 - Edificios de oficinas, sala de control y talleres
 - Almacenes
 - Taller de mantenimiento de vehículos
 - Planta de tratamiento de agua
 - Planta de tratamiento de aguas residuales
 - Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones (siglas CEMS en inglés)
 - Chimenea

Figura 1-1 — Vista de la Central Punta Catalina



Fuente: <https://puncacatalina.cdeee.gob.do/>

La firma de ingeniería seleccionada por la CDEEE para dar asesoría técnica en la ejecución del proyecto Punta Catalina fue Stanley Consultants, una empresa de ingeniería y consultoría con sede en los Estados Unidos que sirve a la industria de energía a nivel mundial. Stanley Consultants realizó el diseño preliminar y la disposición inicial de la planta y proporcionó especificaciones técnicas detalladas para el equipo y las estructuras de la planta que formaron la base para el Contrato EPC.

El contrato para diseñar, adquisición de equipos y materiales, construir y poner en marcha el CTPC (Contrato EPC N° 101/14) fue adjudicado en 2014 a un consorcio integrado por Odebrecht, Technimont y Estrella, colectivamente el Contratista EPC. La unidad 1 entró en funcionamiento en diciembre de 2019 y la unidad 2 entró en funcionamiento en abril de 2020. La unidad 1 completó con éxito la prueba de rendimiento de la garantía contractual en septiembre de 2019. Debido a la pandemia de Covid 19, solo fue posible realizar una prueba preliminar de desempeño en la Unidad 2. Sin embargo, la CDEEE acordó aceptar los resultados de esta prueba preliminar como demostración del cumplimiento de las garantías de desempeño según el contrato EPC. A la fecha del presente informe aún no se ha emitido la aceptación definitiva del CTPC por parte de la CDEEE.

1.4. DESCRIPCIÓN GENERAL DE SARGENT & LUNDY

Sargent & Lundy (S&L) ha venido ofreciendo servicios a la industria de energía eléctrica a nivel mundial desde su fundación en 1891. Durante este tiempo, hemos brindado servicios de ingeniería, diseño y consultoría para numerosas plantas de energía de todo tipo en más de 90 países. Hemos trabajado y tenemos una amplia experiencia con todas las tecnologías de generación como centrales nucleares, de carbón, gas natural en ciclo combinado o ciclo simple, geotérmica, solar fotovoltaica (PV), solar térmica, eólica, hidroeléctrica, conversión de residuos en energía y biomasa. Hemos realizado el diseño detallado completo de la plantas como también hemos llevado cabo numerosos estudios de selección de sitios, evaluaciones de recursos y tecnología, gestión de adquisiciones, estimados de costos, y la construcción exitosa de centrales generatrices en operación.

S&L sirve a los mercados de energía en todo el mundo a través de nuestra sede en Chicago, Illinois, y numerosas oficinas satélites en varios lugares de los Estados Unidos y Puerto Rico, así como a través de oficinas internacionales y de empresas conjuntas en Canadá, India, Arabia Saudita y los Emiratos Árabes Unidos.

S&L tiene una amplia experiencia en auditorías técnicas de contratos EPC y en evaluaciones de condiciones para instalaciones de generación de energía utilizando carbón como combustible primario. De hecho, fuimos pioneros en evaluaciones de condición para la industria de energía, liderando el desarrollo de las pautas de evaluación de condición del Instituto de Investigación de Energía Eléctrica (EPRI) para plantas de energía y subestaciones. Desde nuestra participación en el desarrollo de estas pautas, hemos completado auditorías técnicas y asignaciones de evaluación de condiciones para más de 200 instalaciones. Revisamos los datos de las instalaciones, entrevistamos al personal de la planta, realizamos visitas al sitio y aplicamos un amplio conocimiento de confiabilidad de la industria y del equipo para brindar recomendaciones sobre mantenimiento, reparación y renovación o reemplazo. También proporcionamos planes de prueba e inspección a largo plazo para una supervisión y planificación continuas.

La experiencia de S&L en esta área se ha desarrollado a lo largo de muchos años de proyectos de mejora y acondicionamiento de plantas para centrales eléctricas de carbón. Nuestro soporte para las centrales eléctricas existentes incluye servicios integrales que mantienen las unidades rentables. A través de estos proyectos, hemos adquirido la experiencia y la capacidad para proporcionar soluciones rentables y con capacidad de respuesta para la gestión de activos de plantas de carbón. Nuestro personal a menudo sirve como extensiones del propio personal de ingeniería de nuestros clientes y también nos hemos mantenido involucrados activamente con muchas de estas unidades durante toda su vida útil.

2. AUDITORÍA TÉCNICA

2.1. METODOLOGÍA

Basado en su amplia experiencia S&L ha desarrollado una guía comprensiva para realizar auditorías técnicas y evaluaciones de condiciones de alto nivel. En general, estos tipos de proyectos constan de los pasos que se resumen en la Tabla 2-1.

Tabla 2-1 — Fases del proyecto para auditorías técnicas

#	Fase	Metas
1.	Planificación conceptual de auditorías técnicas y evaluaciones de condiciones de alto nivel	La comprensión del propósito y en general proceso de asesoría de condición de alto nivel
2.	Planificación detallada y requisitos previos para realizar una auditoría técnica y una evaluación del estado de alto nivel	Asignaciones del equipo de proyecto Plan de trabajo del proyecto específico para el sitio Lista de datos y documentos específicos del sitio Lista de componentes críticos de las principales estructuras, sistemas y componentes que se evaluarán
3.	Preparación para las entrevistas y visitas del sitio	Revisión de las especificaciones del contrato EPC Revisión de informes de inspección y pruebas Revisión de registros de mantenimiento Datos y análisis de disparos forzados (EFOR) Resumen de los principales problemas operacionales y tendencias Estrategias y preguntas de la entrevista Asignaciones y formularios de visitas al sitio
4.	Visitas y entrevistas con personal clave al sitio del proyecto	Formularios de entrevista completados Formularios de observaciones completados
5.	Evaluación de los datos de evaluación	Formularios de evaluación completados, lista preliminar de resultados
6.	Informe de auditoría técnica y evaluación del estado de alto nivel	Informe final con resultados y análisis

2.1.1. Recopilación de información y revisión de la documentación

S&L revisó la información técnica sobre la Central Punta Catalina, incluidas (entre otras) las especificaciones de EPC para la elaboración del diseño, las construcciones, la información de diseño conforme a obra, los datos de rendimiento, la historia de operación, mantenimiento y las fallas.

Como parte estándar de nuestro enfoque de revisión al realizar auditorías técnicas independientes y revisiones de ingeniería, S&L se esfuerza en garantizar que nuestros comentarios se basen en hechos.

Pero si identificamos un tema relevante y que nos preocupa, damos una opinión técnica independiente que incluyen recomendaciones de cómo abordar el problema. Sin embargo, el enfoque principal estará en la determinación de las no-conformidades identificadas y documentadas de la instalación construida y cualquier deficiencia en el desempeño de la planta.

Nuestra revisión se ha enfocado en sistemas comunes específicos de la unidad o de la planta que se consideran críticos para su operación y/o la confiabilidad. Específicamente:

- Un sistema o componente que, al perder su función, pueda provocar un disparo forzado o reducir la capacidad de la unidad.
- Un sistema o componente necesario para un arranque de la unidad.
- Un componente que cumple una función de emergencia o seguridad como, por ejemplo, protección contra incendios.
- Un componente necesario para cumplir con los requisitos regulatorios.
- Un componente que, al perder su función, tendrá un alto impacto económico.

La siguiente es una lista genérica de categorías principales para que las unidades de generación de carbón consideren al identificar y categorizar las Listas de Componentes Críticos:

- Caldera
- Turbina
- Generador
- Sistema de agua de refrigeración
- Tratamiento de agua
- Sistema de agua de alimentación y condensado
- Distribución eléctrica
- Instrumentación y controles
- Entrega y manejo de combustible
- Manejo de cenizas
- Sistema de control de emisiones y calidad del aire (AQCS)
- Descarga y almacenamiento de desechos
- Edificios y estructuras
- Sistemas de protección de equipos y personal (es decir, protección contra incendios)

Parte de esta revisión de documentación e información será interactuar directamente con los ingenieros, operadores y personal de mantenimiento de la CTPC para comprender cómo está funcionando el equipo,

retroalimentación y preocupaciones importantes de mantenimiento y cualquier otro problema que haya impedido que la instalación alcance las expectativas operacionales de rendimiento y confiabilidad.

2.2. DOCUMENTOS REVISADOS

Sargent & Lundy accedió a una gran cantidad de documentos del proyecto que define las características técnicas de la Central Punta Catalina. Hicimos referencia a las secciones técnicas de los documentos finales del contrato EPC (Contrato de EPC No. 101/14). Estas secciones incluyen las especificaciones técnicas desarrolladas por Stanley Consultants Ingeniero del Propietario, la propuesta negociada, revisada y final del Contratista EPC, las tablas de datos técnicos, las aclaraciones técnicas aprobadas y las hojas de datos técnicos de los proveedores de los equipos principales como la caldera, turbina de vapor y generador, sistema de control de emisiones (AQCS siglas en inglés). Asumimos que la información contenida en las tablas de datos acordados con el contratista EPC y sus principales sub proveedores constituyen parte de sus obligaciones contractuales para la ejecución de la Central Punta Catalina. También asumimos que en el caso de cualquier conflicto entre las especificaciones técnicas y los documentos negociados, revisados y acordados con el contratistas EPC, las especificaciones técnicas tienen prioridad. Sin embargo, no hemos realizado una evaluación detallada para determinar si existe algún conflicto entre estos documentos, y hemos asumido que todo los comentarios y aclaraciones técnicas han sido resueltas para la satisfacción de las partes contratantes.

La CDEEE también proporcionó a Sargent & Lundy acceso a los planos y datos archivados de la planta. Hemos asumido que toda esta documentación archivada representa la condición actual de la planta según construida (*as-built*). Este tipo de información incluye:

- Criterios de diseño; civil, estructural, mecánico, eléctrico
- Descripciones del sistema
- Planos de tuberías e instrumentación (*Piping and Instrumentation Diagrams*, P&IDs)
- Planos unifilares eléctricos
- Arreglo general de la planta
- Arreglo general de los equipos
- Cimientos
- Planos de subsuelo o compuestos subterráneos
- Listas de ingeniería: listas de válvulas, listas de tubería, listas de instrumentación, listas de motores
- Planos de proveedores y manuales de operación para todos los sistemas
- Planos de Ingeniería: civil, estructural, mecánico, eléctrico, instrumentación y control
- Lógica de Control

- Modelo tridimensional (3D)
- Documentación de Control de Calidad
- Informes mensuales del contratista EPC, desde la movilización al sitio de la obra en 2014 hasta abril de 2020

Además de la documentación generada por el Contratista EPC, Sargent & Lundy también tuvo acceso a la siguiente información preparada por la CDEEE y los grupos de operación y mantenimiento de CTPC:

- Datos de la composición del carbón de cada entrega
- Resúmenes del rendimiento operacional desde el 2020 hasta el 2021
 - Generación bruta y neta
 - Rendimiento calorífico (*heat rate*)
 - Estadísticas de disponibilidad y salidas forzadas
 - Emisiones
- Reclamaciones de garantía (Informe de Fallas de las Unidades 1 y 2 de CTPC)
- Informes de Inspección (válvulas críticas, inspecciones de filtros de AQSC)
- Listas de Cotejo

Sargent & Lundy no tuvo acceso a ningún registro de órdenes de cambio, por lo tanto, si se observan cambios entre el contrato EPC y la configuración final de la planta, estos cambios pueden haber sido o no aprobados por el Propietario o el Ingeniero del Propietario (Owner's Engineer) con rendimiento e impacto comercial documentado. Sin embargo, hemos recibido un informe final preparado por Stanley Consultants, el Owner's Engineer del proyecto. Ese informe resume un esfuerzo de Value Engineering que se realizó poco después del inicio del contrato para identificar los requisitos de la especificación EPC que podrían eliminarse para reducir los costos sin comprometer la calidad del proyecto. La siguiente es una lista de los cambios aprobados por la CDEEE al Contrato EPC:

- Se instalará un sistema de cenizas de fondo seco en lugar de un sistema de cenizas de fondo húmedo
- Permitir que las normas IEC rijan el diseño de las subestaciones de alta tensión (no se deben usar para otros equipos eléctricos de la planta)
- Eliminar el transportador de carbón redundante desde el muelle de descarga hasta el edificio de almacenamiento de carbón.
- Compresores de aire: dos compresores de aire de 100 por ciento de capacidad por unidad está de acuerdo con los requisitos de las Especificaciones Técnicas para N + 1 por unidad.
- Los sistemas de pulido de condensados serán compartidos entre las Unidades 1 y 2.
- Cambio a un sistema manual de remoción de pirita para el sistema pulverizador

- Cambio a estructura de toma de agua monorraíles y grúas: para la extracción de bombas y motores de agua de circulación se adecua una grúa móvil, y se dispondrá de sistemas de monorraíl y elevador para levantar las rejas y escotillas.
- Reducir el número y tamaño de algunos de los edificios auxiliares
- Proporcionar solo un calentador de aire regenerativo por unidad en lugar de dos, como se solicita en el contrato EPC
- Permitir velocidades de ventilador más altas que las especificadas para reducir el tamaño del ventilador
- Permita una velocidad de gas superior a la especificada para reducir el tamaño de los conductos de aire de combustión y gas de combustión.

Además, aún no hemos tenido acceso al historial de datos del DCS para determinar las características de operación de varios sistemas de la planta. Algunas observaciones de este informe pueden cambiar una vez se proporcione y revise esta información.

2.3. VISITAS AL SITIO Y ENTREVISTAS

Para apoyar el trabajo asociado con el Entregable No. 1, se realizaron visitas al sitio del 9 al 19 de noviembre de 2021. Estas visitas se centraron en orientar a nuestros ingenieros en el emplazamiento del CTPC mediante recorridos acompañados por muchos de los principales sistemas mecánicos, eléctricos y de instrumentación y control (I&C), entre ellos:

- Vista general de la planta, incluidas las interconexiones (descarga y almacenamiento de combustible, suministro y almacenamiento de cal, suministro y descarga de agua de refrigeración, tratamiento de aguas, descarga de aguas residuales, descarga de cenizas y subproductos, interconexiones eléctricas)
- Caldera (Unidad 1 y 2)
- Sala de control y DCS
- Pulverizadores
- Turbina de vapor y auxiliares
- Generadores eléctricos
- GSUs
- Transformadores auxiliares
- Manejo de carbón, cenizas y subproductos AQCS
- Sistema de agua de circulación
- Equipo de cribado de entrada
- Válvula de descarga de la bomba de agua de circulación

- Tuberías de agua de circulación
- Sistema de condensado
- Sistema de transporte de carbón (transportador de tuberías)
- Estructura del muelle
- Sistema de alimentación de carbón de la caldera (alimentadores, pulverizadores, ventiladores PA, quemadores, OFA)
- Sistema de tratamiento de agua
- Filtros de tela AQCS
- Hidratadores de cal
- Protección contra incendios
- Sistemas de agua de alimentación, bombas y calentadores
- Ventiladores FD e ID
- Instrumentación principal

Durante las visitas a las instalaciones, todos los equipos, a excepción de uno de los alimentadores de la Unidad 2 y el pulverizador asociado, estaban en funcionamiento. No hubo oportunidad de realizar ninguna inspección interna de ninguno de los equipos.

Durante la visita a las instalaciones, los ingenieros de Sargent & Lundy se reunieron con el personal de operación y mantenimiento, los ingenieros de la planta y el personal de producción para consultar sus observaciones pertinentes en relación con el rendimiento y la confiabilidad de los principales sistemas de la planta, que han informado y centrado nuestra auditoría técnica.

Con el fin de completar los resultados posteriores de esta auditoría técnica, se requerirán visitas adicionales al campo en las próximas semanas.

3. EVALUACIONES

3.1. ALCANCE DE LAS EVALUACIONES

Se asignaron profesionales especializados y expertos en la materia para revisar varios equipos y subsistemas claves para la operación de la planta, como se indica en la Tabla 2-1. Esto incluye una revisión de las secciones relevantes del contrato EPC para ese equipo o subsistema que definen los requisitos técnicos de la CDEEE. A continuación, se revisó la documentación del proyecto según construido (*As-Built*) para confirmar que los equipos se ajustan a las especificaciones técnicas contractuales mencionadas. En el caso que las especificaciones del contrato no estuviesen claras o lo suficientemente detalladas, Sargent & Lundy lo ha señalado en sus observaciones. También si la documentación del proyecto muestra que el equipo no se ajusta a las especificaciones técnicas o si apunta a diseños que no son coherentes con las mejores prácticas de diseño para centrales térmicas de carbón, esto también se señala en nuestras observaciones. Este proceso es similar a la revisión de los planos de proveedores durante las fases de ejecución del proyecto, aunque en este caso esta revisión se realizará en la fase de construcción de la planta.

Durante esta fase de la revisión, esta auditoría utiliza principalmente los documentos del proyecto para determinar si el diseño del equipo y los materiales de construcción cumplen con las especificaciones técnicas del contrato. Es importante entender que este enfoque no determina si algún equipo ha sido fabricado con defectos o si el equipo ha sido dañado durante alguna de las fases de construcción. Además, no hemos revisado si se ha seguido alguno de los procedimientos de operación y mantenimiento (O&M) requeridos por el fabricante que también pueden afectar el rendimiento o la confiabilidad desde la puesta en servicio del equipo. Este enfoque no puede confirmar si un componente o sistema se ha suministrado completamente de acuerdo con los planos y declaraciones de los propios fabricantes. Esto sólo puede determinarse durante la ejecución del proyecto mediante procedimientos de garantía y control de calidad (QAQC) apoyados por programas de inspección y pruebas independientes. Sin embargo, cuando se dispone de ellos, hemos revisado los datos de funcionamiento y los informes de inspección para complementar el proceso de revisión. En algunos casos, se necesitarán datos de funcionamiento más detallados para validar si un componente o sistema está dimensionado y diseñado de acuerdo con las especificaciones y los planos.

3.2. IMPACTO DEL CARBÓN EN EL DISEÑO DE LA CALDERA

3.2.1. Resumen

La evaluación aquí realizada del rendimiento esperado del análisis del carbón y cenizas indica una especificación y diseño de un carbón muy bueno con un bajo potencial de escorificación y ensuciamiento

y un bajo potencial de erosión y corrosión en las superficies de la caldera. Esto se confirmó además examinando el análisis del carbón y cenizas actual de los envíos de carbón a la planta por los pasados 3 años, lo que coincide muy estrechamente con los valores contractuales esperados para el diseño de la caldera. Todos los análisis estuvieron dentro de los valores contractuales. Todo esto indica que los equipos suministrados, según diseñados y suministrados, no justifican márgenes excesivos ni un diseño muy conservador de la caldera y los equipos auxiliares en un área particular. Las calderas diseñadas con estas especificaciones de carbón deberían ser capaces de tener una disponibilidad alta y un bajo nivel de interrupciones forzadas asociadas a la caldera, si se siguen las inspecciones de la caldera y los procesos de operación y mantenimiento adecuados. Sin embargo, se debe tener en cuenta que, si se considera cualquier cambio futuro en el carbón o en las especificaciones de compra del carbón, primero hay que estudiarlo detenidamente, ya que el margen de diseño de la caldera y de los equipos auxiliares no existe para cualquier carbón que esté fuera de los rangos especificados contractualmente.

Dado que tanto la planta como la caldera han sido diseñados para especificaciones muy buenas de carbón y cenizas, cualquier fuente futura de carbón que tenga especificaciones distintas debe ser evaluada minuciosamente antes de realizar cualquier compromiso de compra. Existen posibles márgenes en varias áreas (para las especificaciones del diseño de la caldera y el carbón) que pueden ser aceptables, y también existen límites que si se exceden demasiado pueden resultar en costos operacionales más altos e impacto en la disponibilidad. Usualmente, existe un margen disponible más reducido cuando el diseño está basado en carbón muy bueno. Las características principales que se deben evitar para el carbón y cenizas nuevos son aquellas que afecten considerablemente el potencial de escoriación y ensuciamiento en la caldera, y aquellos que tengan temperaturas de fusión de cenizas menores. La mezcla de carbón con diferentes tipos de carbón es también un posible acercamiento, pero envuelve evaluaciones más complejas. Para cualquier carbón nuevo que esté bajo consideración, algunas pruebas de laboratorio pueden ser beneficiosas. Además, podría ser necesario realizar un nuevo análisis del diseño de la caldera.

3.2.2. Carbón de Diseño y Análisis de Cenizas

Los datos para el análisis del carbón y cenizas fueron obtenidos del documento OEM de la caldera de B&W, "Performance and Guarantees and Conditions", Sección 1.3, del 4 de abril de 2014, según se muestra en la Tabla 3-1. Es comparativamente el mismo que el documento "Anexo L Technical Specifications", página 3095, *General Design Requirements Section 0-1 3000*, página 3, con fecha de 4 de julio de 2013 (excepto que el análisis de cenizas está omitido). Los análisis de B&W se reproducen abajo para referencia e indica los valores sobre las condiciones de Diseño para Rendimiento, Mínimo y Máximo.

Tabla 3-1 — Rangos para el Carbón de Diseño para CTPC



**Tecnimont for Punta Catalina, Dominican Republic
 2 x 360 MW PC-Fired Drum Boiler**

April 4, 2014

SECTION 1.3 – PERFORMANCE GUARANTEES AND CONDITIONS

The following table (Table 3) contains the specified typical fuels referenced in Table 1:

Table 3: Design Coals - Assumed Composition for Performance and Range Coals

Coal Analyses	Performance	Min	Max
As-Received Proximate Analysis (%)			
Moisture	10.00	8.30	15.50
Volatile Matter	26.74	25.00	37.50
Fixed Carbon	48.46		
Ash	14.80	5.50	16.00
HHV (Btu/lb)	10,500	10,400	12,500
As-Received Ultimate Analysis (%)			
Carbon	60.00	54.20	70.80
Hydrogen	3.71	3.50	5.30
Oxygen	8.05	7.90	9.40
Nitrogen	1.20	0.90	1.50
Sulfur	2.20	0.40	3.70
Moisture	10.00	8.30	15.50
Ash	14.80	5.50	16.00
Chlorine	0.04	0.01	0.05
TOTAL	100.00		
Maximum Top Size	50 mm x 0	50 mm x 0	50 mm x 0
HGI	45	42	57
Ash Fusion Temperatures (°F)			
Initial Deformation (ID) Temperature	>1890	-	-
Softening Temperature	>2095	-	-
Hemispherical Temperature	>2170	-	-
Fluid Temperature	>2280	-	-
Ash Analysis (% by wt)			
Silica – SiO ₂	50.92	-	-
Alumina – Al ₂ O ₃	19.66	-	-
Titania – TiO ₂	1.02	-	-
Ferric Oxide – Fe ₂ O ₃	16.67	-	-
Calcium Oxide – CaO	3.16	-	-
Magnesium Oxide – MgO	1.88	-	-
Sodium Oxide – Na ₂ O	2.04	-	-
Potassium Oxide – K ₂ O	2.13	-	-
Phosphorous Pentoxide – P ₂ O ₅	0.27	-	-
Sulfur Trioxide – SO ₃	2.25	-	-
Undetermined	0.00	-	-
TOTAL	100.00	-	-

3.2.3. Grado del Carbón

La identificación del grado del carbón es importante ya que clasifica las características básicas de edad del carbón, morfología, manejo y combustión. El Estándar ASTM D388-19A es utilizado para este análisis, dado que es el más estudiado y el más popular y se resume en la Tabla 3-2.

Esta especificación ASTM abarca la clasificación del carbón por grado, es decir, de acuerdo con el grado de metamorfismo, o alteración progresiva, en la serie natural que va del lignito a la antracita. Estos carbones están compuestos principalmente por vitrina. La clasificación está basada en las propiedades de gradación que dependen en el grado de metamorfismo. La clasificación también se debe hacer en función del carbón fijo y del valor calorífico bruto calculado sobre la base libre de materia mineral.

Tabla 3-2 — Clasificación ASTM del Carbón

Class	Group	Fixed Carbon % Dry, mineral free	Volatile Matter % Dry, mineral free	Heating Value MJ/kg Moist, mineral free
Anthracite	Meta Anthracite	>98	<2	–
	Anthracite	92–98	2–8	–
	Semi Anthracite	86–92	8–14	–
Bituminous	Low Volatile	78–86	14–22	–
	Medium Volatile	69–78	22–31	–
	High Volatile A	<69	>31	>32.6
	High Volatile B	–	–	30.2–32.6
	High Volatile C	–	–	26.7–30.2
Subbituminous	Subbituminous A	–	–	24.4–26.7

De acuerdo con la Tabla 3-2, y el diseño y rendimiento de la materia volátil (VM) del carbón en una base seca y libre de minerales (base dmmf) mayor de 31%, un carbón fijo (FC) menor que 60 (base dmmf), y el valor calorífico superior bruto (*higher heating value*, HHV) en el rango de 26 a 29 MJ/Kg (dmmf), el carbón está clasificado como uno de grado *Bituminous High Volatile C*. Este carbón es conocido por tener buenas características de combustión y es apropiado para usar en centrales eléctricas grandes.

3.2.4. Carbón de Diseño y Análisis de Cenizas Comparado con las Entregas Actuales a CTPC

Los análisis del carbón y cenizas de las entregas actuales a la planta desde diciembre de 2018 a noviembre de 2021 fueron comparados con los valores de diseño/rendimiento con sus límites máximos y mínimos y se resumen en la Tabla 3-3. El acuerdo fue muy bueno excepto por los últimos 3 o 4 meses cuando ocurrió una entrega de un carbón de menor azufre (*sulfur, S*). **El contenido inicial de cloro promedió aproximadamente el doble de la unidad límite del contrato en septiembre de 2021. La mayoría de los demás componentes clave de la entrega real no violan ni superan los valores de diseño y rendimiento y sus respectivos límites alto y bajo** En la Tabla 3-3 se comparan los elementos principales.

Tabla 3-3 — Carbón Entregado en CTPC Diciembre 2018 a Noviembre 2021

Element	Actual Delivery Range-%wt			Last 3-4 months	Design/Performance Range-%wt	
	High	Low	Average	Average	High	Low
Coal-%wt						
Ash-%wt.	14.8	7	8	8	16	5.5
Total H2O	13	7	8	13	15.5	8.3
HHV-Btu/lb	12800	11500	12500	11300	12500	10400
Sulfur	2.0	1.0	2.0	0.5	3.7	0.4
Chlorine	0.15	0.09	0.10	0.04	0.05	0.01
Hgl	61	59	59	57	57	42
Top Size-in.	2.5 - 3.0	1.0	1.9	2.0-3.0	2	2
Ash						
Ash Fusion-IDT-deg F	2400	2035	2100-2200	2230	>1890	>1890

3.2.5. Análisis Elemental de Ceniza

El análisis de cenizas se estudia por su impacto en la escorificación y ensuciamiento del horno, la corrosión y erosión, junto con las temperaturas de fusión de las cenizas.

3.2.5.1. Índice de Escorificación

Existen varios índices de escorificación de la caldera que han sido desarrollados a través de los años. Una fórmula confiable usa la Proporción de Base-a-Ácido (*Base-to-Acid Ratio*, B/A) para evaluar el potencial de escorificación. Un valor mayor de B/A indica una temperatura de fusión de cenizas menor. Un potencial alto a severo de escorificación está en el rango de B/A de 0.5 a 0.9. Un potencial de escorificación bajo está en el rango de B/A de 0.1 a 0.3-0.4. La fórmula usada para calcular el B/A es la siguiente:

$$B/A (\%wt) = \frac{(\%Fe_2O_3 + \%CaO + \%MgO + \%K_2O + \%Na_2O) \text{ Bases}}{(\%SiO_2 + \%Al_2O_3 + \%TiO_2) \text{ Acids}}$$

El B/A calculado de los valores de rendimiento dados en el documento de B&W es:

$$B/A = 25.88/71.6 = 0.36$$

De acuerdo con esto, y haciendo referencia a la temperatura de deformación inicial (*Initial Deformation Temperature*, IDT) de fusión de cenizas relativamente alta, mayor de 1890°F, el potencial de escorificación esperado en las zonas radiantes del horno es baja. Algunos impactos de beneficio para el diseño y asuntos de operación y mantenimiento (O&M) relacionados a un potencial bajo de escorificación son:

- No será necesario un horno muy grande para reducir la temperatura del gas de salida del horno que entra en las zonas de convección.
- Los parámetros de diseño para la superficie del horno y la liberación volumétrica de calor pueden aceptarse como moderados.
- La temperatura del gas de salida del horno puede controlarse mejor, de modo que las temperaturas del vapor SH y RH puedan cumplir con las especificaciones con una cantidad de pulverización controlable para maximizar el rendimiento calorífico (*heat rate*).
- Los sopladores de hollín de la pared del horno no tendrán que operarse constantemente, y por lo general, no se necesitarán deseskorredores (*de-slaggers*) de cañón de agua. Esto puede aumentar la vida útil restante de los tubos de la pared por la erosión del vapor y los efectos del enfriamiento del agua.
- En general, la superficie de calentamiento instalada en el horno puede ser más efectiva, ya que es menos probable que se desarrollen los efectos aislantes de los depósitos de escoria de las paredes gruesas.
- La disminución de las paradas de la caldera o la reducción de la potencia para limpieza mientras está conectada o desconectada aumentará la disponibilidad.

3.2.5.2. Índice de Ensuciamiento

Para el carbón bituminoso, una fórmula generalmente aceptada para el índice de ensuciamiento está basada en el impacto del sodio en los depósitos de ceniza. Esto luego está caracterizado por el Índice de Ensuciamiento (*Fouling Index*, FI):

$$FI = \%Na_2O \times B/A.$$

Menos de 1 es bajo ensuciamiento, hasta 2 es ensuciamiento mediano. Hasta 5 y 6 es ensuciamiento severo.

El valor calculado para FI es $2.04 \times 0.36 = 0.73$. Este valor es mucho menor que 1.0, así que el ensuciamiento esperado en el haz de los tubos de la superficie de convección es bajo. Esto permite una mayor velocidad del gas entre los tubos (para un menor impacto inercial de las cenizas) para una transferencia de calor más eficiente.

El valor absoluto del % de Na_2O (2.04% wt) y K_2O (2.13%) es también un factor debido a que el Na y el K son elementos básicos con bajas temperaturas de fusión que pueden volatilizarse y adherirse a la ceniza de las superficies de calentamiento para reducir su temperatura de fusión y causar que los depósitos sean "pegajosos". El valor de 2.0% para estos dos elementos es muy bajo, lo que también apoya la mayor temperatura de fusión de cenizas observada para un diseño de horno moderado. También se observa que los valores actuales de Na en las cenizas reportados para el carbón entregado son mucho menores que el calor de rendimiento de 2.04%. Los valores actuales se encuentran en el rango de 0.5 a 1.0%, lo que reduce aún más el potencial de ensuciamiento y escorificación esperado. A modo de comparación, los valores de Na altos y severos de otros carbones pueden oscilar entre 5 y 9% wt. Las ventajas del bajo ensuciamiento en el diseño y la operación y mantenimiento son:

- Las cenizas de carbón con un bajo potencial de ensuciamiento pueden contribuir a una disponibilidad mayor de la caldera, ya que la unidad no tiene que disminuir la carga o ser desconectada para su limpieza periódica.
- Además, el soplado de hollín en línea será menor y esto puede resultar en una menor erosión de la trayectoria de vapor de la tubería.
- Un bajo nivel de ensuciamiento también puede mantener una caída de presión más constante a través de los bancos de convección, lo que puede permitir una demanda más uniforme del ventilador ID y un menor consumo de energía que estén alineados con las curvas de rendimiento de diseño.

3.2.5.3. Índice de Erosión en el Lado de Gas

Existen varias fórmulas que se usan para predecir la erosión de las partes de presión de la caldera. En general, la erosión aumenta con los giros más cerrados del gas y es una función de 3ra potencia de la velocidad actual del gas (no de la velocidad media). Los componentes de la ceniza que contribuyen a la erosión son Si, Al, Ti y Fe. La forma de estas partículas de cenizas también puede ser un factor importante (i.e., formas dentadas y de aguja). Un buen diseño de caldera no solo tendrá una velocidad promedio de los gases a través de los bancos de menos de 35 a 45 t/sec, sino, lo más importante, medios internos para mantener este promedio y minimizar los picos de velocidad. Por lo tanto, los deflectores internos y el evitar los giros cerrados son primordiales. No se encontraron planos para ubicar y confirmar estas características.

El análisis de cenizas para esta caldera indica un potencial de erosión generalmente bajo, ya que los elementos señalados se encuentran todos en el rango mediano a bajo, sin ninguna preocupación particular para valores altos. El análisis SEM de las muestras de cenizas extraídas de la caldera podría confirmar la textura de la superficie de las partículas de cenizas, pero estos datos no estaban disponibles para hacer más comentarios.

El diseño y la estructura del horno de la caldera y el banco de convección es un diseño estándar y probado y no debería resultar en áreas de erosión que sean de gran preocupación. Sin embargo, los patrones de erosión tardan en desarrollarse, y esta planta no ha acumulado suficientes horas de operación para mostrar ningún patrón particular que sea objeto de preocupación. Si se desarrolla, existen muchos procedimientos de mantenimiento para reducir la erosión, tales como protectores de tuberías, deflectores de gas, y operación estratégica de los sopladores de hollín para limitar la erosión del lado de vapor.

3.2.5.4. Potencial de Corrosión

En el diseño de calderas, se considera la corrosión tanto a altas temperaturas (*high temperatures*, HT) como a bajas temperaturas (*low temperatures*, LT). La corrosión a altas temperaturas se ve afectada principalmente por un potencial de escorificación alto o severo. Con este caso, la corrosión es acelerada bajo los depósitos de escoria viscosa o fundida y ataca rápidamente la superficie desnuda de la tubería. Este carbón ha sido evaluado con un bajo potencial de escorificación y, por lo tanto, no se espera que la corrosión a altas temperaturas sea de especial preocupación luego de más horas de operación. El otro elemento de corrosión a altas temperaturas es el contenido de Cl. Usualmente, un valor de 0.2% wt o menos no es preocupante. La entrega actual de carbón hasta la fecha indica un rango en el contenido de Cl de 0.09 a 0.15% wt max, así que no hay objeto de preocupación en este momento.

La corrosión a bajas temperaturas es principalmente una función del contenido de S del carbón y de las temperaturas de la parte posterior de la caldera, o de gas más frío, relativo al punto de rocío ácido. El

contenido de S de diseño para esta caldera es 2.2 con un valor máximo de 3.7%. Un análisis del contenido actual de S en las entregas de carbón desde el comienzo de operaciones muestra un contenido máximo de S muy consistente de 2.2%, con algunas entregas de carbón tan bajas como 1.5%. Estos contenidos de S no suelen ser motivo de preocupación, siempre que las temperaturas del gas de retorno y los dispositivos de protección suministrados mantengan las temperaturas mínimas recomendadas del metal de retorno (MRACET), especialmente con cargas bajas (como el calentador de aire del serpentín de vapor suministrado).

Además, puede producirse corrosión debido a que las emisiones de HCl que salen del calentador de aire se enfrían por debajo del punto de rocío del ácido clorhídrico. Sin embargo, dado que este punto de rocío debe estar por debajo de las temperaturas normales de salida del depurador incluso en el límite de cloro de 0,05 % especificado para el carbón de diseño, no se espera que esto sea un problema.

Las cestas y canastas del extremo frío del calentador de aire regenerativo son un área posible de corrosión. Para este diseño, el extremo frío está esmaltado y esto puede ofrecer una mejor protección contra la corrosión que el acero de carbón. Véase la sección sobre el diseño del calentador de aire para la discusión y la adecuación de las temperaturas metálicas del extremo frío en el rango de carga y la adecuación del refuerzo de la temperatura del aire desde el calentador de aire de la bobina de vapor instalado para la ruta secundaria de AH. Otra área de posible corrosión se encuentra en los conductos de humo y compuertas de la parte trasera. Estas superficies funcionarán más frías que la temperatura media del gas interno, especialmente si hay fugas en la carcasa y falta de asilamiento externo. Estas zonas deberán inspeccionarse en cada parada para controlar la corrosión y las áreas de interés, como las juntas de expansión y las compuertas, donde pueden producirse fugas.

Otra área de posible corrosión es la de las chimeneas y las compuertas. Estas superficies funcionarán más frías que la temperatura promedio del gas interno, especialmente si hay fugas en la carcasa y falta de aislamiento externo. Estas áreas deberán inspeccionarse en cada salida de la planta para monitorear cualquier corrosión o áreas de interés, tal como las juntas de expansión y las compuertas, donde pueden producirse fugas.

3.3. RENDIMIENTO DE LA PLANTA

Las garantías de rendimiento de la planta y los requisitos de prueba requeridos se proporcionan en la Especificación de la CDEEE Parte 1 de 2 / Sección 00 43 23 Tabla 1 y Sección 01 45 16. La Especificación de la CDEEE requiere que el Contratista proporcione garantías para:

- Rendimiento neto de la planta
- *Heat Rate* neto de la planta

- Rendimiento neto de la planta con carga mínima
- Consumo de cal
- Emisiones (NOx, SO₂, PM)

La sección 01 45 16 de la especificación de la CDEEE define los requisitos de las pruebas, las condiciones de referencia del emplazamiento y las correcciones aplicables. Basándose en esta Sección de la especificación, se exigieron las siguientes pruebas y duraciones de las mismas:

- Se realizarán un mínimo de tres pruebas de 4 horas de duración lo más cerca posible de la producción eléctrica neta garantizada para las pruebas de producción eléctrica neta, tasa de calor neta y consumo de cal
- Un mínimo de una prueba de 4 horas se realizará lo más cerca posible de la carga mínima para la prueba de carga mínima
- Se realizará un mínimo de tres pruebas de 1 hora de duración lo más cerca posible de la potencia eléctrica neta garantizada para las pruebas de emisiones.

3.3.1. Requisitos del contrato EPC

Las garantías de rendimiento de la planta y los requisitos de prueba establecidos en el contrato EPC coinciden en general con los requisitos de la especificación de la CDEEE. Las garantías proporcionadas en el contrato son para toda la central (en términos de unidad), por lo que no se han comunicado los resultados de las pruebas de rendimiento de los equipos individuales (por ejemplo, turbina de vapor, bombas, etc.).

El Contrato EPC discute las garantías de rendimiento de la planta y las pruebas requeridas en varias secciones. La siguiente tabla resume las secciones pertinentes del contrato EPC relacionadas con las garantías de rendimiento y los requisitos de las pruebas.

Tabla 3-4 — Resumen de las Secciones de Garantía del Contrato EPC

Sección del Contrato EPC	Contenido
Tablas de Datos del Contratista, Tabla 1 (Contrato EPC, Página 1533)	Proporciona garantías de rendimiento de la planta sobre la base de una unidad individual para la producción a plena carga, el <i>heat rate</i> a plena carga, la producción a carga mínima, el consumo de cal y las emisiones. Refiere al documento WZ-3645-CP-102 para una mayor definición de las garantías de rendimiento.
Documento WZ-3645-CP-102 (Contrato EPC, Páginas 1610 a 1627)	Proporciona garantías de rendimiento de la planta para la producción a plena carga, el <i>heat rate</i> a plena carga, la producción a carga mínima, el consumo de cal, las emisiones y el ruido. Las garantías coinciden con la información de la Tabla de Datos del Contratista 1; sin embargo, las garantías de rendimiento y de <i>heat rate</i> se muestran sobre la base de toda la planta en lugar de por unidad. Esta sección también define las condiciones de referencia para las garantías, los métodos de prueba detallados y los márgenes que pueden aplicarse.

Sección del Contrato EPC	Contenido
Clarificación Técnica de la Oferta (Contrato EPC, Página 2803)	En esta aclaración técnica, se pide al EPC que explique por qué su garantía es significativamente menor que el valor esperado para la potencia máxima continua de la caldera (BMCR). En este documento, el EPC explica que, aunque la planta está preparada para operar en BMCR, las garantías de rendimiento de la planta se basan en el valor máximo continuo de la turbina (TMCR). El EPC explica que es una práctica común diseñar para un margen del 2 al 5% entre el BMCR y el TMCR para permitir que la producción de la turbina de vapor se mantenga a medida que el rendimiento de la unidad se degrada con el tiempo.

Como se indica en la tabla anterior, el documento WZ-3645-CP-102 (Contrato EPC, páginas 1610 a 1627) establece los requisitos de prueba para demostrar las garantías de rendimiento, incluidas las condiciones de referencia para la corrección, los usuarios de energía auxiliar en operación durante la prueba de rendimiento, los códigos y estándares aplicables y los requisitos de estabilidad. Esta sección del Contrato también permite que el EPC aplique una tolerancia para la incertidumbre de la medición del 3% para el *heat rate* y del 1% para la producción eléctrica para el ajuste de las mediciones corregidas cuando se comparan con las cifras de la garantía.

La Tabla 3-5 muestra las garantías de rendimiento y de emisión que figuran en el documento WZ-3645-CP-102 (Contrato EPC páginas 1610 a 1627).

Tabla 3-5 — Garantías de Rendimiento y Emisiones del Contrato EPC

Parámetro	Unidades	Valor de Garantía
Producción de energía neta de la instalación (NPO)	kW	674,790
Índice de <i>heat rate</i> de la instalación en el NPO basado en el alto valor calorífico del combustible	kJ/kWh	9,857
Potencia neta mínima de salida (MNPO) para cada unidad de la instalación	kW	128,700
Emisiones de partículas de polvo en la chimenea	mg/Nm ³ @ 6% O ₂	≤ 30
Emisiones de NO _x (medido como NO ₂) en la chimenea	mg/Nm ³ @ 6% O ₂	≤ 510
Emisiones de SO ₂ (SO ₂ y SO ₃ como SO ₂) en chimenea	mg/Nm ³ @ 6% O ₂	≤ 900
Consumo de cal quemada (rápida) de la instalación (como CaO)	kg/h	7,200
Consumo de cal quemada (rápida) de la instalación	kg/h	8,000
Ruido, presión sonora medida en campo libre a 1 metro del borde de la huella del equipo	dBA	85.0
Eficiencia de la caldera	%	88.97

Nota: Todos los valores de la tabla, excepto el rendimiento de la caldera, se basan en el documento WZ-3645-CP-102 (Contrato EPC páginas 1610 a 1627). El valor de la garantía de rendimiento de la caldera se basa en el valor indicado en el informe de prueba de rendimiento 3814-WZ-RT-100901.

3.3.2. Procedimiento de Prueba e Informes

Para demostrar el cumplimiento de las garantías de rendimiento y emisiones, el contratista EPC desarrolló procedimientos detallados de pruebas de rendimiento. Las pruebas actuales de rendimiento y emisiones fueron realizadas de acuerdo con estos procedimientos por un contratista independiente de pruebas de rendimiento. En la tabla siguiente se resumen los procedimientos de prueba de rendimiento y los documentos de información pertinentes.

Tabla 3-6 — Procedimiento de Pruebas de Rendimiento e Informes

Documento	Descripción
3814-WZ-SG-100901	Procedimiento de prueba de rendimiento para la producción neta y el <i>heat rate</i> neto
3814-SZ-PM-000003	Procedimiento de prueba de emisiones
3814-WZ-RT-100901	Informe de la prueba de rendimiento global de la unidad 1 (producción, <i>heat rater</i> , consumo de cal, emisiones en la chimenea)
"4861.CTPC-CDEEE-4861-20 - Pruebas Aceptacion U2-Informe Preliminar (2).pdf"	Unidad 2 Resultados preliminares de la prueba de rendimiento antes de la prueba (producción, <i>heat rate</i> , consumo de cal, emisiones en la chimenea)
"8.- CTPC-CDEEE-4884-20 CD_Unit 2 Performance Test.pdf"	Informe de prueba de rendimiento general de la unidad 2 (salida, tasa de calor, consumo de cal, emisión de chimenea). Este informe utiliza los mismos datos que el informe Resultados preliminares de la prueba de rendimiento previa a la prueba de la Unidad 2, pero proporciona los resultados finales de la prueba y cálculos completos y detallados basados en estos datos.
"1.- CTPC-CDEEE-4607-19- CD_Minimum Load Test Report.pdf"	Informe de prueba de rendimiento de carga mínima de la unidad 1

Durante la revisión de los procedimientos de prueba, se observó que los límites de emisiones proporcionados en el Procedimiento de Prueba de Emisiones eran más estrictos que los requisitos del Contrato EPC debido a las limitaciones de los permisos ambientales. Debido a los requisitos más estrictos de SO₂, se aumentó el límite de consumo de cal. La siguiente tabla muestra los límites revisados en función de los requisitos del procedimiento de prueba.

Tabla 3-7 — Limitaciones de Emisiones en el Procedimiento de Prueba de Emisiones

Parámetro	Unidades	Valor de Garantía
Emisiones de partículas de polvo en la chimenea	mg/Nm ³ @ 6% O ₂	≤ 30
NO _x (medido como NO ₂) Emisiones de la chimenea	mg/Nm ³ @ 6% O ₂	≤ 400
SO ₂ (SO ₂ y SO ₃ como SO ₂) Emisiones de la chimenea	mg/Nm ³ @ 6% O ₂	≤ 400
Consumo de cal quemada (rápida) de la instalación	kg/h	10,400

Nota: Los valores de la tabla se basan en el documento 3814-SZ-PM-000003

3.3.3. Rendimiento de la Unidad 1

Las pruebas de rendimiento y emisiones de la Unidad 1 siguieron en general los productos de prueba aplicables y los requisitos del contrato para demostrar las garantías de rendimiento y emisiones. La Tabla 3-8 resume los resultados de las pruebas de rendimiento que figuran en el informe de pruebas de rendimiento (documento 3814-WZ-RT-100901).

Tabla 3-8 — Resultados de la Prueba de Rendimiento de la Unidad 1

Parámetro	Unidades	Promedio de Prueba	Resultados
Potencia neta unitaria (NPO)	kW	345,586	Pass
Heat rate neto unitario en el NPO basado en el alto valor calorífico del combustible	kJ/kWh	9,473	Pass
Emisiones de partículas de polvo en la chimenea	mg/Nm3 @ 6% O2	5.98	Pass
NOx (medido como NO2) Emisiones en chimenea	mg/Nm3 @ 6% O2	261.2	Pass
SO2 (SO2 y SO3 como SO2) Emisiones de la chimenea	mg/Nm3 @ 6% O2	368.9	Pass
Consumo de cal quemada (rápida) de la instalación	kg/h	5,245	Pass
Eficiencia de la caldera	%	89.85	Pass
Potencia neta mínima	kW	124,043	Pass

Nota: Los valores de la tabla se basan en el documento 3814-WZ-RT-100901 y "1.- CTPC-CDEEE-4607-19-CD_Minimum Load Test Report.pdf"

Como se muestra en la tabla anterior, los parámetros evaluados durante las pruebas de rendimiento y emisiones de la Unidad 1 muestran el cumplimiento de los requisitos del Contrato. Cabe señalar que el informe de las pruebas de rendimiento no proporciona ninguna información ni resultados de las pruebas de ruido.

3.3.4. Rendimiento de la Unidad 2

Las pruebas oficiales de rendimiento y emisiones de la Unidad 2 nunca se llevaron a cabo. El EPC declaró que la pandemia de COVID-19 afectó a la capacidad de realizar las actividades en el campo necesarias para llevar a cabo las pruebas. Para la Unidad 2, la única información disponible sobre las pruebas de rendimiento y emisiones procede de un informe de pruebas previas realizado por un contratista de pruebas externo (archivo de informe "4861.CTPC-CDEEE-4861-20 -Pruebas Aceptación U2-Informe Preliminar (2).pdf" y "8.- CTPC-CDEEE-4884-20 CD_Unit 2 Performance Test.pdf"). Esta prueba se llevó a cabo como preparación para realizar las ejecuciones de prueba de rendimiento formales y, por lo tanto, estuvo en general de acuerdo con el procedimiento de prueba de rendimiento. Sin embargo, hubo algunas

desviaciones notables del procedimiento de prueba y los requisitos del contrato. Entre estos estaba que solo se realizó una (1) prueba de funcionamiento de tres (3) horas en lugar de tres (3) pruebas de funcionamiento de cuatro (4) horas. El contratista de pruebas anota en estos informes otras desviaciones que afectan el rendimiento y los resultados de las emisiones. El informe previo a la prueba de la Unidad 2 tampoco aborda la carga mínima ni las pruebas de ruido. El consumo de cal de la instalación tampoco está corregido y se observa que se necesita un acuerdo entre las partes sobre cómo corregir el consumo de cal para quemar carbón fuera de especificación. La siguiente tabla muestra los resultados de las pruebas de rendimiento y emisiones según lo dispuesto en el informe.

Tabla 3-9 – Resultados de la “Pre-Prueba” de Rendimiento de la Unidad 2

Parámetro	Unidades	Promedio de Prueba	Resultados
Potencia neta unitaria (NPO)	kW	347,677	Pass
Heat rate neto unitario en el NPO basado en el alto valor calorífico del combustible	kJ/kWh	9,618	Pass
Dust Particulate Stack Emissions (based on CEMs/DCS)	mg/Nm3 @ 6% O2	12	Pass
NOx (medido como NO2) Emisiones de la chimenea	mg/Nm3 @ 6% O2	274.6	Pass
SO2 (SO2 y SO3 como SO2) Emisiones de la chimenea	mg/Nm3 @ 6% O2	395.6	Pass
Consumo de cal quemada (rápida) de la instalación	kg/h	8,929 (Uncorrected)	Pass
Eficiencia de la caldera	%	89.79	Pass

Nota: Los valores de la tabla se basan en el documento “8.- CTPC-CDEEE-4884-20 CD_Unit 2 Performance Test.pdf”

3.3.5. Observaciones y discusiones

Al revisar las garantías de rendimiento y emisiones de la planta y la información de las pruebas, se hicieron las siguientes observaciones importantes:

- Las garantías del EPC se basan en la operación en la condición de máxima potencia continua de la turbina (TMCR). Esto es típico para un ciclo de vapor. Normalmente existe un margen del 3 al 5% entre las condiciones BMCR y TMCR.
 - Los documentos de diseño del EPC muestran que el valor nominal continuo máximo de la caldera (BMCR) tiene un flujo que es 3% mayor que la condición TMCR. Esto se provee a manera de información, ya que no hay requisitos contractuales para que el EPC pruebe o verifique la capacidad de la planta en la condición BMCR.
- La revisión de los informes de pruebas presentados muestra que el Contratista ha demostrado el cumplimiento de las garantías de producción neta, *heat rate*, carga mínima, emisiones, eficiencia de la caldera y consumo de cal de la Unidad 1.

- Debido en parte a la pandemia mundial, la Unidad 2 nunca ha sido probada oficialmente y sólo se dispone de datos de "pre-prueba". Estos datos de pre-prueba no han sido finalizados, pero en general muestran el cumplimiento de las garantías de producción neta, *heat rate*, emisiones, eficiencia de la caldera y consumo de cal. No se ha comprobado la emisión de partículas de polvo en la chimenea, pero el cumplimiento se demostró con el uso de datos de los CEMS/DCS.
- De acuerdo con el contrato, el EPC podía aplicar una tolerancia de incertidumbre en las mediciones del 3% para el *heat rate* y del 1% para la producción eléctrica para el ajuste de las mediciones corregidas cuando se comparan con las cifras de la garantía. Cabe señalar que esta tolerancia no se aplicó a los resultados corregidos.

En la revisión de las garantías de rendimiento y emisiones de la planta y la información de las pruebas se identificaron los siguientes puntos importantes que pueden ser de preocupación:

- Las emisiones de ruido de la Unidad 1 y la Unidad 2 no se probaron (o no se recibió el registro de esta prueba).
- No se probó la capacidad de carga mínima de la unidad 2 (o no se recibió el registro de esta prueba).
- La Unidad 2 no se sometió a una prueba oficial de rendimiento; sólo se dispone de un informe de resultados preliminares de la pre-prueba de la Unidad 2. Los siguientes elementos son de interés para el uso de los datos e informes previos a la prueba como base para demostrar el cumplimiento de las garantías de desempeño:
 - El documento del contrato EPC 3645-WZ-CO102001 permite que los resultados de la pre-prueba se utilicen como los resultados reales de la prueba siempre que se determinen según el procedimiento y demuestren que la unidad ha cumplido las garantías. Cabe señalar que, según la experiencia de Sargent & Lundy, esta práctica no es típica para las pruebas de tipo PTC46.
 - El informe de la prueba de la Unidad 2 presenta varias desviaciones significativas del procedimiento de prueba que podrían afectar a los resultados de las pruebas de rendimiento y emisiones.
 - El consumo de cal informado de la Unidad 2 no se ha corregido por quemar carbón fuera de especificación y las emisiones de chimenea de partículas de polvo informadas se basan en datos de CEMS y DCS, ya que no se realizaron muestreos durante el período de prueba.
 - En el informe de la prueba de la Unidad 2 se indica que "Es la opinión de McHale Performance, como probador externo, que las condiciones con las que se llevó a cabo la prueba se acercaron lo suficiente al espíritu del Procedimiento de prueba como para que los resultados de la prueba previa pudieran ser considerado lo suficientemente bueno como para dar una indicación del desempeño de la Unidad 2".
 - Teniendo en cuenta el impacto que tuvo la pandemia de COVID19 en el cronograma de pruebas, el deseo de comenzar la operación comercial lo antes posible y el margen que indicaron los resultados de las pruebas previas sobre las garantías de desempeño para la mayoría de los parámetros, Sargent & Lundy está de acuerdo con esta evaluación. Si bien se hubiera deseado una prueba más rigurosa que siguiera estrictamente el procedimiento

de prueba de rendimiento sin desviaciones, es probable que las pruebas adicionales no hayan afectado los resultados de Pass/Fail de la prueba para la unidad.

Por último, cabe señalar que los procedimientos de prueba, los métodos de prueba y los informes de prueba se revisarán con más detalle en el informe de Sargent & Lundy para el Entregable No 3.

3.4. EVALUACIÓN COMPARATIVA

Aunque aún no se ha logrado la aceptación final de la CTPC, la Unidad 1 ha estado en funcionamiento desde febrero del 2019 y la Unidad 2 desde octubre del 2019. La Tabla 3-10 muestra un resumen de algunos indicadores clave de rendimiento de ambas unidades desde su operación inicial. Estos indicadores incluyen la producción total de energía de cada unidad por cada mes de operación, así como el factor de disponibilidad equivalente y el factor de interrupción forzada equivalente, que son indicaciones con estadísticas del número de horas en un período determinado en que la generación de energía no está disponible o se reduce debido generalmente a una falla o mal funcionamiento del equipo. Las centrales bien gestionadas y construidas suelen presentar altos índices de disponibilidad y bajos índices de interrupción forzada. Estas estadísticas no siempre están correlacionadas con el factor de capacidad (el porcentaje de generación real respecto a la capacidad de la unidad), ya que la demanda de electricidad varía. Aunque no se muestra en la Tabla 3-10, la CTPC también realiza un seguimiento del rendimiento calorífico (*heat rate*) por hora para cada unidad, que es una medida de la cantidad de energía calorífica del combustible utilizada por un generador eléctrico/central eléctrica para generar un kilovatio-hora neto (kWh) de electricidad.

En la industria de generación eléctrica resulta útil e informativo poder comparar la operación de una central de generación de energía con otras centrales que tengan años de operaciones, tipo de combustible, tamaño y diseño similares. Para ello, se pueden utilizar varias aplicaciones de bases de datos con el fin de localizar información sobre el rendimiento, las finanzas, los equipos, la ubicación y otros datos que permitan realizar una comparación significativa. La *North American Electric Reliability Corporation* (NERC) es una autoridad reguladora internacional sin fines de lucro que desarrolla y aplica normas de confiabilidad. La NERC evalúa anualmente la confiabilidad estacional y a largo plazo y supervisa la confiabilidad del sector eléctrico mediante bases de datos de indicadores clave de confiabilidad. Sargent & Lundy ha utilizado estas bases de datos para comparar el rendimiento promedio de las unidades de CTPC con el de otras instalaciones de carbón similares que operan en Estados Unidos. Al realizar esta comparación, es muy importante tener en cuenta la edad relativa de la CTPC. Si bien es cierto que los equipos más nuevos deberían mostrar teóricamente una mayor confiabilidad debido a la falta de envejecimiento o degradación, nos encontramos con que los primeros uno o dos años de operación de una gran central de carbón suelen estar plagados de problemas relacionados con deficiencias de diseño, defectos de fabricación de los equipos o errores de construcción de campo que no se manifiestan hasta después de la puesta en marcha

de las unidades. Además, puede haber una curva de aprendizaje más pronunciada con el personal de operación y mantenimiento de la planta durante los primeros años de funcionamiento. Esta confiabilidad se denomina a veces "problemas de infancia".

Tabla 3-10 — Resumen de Datos de Operación de Febrero del 2019 a Noviembre del 2021

Mes/Año	Unidad 1				Unidad 2				
	Energía Generada Neta (MWh)	Unavailable Hours (UH)	Equivalent availability factor (EAF)	Equivalent forced outage factor (EFOF)	Energía Generada Neta (MWh)	Available Hours (AH)	Unavailable Hours (UH)	Equivalent availability factor (EAF)	Equivalent forced outage factor (EFOF)
Feb 2019	68.3	47.45	1.1%	0.0%					
Mar 2019	10,491.0	613.90	17.5%	0.0%					
Apr 2019	83,676.6	305.53	57.6%	0.0%					
May 2019	145,130.1	223.30	70.0%	26.6%					
Jun 2019	0.0	718.00	0.3%	99.7%					
Jul 2019	136,161.9	294.90	60.4%	6.8%					
Aug 2019	126,655.5	317.47	57.3%	12.5%					
Sep 2019	169,595.6	143.55	80.1%	10.1%	0.3	0.25	47.75	0.5%	0.0%
Oct 2019	215,154.2	112.10	84.9%	0.0%	262.4	10.53	733.47	1.4%	0.0%
Nov 2019	245,124.4	4.67	98.8%	0.0%	58.4	3.82	716.18	0.5%	0.0%
Dec 2019	222,603.5	59.67	91.8%	8.0%	54,694.3	355.35	388.65	47.8%	2.8%
Jan 2020	222,693.4	7.73	97.7%	2.1%	39,168.9	202.00	542.00	27.1%	3.1%
Feb 2020	137,438.8	234.93	63.5%	5.7%	170,177.8	607.82	88.18	86.3%	4.0%
Mar 2020	200,937.2	4.12	95.4%	2.3%	28,284.4	109.75	634.45	13.4%	3.7%
Apr 2020	84,908.7	357.02	48.7%	0.8%	141,879.9	446.25	273.75	59.2%	4.0%
May 2020	231,400.6	2.98	94.2%	2.3%	231,706.6	734.73	9.27	95.4%	1.2%
Jun 2020	231,353.2	8.75	98.4%	1.3%	204,628.3	634.03	85.97	88.1%	2.3%
Jul 2020	239,313.6	0.00	97.1%	0.6%	240,968.7	737.67	6.33	96.8%	1.2%
Aug 2020	234,778.5	10.75	93.9%	3.8%	200,426.6	617.77	126.23	80.0%	0.9%
Sep 2020	194,815.7	94.73	81.2%	8.8%	243,693.1	720.00	0.00	99.9%	0.1%
Oct 2020	208,505.2	68.85	84.9%	1.2%	236,453.7	744.00	0.00	95.4%	0.1%
Nov 2020	214,574.6	0.00	89.7%	1.9%	218,521.2	720.00	0.00	91.3%	0.3%
Dec 2020	216,629.8	0.00	85.4%	9.4%	224,129.5	744.00	0.00	91.0%	0.4%
Jan 2021	213,068.1	0.00	84.0%	14.4%	10,748.0	46.65	697.35	4.2%	0.5%
Feb 2021	191,630.2	6.18	83.9%	14.8%	0.0	0.00	672.00	0.0%	0.0%
Mar 2021	210,284.1	0.00	85.1%	14.7%	96,695.5	307.55	436.45	39.7%	1.6%
Apr 2021	164,257.6	173.83	68.9%	6.9%	233,202.4	717.08	2.92	99.2%	0.6%
May 2021	197,262.2	100.93	79.4%	7.1%	241,589.2	744.00	0.00	99.9%	0.1%
Jun 2021	219,727.5	0.00	92.6%	6.9%	215,771.1	720.00	0.00	91.9%	8.0%
Jul 2021	208,754.4	52.07	85.6%	11.0%	234,914.5	731.80	12.20	96.5%	3.0%
Aug 2021	170,498.3	83.42	73.1%	13.7%	228,218.3	717.40	26.60	94.5%	4.6%
Sep 2021	171,748.8	37.23	72.3%	24.0%	168,665.5	624.38	95.62	71.1%	28.9%
Oct 2021	192,185.3	0.00	76.5%	23.3%	237,996.9	739.17	4.80	99.3%	0.6%
Nov 2021	156,020.6	118.53	64.6%	25.6%	230,309.7	720.00	0.00	99.6%	0.1%

Leyenda:	
AH	Horas Disponibles
UH	Horas Indisponibles
EAF	Factor de Disponibilidad Equivalente
POF	Factor de Salida Planificado
EFOF	Factor de Salida Planificado Equivalente

Para realizar una evaluación comparativa significativa de la eficiencia y la confiabilidad de las unidades CTPC, Sargent & Lundy ha seleccionado un grupo de pares con las características que se muestran en la

Tabla 3-11. Las centrales de carbón con fechas de inicio y tamaños idénticos a los de las unidades CTPC son demasiado pequeñas para realizar comparaciones útiles. Sargent & Lundy amplió los criterios del grupo de pares para incluir las centrales de carbón construidas después de 1999 con un rango de tamaño de 200 MW a 800 MW. Cabe señalar que, aunque los rangos de tamaño varían, las unidades tienen configuraciones similares que funcionan como unidades subcríticas con algún tipo de sistema de emisiones AQCS por sus siglas en inglés. Nuevamente, los datos de estas unidades se limitaron a los dos primeros años de operación para poder compararlos con las unidades del CTPC.

Tabla 3-11 — Características de Comparación con el Grupo de Pares

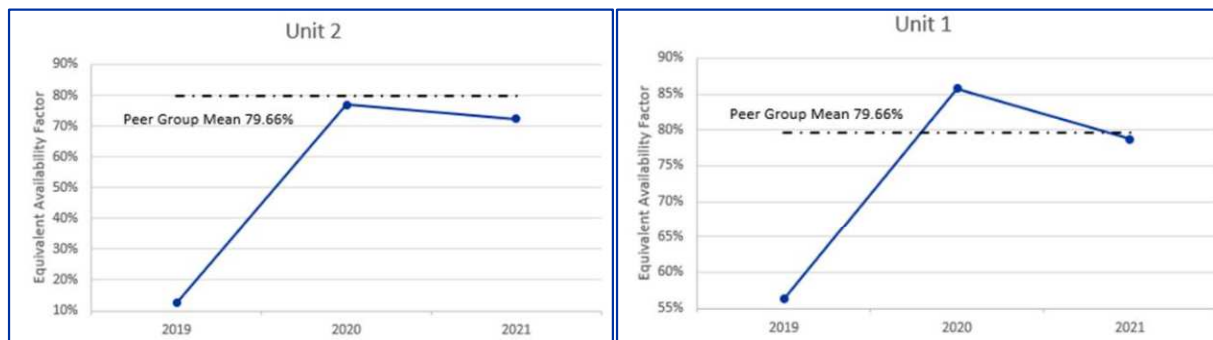
Característica	CTPC	Grupo de Pares 1 - Confiabilidad	Grupo de Pares 2 – Eficiencia Calorífica (Heat Rate)
Tipo de Combustible	Carbón Pulverizado	Carbón Pulverizado	Carbón Pulverizado
Rango de Fecha de Operación	2019 - 2021	1999 - 2021	2010 - 2021
Edad de la Unidad de Generación para comparación	0 – 2 años	0 – 2 años	0 – 2 años
Tamaño de la Unidad	375 MW	200 – 800 MW	390 – 720 MW
Número de Unidades en el Grupo de Pares	--	23	7

3.4.1. Disponibilidad Equivalente (EAF)

El factor de disponibilidad equivalente (EAF) es la fracción de un periodo de operación determinado en el que una unidad de generación está disponible sin interrupciones ni reducciones de potencia. Puede considerarse como la fracción de la generación máxima que podría proporcionarse si estuviera limitada únicamente por las interrupciones y las reducciones de potencia. La Figura 3-1 muestra la comparación de las unidades CTPC de disponibilidad equivalente con el grupo de pares en los dos primeros años de operación. Para ambas unidades, el año 2019 se caracteriza por una baja confiabilidad, lo cual es de esperar dados a los problemas de puesta en marcha de la planta durante los primeros meses de operación. En ambos casos, el primer año natural se acorta, ya que los datos se muestran para once meses en el caso de la Unidad 1 y sólo dos meses en el caso de la Unidad 2. El EAF aumentó para ambas unidades en 2020 y 2021 hasta situarse entre el 72% y el 86%. La comparación de los datos más recientes de 2021 muestra que ambas unidades del CTPC tienen una disponibilidad inferior al promedio del grupo de centrales similares. La disponibilidad del grupo de pares oscila entre un mínimo del 64% y un máximo del 97%. La misma disponibilidad del grupo de pares aumenta hasta el 85% cuando se promedia a lo largo de los primeros 15 años de operación, lo que supone 15 puntos porcentuales más que en el periodo de infancia de la central. Por tanto, concluimos que las unidades del CTPC presentan actualmente una disponibilidad equivalente razonablemente cercana a las esperadas durante los dos primeros años de

operación, pero pueden y deben mejorarlo en los próximos años. El objetivo de EAF para las instalaciones del CTPC debería ser de un mínimo del 85% anual.

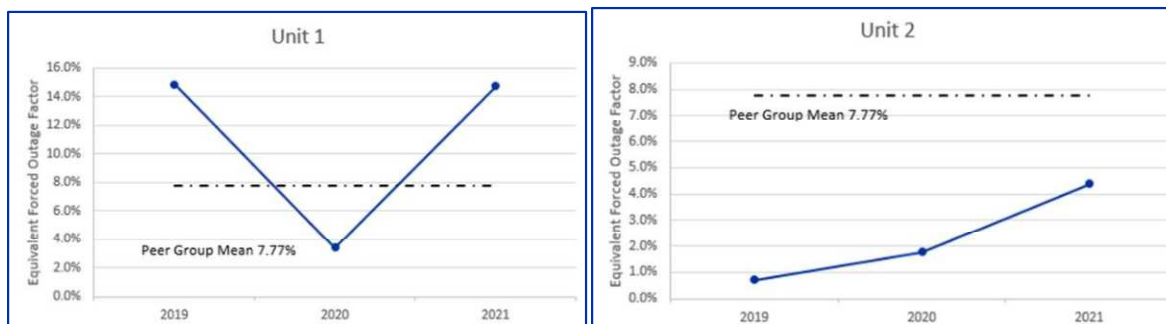
Figura 3-1 — Comparaciones de Disponibilidad Equivalente



3.4.2. Factor de Interrupción Forzada Equivalente

El factor de interrupción forzada equivalente (EFOF) es la fracción de un periodo de operación determinado en el que una unidad de generación no está disponible debido a interrupciones forzadas y reducciones de potencia. Se calcula simplemente como la suma de las horas en que la unidad está fuera de servicio debido a una falla del equipo más el número de horas en que las unidades reducen la potencia debido a un mal funcionamiento del equipo o a su bajo rendimiento. Como puede observarse en la Figura 3-2, la EFOF del grupo de pares alcanzó un valor del 7.77% durante los dos primeros años de operación, comparado con los índices de la Unidad 1 que son significativamente superiores a este promedio para los años 2019 y 2021, mientras que las estadísticas de paradas forzadas/reducciones de potencia de la Unidad 2 aparecen por debajo de este valor, lo que indica una operación más confiable que otras unidades de carbón nuevas y más confiable que la Unidad 1. La tasa de paradas forzadas de la Unidad 1 muestra actualmente una confiabilidad inaceptable de los equipos y la tasa de la Unidad 2 parece estar aumentando. Sargent & Lundy considera que una central eléctrica de carbón madura debería tener unos factores de parada forzada de entre el 4.5% y el 5.5%.

Figura 3-2 — Comparación del Factor de Interrupción Forzada Equivalente (EFOF)



3.4.3. Heat Rate Neto

Las comparaciones del índice de rendimiento calorífico (heat rate en inglés) neto promedio se muestran en la Tabla 3-12. Para esta comparación, los únicos datos disponibles para la central CTPC son los del 2021 entre enero y noviembre. El *heat rate* es una medida de rendimiento calorífico de la energía del combustible necesaria por unidad de producción eléctrica-hora. Es esencialmente la inversa de la eficiencia de la planta; cuanto menor sea el *heat rate*, mayor será la eficiencia general. En el caso de las unidades de carbón pulverizado, el *heat rate* suele estar en función de la carga de la unidad, y un *heat rate* más bajo (mejores) es característico de las cargas más altas. Como puede verse, los índices térmicos de las unidades CTPC se comparan favorablemente con los del grupo de pares. El mayor *heat rate* del grupo de pares se debe probablemente al menor factor de capacidad, que indica que la unidad puede haber operado a cargas de producción eléctrica menores y por lo tanto menos eficientes.

Tabla 3-12 – Comparación del Heat Rate Neto Promedio (HHV Basis)

Periodo	Unidad 1 (Btu/kWh)	Unidad 2 (Btu/kWh)	Grupo de Pares (Primer Año) (Btu/kWh)
Enero – Noviembre 2021	10,139 (al 75% de Factor de Capacidad Promedio)	10,250 (al 81% de Factor de Capacidad Promedio)	10,651 (al 52% de Factor de Capacidad Promedio)

3.5. MANEJO DE CARBÓN

3.5.1. Arreglo del Sistema de Manejo de Carbón

3.5.1.1. Requisitos del contrato EPC

El diagrama de flujo para la disposición del sistema de descarga de carbón especificado se identifica en la página 3766 del documento "Resolución 219-14 que aprueba el Contrato De EPC (incluye Contrato y Anexos)". La estructura del sistema especificado consiste en sistemas transportadores redundantes de descarga de barcos de 3,000 mtph desde el muelle hasta la pila común de almacenamiento de carbón. El arreglo del sistema propuesto por el Contratista EPC cumple con estos requisitos especificados, como se muestra en la página 1726 del mismo documento del Contrato. Esta disposición del sistema se agregó como una medida de ingeniería de valor para reducir costos; sin embargo, al hacerlo, se redujo la redundancia del sistema y el transportador de descarga es un único punto de falla.

El equipo de manejo del carbón se especifica en la sección 41 10 00 de la especificación de la CDEEE. El subcontratista seleccionado por el Contratista EPC para el manejo de materiales es Officine Nastri

Transport (ONT) de Italia, que es una subsidiaria de Bedeschi, una empresa con un grupo de manejo de materiales de buena reputación. ONT figuraba como suplidor autorizado para este trabajo.

3.5.1.2. Observaciones / Discusión

El sistema suministrado por el contratista EPC sólo incluye un tren transportador desde el muelle hasta la zona de almacenamiento de carbón. Esto reduce el número total de transportadores en el alcance del Contratista y reduce la flexibilidad operacional de la estación al introducir un único punto de falla; si un transportador de descarga experimenta una falla, hace que la entrega de carbón se detenga por completo sin una forma alterna de descargar el carbón. Sin embargo, si se acordó este arreglo y el Contratista proporcionó un ahorro adecuado de costos, el diseño es aceptable desde el punto de vista de la ingeniería, ya que la zona de almacenamiento de carbón tiene suficientes reservas de carbón para solucionar los problemas del transportador de descarga de la barcaza a medida que surjan. Esta disposición puede causar problemas de suministro de carbón y gastos de sobrestadía, ya que los barcos de carbón tienen que ser retenidos en la estación.

3.5.2. Pipe Conveyor (0EAC11-AF001)

3.5.2.1. Requisitos del contrato EPC

En general, la especificación de la CDEEE está redactada para transportadores de banda en artesa, sin embargo, muchos de los requisitos siguen siendo aplicables, y la especificación indica que el contratista deberá "Cumplir con "Transportadores de banda para materiales a granel" preparado por la Asociación de Fabricantes de Equipos de Transporte (CEMA), y estas especificaciones, lo que sea más estricto".

3.5.2.2. Observaciones / Discusión

Según las hojas de datos del transportador (3814-GY-VD-GS_901_0EAC11AF001_1001-IS05), el transportador tubular está dimensionado adecuadamente para una velocidad de transporte de 3.000 mtph con un diámetro nominal del transportador de 700 mm y una cinta de 2,600 mm de ancho que opera a 5 m/s.

La sección 01 36 00 artículo 1.37.D de la especificación de la CDEEE requiere que las cintas operen a una velocidad máxima de 600 fpm (3 m/s). Para cumplir los requisitos de velocidad del transportador especificados, se necesitaría un transportador tubular con un diámetro de 850 mm (suponiendo un llenado del 75%). En general, es aceptable que los transportadores tubulares funcionen a una velocidad superior a la habitual si se tienen en cuenta otras consideraciones de diseño, como el tamaño de los rodillos y el impacto en las zonas de carga y descarga. En el caso de este diseño, el tamaño de los rodillos parece ser inadecuado. La especificación requiere un mínimo de rodillos CEMA serie D, 5" (127mm); el contratista

cumplió con esto indicando que proporcionaría rodillos CEMA serie E, 6". La serie CEMA necesaria se determina sobre la base de las capacidades de carga de los rodillos calculadas en el sistema, que dependen de la configuración del sistema y son determinadas por el diseñador del mismo. No se ha podido encontrar ninguna documentación que verifique la capacidad de carga, sin embargo, basándose en los tamaños de los rodillos indicados en los documentos de diseño, los rodillos parecen ser consistentes con los rodillos de la serie E de CEMA de otros proveedores de renombre. Además, no se han facilitado cálculos que muestren los requisitos de carga de los rodillos para el transportador tubular y, por lo tanto, no está claro si la serie E de CEMA es suficiente. Sin embargo, basándonos en los problemas de operación, está claro que no lo son. Según los informes de fallas de la planta, hay una falla masiva y simultánea de los rodillos del transportador tubular después de cada entrega de carbón, como se ve en las fotos de abajo. Estas fallas provocan retrasos en la operación para sustituir la gran cantidad de rodillos después de cada entrega. Esta falla continua podría indicar que los rodillos de la serie E de CEMA suministrados son deficientes en su fabricación o fueron la selección inadecuada. Es posible que los rodillos hayan sido seleccionados apropiadamente pero que el marco de los mismos sea el factor limitante que está causando las fallas.

En la alternativa, los problemas de operación inesperados podrían estar poniendo una carga excesiva en los rodillos, como la sobrecarga de los transportadores, el pandeo excesivo de la cinta (véase la discusión de la recogida más adelante), bultos más grandes de lo especificado, la sobrecarga del transportador, etc. Para aliviar este problema, se podrían reemplazar los nuevos rodillos de la serie F de CEMA y los nuevos marcos en todo el sistema. La vida útil L10 de un rodillo de la serie E y F de CEMA es de 60,000 horas sobre la base de 500 rpm; los rodillos suministrados funcionan a 600 rpm a la velocidad de diseño de la cinta de 5 m/s, lo que significa que la velocidad de la cinta seleccionada hará que el rodillo falle antes de lo indicado por la vida útil L10 de la clasificación de la serie CEMA. Sin embargo, en la especificación de la CDEEE no se exigía la vida L10 de los rodillos, y 600 rpm es una velocidad razonable, que no debería provocar el nivel de fallas que la planta ha experimentado hasta la fecha.

La especificación de la CDEEE requiere que los rodillos del lado de retorno sean del mismo diámetro y de la misma serie CEMA que los rodillos de transporte, lo que no es el caso del transportador proporcionado; el lado de transporte utiliza un rodillo de 159 mm de diámetro con un cojinete de 40 mm (se supone que es CEMA E) mientras que el lado de retorno utiliza un rodillo de 133 mm de diámetro con un cojinete de 25mm (se supone que es CEMA D). Desde el punto de vista del diseño, esto tiene sentido ya que el lado de retorno no tiene el peso adicional del material en los rodillos, sin embargo, esto es una clara desviación de los requisitos de las especificaciones de la CDEEE.

Figura 3-3 — Falla de los Cojinetes de Rodillos en el Transporte Tubular



El material de la cinta seleccionado es una cinta especializada llamada "Conti Pipe" de un fabricante de bandas respetable, Continental. Este material de cinta supera los requisitos especificados y está diseñado específicamente para una aplicación de transporte tubular. La cinta se empalmó en el campo con un método de vulcanización en caliente; sin embargo, no se pudo encontrar información sobre la inspección de la cinta después de la vulcanización. La planta está experimentando fallas recurrentes de la cinta en el transportador tubular después de cada operación de descarga de barcos, como se muestra en las fotografías siguientes. No está claro cuál es la causa de este problema, ya que podría tratarse de una serie de factores sobre los que se puede especular, pero que no pueden determinarse únicamente mediante la revisión de documentos.

Figura 3-4 — Falla recurrente en el borde de la cinta luego de cada entrega de carbon



La especificación de la CDEEE requiere que el recorrido de recogida "se ajuste a los requisitos mínimos de la CEMA más 2' y a lo recomendado por el fabricante de la cinta". El CEMA recomienda que el recorrido de recogida automática sea el 2.5% de la distancia de centro a centro más 2' (600 mm). La distancia de centro a centro de este transportador es de 2,157 m, por lo que el recorrido de recogida debería ser de

54.5 m. Sin embargo, según el cálculo del transportador tubular según el documento "3814-GY-VD-SC_901_0EAC11AF001_1001-IS03", parece que la recogida sólo está diseñada para recorrer el 1% de la distancia de centro a centro, es decir, aproximadamente 20 m. Esto es una clara desviación de la especificación de la CDEEE. Además, se han estado experimentando fallas en el tensado, lo que hace que la operación del transportador sea peligrosa. El tensor debe ser reparado después de cada entrega de carbón. Esta falla en el tensor también podría estar directamente relacionada con las fallas de las cintas y de los rodillos debido a que el pandeo de la cinta supera los valores base de diseño.

3.5.3. Troughing Belt Conveyors

3.5.3.1. Requisitos del contrato EPC

La especificación de la CDEEE define claramente los requisitos para los transportadores de banda en artesa en la Sección 41 10 00.

3.5.3.2. Observaciones / Discusión

Basado en la revisión de los transportadores de banda en artesa restantes, se hicieron las siguientes observaciones en todos los transportadores:

- El recorrido de recogida no cumple el requisito de la CEMA de 2.5% de centro a centro más 600 mm para los empalmes vulcanizados; el contratista parece haber utilizado el 1.5% como base de diseño, que es el recomendado para los empalmes fijados mecánicamente. Las tomas de tornillo (cuando se utilizan) parecen cumplir con el diseño recomendado por el CEMA. La planta no ha informado de ningún problema hasta la fecha, pero esta deficiencia podría convertirse en un problema a medida que el sistema siga operando.
- Los rodillos de retorno están especificados para tener rodillos simples de longitud completa; sin embargo, el contratista proporcionó rodillos dobles. No se espera que esto tenga un impacto importante en el sistema y es aceptable desde el punto de vista de la ingeniería.
- La velocidad máxima de la cinta es de 3 m/s; el diseño del contratista indica que la velocidad de la cinta es de 3.15 m/s. No se espera que esto tenga un impacto importante en el sistema y es aceptable desde el punto de vista de la ingeniería.

3.5.4. Portal Reclaimer

3.5.4.1. Requisitos del contrato EPC

La especificación original de la CDEEE requería un apilador/reclamador de rueda de cangilones, sin embargo, el Apéndice 1 cambió el arreglo del sistema para incluir un transportador de tropiezo para el apilamiento de carbón y un recuperador de pórtico para recuperar el carbón de la pila. La especificación de la CDEEE define los requisitos para la recuperadora de pórtico en la Sección 41 12 13-26, que se incluyó en el Apéndice 1. No hay requisitos directos para el sistema de auto lubricación en la sección de

la recuperadora de pórtico, sin embargo, la Sección 26 05 09 sobre motores grandes indica que los depósitos y las tuberías de aceite lubricante deben ser de construcción soldada de acero inoxidable.

3.5.4.2. Observaciones / Discusión

El suplidor de la recuperadora de pórtico fue Bedeschi, que es un fabricante respetable de este tipo de equipos. No se han observado desviaciones de la especificación de la CDEEE. El OEM del sistema de lubricación es ILC, que no está identificado en la lista de suplidores aprobados, pero tampoco hay ningún otro vendedor que esté identificado para este sistema auxiliar. Sin embargo, cabe señalar que los sistemas de lubricación automática no han funcionado correctamente desde la puesta en marcha. El sistema suministrado es una unidad de doble línea que se utiliza para lubricar 78 puntos a lo largo de cada máquina recuperadora de pórtico y es vital para facilitar la operación/mantenimiento. Sin el uso de este sistema, se debe lubricar manualmente estos puntos como parte del mantenimiento de la planta. No está claro en los documentos proporcionados cómo se dimensionó este sistema, qué materiales de construcción se utilizaron (es decir, tanques y tuberías de acero inoxidable soldados según los requisitos), o si se evaluó para que fuera compatible con los tipos de lubricación recomendados utilizados en la recuperadora de pórtico. Dado que no está claro cuál es la causa de estas fallas basándose únicamente en la revisión de los documentos, se sugiere que el OEM solucione estos problemas directamente, ya que la causa principal podría ser incluir varios de factores.

3.6. ESTRUCTURA DEL MUELLE

La Sección 01 32 13 de los Requisitos de Diseño Estructural de la CDEEE, subsección 1.04.C "Requisitos de diseño de los muelles", establece "Proporcionar protección catódica para los elementos estructurales metálicos en los muelles, las áreas de la planta situadas a menos de 250' (76 m) del océano y otras estructuras y cimientos sujetos a la exposición al agua de mar y al agua salobre". Este requisito se repite en la Sección 26 42 00 de la CDEEE, subsección 2.02 "Protección catódica", que establece "El sistema de protección catódica puede utilizar ánodos galvánicos o un sistema de corriente impresa, dependiendo del diseño detallado de cada sistema de protección catódica por separado."

3.6.1. Observations / Discussion

El documento 6222-NN-SG-801002 "Protección catódica - Pilotes" fue preparado por el Contratista EPC describiendo un sistema de corriente impresa (IC), sin embargo, este documento fue marcado como "Cancelado" el 25 de julio de 2016. Posteriormente, el 13 de abril de 2017 el Contratista EPC emitió el documento "Para construcción" 6222-NN-SG-800021 "Protección catódica - Pilotes: Protección de ánodos de sacrificio" (SA).

Por las fechas y la narrativa de este último documento, parece que el sistema de IC se canceló porque la instalación de los pilotes ya había comenzado en diciembre de 2014, y no se disponía de continuidad eléctrica entre pilotes. Por lo tanto, no se pudo instalar un sistema IC en esta última fase. Un sistema SA proporciona una protección pasiva y consiste en soldar ánodos de sacrificio a los pilotes una vez que éstos están colocados. El objetivo del sistema SA es proporcionar una protección contra la corrosión (con una pérdida de espesor de acero inferior a 0.01 mm al año) a la parte sumergida de los pilotes solamente, es decir, desde el nivel medio de la marea hasta 6 m por debajo del fondo del mar, durante un periodo de 30 años. Se propuso un total de 1,524 ánodos (peso total de 194 toneladas) para los 456 pilotes. El sistema fue diseñado por un subcontratista especializado, Corrosion Technology Services Europe Ltd, una reconocida empresa con más de 50 años de experiencia internacional en el diseño de sistemas de Protección Catódica. Los documentos de diseño incluyen una discusión técnica muy detallada y metódica que incluye la selección de una densidad de corriente conservadora y un perfil de ánodo de sacrificio que varía a lo largo del muelle en función de la profundidad del agua.

Sin embargo, este sistema requiere agua de mar como electrolito, y por lo tanto solo protege la parte sumergida del pilote. Según la experiencia de S&L, cuando se utiliza la protección SA para los pilotes en alta mar, la parte expuesta de los pilotes suele protegerse con un sistema de pintura, desde una corta distancia por debajo del nivel de la marea baja hasta la parte superior del pilote. Durante la visita de campo no se observó ninguna pintura protectora de este tipo, y no se observa ninguna en los documentos revisados. Como resultado, la sección expuesta de los pilotes presenta una corrosión considerable.

Figura 3-5 — Ejemplo de Corrosión de los Pilotes del Muelle



DocumentIdentificationCode
6222-NN-SG-801002

PROJECT DESCRIPTION
EXECUTIVE PROJECT
CATHODIC PROTECTION – PILES

CANCELLED

Parece que luego de una extensa discusión entre todas las partes interesadas sobre el tema de la protección contra la corrosión de los pilotes del embarcadero, se acordó usar hormigón armado para la parte superior de los pilotes, en lugar de proteger el acero expuesto con pintura u otra protección contra la corrosión. Los dibujos de pilotes disponibles, como 6222-AA-DC-803166 (Edición 05) muestran la parte superior de los pilotes como hormigón armado, relleno in situ dentro de la estructura de acero del pilote. Este relleno de hormigón se extiende hasta una altura de $-4,0$ m, es decir, 4 m por debajo del nivel del mar. El resto de la pila hasta el lecho marino y por debajo sigue siendo acero hueco desnudo, protegido por el sistema SA.

S&L no puede ubicar los cálculos de pilotes para verificar, sin embargo, según los detalles que se muestran en los planos, las fotografías de los informes mensuales y nuestra experiencia con proyectos similares, la parte superior de los pilotes se basa en la sección de hormigón armado de los pilotes integrada con el refuerzo de la cubierta para soportar las cargas laterales y verticales, mientras que la parte hueca sumergida inferior se basa únicamente en el pilote de acero para llevar estas cargas al lecho marino. Por lo tanto, el acero en la pila expuesta puede ser un sacrificio.

Sin embargo, con un mecanismo compuesto de este tipo, la zona de transición, es decir, donde las cargas se transfieren desde la parte superior de hormigón armado al acero desnudo sumergido, tiene una importancia crítica. Por lo tanto, es importante verificar a partir de los cálculos del pilote qué espesor de pared restante del pilote se consideró en el diseño y realizar un seguimiento de las tasas de corrosión reales. Dado que el sistema SA no se instaló hasta varios años después del inicio del pilotaje, es importante establecer la pérdida por corrosión de esos años iniciales.

Se recomienda confirmar que el sistema SA se instaló correctamente y, además, que se tomen medidas del espesor de los pilotes de acero en al menos el 10 % de los pilotes para determinar la efectividad del sistema SA, si se instaló. El espesor medido se puede comparar con el espesor de pared del pilote original de 19 mm. En particular, se recomienda medir y rastrear la tasa de pérdida por corrosión en la zona de transición desde el nivel del mar hasta 4,0 m por debajo del nivel del mar

En el plano 6222-AA-DU-800028 Edición 04 "Para construcción" se observa que se vierte un tapón de hormigón en el vacío dentro de cada pilote desde la parte superior del pilote hasta 4.0 m por debajo del nivel mínimo de la marea. Esto se detalla más en el documento 6222-AA-DU-800001 "Criterios de diseño - Obras marítimas" como se ve en la Figura 3-6:

Figura 3-6 — Plano de los Pilotes del Muelle - SA Protección Catódica

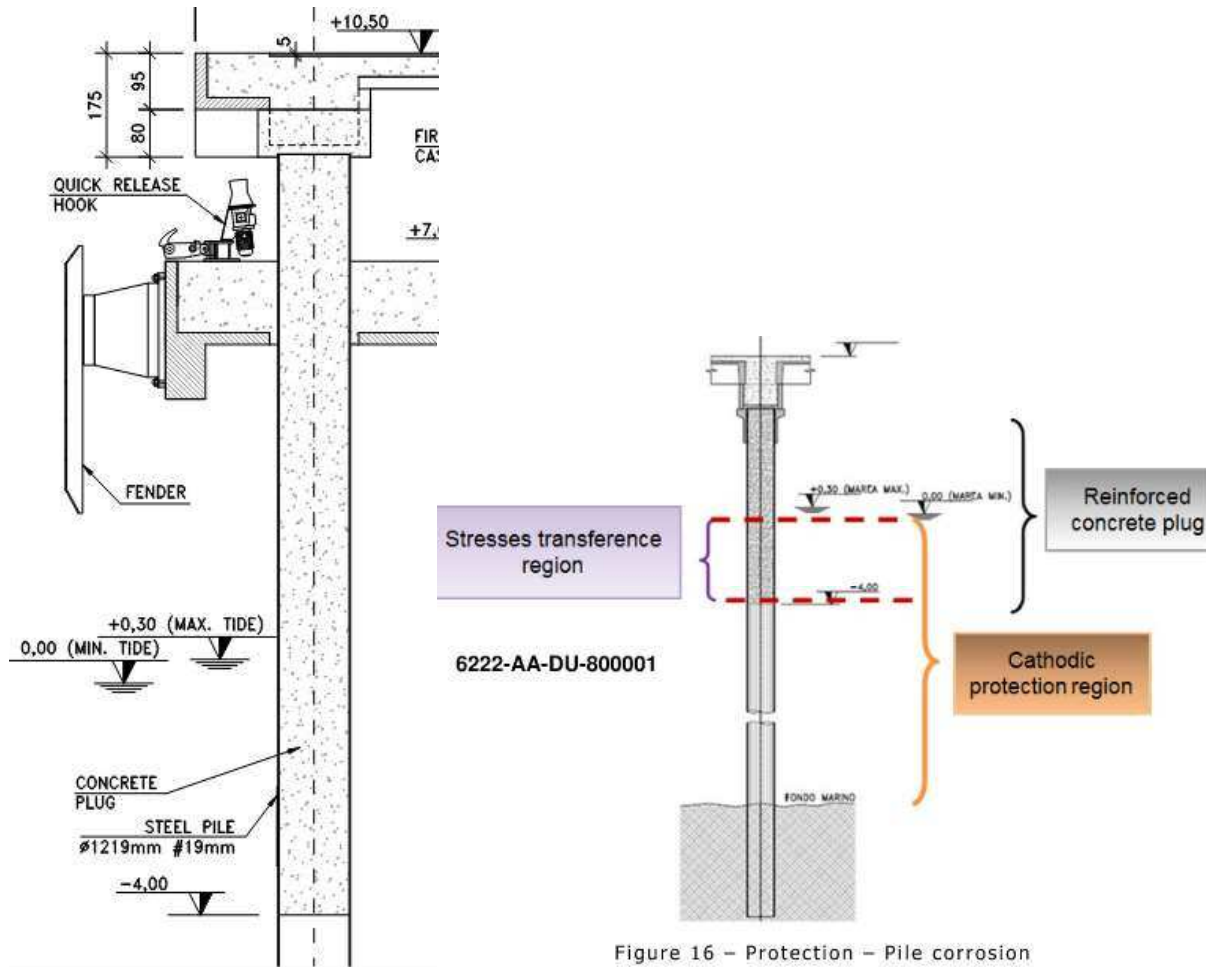
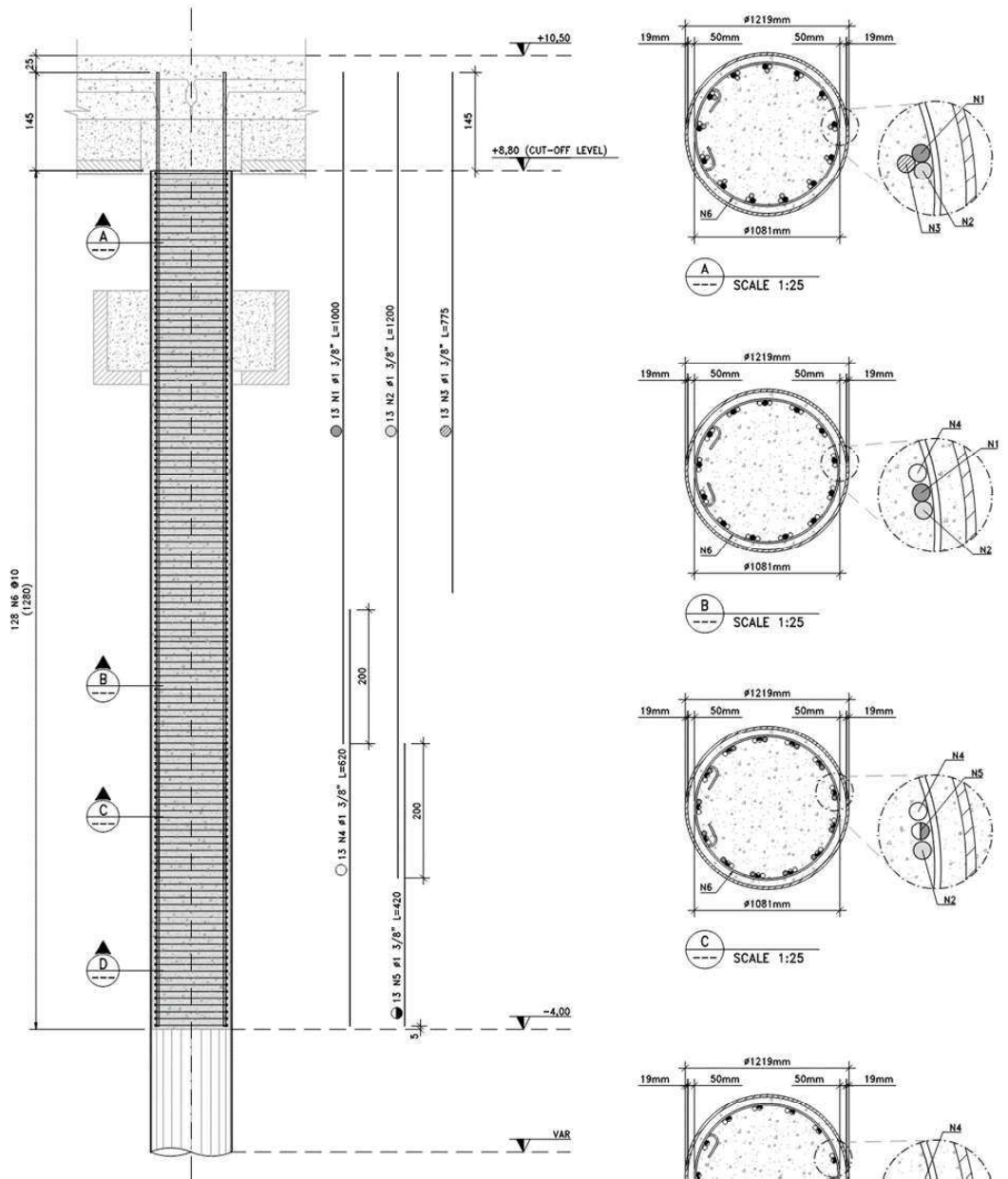


Figure 16 - Protection - Pile corrosion

Figura 3-7 - Parte superior reforzada con pilote Jetty



3.7. CALDERA – FD, ID, PA VENTILADORES

3.7.1. Requisitos del contrato EPC

Los ventiladores de tiro forzado (forced draft, FD), de tiro inducido (induced draft, ID) y de tiro primario son parte del sistema de combustión de aire y de gas. Hay 2 x 60% ventiladores FD paralelos que suplen aire

de combustión presurizado al sector de aire secundario (SA) del calentador de aire, el cual calienta el aire para la combustión de carbón en la caldera. Hay 2 x 60% ventiladores PA paralelos que suplen aire presurizado al sector de aire primario (PA) del calentador de aire, el cual calienta el aire para el secado del carbón y la transportación del carbón pulverizado a los quemadores. Los ventiladores PA también suplen aire templado, el cual evita el calentador de aire y se usa para regular la temperatura de la salida del molino, así como el aire del sello del molino. Finalmente, hay dos ventiladores ID paralelos que están ubicados al final del sistema de combustión de gas, lo que aumenta suficientemente la presión de la combustión de gas para descargar a la atmósfera a través de los conductos.

Figura 3-8 muestra los ventiladores PA. Se oponen directamente y desembocan en un conducto de descarga común que gira verticalmente hacia el sector PA del calentador de aire.

Figura 3-8 — Ventiladores PA



Figura 3-9 muestra los ventiladores FD. Los ventiladores FD están directamente opuestos y desembocan en un conducto de descarga común que gira verticalmente hacia el sector de aire secundario (SA) del calentador de aire.

Figura 3-9 — Ventiladores FD



Figura 3-10 muestra los ventiladores ID. Las descargas del ventilador se combinan en un conducto de descarga común que se dirige a la chimenea.

Figura 3-10 — Ventiladores ID



Los requisitos técnicos de todos los ventiladores se encuentran en la Especificación CDEEE, Sección 43 11 13. La revisión de los requisitos de la especificación para los equipos principales de los ventiladores se atiende en esta subsección. La revisión del equipo auxiliar de los ventiladores, tal como compuertas, juntas de expansión, motores y controladores de frecuencia variable se atienden en otra parte de este informe.

La especificación CDEEE no incluyó la hoja de datos técnicos del ventilador discreto que define los servicios de los ventiladores. Estos serían determinados por el Contratista EPC según fuese necesario para cumplir con las condiciones de servicio. Sin embargo, la especificación requiere que se apliquen ciertos márgenes mínimos de diseño de flujo y aumento de presión al diseñar el tamaño del equipo, según se indica a continuación:

- Diseño de Capacidad: 20% a 110% de los requisitos de la caldera y los componentes
- Diseño Estático: 120% de los requisitos de la caldera y los componentes

Los criterios de diseño de temperatura se indican a continuación:

- Ventiladores PA y FD diseñados para 80 °F y MCR y 105 °F en el bloque de pruebas
- No hay criterios de diseño de temperatura de operación normal para los ventiladores ID; sin embargo, deben ser capaces de operar a una temperatura máxima no menor de 400 °F.

Los arreglos y las clasificaciones físicas del ventilador deben estar en cumplimiento con los estándares del *Air Movement and Control Association (AMCA)*.

Los ventiladores FD e ID se controlarán con variadores de frecuencia (control de velocidad). No se ha especificado el tipo de control de la capacidad de los ventiladores PA.

La construcción de los ventiladores debe utilizar varios materiales de acero ASTM específicos, como ASTM A36, A242, A283 Gr D, A441, etc.

Todos los ventiladores están especificados para ser de tipo centrífugo con aspas de lámina de aire con curva hacia atrás, con una característica de potencia sin sobrecarga. La velocidad máxima permitida del ventilador es de 1200 rpm para los ventiladores ID y de 1800 rpm para los ventiladores PA y FD. El tamaño de los conductos de entrada y salida de los ventiladores PA y FD debe ser lo suficientemente grande para limitar las velocidades máximas de los conductos a 2500fpm.

El cojinete de casquillo (*sleeve bearing*) deben ser proporcionados con *skids* de aceite lubricante de circulación forzada.

Los sistemas de ventiladores y cimientos deben estar diseñados para evitar la operación cerca de las frecuencias de resonancia.

Las pruebas de la capacidad de los ventiladores deben ser realizadas en el taller o en el campo.

3.7.2. Observaciones / Discusión

Los ventiladores FD, ID y PA fueron suplidos por Howden bajo el alcance de suministro de Babcock & Wilcox (B&W). Howden es uno de los fabricantes de ventiladores más grandes en el mundo y es un suplidor de equipo de ventiladores comúnmente utilizado en aplicaciones de industrias eléctricas. Sargent & Lundy ha trabajado con Howden por varios años y considera que Howden es un suplidor de alta calidad.

Sargent & Lundy revisó todas las especificaciones técnicas y de alcance principales para los ventiladores y comparó con los documentos presentados, incluyendo la propuesta de equipo, informes de datos del fabricante, y manuales de instalación, operación y mantenimiento, los cuales contienen los planos de los equipos suministrados y las tablas de rendimiento. Sargent & Lundy también evaluó el alcance del suministro en comparación con las normas de la industria para este tipo de equipo, en los casos en que la especificación omitía dichos requisitos. Esto es solamente una evaluación teórica. Debido a que no se realizó ninguna prueba de campo de los ventiladores, el rendimiento actual de los ventiladores no está evaluado en este informe.

Los hallazgos se clasifican en una de las cuatro categorías siguientes: Conforme, Tentativamente Aceptable, No Conforme e Indeterminado. Los elementos conformes se ajustan a los requisitos de la especificación. El cumplimiento con la especificación CDEEE se logró en los siguientes casos:

- Requisitos de equilibrio, emisiones de ruido, temperatura máxima de diseño del ventilador ID, caída de presión del silenciador de entrada, alcance del sistema de monitoreo de vibraciones y velocidad, velocidades seccionadas del ventilador, arreglo de la entrada del ventilador, grosor de la placa central, control VFD para los ventiladores ID y FD, y márgenes del bloque de pruebas para los ventiladores ID y FD.

Hay elementos adicionales que Sargent & Lundy entiende que son importantes pero que no están explícitamente especificados en el contrato. Sargent & Lundy encontró el cumplimiento relativo con las normas de la industria para lo siguiente:

- Configuración de los bearings (dos bearings, uno por lado), clasificaciones idénticas de ventiladores paralelos, inspección por ultrasonidos (UT) de los ejes de los ventiladores y ensayos no destructivos (NDT) de las soldaduras.
- Los rotores de los ventiladores ID son fabricados de un acero conocido como Weldom 700E, el cual es parecido a ASTM A514. Normalmente, Sargent & Lundy limita el contenido de vanadio de los aceros usados en la construcción de rotores a menos de 0.01% porque un contenido elevado de vanadio puede resultar en una pérdida significativa en la resistencia al impacto, a menos que la temperatura y la duración del proceso de tratamiento térmico posterior a la soldadura (PWHT) se controlen apropiadamente. El contrato EPC no incluye una restricción del contenido de vanadio. Se encontró que la concentración de vanadio en el Weldom 700E usado para este proyecto alcanzó el 0.028%. Para resolver este posible problema, Sargent & Lundy contactó a Howden para confirmar los criterios internos de diseño y encontró que este limita el contenido de vanadio a 0.03%. Por lo

tanto, el material suministrado cumple con las guías internas de Howden. Sargent & Lundy también confirmó que el control de la temperatura del proceso PWHT y los tiempos de retención utilizados por Howden son compatibles con un contenido de vanadio de hasta el 0.03%. Por lo tanto, este asunto fue resuelto con éxito. A modo informativo, el material S 690 QL usado para construir los rotores de los ventiladores PA y FD tiene un contenido de vanadio menor o igual a 0.01%.

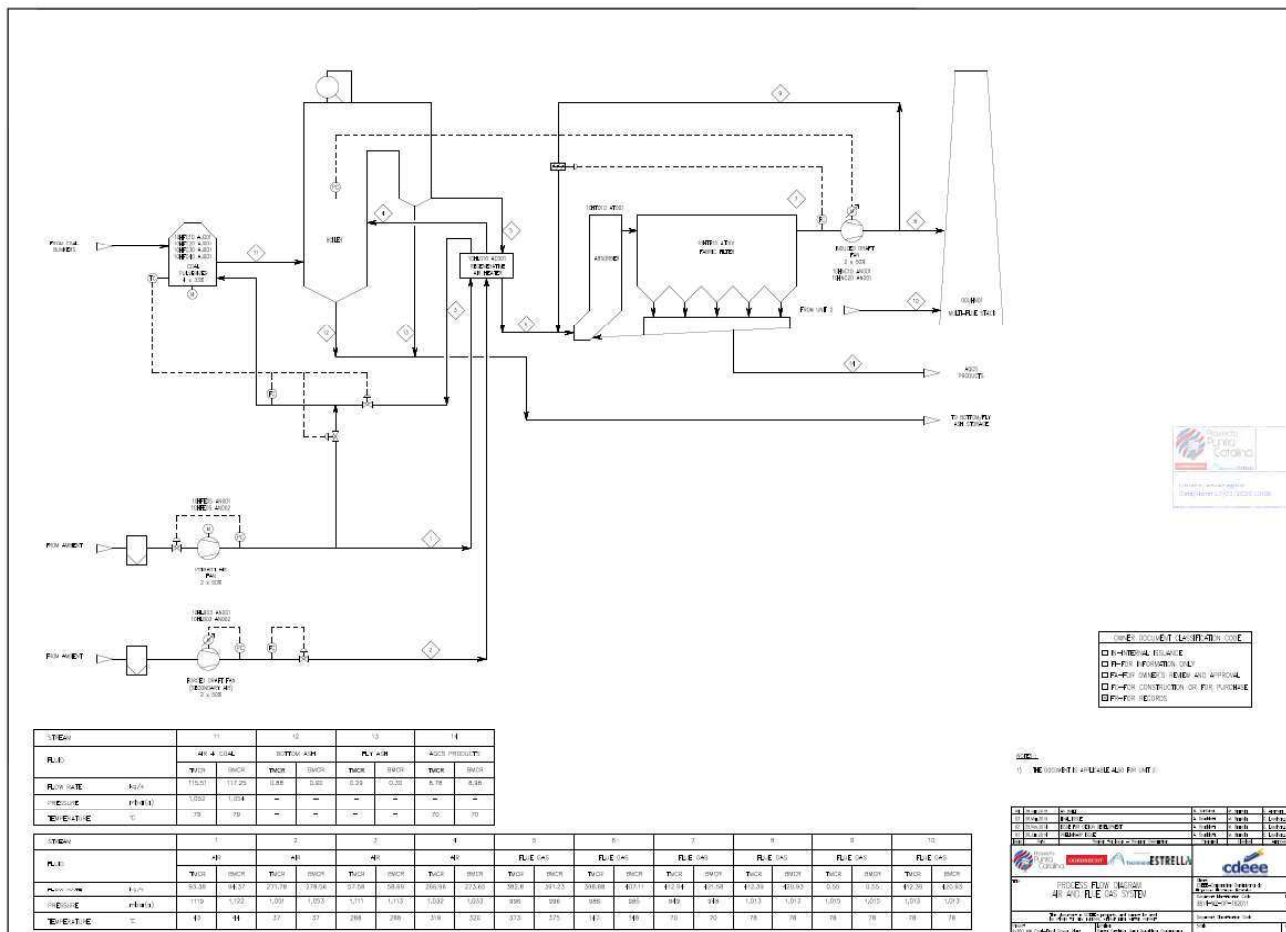
La discusión a continuación provee detalles de los elementos que son Tentativamente Aceptables, No Conformes o Indeterminados.

“Tentativamente Aceptable” se refiere a las instancias donde hay un elemento no conforme que Sargent & Lundy entiende que es tolerable, sujeto a la revisión y el acuerdo de CDEEE. Los siguientes elementos son Tentativamente Aceptables:

- El diagrama del flujo de proceso del proyecto (2019) y la cotización de la caldera de B&W fueron utilizados para establecer condiciones de operación de los ventiladores para comparar con la cotización del ventilador de Howden. La revisión de estos documentos demostró que los requisitos de flujo y aumento de presión están en buen acuerdo. La discrepancia más grande está relacionada a la temperatura de diseño del ventilador ID. Según el diagrama de flujo del proceso, esta temperatura en MCR es 172.4 °F; sin embargo, los ventiladores ID están diseñados para 160 °F. La diferencia de 12.4 °F consume aproximadamente 50% del margen del bloque de prueba de temperatura de 25 °F, el 2% del margen de flujo del bloque de prueba del ventilador ID y el 2% del margen de aumento de presión del bloque de prueba. Afortunadamente, el 2% de reducción en el margen de flujo y presión es relativamente bajo comparado con el margen general de 25% de flujo y presión incluido en el diseño del ventilador ID. Además, las temperaturas de salida de AQCS tienden a ser consistentes a través del tiempo, así que no se espera que la temperatura del bloque de prueba del ventilador ID de 185 °F sea excedida. Por lo tanto, Sargent & Lundy no considera que esto sea un incumplimiento significativo. Las condiciones del proceso actual pueden ser confirmadas revisando los datos históricos de operación.

El diagrama de flujo de proceso según construido se muestra en la Figura 3-11 se ilustra las velocidades de flujo, presión y temperaturas en BMCR y TMCR a través del sistema de aire de combustión y de gas. Además, ilustra las ubicaciones relativas de los ventiladores PA, FD e ID.

Figura 3-11 — Diagrama de Flujo de Proceso



- La especificación de adquisición requiere una operación estable del ventilador en todo el rango de operación sin que se produzcan sobrecalentamientos, sobre presiones, inestabilidad, ruidos o vibraciones. La inspección de las curvas de los ventiladores indica que las funciones de los ventiladores ID, FD y PA satisfacen los criterios de la “regla general” que recomienda un margen de aproximadamente el 30% del flujo y el 10% de la presión desde el respectivo pico de la curva del ventilador para operar de manera estable. Sin embargo, los puntos de servicio del ventilador ID están por encima de las respectivas presiones de cierre de los ventiladores, lo que teóricamente puede crear problemas de oscilaciones en las instalaciones de ventiladores en paralelo. Dado que no se han informado tales problemas en los documentos suministrados, Sargent & Lundy concluye provisionalmente que la operación del ventilador ID es estable, sujeto a la verificación por parte de los operadores de la planta. Para ayudar a garantizar una operación estable del ventilador ID en el futuro, Sargent & Lundy recomienda mantener la resistencia del sistema de gases de combustión no peor que los niveles de diseño mostrados en la curva del ventilador ID. Las curvas del ventilador PA, FD, e ID se muestran en la Figura 3-12, Figura 3-13 y Figura 3-14, respectivamente.

Figura 3-12 — Curva del Ventilador PA de Howden

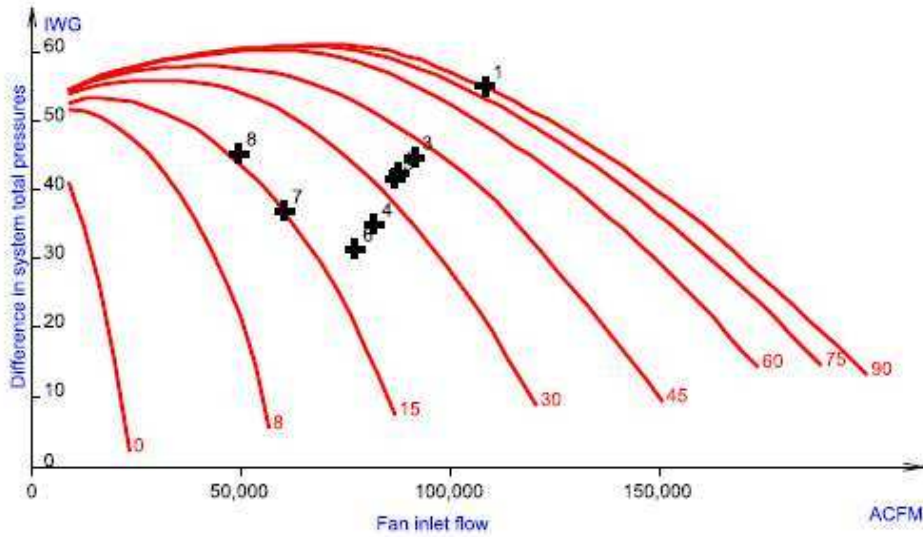


Figura 3-13 — Curva del Ventilador FD de Howden

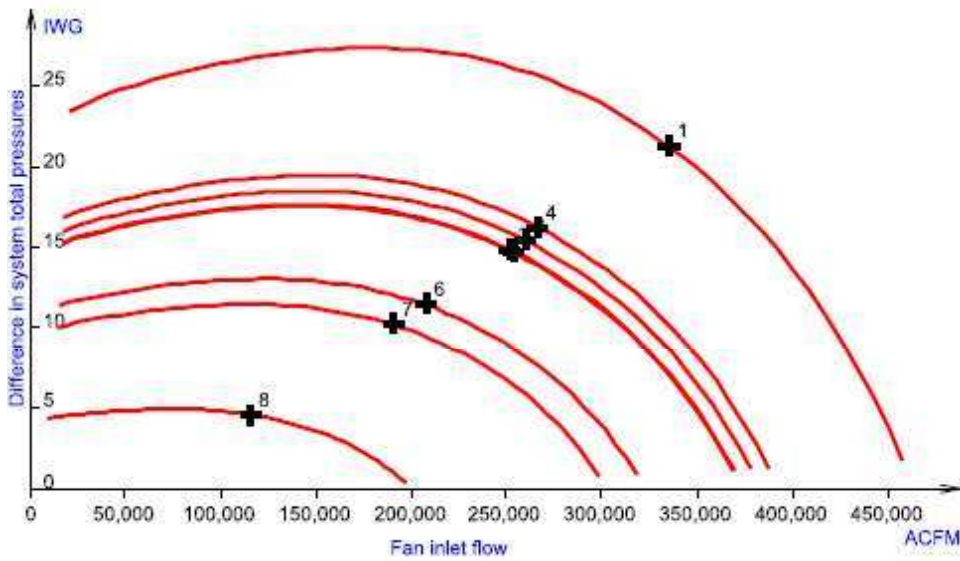
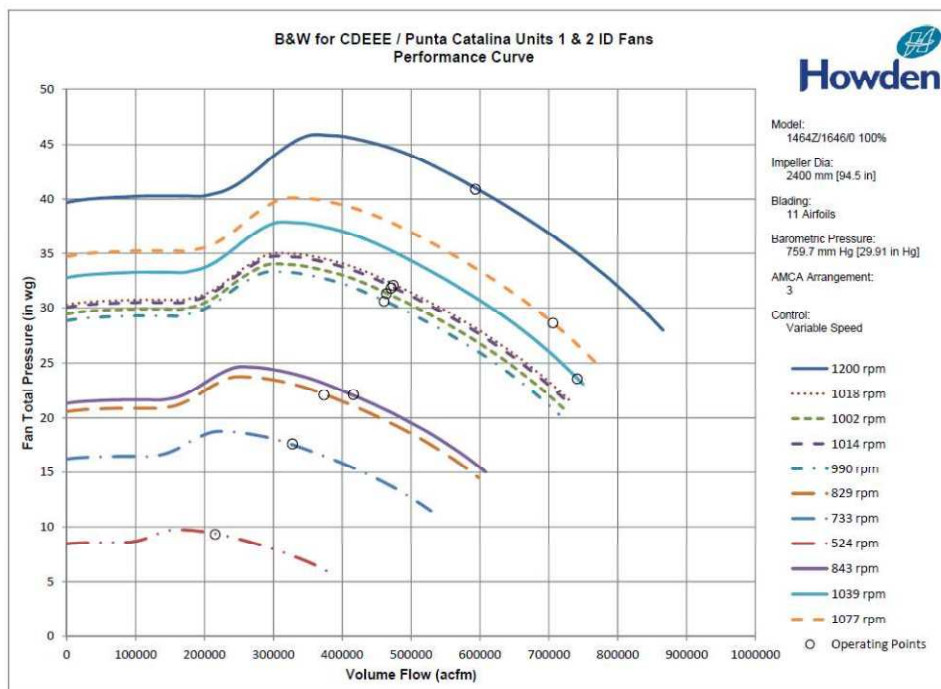
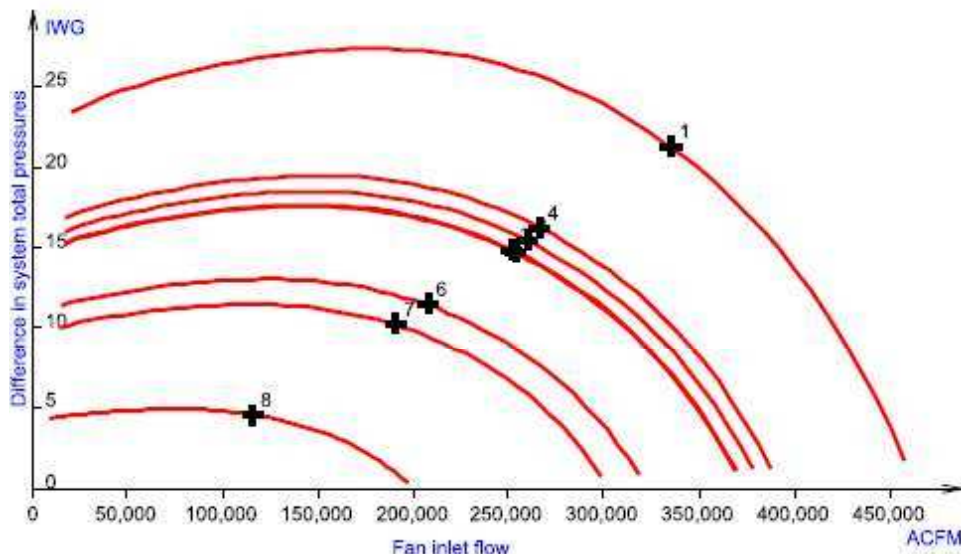


Figura 3-14 — Curva del Ventilador ID de Howden



- La especificación del contrato requiere que el desplazamiento de las vibraciones en los cojinetes del ventilador no sea peor que "Muy bueno" en la tabla de gravedad de las vibraciones. Sargent & Lundy verificó que se habían alcanzado los niveles de equilibrio requeridos en el taller. Para verificar completamente el cumplimiento se requiere la revisión de los datos de campo de vibración de cada ventilador.
- La especificación requiere que la velocidad máxima del conducto a la entrada y salida de los ventiladores PA y FD no exceda de 2500 fpm. Sargent & Lundy cree que con ello se pretende minimizar las pérdidas de presión en la entrada y salida de los ventiladores. En cualquier caso, el requisito se cumple en las entradas de los ventiladores, pero no en las salidas. Las velocidades de salida de los ventiladores PA en MCR alcanzan aproximadamente 2800 fpm, y las velocidades de salida de los ventiladores FD en MCR superan los 3600 fpm. En opinión de Sargent & Lundy, estos valores son razonables y no son preocupantes.
- El contrato exige que los ventiladores PA, FD e ID proporcionen un rango de operación "seguro" del 20% al 110% de la capacidad de diseño. Sargent & Lundy considera que el término "capacidad de diseño" es ambiguo. Los ventiladores centrífugos no suelen tener ninguna capacidad más allá del valor nominal del bloque de prueba, que suele asociarse al funcionamiento de un ventilador a su velocidad máxima o con las aletas/amortiguadores muy abiertos. Por lo tanto, interpretamos que la capacidad de diseño se refiere a la operación a MCR sin margen de bloque de prueba. Todos los ventiladores superan el criterio del 110% en relación con las funciones MCR citadas. Esto se ilustra claramente en el gráfico de capacidad de los ventiladores FD de la Figura 3-15, en el que el servicio BMCR está dado por el punto 4 y el servicio de bloque de prueba por el punto 1.

Figura 3-15 — Ilustración de la Curva del Ventilador FD para MCR y Servicios del Bloque de Prueba



- Para los ventiladores ID y FD controlados por VFD, la velocidad mínima en la cual los ventiladores pueden operar es 200 rpm. En MCR, los ventiladores ID operan a aproximadamente 1000 rpm. Por lo tanto, por las leyes de ventiladores, la operación a 200 rpm se relaciona a aproximadamente 20% de capacidad. Los ventiladores FD operan entre 930 y 978 rpm a MCR. Esto está correlacionado a 20.4% a 21.5% de la capacidad de flujo a 200 rpm. En ambos casos, la capacidad de reducción es aceptable. Para los ventiladores PA, la posición mínima de la compuerta que se muestra en la curva del ventilador es 8 grados. La operación de esta posición de la compuerta generará mas de 50,000 acfm. En relación con la clasificación MCR de 80,000 a 90,000 acfm, esto no cumple con el requisito de capacidad mínima de 20%. Sin embargo, la demanda mínima del ventilador de PA con una carga de 35% se encuentra entre 55% a 60% de flujo MCR, por lo que no parece necesaria la capacidad de reducción del flujo al 20%.
- La especificación EPC requiere que la caja de entrada, la cubierta y la salida se fabriquen con materiales ASTM A36, AISI 1012, AISI 1015 or ASTM A242 con un espesor mínimo de 0.25 pulgadas. Parece que para este alcance se utilizó una placa de 6 mm de espesor (0.2362 pulgadas). Esto debe ser confirmado por Howden. La alternativa habría sido utilizar una placa de 8 mm de espesor (0.315 pulgadas), lo que cumpliría con la especificación, pero se espera que hubiera costado aproximadamente 30% más. Aunque el material más grueso proporcionaría una integridad estructural, una atenuación de ruido y una vida útil marginalmente mayores, la placa de 6 mm parece ser funcionalmente adecuada. Para referencia, Sargent & Lundy normalmente especifica un espesor de 3/8 pulgadas (9.5 mm) para la cubierta del ventilador y las placas de la caja de entrada.

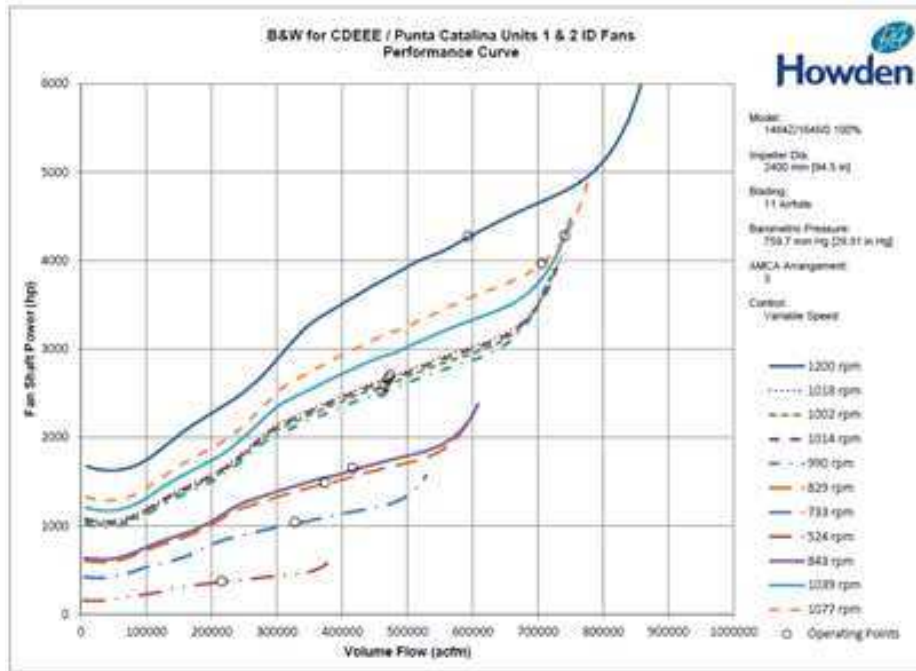
Además, ninguno de los materiales especificados fue utilizado. Los componentes estáticos del ventilador ID son fabricados de Q235B, lo que es un acero no aleado bajo en carbono Chino de 34 kpsi, y los componentes estáticos de los ventiladores PA/FD son fabricados de IS 2062 E250 Calidad BO/BR/C, lo

que es un acero blando indio de 36 kpsi. Estos materiales parecen ser comparables al A36, que es un acero al carbono blando de 36 kpsi. Esto es aceptable.

En los casos en los que el equipo suministrado no cumple los requisitos de las especificaciones, se señala una no conformidad. La siguiente discusión resume los problemas de incumplimiento identificados por Sargent & Lundy para los ventiladores FD, ID y PA. En algunos casos, la CDEEE puede desear llevar a cabo acciones correctivas.

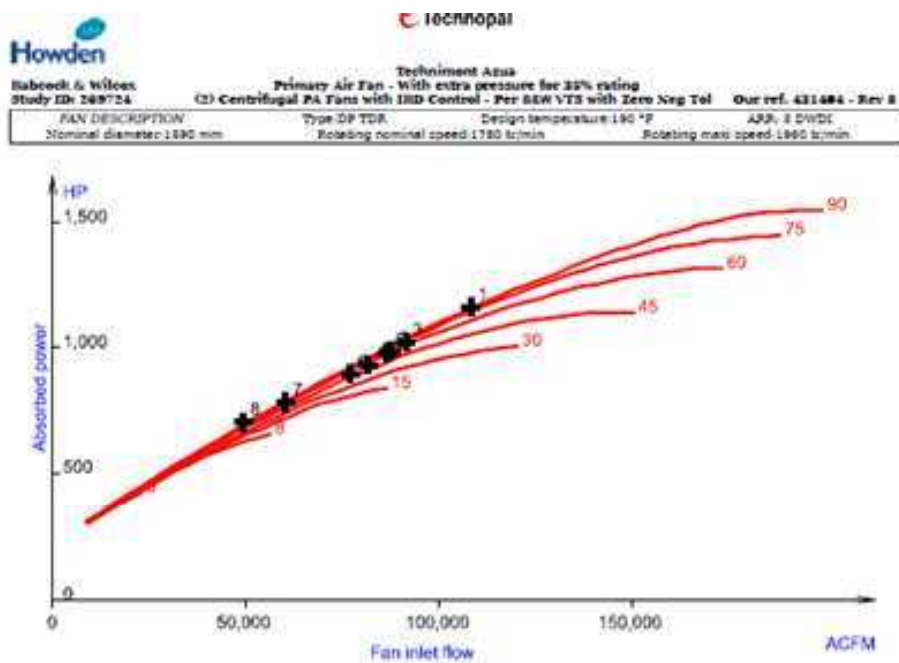
- La especificación requiere que el suministro de *skids* de aceite lubricante de circulación forzada con bombas, filtros dúplex, tuberías, válvulas, instrumentos, depósitos, intercambiador de calor de aceite a aire y refugios contra la intemperie. Estos *skids* no se han suministrado. En su lugar, se suministran cojinetes de ventilador autónomos que utilizan la refrigeración directa por agua. Técnicamente, este es un diseño alternativo aceptable. Sin embargo, son preferibles los sistemas de circulación forzada, ya que el aceite se filtra continuamente, lo que prolonga la vida útil de los cojinetes y reduce el mantenimiento. Además, los permisos y enclavamientos asociados proporcionados como parte de los *skids* de aceite lubricante garantizan el suministro de aceite a los cojinetes en cualquier momento en que el ventilador esté operando y pueden impedir la operación del equipo cuando el suministro de aceite se vea comprometido.
- La especificación requiere que las placas de identificación de los ventiladores incluyan un sello de clasificación certificado por la AMCA. La revisión del plano de la placa de características indica que no se ha incluido. Howden tendría que confirmar si se puede proporcionar. Sargent & Lundy también recomienda comprobar las placas de características instaladas en el campo. Los datos mostrados en los planos de la placa de características no reflejan los datos específicos del ventilador.
- La especificación EPC exige una característica de potencia sin sobrecarga. Sólo los ventiladores FD cumplen este requisito. Tanto los ventiladores PA como los ID presentan curvas de demanda de potencia crecientes. La Figura 3-16 muestra las curvas características de potencia de los ventiladores ID. Los motores de los ventiladores ID tienen una potencia nominal de 4500 hp cada uno. La demanda de potencia del eje se aproxima, pero no supera los 4500 hp en el bloque de prueba y durante el funcionamiento de un solo ventilador ID a carga parcial. Por lo tanto, cuando funciona en estado estacionario dentro de los parámetros de diseño del sistema de gases de combustión, el diseño es aceptable. Sin embargo, esto puede no ser cierto durante la operación fuera de diseño o en eventos transitorios y podría dar lugar a un límite de carga o a una desconexión del ventilador. Este problema puede haber contribuido a la desconexión de la caldera que se produjo el 16 de mayo de 2019. Después de que el primer ventilador ID se disparara debido a la alta vibración, el segundo ventilador ID se disparó debido a la sobrecarga de corriente. La solución podría implicar la instalación de motores más grandes.

Figura 3-16 — Curvas de Potencia del Ventilador ID



- La Figura 3-17 presenta las curvas características de potencia del ventilador PA. Técnicamente, la característica de potencia es de no sobrecarga en ciertas posiciones de la compuerta, pero no en todas. Sin embargo, el verdadero problema es que la demanda de potencia sigue aumentando significativamente a la derecha de cada punto de trabajo. Los motores de los ventiladores PA tienen una potencia nominal de 1300 hp cada uno, en comparación con la demanda de potencia máxima teórica en el punto de funcionamiento, que supera los 1500 hp. Como referencia, la demanda del bloque de pruebas es de 1166 hp/ventilador. Dado que la demanda de los ventiladores de PA se basa en gran medida en el flujo de aire controlado a los molinos, y dado que los calentadores de aire se proveen con un sistema de control de fugas automatizado y de doble sellado, es poco probable que la demanda de los ventiladores de PA aumente drásticamente con el tiempo. Sin embargo, el disparo del ventilador PA sobrecargado que ocurrió el 28 de marzo de 2019 debe ser revisado para entender su causa. La solución podría consistir en la instalación de motores más grandes si parece que los motores tienen una dimensión menor que la adecuada.

Figura 3-17 — Curvas de Potencia de Ventiladores PA



- La especificación EPC requiere que se instale un arreglo de pitot multipunto con enderezador de aire integrado en la descarga de cada ventilador para medir el flujo. Este equipo no se suministró. Sargent & Lundy no suele requerir esta capacidad de medición del flujo a menos que el ventilador incluya un dispositivo indicador de pérdida, como en el caso de los ventiladores axiales. A modo de información, B&W ha proporcionado mediciones de flujo para el flujo de SA a los quemadores, el flujo de aire de sobre combustión (OFA) y el flujo total de PA a cada molino.
- El contrato requiere que los rotores sean fabricados con cualquiera de los siguientes materiales: ASTM A36, ASTM A242, ASTM A283 Gr D, ASTM A441, ASTM A514, ASTM A517, ASTM A542 Clase 2 o ASTM A588. Howden no proporcionó ninguno de estos materiales. En cambio, los rotores de los ventiladores ID se construyeron con Weldom 700E y los ventiladores FD y PA se fabricaron con S 690QL. Ambos son aceros de carbono de alta resistencia con un límite elástico de 100 kpsi. Con esta información, son aceptables para Sargent & Lundy. Sin embargo, se observó un posible problema de soldadura con respecto a la construcción del rotor del ventilador ID, como se indica a continuación. Se trata de un problema abierto que debe ser revisado por Howden. Si se descubre que el diseño de la soldadura no es coherente con la resistencia del metal de aportación, será necesario realizar una evaluación adicional para determinar el curso de acción adecuado. Sargent & Lundy revisó los procedimientos de soldadura utilizados para fabricar los rotores de los ventiladores ID y encontró lo siguiente:
 - Las normas WPS AW04, AW06 y AW07 son aceptables con niveles de vanadio en el metal base de hasta 0.03%, siempre que el PWHT se limite a 550-560°C (1022-1040°F), como se especifica en las normas WPS.
 - La norma AWS AW03 está cualificada para todas las soldaduras, pero no se recomienda para las soldaduras de ranura de penetración completa. Aunque no se menciona en la norma AWS D14.6, la mayoría de los códigos requieren que las soldaduras de penetración

de juntas completas se realicen con un material de relleno que tenga una resistencia mínima especificada igual o superior a la del metal base. Este procedimiento es aceptable para las soldaduras en ángulo siempre que estas soldaduras se diseñen utilizando el valor de resistencia del metal de aportación.

- Las normas AWS AW05 y AW08 no están calificadas de acuerdo con la norma AWS B2.1/2.1M, tal como lo requiere la norma AWS D14.6, sección 6.1. La norma AWS requiere que el metal de aportación cumpla el siguiente criterio "Cada muestra de ensayo de tracción deberá tener una resistencia a la tracción no inferior a la siguiente. (1) La resistencia a la tracción mínima especificada del metal base". Sin embargo, el valor de la resistencia a la tracción del metal de aportación en estos procedimientos es inferior al valor del metal base. Estos procedimientos podrían calificarse para soldaduras en ángulo siempre que estas soldaduras se diseñen utilizando el valor de resistencia del metal de aportación.
- El contrato requiere que los cojinetes de los ventiladores estén diseñados para poder bajar por inercia sin sufrir daños en caso de una falla en el sistema eléctrico. Si se instalan conjuntos de cojinetes, esto puede lograrse utilizando un sistema de aceite de elevación para proporcionar aceite a alta presión que mantenga una capa lubricante de aceite dentro de los cojinetes durante las condiciones de operación a bajas revoluciones. Normalmente, el sistema de aceite de elevación se utiliza durante los eventos de arranque, parada y disparo para prolongar la vida útil de los cojinetes. Para que funcione durante una falla en el sistema eléctrico, sería necesario además conectarlo a un sistema de alimentación ininterrumpida. En este caso, no se suministró un sistema de aceite para gatos para ninguno de los ventiladores. Esto constituye un incumplimiento contractual.
- El contrato requiere la protección del conjunto completo de ventilador, juntas, cojinetes y motor contra los daños debidos a la rotación inversa. Para evitar la rotación inversa se requiere la instalación de un freno del ventilador, que es como los frenos de disco de un automóvil. Este alcance no se proporcionó.

Los requisitos contractuales que no han podido ser verificados a partir de los datos presentados por el vendedor se clasifican como "Indeterminados". La validación de estos asuntos requiere la presentación de información adicional o la ejecución de actividades adicionales, como las pruebas de rendimiento de campo. Los siguientes puntos son "Indeterminados".

- El contrato requiere una prueba de taller o una prueba de campo de cada ventilador para verificar su rendimiento. El contrato establece que "teniendo en cuenta las tolerancias de los ventiladores, los ventiladores ofertados deberán cumplir los requisitos de flujo, presión y ruido". Las tolerancias no están definidas en el contrato. Sargent & Lundy normalmente especifica tolerancias de flujo del 1%, presión del 2% y potencia del 4%. Además, Sargent & Lundy no pudo localizar ningún resultado de pruebas de rendimiento de los ventiladores en taller o en campo. Por lo tanto, el cumplimiento de este requisito es indeterminado. Si se han realizado pruebas en el taller, habrá que pedir a Howden que presente los resultados de las mismas. De lo contrario, para verificar el cumplimiento, primero deben definirse las tolerancias de rendimiento de los ventiladores y, luego, deben realizarse pruebas de rendimiento de campo.
- El contrato requiere que los diseños de los ventiladores eviten la excitación/resonancia de velocidad crítica. Deben excluirse las frecuencias de excitación primaria a 0.5x, 1.0x y 2.0x de velocidad de

funcionamiento. La especificación también requiere una separación de la velocidad de resonancia instalada >1.2 veces la velocidad máxima de operación del ventilador. No se especifican requisitos de separación para la velocidad crítica del eje o la velocidad resonante de diseño. Los planos de los vendedores de ventiladores indican las velocidades críticas de los ventiladores para cada ventilador, pero sólo definen la velocidad resonante de diseño para los ventiladores ID. Las velocidades resonantes de instalación son determinadas por el contratista EPC en función de los diseños de las cimentaciones. Howden incluye los criterios de diseño de la cimentación y los criterios de separación recomendados en los planos de disposición de los ventiladores.

En relación con las velocidades nominales de los ventiladores, las velocidades críticas de cada ventilador superan el requisito de separación mínima del 130% que Sargent & Lundy normalmente especifica. Sargent & Lundy recomienda confirmar las velocidades resonantes instaladas para cada sistema de ventiladores para verificar que existe una separación adecuada, especialmente en el rango de operación de los ventiladores de velocidad controlada (FD e ID). Esto puede ser un problema para los ventiladores ID que experimentaron una salida por alta vibración el 16 de mayo de 2019.

- El contrato no requiere pruebas modales o de choque de los conjuntos de rotores fabricados. Sin embargo, los planos de disposición general de los ventiladores indican que dichas pruebas deben realizarse en el taller. Estas pruebas confirman la exactitud del análisis teórico de elementos finitos (FEA) y del análisis modal. Sin embargo, la documentación de las pruebas en taller no se ha encontrado en los archivos de planos del proveedor. Si se realizaron las pruebas, los resultados deberían presentarse para su registro. Éstos serán útiles para analizar cualquier problema de vibración del ventilador, en caso de que se produzca, así como para identificar cualquier zona de apagado del rango de velocidad, en caso de que exista.
- La especificación EPC no impone ningún criterio de diseño relacionado con la fatiga. Esto es algo que Sargent & Lundy requiere normalmente para que no se produzcan grietas prematuras en el rotor. Si se ha realizado este análisis, debe presentarse una copia para formar parte del registro.
- La especificación EPC no impone ninguna restricción a las tensiones dentro del rotor ni exige un análisis de elementos finitos para demostrar el cumplimiento de dichos criterios. Por lo tanto, Sargent & Lundy no puede verificar el cumplimiento de las directrices de la industria. Se debe solicitar al contratista de EPC que presente el informe de análisis de elementos finitos, si se ha generado uno.
- Los ventiladores de PA suministran el aire de sellado del molino equivalente al 8-9% de la capacidad total de los ventiladores de PA en MCR. Este flujo no figura en los flujos de los ventiladores de AP utilizados para el dimensionamiento de los mismos, por lo que se desconoce si se ha tenido en cuenta. Esto debería ser verificado por el contratista del EPC, ya que puede reducir el margen disponible de los ventiladores de AP.
- La especificación del EPC requiere el cumplimiento de los códigos AMCA, ANSI, ASME, ASTM, NEMA y OSHA. No hay datos suficientes para verificar el cumplimiento de estos requisitos. Como se ha señalado anteriormente, los materiales de construcción no cumplen las directrices de la ASTM.

- El contrato requiere que los ventiladores se diseñen para su instalación en una caldera de carbón. Para ello es necesario tener en cuenta la dilatación térmica y la provisión de placas de desgaste en aplicaciones cargadas de polvo, por ejemplo, para los ventiladores ID. Sin embargo, la especificación no proporciona ningún detalle o requisito específico. Como referencia, Sargent & Lundy normalmente exigiría la provisión de un rollo de carcasa de $\frac{1}{4}$ de pulgada de grosor y revestimientos de mejilla. Además, se requerirían revestimientos de desgaste o recubrimiento resistente a la abrasión para la placa central, y el borde de ataque y la cara de salida de las palas. Los perfiles aerodinámicos deberían tener una construcción sólida en la nariz. No hay ninguna indicación de que se hayan suministrado revestimientos de desgaste o recubrimientos resistentes al desgaste. Esto debería confirmarse con Howden.
- El contrato requiere los siguientes márgenes del bloque de pruebas: 10% de flujo y 20% de presión. Para los ventiladores FD y PA, se especifica que la temperatura de operación es de 80 °F y la temperatura del bloque de prueba es de 105 °F. Para los ventiladores ID no se ha especificado ningún margen de temperatura ni temperatura de bloque de prueba. Sargent & Lundy observó un conflicto en la Sección 00 43 23, pág. 5 de la especificación que requiere un margen de bloque de prueba de flujo másico del 15% para los ventiladores PA y FD.

Los ventiladores PA y FD están diseñados para una temperatura de funcionamiento de 90 °F y una temperatura de bloque de prueba de 105 °F. Aunque esto es menos que el margen especificado de 25 °F, la temperatura de bloque de prueba especificada de 105 °F se cumple; por lo tanto, esto es aceptable. Los ventiladores ID incluyen un margen de 25 °F, que es típico y es inherentemente aceptable ya que no se especificó ningún requisito.

Los márgenes de flujo y presión de los ventiladores FD e ID superan los requisitos especificados. Estos ventiladores incluyen al menos un 25% de margen de presión, y al menos un 24% de margen de flujo volumétrico. Incluso si se tienen en cuenta las fugas del calentador de aire con un porcentaje máximo del 8%, se proporciona un margen de caudal de al menos el 20%.

Sin embargo, los ventiladores PA tienen problemas potenciales con los márgenes de flujo y presión citados. El margen de presión en BMCR con el peor caso de carbón es del 19.4% en comparación con el requisito especificado del 20%. No se trata de una violación importante. Aunque el margen de flujo es aceptable sobre la base de una fuga esperada del calentador de aire de aproximadamente el 4%, este margen se reduce a menos del 10% si se postula el límite de fuga del calentador de aire del 8% en el peor de los casos. Sargent & Lundy normalmente asumiría la fuga del calentador de aire en el peor de los casos y añadiría un margen de bloque de prueba a eso. Además, como ya se ha comentado, no está claro si el flujo de aire del sello del molino se ha incluido en el dimensionamiento del ventilador PA. Esto equivale a un 8-9% de la capacidad total del ventilador de PA en MCR. Para resolver este problema, se puede solicitar a B&W que facilite los cálculos de dimensionamiento de los ventiladores de AP, se pueden revisar los datos históricos de funcionamiento para evaluar la demanda real de los ventiladores de AP y el margen

restante, o se puede realizar una prueba de rendimiento de los ventiladores para evaluar tanto las garantías de rendimiento de los ventiladores como la demanda real y los márgenes disponibles.

Otros asuntos:

- El contrato no exige la prueba de sobrevelocidad de los ventiladores. Este requisito es habitual cuando se utilizan accionamientos de turbina como fuente de alimentación de los ventiladores. Sin embargo, Howden decidió realizar pruebas de sobrevelocidad debido al control VFD utilizado para los ventiladores ID y FD. Por una razón desconocida, los ventiladores PA también se sometieron a pruebas de sobrevelocidad a pesar de que son ventiladores de velocidad constante con control de compuerta de entrada.
- Las pruebas de sobrevelocidad confirman la integridad del diseño y la construcción de la rueda del ventilador. Sin embargo, esta prueba puede dañar el rotor. Por lo tanto, suele reservarse para instalaciones en las que el exceso de velocidad del ventilador es una posibilidad probable. Además, las velocidades de los ventiladores que Howden utilizó para las pruebas parecen ser innecesariamente altas y plantean dudas sobre las velocidades de los ventiladores utilizadas para las evaluaciones de la frecuencia de resonancia.
- Los ventiladores del PA tienen una velocidad nominal de 1780 rpm y son accionados por motores de velocidad constante. A pesar de ello, Howden definió la velocidad máxima de funcionamiento de los ventiladores como 1960 rpm y realizó las pruebas de sobrevelocidad a 2156 rpm. Sargent & Lundy considera que no deberían haberse realizado pruebas de sobrevelocidad en los ventiladores PA. No hay ninguna posibilidad de que se produzca un exceso de velocidad con una aplicación de ventilador motorizado de velocidad constante.
- Los ventiladores FD tienen una velocidad nominal de 1190 rpm y son accionados por VFD. Debido al uso del control VFD, Howden definió la velocidad máxima de funcionamiento de los ventiladores como 1320 rpm. En consecuencia, las pruebas de sobrevelocidad se realizaron a 1453 rpm. Sargent & Lundy considera que las pruebas de sobrevelocidad son innecesarias, ya que el control de los VFD es preciso y fiable, pero si se realizan, deberían haberse efectuado a 1320 rpm.
- Los ventiladores de ID tienen una velocidad nominal de 1200 rpm. Sin embargo, aunque los ventiladores están controlados por un VFD, Howden no evaluó los ventiladores a 1.320 rpm, como hizo con los ventiladores FD. Los ventiladores ID fueron sometidos a pruebas de sobrevelocidad a 1320 rpm. Sargent & Lundy considera que las pruebas de sobrevelocidad son innecesarias, ya que el control VFD es preciso y fiable.
- Dado que en todos los casos los rotores probados pasaron los exámenes de partículas magnéticas posteriores a la prueba, se concluye que no se produjeron daños. Sin embargo, Sargent & Lundy cree que es prudente confirmar con Howden y B&W que se utilizaron las velocidades de funcionamiento del ventilador adecuadas en las evaluaciones de la frecuencia de resonancia y las revisiones del diseño de los cimientos.

Evaluación de Eventos de Disparo de Equipos Pasados:

Esta evaluación sólo considera las fallas relacionadas con los ventiladores ID, PA y FD, no con los equipos auxiliares relacionados, como los VFD, la compuerta, las juntas de expansión, ni la lógica de control.

- El 28 de marzo de 2019, se produjo un disparo debido a la sobrecarga de un ventilador PA, lo que provocó la desconexión de los molinos C y D, y posteriormente la desconexión de la unidad. Este evento puede estar relacionado con los problemas descritos en relación con el margen del ventilador de PA y la característica de potencia de sobrecarga de los ventiladores.
- El 16 de mayo de 2019, el ventilador #2 ID se disparó debido a una alta vibración. Esto posteriormente causó que el ventilador ID #1 se disparara debido a un alto amperaje que condujo a una desconexión de la unidad. Este problema puede estar relacionado con la separación de frecuencia resonante instalada para los ventiladores ID. También puede estar relacionado con la característica de sobrecarga de los ventiladores ID, especialmente cuando están en modo de ventilador único.

3.8. CALDERA – CALENTADOR DE AIRE Y CALENTADOR DE AIRE CON SERPENTÍN DE VAPOR

3.8.1. Calentador de Aire

3.8.1.1. Requisitos del contrato EPC

Los calentadores de aire se incluyen como parte de los sistemas de aire de combustión y de gases de combustión. Cada unidad cuenta con un calentador de aire de 1 x 100% de capacidad. El calentador de aire calienta tanto el aire primario que se utiliza para secar y transportar el carbón pulverizado a la caldera, como el aire secundario que se envía a los quemadores para la combustión del carbón. El aire es suministrado a cada calentador de aire por los ventiladores PA y FD que se encuentran al aire libre.

Los requisitos técnicos de los calentadores de aire se encuentran en la Especificación CDEEE Parte 2 de 2 / Sección 42 13 13. La revisión de los principales requisitos de las especificaciones de los calentadores de aire se discute en esta subsección. La revisión de los serpentines de precalentamiento de aire de vapor se discute en la siguiente subsección.

La especificación de la CDEEE no incluye una hoja de datos del calentador de aire que defina las funciones requeridas del calentador de aire. El contratista de la CDEEE los determina según las necesidades para cumplir con las condiciones de servicio. Si se compara la cotización de Howden con los flujos de salida de aire del calentador de aire PA y SA que se muestran en el diagrama de flujo del proceso (PFD) de la CDEEE de 2019, se observa que los flujos citados en BMCR y TMCR superan los flujos del PFD en unos pocos porcentajes, lo cual es aceptable. Además, los flujos de entrada de gas y los flujos de fuga del calentador de aire citados por Howden concuerdan muy bien con los indicados en el PFD.

Los márgenes de rendimiento típicos utilizados en el diseño de calentadores de aire están asociados a la especificación de un índice de fuga máximo y a la previsión de espacio para cestas adicionales. En este caso, la especificación del contrato limita el índice de fuga al 8%, pero no requiere espacio para una profundidad de cesta adicional.

Las garantías de rendimiento típicas incluyen la caída de presión, la temperatura de salida del gas y las fugas. En este caso, en la especificación del EPC no se exigen garantías de rendimiento del calentador de aire.

El tipo de calentador de aire y el arreglo físico están definidos en la especificación del EPC. Los calentadores de aire serán de tipo regenerativo y trisectorial, con un eje vertical y un diseño de contraflujo. Los calentadores de aire utilizarán un diseño de dos capas con el extremo frío diseñado para contener la deposición de bisulfato de amonio que tendrá lugar si se incluye un SCR en el diseño del sistema de gases de combustión. El material de la cesta del extremo caliente lo determina el OEM del calentador de aire y el material de la cesta del extremo frío se especifica como acero resistente a la corrosión.

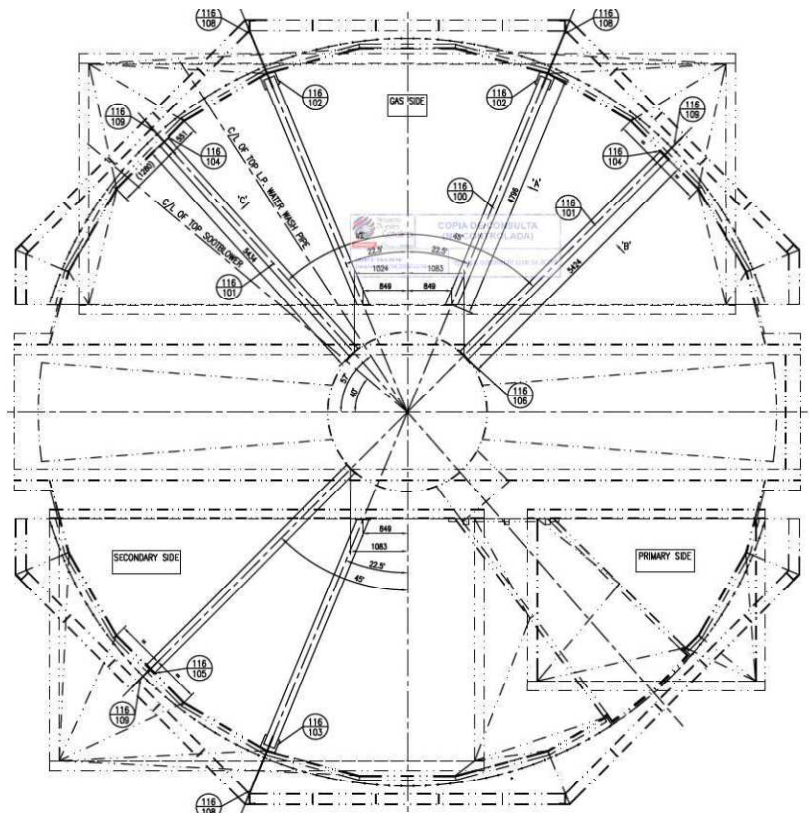
El cojinete de apoyo se especifica como un cojinete de tipo rodillo antifricción. Se deben proporcionar dos *skids* de aceite lubricante de circulación forzada, uno para el cojinete guía y otro para el cojinete de apoyo, con indicación de la temperatura.

El alcance incluye el suministro de sopladores de hollín, lanzas de lavado de agua, sistema de detección de incendios y protección de diluvio de agua.

3.8.1.2. Observaciones / Discusión

Los calentadores de aire son suministrados por Howden dentro del alcance de suministro de Babcock & Wilcox (B&W). Howden es un proveedor de equipos de calentadores de aire de uso común para aplicaciones de compañías de servicios públicos. Sargent & Lundy ha trabajado con Howden durante muchos años y lo considera un proveedor de alta calidad. La Figura 3-18 muestra la vista en planta del calentador de aire con los sectores de aire primario y secundario, y la ubicación de los sopladores de hollín y la tubería de lavado de agua a baja presión.

Figura 3-18 — Vista en planta del calentador de aire trisectorial



Sargent & Lundy revisó las principales especificaciones técnicas de los calentadores de aire comparándolas con los documentos presentados por el contratista EPC, incluyendo la propuesta de equipos, los informes de datos del fabricante, los manuales de operación y mantenimiento de la instalación y los planos del vendedor. Sargent & Lundy también evaluó el alcance del suministro con respecto a las normas de la industria para este tipo de equipos en los casos en que la especificación omitió tales requisitos.

Los resultados se clasifican en una de las cuatro categorías siguientes: Conforme, Tentativamente Aceptable, No Conforme e Indeterminado. La conformidad se evalúa comparando los detalles técnicos y el alcance del equipo suministrado con los requisitos de la especificación. Además, aunque no se ha realizado ninguna prueba formal de rendimiento del calentador de aire, esta evaluación incluye un breve análisis del rendimiento del calentador de aire documentado en la prueba de rendimiento de la Unidad 1.

La cotización del calentador de aire Howden cumple con la especificación EPC en los siguientes puntos:

- Calentador de aire Cantidad - Uno por unidad
- Tipo - Regenerativo
- Configuración de flujo - Contraflujo; flujo de aire hacia arriba y flujo de gas hacia abajo

- Orientación del eje - Vertical
- Número de capas - Dos; un extremo caliente y un extremo frío
- Diseño del elemento del extremo frío - El perfil del elemento calefactor proporciona canales para un soplado eficaz del hollín.
- Tipo de accionamiento - Incluye motor eléctrico de accionamiento principal con reductor de velocidad y accionamiento neumático auxiliar en un eje de entrada separado.
- Soplado de hollín - Incluye sopladores de vapor retráctiles. Un soplador de hollín está ubicado en la entrada de gas y el segundo está ubicado en la salida de gas. Es importante señalar que los sopladores de hollín no están incluidos en el suministro de Howden. Diamond Power los suministra por separado.
- Capacidad de lavado con agua - Incluye lanzas de lavado con agua a baja presión en la entrada y salida de gas. Además, el soplador de hollín de la salida de gas es del tipo de doble medio que también permite el lavado con agua a alta presión.
- Ventana de observación - Se suministran ventanas en el extremo frío de los conductos PA y SA
- Protección contra incendios - Se suministra con múltiples sondas de detección de incendios ubicadas en la salida de aire. Incluye un sistema de diluvio activado manualmente.
- Detección de movimiento del rotor - Incluye alarma de parada del rotor con dos puntos de ajuste. La alarma baja indica cuando la velocidad del rotor es inferior a la velocidad normal de operación, y la alarma baja-baja anuncia cuando la velocidad del rotor es inferior a la velocidad de lavado con agua.
- Termopar en el cojinete inferior - Se proporcionan termopares en los cojinetes principales superior e inferior.
- Extracción de la cesta - B&W ha proporcionado montacargas manuales y motorizados para la extracción de la cesta del calentador de aire.
- Cojinete de apoyo - Se proporciona un cojinete de tipo rodillo antifricción.
- Temperatura de salida del PA - Las temperaturas de salida del PA del calentador de aire previstas superan las indicadas en la garantía de rendimiento de la caldera en todo el rango de carga, lo cual es aceptable. Al no haberse presentado aún datos históricos de PI para su revisión, las temperaturas reales en el rango de carga no pueden compararse con los valores indicados.
- Temperatura de salida del gas - La especificación del EPC no imponía ningún requisito específico de temperatura de salida del gas y dejaba que el contratista del EPC lo determinara. Howden ha proporcionado esta información en todo el rango de carga y ha garantizado una temperatura de salida de gas no corregida (sin fugas) de 309°F con carga TMCR (esta es la única garantía de los calentadores de aire Howden que se ofreció). También proporcionaron los valores de las temperaturas finales frías combinadas (CCET) recomendadas en cada punto de carga e indicaron si era necesario el precalentamiento del aire en función de la variedad de carbón contratada. Es importante señalar que para cualquier suministro futuro de carbón que pueda tener análisis diferentes a los límites de carbón de diseño y de rendimiento, deben tenerse en cuenta los límites

de contenido de S y CI para proteger los componentes del back-end de la corrosión, como se describe en la sección de análisis del carbón de este informe.

- Tasa de fuga - El contrato limita la tasa máxima de fuga de aire a gas al 8% del flujo de gas de entrada nominal. Según las hojas de datos de rendimiento del calentador de aire Howden, las fugas del calentador de aire a plena carga varían aproximadamente entre el 4% y el 4.5%. La tasa de fuga alcanza un valor máximo del 7.5% a carga mínima. Estos índices de fuga tan bajos son posibles porque Howden proporciona un sistema de control automatizado de la placa sectorial del extremo caliente, así como juntas radiales y axiales de doble sellado. El sistema de control automatizado utiliza actuadores para mover la placa sectorial del extremo caliente hacia el rotor según sea necesario para compensar la desviación del rotor hacia el extremo frío a medida que éste se calienta. Los sellos dobles siempre mantienen dos sellos radiales y axiales en contacto con la placa del sector, lo que teóricamente reduce las fugas en aproximadamente un 30%. Se trata de un sistema de control de fugas de primera calidad. Según el rendimiento indicado, se cumple el límite máximo de tasa de fuga del 8% especificado. El índice de fuga del calentador de aire no está garantizado

Hay elementos adicionales que Sargent & Lundy considera importantes pero que no estaban explícitamente especificados en el contrato. Sargent & Lundy comprobó el cumplimiento de los estándares de la industria para lo siguiente:

- El material de la cesta caliente debe ser seleccionado por el proveedor del calentador de aire. Sargent & Lundy esperaría normalmente que el material de la cesta caliente fuera de acero al carbono con un grosor no inferior a 26 USG. Las cestas de la parte caliente suministradas por Howden están fabricadas en acero dulce con un grosor de 0.50 mm (aproximadamente 25 USG). Esto es aceptable.
- Howden proporcionó un espacio en la parte superior del calentador de aire que puede acomodar la instalación de una profundidad adicional de 305 mm (12 pulgadas) de la cesta del extremo caliente. Esto aumentaría la superficie del calentador de aire en 7347 m² adicionales, lo que equivale al 21.4% de la superficie total. Esta es una característica común incluida en las especificaciones de adquisición de calentadores de aire de Sargent & Lundy y es aceptable.

La siguiente discusión proporciona detalles sobre los elementos que son: tentativamente aceptables, no conformes o indeterminados.

"Tentativamente aceptable" se refiere a los casos en los que existe una no conformidad que Sargent & Lundy considera tolerable, sujeta a la revisión y conformidad de la CDEEE. Los siguientes puntos son tentativamente aceptables:

- La especificación requiere que el calentador de aire proporcione temperaturas de aire secundario (SA) de acuerdo con los requisitos de diseño del generador de vapor en todo el rango de carga. Las temperaturas de salida del aire secundario del calentador de aire citadas por Howden superan las indicadas en la hoja de datos de rendimiento de la caldera de B&W a BMCR, TMCR y 75% de carga, pero no superan la temperatura requerida a carga mínima. Con la carga mínima, la caldera necesita aire secundario de 552°F, mientras que el calentador de aire sólo proporciona aire de

538.9°F. Sargent & Lundy considera que se trata de una discrepancia menor que no afecta materialmente al funcionamiento de la unidad.

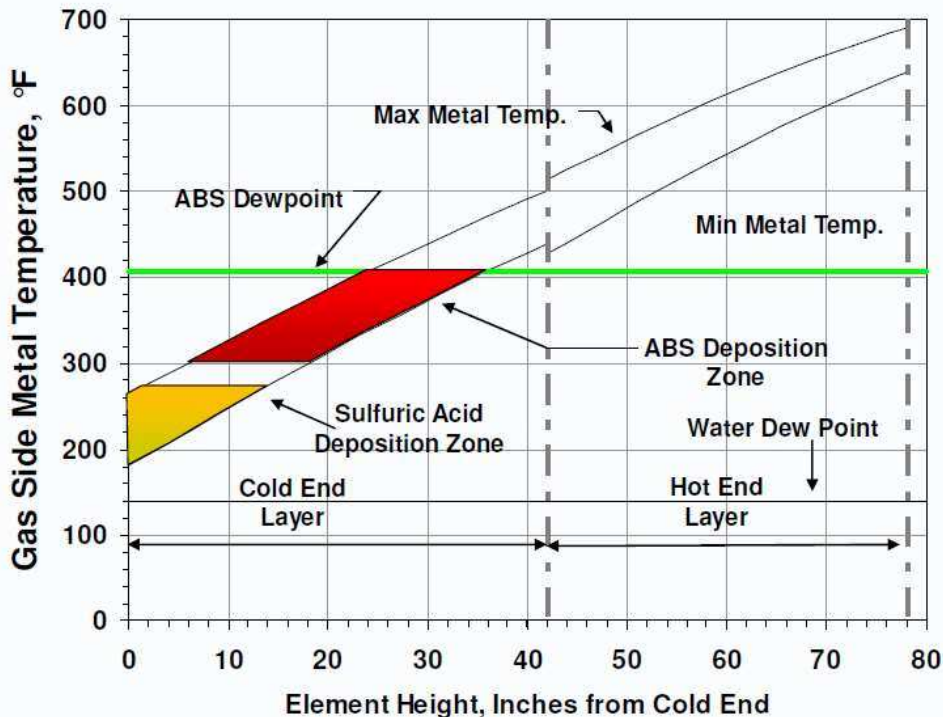
- La especificación original del EPC estipula que los elementos de calefacción de la cesta de frío deben fabricarse con acero resistente a la corrosión. Sin embargo, en las especificaciones de B&W se cambió por acero esmaltado. En consecuencia, los elementos instalados se fabrican con acero al carbono descarbonizado de 0.75 mm de espesor (22 USG) que se recubre con esmalte hasta un espesor de 0.20 mm. El recubrimiento de esmalte es más resistente a la corrosión y a las incrustaciones que el acero envejecido. También es más fácil de limpiar que el acero sin recubrimiento debido a la superficie resbaladiza del esmalte. Por lo tanto, aunque la construcción del elemento de la parte fría no se ajusta a la especificación original del EPC, Sargent & Lundy considera que es aceptable.
- La especificación exige que las cestas del extremo frío tengan la profundidad suficiente para contener el rango de temperatura de la deposición de bisulfato de amonio (ABS) prevista. Sargent & Lundy señala que la deposición de bisulfato de amonio sólo es preocupante si se inyecta amoníaco en el proceso de combustión, como ocurre con los sistemas SCR. El deslizamiento de amoníaco puede causar la deposición de (ABS) en el extremo frío del calentador de aire. Estos depósitos son corrosivos y atraen las cenizas volantes. Dependiendo del contenido de cenizas de los gases de combustión, esto puede obstruir rápidamente las cestas y provocar una elevada caída de presión en el calentador de aire. Por consiguiente, cuando se instalan sistemas de eliminación de NO_x a base de amoníaco, las cestas del extremo frío suelen estar recubiertas de esmalte para mitigar el ensuciamiento y la corrosión y para favorecer la limpieza. Además, se utilizan diseños de extremos fríos "profundos" que contienen toda la deposición de ABS dentro del extremo frío para limitar la corrosión y la suciedad en otras partes del calentador de aire, y para mejorar la eficacia del soplador de hollín.

La especificación EPC no exige la inclusión de un SCR, pero permite su uso, si es necesario, para cumplir las garantías de emisión de NO_x. Si se instala un SCR, el contrato requiere que el deslizamiento de amoníaco no supere los 2 ppmvd al 6% de O₂ al final de la vida útil del catalizador.

Aunque la propuesta de EPC no incluye un SCR, los calentadores de aire de Punta Catalina se han suministrado con un diseño de 2 capas y cestas de extremo frío recubiertas de esmalte. Sin embargo, los documentos del proveedor del calefactor de aire no indican si la profundidad del extremo frío se ha diseñado para contener los posibles depósitos de ABS si se instala un SCR en el futuro. Las cestas de extremo frío de 300 mm (~12 pulgadas) de profundidad que se han proporcionado para Punta Catalina es el diseño típico de extremo frío. Sargent & Lundy ha trabajado en proyectos de adaptación de SCR que utilizan cestas de extremo frío de hasta 1066 mm (42 pulgadas) de profundidad para contener todo el ABS. En consecuencia, es probable que los calentadores de aire de Punta Catalina deban reconstruirse con una parte fría más profunda en caso de que haya que readaptar un SCR en el futuro. Howden tendría que confirmar la base del diseño de la cesta del extremo frío. La Figura 3-19 muestra un gráfico típico desarrollado como parte de un proyecto de readaptación del SCR que representa las zonas de deposición

de ácido sulfúrico y ABS en una unidad que quema carbón de bajo contenido de azufre con un deslizamiento de 2 ppm de amoníaco.

Figura 3-19 — Tabla de deposición típica del calentador de aire



A modo de información, si se realiza un estudio de deposición de ABS, Sargent & Lundy recomienda considerar un deslizamiento de hasta 5 ppm de amoníaco para tener en cuenta la variación de las concentraciones de amoníaco en la corriente de gases de combustión. Además, se puede considerar la inclusión de un margen de 6 pulgadas desde la parte superior del extremo frío hasta el comienzo de la zona de deposición para garantizar que toda la deposición se produce dentro del extremo frío.

Sargent & Lundy considera que se trata de una no conformidad provisionalmente aceptable, ya que se puede argumentar que el cumplimiento no es obligatorio, ya que no se suministra un SCR (u otro sistema de eliminación de NOx basado en amoníaco). Como mínimo, Howden debe verificar que la profundidad de 12 pulgadas del extremo frío es adecuada para contener toda la condensación de ácido sulfúrico dentro del extremo frío. Esto ocurrirá independientemente de que se instale el SCR debido al uso de combustible con contenido de azufre.

En los casos en los que el equipo suministrado no cumple con los requisitos de las especificaciones, se anota un "incumplimiento". La siguiente discusión resume los problemas de incumplimiento identificados por Sargent & Lundy. En algunos casos, la CDEEE puede desear emprender acciones correctivas.

- La especificación EPC prohíbe el uso del calentador de aire del serpentín de vapor por encima de los 55°F de temperatura ambiente en MCR. Los únicos datos proporcionados por Howden se basan en una temperatura ambiente de 90°F. Sobre esta base, Howden indica que el precalentamiento del aire no es necesario en MCR, suponiendo que se utilicen los carbones de mejor calidad o de alto rendimiento. Sin embargo, indican que el precalentamiento del aire es necesario en BMCR si se utiliza el carbón del peor caso (el de mayor azufre). Por lo tanto, este criterio no se cumple para el carbón del peor caso. A modo de información, Sargent & Lundy estima que no es necesario el precalentamiento del aire por encima de los 55°F de temperatura ambiente si se utiliza el carbón del peor caso o el de alto rendimiento, debido a que el CCET asociado a estos carbones es mucho menor. Este dato debe ser verificado por Howden.
- La especificación requiere la provisión de un sistema de aceite lubricante de circulación forzada para el cojinete guía y un segundo sistema de aceite lubricante de circulación forzada para el cojinete de apoyo. Estos sistemas deben incluir, 2 x 100% bombas de aceite, filtro de aceite dúplex, tuberías, válvulas, instrumentos, depósito e intercambiador de calor (si es necesario). Los patines de aceite no se suministran. En su lugar, se suministran cojinetes autónomos. Técnicamente, este es un diseño alternativo aceptable. Sin embargo, son preferibles los sistemas de circulación forzada, ya que el aceite se filtra continuamente, lo que prolonga la vida útil de los rodamientos y reduce el mantenimiento.

Los requisitos contractuales que no han podido ser verificados a partir de los datos presentados por el proveedor se clasifican como "Indeterminados". La validación de estas cuestiones requiere la presentación de información adicional o la ejecución de actividades adicionales, como las pruebas de rendimiento sobre el terreno. Los siguientes puntos son "Indeterminados".

- El contrato requiere que el diseño y la construcción de los calentadores de aire cumplan con todas las leyes, ordenanzas y reglamentos de la autoridad que tenga jurisdicción sobre la planta. Los calentadores de aire también se diseñarán y construirán de acuerdo con el Código de Calderas ASME Sección 1, ASME B31.1, NFPA 85 y OSHA. Esto no puede ser verificado por Sargent & Lundy ya que no estamos familiarizados con las leyes, ordenanzas y reglamentos locales. Además, los documentos del proveedor no proporcionan ninguna declaración que indique el cumplimiento de los mismos. La verificación del cumplimiento del código deberá ser atendida por Howden.
- El alcance del suministro especificado requiere la provisión de todo el cableado y el conducto desde los instrumentos del calentador de aire y los patines empaquetados hasta los paneles de control asociados proporcionados bajo el contrato. Howden proporcionó diagramas de cableado, diagramas de bloques, lista de E/S, disposición de los paneles, esquemas de los paneles y dibujos de los bloques de terminales, pero, por lo que sabemos, no proporcionó el cableado y la canalización de interconexión. Sin embargo, el cableado y la canalización deberían haber sido proporcionados por el contratista EPC.
- Se especifica que la carcasa del calentador de aire está fabricada con chapa de acero de ¼ de pulgada (6.4 mm) de espesor. El informe de datos del fabricante no define claramente qué materiales se utilizan para la fabricación de la carcasa. Por lo tanto, no se puede determinar la conformidad. Esta cuestión debe ser confirmada por Howden.

A modo de información, Sargent & Lundy revisó el informe de rendimiento de la Unidad 1 de McHale para comprobar el rendimiento del calentador de aire. Es importante señalar que, dado que el alcance de la prueba no incluía una prueba formal de rendimiento del calentador de aire, el rendimiento del calentador de aire totalmente corregido no fue evaluado por McHale. Sin embargo, los datos de la prueba pueden utilizarse para evaluar el rendimiento indicativo y otros posibles problemas. Por ejemplo, el informe de la prueba indicaba que el índice de fuga de diseño con carga TMCR es del 6.2% y que el índice de fuga real es de aproximadamente el 6.8%. El índice de fuga de diseño del 6.2% entra en conflicto con el presupuesto de Howden, que indicaba un índice de fuga del 4.2% en carga de TMCR, así como con los índices de fuga del 4% al 4.2% derivados del PFD *as-built* de 2019.

Además, la prueba de rendimiento indica que la temperatura media de salida del gas del calentador de aire sin corregir era de 320.3°F. Incluso después de restar la incertidumbre de 9.9°F (determinada por McHale), la garantía de 309°F es teóricamente fallida. Dado que McHale no proporcionó el rendimiento del calentador de aire totalmente corregido a las condiciones de diseño del calentador de aire según la norma ASME PTC 4.3, se desconoce si esto daría lugar a una mejora del rendimiento térmico.

Sargent & Lundy observó otras discrepancias de temperatura en el informe de McHale en comparación con el presupuesto del calentador de aire de Howden. El informe indica que la temperatura de salida del gas de diseño es de 302.7°F, lo que entra en conflicto con la garantía de 309°F ofrecida por Howden. El informe de McHale también indica que la temperatura de entrada de diseño SA es de 105°F y que la temperatura de entrada de diseño PA es de 130°F. Estas temperaturas difieren de las de 97.5°F y 110.2°F indicadas en el presupuesto de Howden con carga TMCR.

Se desconoce la razón de las diferencias entre el informe de McHale y el rendimiento citado de Howden. Esto debería resolverse para garantizar que se utiliza la base de diseño del calentador de aire adecuada para evaluar el rendimiento de la unidad. Sargent & Lundy también recomienda realizar una prueba de rendimiento del calentador de aire según ASME PTC 4.3. Esto proporcionará un rendimiento del calentador de aire totalmente corregido que indicará claramente si el rendimiento del calentador de aire es el esperado. Aunque el informe de McHale proporciona datos sobre el calentador de aire, parece haber errores, como demuestra el hecho de que el flujo de gases de combustión y la entalpía que entran en el segmento del calentador de aire primario son negativos en las pruebas #2 y #3. Véase la prueba #3 en la Figura 3-20.

Figura 3-20 — Extracto de la prueba de rendimiento

GAS FLOW ENT PRI AH AND AVG EXIT GAS TEMP (Unit)				
45A	Flue Gas Temp Ent Pri AH, C CMBSTNv [50]	0.000	45B Enthalpy Wet Flue Gas, kJ/kg	-26.031
46A	Flue Gas Temp Lvg Pri AH, C CMBSTNc [88]	161.745	46B Enthalpy Wet Flue Gas, kJ/kg	144.659
47	Flue Gas Temp Lvg Sec AH, C CMBSTNc [88]	159.124	48 Total Gas Ent Air Htrs, ton/hr CMBSTNc [93]	1,232.021
49	Flue Gas Flow Ent Pri Air Htr, ton/hr	((40) - (41)) X ((36B) - (35B)) / ((45B) - (46B))		-262.425
50	Flue Gas Flow Ent Sec Air Htr, ton/hr	[48] - (49)		1,494.446
51	Average Exit Gas Temperature, C	((46A) X [49] + [47] X [50]) / [48]		158.565
	Iteration of flue gas split % primary AH gas flow	Initial estimate	Calculated	

Evaluación de los sucesos de desconexión de los equipos en el pasado:

Las únicas fallas relacionadas con los calentadores de aire que se han notificado se debieron a una soldadura incompleta de los conductos que provocó una temperatura elevada en la salida de los gases, o a una falla de las juntas de dilatación. Todos estos equipos han sido reparados.

3.8.2. Calentador de Aire con Serpentin de Vapor

3.8.2.1. Requisitos del contrato EPC

Cada unidad dispone de un calentador de aire de serpentín de vapor (*Steam Coil Air Heater*, SCAH) como parte del sistema de aire de combustión. Se instala en el conducto de descarga del ventilador del FD antes de la entrada de aire secundario del calentador de aire. La especificación EPC no requiere un calentador de aire de serpentín de vapor en el lado del aire primario cuando se utilizan calentadores de aire trisectoriales. En consecuencia, dado que los calentadores de aire trisectoriales se instalan en Punta Catalina, no se instala ningún SCAH en la descarga del ventilador del PA. El SCAH utiliza vapor del sistema de vapor auxiliar de baja presión para calentar el aire secundario antes de entrar en el calentador de aire. Esto eleva la temperatura de salida del gas del calentador de aire lo suficiente como para mitigar la condensación de ácido sulfúrico dentro de las cestas del calentador de aire. Las condiciones de diseño del serpentín se dan con la carga mínima cuando se quema carbón con alto contenido de azufre a la temperatura ambiente mínima.

Los requisitos técnicos para el calentador de aire se encuentran en la Especificación CDEEE Parte 2 de 2 / Sección 42 13 13. Los principales requisitos técnicos se resumen como sigue:

- Dimensionar el SCAH para mantener una temperatura media final en frío (ACET) mínima de 155°F mientras está en carga mínima y temperatura ambiente mínima.
- Proporcionar tubos orientados verticalmente, diseñados para evitar la congelación del condensado.
- Proporcionar un mínimo de dos filas de tubos. Los tubos serán de acero y estarán equipados con aletas de aluminio incrustadas. El diseño incluirá un 10% de exceso de superficie.
- Fabricar los colectores de alimentación y retorno en acero al carbono ASTM A515 soldado.

- Proporcionar todas las válvulas de control, válvulas de aislamiento, controles, venteos de punto alto y drenajes de punto bajo con trampas de vapor, incluyendo desvíos.
- Aunque la sección 2.03.C de las especificaciones del EPC requiere un calentador de aire de serpentín de vapor, el subartículo 2.03.C.7 indica que la selección del medio de calentamiento corresponde al contratista del EPC. Esto se interpreta como que el vapor u otras fuentes de calor son aceptables.

Como referencia, la ACET se calcula tomando la media de la temperatura de entrada del aire del calentador y la temperatura de salida del gas sin corregir. Algunos proveedores, como Howden, se refieren a la temperatura final fría combinada (CCET) en lugar de la ACET. La CCET es simplemente la suma de la temperatura media de entrada de aire y la temperatura de salida de gas no corregida. Por lo tanto, la CCET es el doble de la ACET, por ejemplo, el requisito de ACET de 155°F especificado es análogo a una CCET de 310°F.

Cada unidad tiene 1 x 100% de SCAH. El proveedor del equipo del calentador de aire determina el servicio de calentamiento de la bobina según sea necesario para trabajar al unísono con el calentador de aire para producir las temperaturas requeridas de entrada de aire del calentador de aire y de salida de gas resultante.

La especificación del contrato no requiere ninguna garantía de rendimiento del SCAH.

3.8.2.2. Observaciones / Discusión

Los SCAH son suministrados por Lynchburg Air Preheater Company (LAPCO) bajo el alcance del suministro de Babcock & Wilcox (B&W). LAPCO es un pequeño fabricante de intercambiadores de calor especiales que opera desde 1990. La Figura 3-21 muestra la placa de características del SCAH:

Figura 3-21 — Placa de Características del SCAH



Sargent & Lundy revisó las principales especificaciones técnicas del SCAH comparándolas con los documentos presentados por el contratista EPC, incluyendo la propuesta de equipos, los informes de datos del fabricante, los manuales de operación y mantenimiento de la instalación y los planos del vendedor. Sargent & Lundy también evaluó el alcance del suministro comparándolo con las normas de la industria para este tipo de equipos, con el fin de atender las situaciones en las que la especificación omitió dichos requisitos, si es que los hubo.

Los resultados se clasifican en una de las cuatro categorías siguientes: Conforme, Tentativamente Aceptable, No Conforme e Indeterminado. La conformidad se evalúa comparando los detalles técnicos y el alcance del equipo suministrado con los requisitos de la especificación. Dado que no se han facilitado datos históricos de operación a Sargent & Lundy y no se han realizado pruebas formales de campo del SCAH, esta evaluación no incluye el análisis de la operación real del SCAH desde su puesta en marcha comercial.

La cotización del SCAH de LAPCO cumple con la especificación del EPC para los siguientes elementos:

- Cantidad de SCAH - Uno por Unidad ubicado en la red de conductos SA. No se proporciona ningún SCAH de PA ya que se instala un calentador de aire trisectorial.

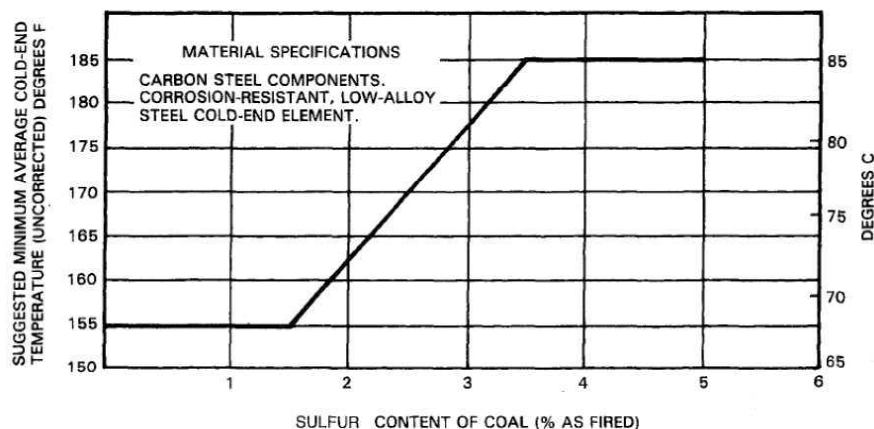
- Tipo - Diseño de tubo con aletas con dos filas. Tubos de acero al carbono ASME SA-214 con aletas de aluminio incrustadas. Cada calentador consta de dos módulos que pueden extraerse individualmente.
- Medio de calentamiento - Vapor auxiliar de baja presión.
- Pintura - La tubería y la carcasa del equipo están pintadas o provistas de capas de aceite de protección para evitar la corrosión durante el almacenamiento.
- Tuberías, válvulas, ventilaciones y drenajes - Todas las tuberías, válvulas, instrumentos, tanques de almacenamiento de condensado, bombas de condensado, etc., necesarios para suministrar vapor al SCAH y devolver el condensado al desaireador o al drenaje son suministrados por B&W. En las tuberías de suministro de vapor se instalan ventilaciones de punto alto y en las tuberías de retorno de condensado se instalan puntos bajos atrapados con desvíos.

La siguiente discusión proporciona detalles sobre los elementos que son tentativamente aceptables, no conformes o indeterminados.

"Tentativamente aceptable" se refiere a los casos en los que hay una no conformidad que Sargent & Lundy considera tolerable, sujeta a la revisión y conformidad de la CDEEE. Los siguientes elementos son tentativamente aceptables:

- La especificación requiere que el SCAH alcance una ACET de 155°F (CCET de 310°F) a una carga mínima y una temperatura mínima de ambiente. La figura siguiente muestra una relación comúnmente referenciada entre la ACET mínima sugerida y el contenido de azufre. Como se muestra en la Figura 3-22, una ACET de 155°F es apropiada para el carbón con un contenido de azufre de hasta 1.5%. Para el carbón con alto contenido de azufre, la ACET recomendada aumenta a 185°F. Dado que el rango de contenido de azufre en los carbones potencialmente quemados en Punta Catalina varía entre 0.4% y 3.7%, el SCAH debe ser capaz de generar hasta 185°F de ACET.

Figura 3-22 — Tabla de temperaturas en frío



Dado que Howden citó el rendimiento de la temperatura final fría en términos de CCET, el valor de ACET en la especificación del EPC debe duplicarse para compararlo con la cotización del rendimiento del

calentador de aire de Howden, por ejemplo, el ACET de 155°F en la especificación del EPC se duplica a CCET de 310°F.

Según los datos de rendimiento del calentador de aire de Howden, el CCET mínimo recomendado para la variedad de carbones evaluados en MCR varía entre 314.7°F y 430.9°F, y los valores más altos se corresponden con el uso de carbón con alto contenido de azufre. Con una carga mínima, Howden indicó un CCET mínimo recomendado de 428.8°F. Las temperaturas CCET de más de 400°F citadas por Howden están muy por encima de la norma industrial de 370°F CCET para el carbón con alto contenido de azufre, que parece ser conservadora.

Howden citó el rendimiento del calentador de aire a carga mínima con el SCAH en servicio que refleja un CCET de 466.6°F, que está 37.8°F por encima del CCET mínimo recomendado de 428.8°F. De nuevo, este rendimiento se basa en una temperatura ambiente de 90°F. A una temperatura ambiente de 68°F, el CCET sería más bajo a menos que se envíe vapor adicional al CCET. Incluso sin flujo de vapor adicional, Sargent & Lundy espera que se alcance el CCET mínimo recomendado de 428.8°F a carga mínima, pero esto debe ser verificado por Howden y LAPCO. La Figura 3-23 muestra los datos de rendimiento del calentador de aire de Howden.

Figura 3-23 — Rendimiento del Calentador de Aire Cotizado por Howden

2.2 Air Heater Performance

Performance					
Duty Number		1	2	3	4
Boiler Load		BMCR BD+	BMCR BD+	BMCR BW+	TMCR BB+
Fuel		Bituminous Coal	Bituminous Coal	Bituminous Coal	Bituminous Coal
Rotation Speed	rpm	1.00	1.00	1.00	1.00
Rotation Direction		GSP	GSP	GSP	GSP
Flow Quantities per Boiler (klb/hour)					
Gas In		3104.5	3104.5	3056.3	3096.4
Gas Out		3232.8	3232.8	3186.0	3220.9
Air In	Primary	718.2	718.2	748.5	667.4
Air In	Secondary	2210.4	2210.4	2136.4	2268.2
Air Out	Primary	465.8	465.8	449.6	366.8
Air Out	Secondary	2171.4	2171.4	2101.0	2223.1
Tempering Air	Primary	163.1	163.1	204.7	221.2
Air to Mills	Primary	628.9	628.9	654.2	588.0
Ash Mass Flow Rate		38.0	38.0	41.2	13.2
Leakage Flows per Boiler (klb/hour)					
PA to Gas		86.5	86.5	88.3	82.1
SA to Gas		41.8	41.8	41.3	42.4
PA to SA		2.8	2.8	6.0	-2.7
Total Air to Gas Leakage (as % of Gas Inlet Flow)		4.13	4.13	4.24	4.02
Temperatures (°F)					
Gas In		706.0	706.0	704.0	703.0
Gas Out	Undiluted	306.4	306.4	317.6	309.3
Gas Out	Diluted	298.6	298.6	309.5	301.5
Air In	Primary	110.7	110.7	111.7	107.2
Air In (from fan)	Secondary	97.9	97.9	97.5	98.3
Air In (after SAH)	Secondary	N/A	N/A	113.6	N/A
Air Out	Primary	551.2	551.2	559.9	555.4
Air Out	Secondary	608.2	608.2	612.8	606.0
Air to Mills	Primary	438.0	438.0	421.0	388.2
Recommended Minimum CCET		314.7	314.7	430.9	332.8
Pressures (inwg)					
Gas Side Pressure Drop		3.66	3.66	3.58	3.66
Air Side Pressure Drop	Primary	1.59	1.59	1.52	1.06
Air Side Pressure Drop	Secondary	3.10	3.10	2.96	3.24
PA to Gas Differential	Hot End	47.20	47.20	49.10	40.50
SA to Gas Differential	Hot End	21.70	21.70	20.70	22.10
PA to Gas Differential	Cold End	52.46	52.46	54.20	45.22
SA to Gas Differential	Cold End	28.46	28.46	27.24	29.00

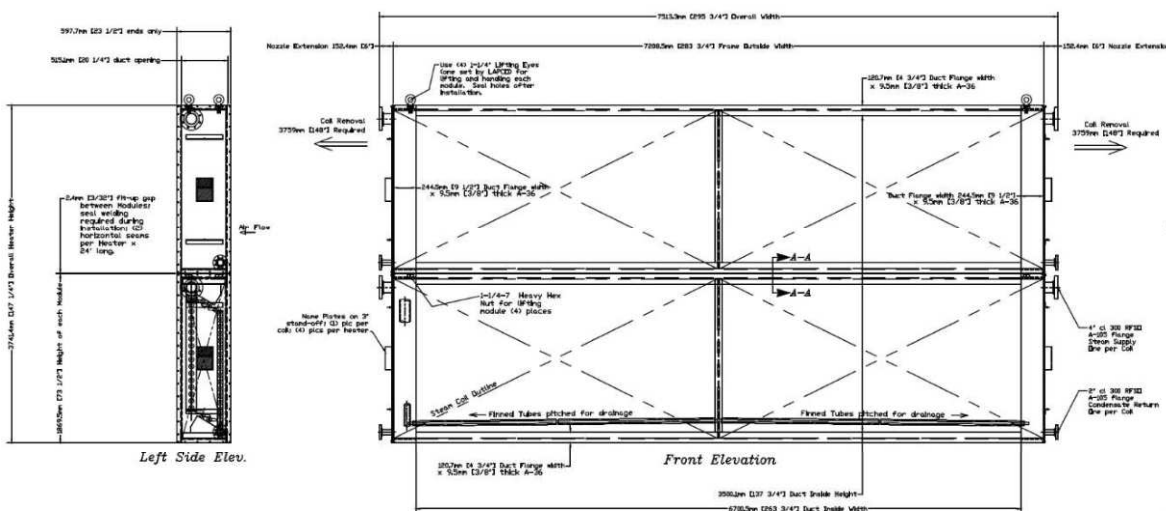
Performance					
Duty Number		5	6	7	8
Boiler Load		TMCR RD+	75% Load 7D+	60% Load 6D+	35% Load 3D+
Fuel		Bituminous Coal	Bituminous Coal	Bituminous Coal	Bituminous Coal
Rotation Speed	rpm	1.00	1.00	1.00	1.00
Rotation Direction		G&P	G&P	G&P	G&P
Flow Quantities per Boiler (klb/hour)					
Gas In		3037.0	2527.7	2210.8	1433.2
Gas Out		3163.9	2645.9	2334.4	1541.0
Air In (from Fan)	Primary	710.2	632.6	501.8	403.9
Air In (from Fan)	Secondary	2156.1	1766.6	1617.8	987.1
Air Out	Primary	456.9	371.7	300.9	207.7
Air Out	Secondary	2117.9	1732.0	1587.4	960.9
Tempering Air	Primary	164.7	179.3	107.7	114.6
Air to Mills	Primary	621.5	550.9	408.6	322.3
Ash Mass Flow Rate		37.2	29.2	24.1	14.4
Leakage Flows per Boiler (klb/hour)					
PA to Gas		85.9	80.8	86.4	77.6
SA to Gas		41.0	37.4	37.2	30.3
PA to SA		2.8	0.8	6.7	4.0
Total Air to Gas Leakage (as % of Gas Inlet Flow)		4.18	4.68	5.59	7.53
Temperatures (°F)					
Gas In		702.0	674.0	659.0	587.0
Gas Out	Undiluted	309 Guaranteed	304.4	298.7	300.2
Gas Out	Diluted	296.6	296.0	289.4	289.1
Air In	Primary	110.2	105.5	107.9	100.8
Air In (from fan)	Secondary	97.5	95.8	95.1	92.3
Air In (after SAH)	Secondary	N/A	121.3	137.2	185.6
Air Out	Primary	550.6	553.5	548.0	524.5
Air Out	Secondary	605.9	593.4	580.4	538.9
Air to Mills	Primary	435.0	409.0	433.0	375.0
Recommended Minimum CCET		314.7	422.9	425.8	428.8
Pressures (inwg)					
Gas Side Pressure Drop		3.50	2.44	1.88	0.80
Air Side Pressure Drop	Primary	1.54	1.09	0.77	0.41
Air Side Pressure Drop	Secondary	2.96	2.05	1.73	0.68
PA to Gas Differential	Hot End	45.90	35.50	40.90	25.10
SA to Gas Differential	Hot End	20.70	16.10	15.50	8.80
PA to Gas Differential	Cold End	50.94	39.03	43.55	26.31
SA to Gas Differential	Cold End	27.16	20.59	19.10	10.28

Los informes de B&W no incluían datos de rendimiento, cálculos o gráficas para el SCAH. Se supone que LAPCO habría diseñado el SCAH de acuerdo con los datos de rendimiento del calentador de aire Howden, pero esto debe verificarse con LAPCO.

En resumen, suponiendo que LAPCO diseñó el SCAH de acuerdo con los datos de rendimiento del calentador de aire Howden, es evidente que el equipo SCAH cumple con el mínimo de 155°F ACET (310°F CCET) requerido por la especificación EPC. Sin embargo, según la práctica de la industria, el rango de contenido de azufre del combustible en el contrato requiere una capacidad de ACET mayor. Se requiere una revisión adicional para verificar la base de diseño del SCAH y confirmar que el CCET mínimo recomendado por Howden se cumple con la carga mínima con una temperatura ambiente de 68°F mientras se quema el carbón del peor caso.

- El contrato exige el uso de acero ASTM A515 para los colectores de suministro y retorno. Según las hojas de datos de los equipos de LAPCO, las placas de los extremos de los colectores se fabrican con SA-515 o SA-516. Dado que estos componentes no se incluyen en el informe de datos del fabricante para el SCAH, se desconoce la selección final del material. Sin embargo, la única diferencia entre los materiales es que el SA-516 tiene un contenido de carbono ligeramente inferior y un límite de temperatura más bajo que el SA-515. LAPCO tendría que verificar el material utilizado; sin embargo, Sargent & Lundy cree que cualquiera de los dos materiales parece adecuado para el servicio.
- El contrato exige que los tubos se coloquen en posición vertical para evitar la congelación del condensado. En realidad, los tubos están orientados horizontalmente dentro de los módulos. La Figura 3-24 muestra el arreglo del SCAH. Sin embargo, esto es irrelevante, ya que la temperatura ambiente mínima es superior a 32°F y la congelación no es una preocupación. A título informativo, los serpentines están dispuestos con la conexión de vapor en la parte superior del haz y la salida de condensado en la parte inferior. Además, los tubos están inclinados para un drenaje adecuado. Esto es aceptable.

Figura 3-24 — Vista Lateral y de Elevación del SCAH



En los casos en los que el equipo suministrado no cumple los requisitos de las especificaciones, se señala una no conformidad. La siguiente discusión resume los problemas de incumplimiento identificados por Sargent & Lundy. En algunos casos, la CDEEE puede desear llevar a cabo una acción correctiva.

- Ninguno

Los requisitos contractuales que no pudieron ser verificados en base a los datos presentados por el vendedor se clasifican como "Indeterminados". La validación de estos asuntos requiere la presentación de información adicional o la ejecución de actividades adicionales, como las pruebas de rendimiento en el campo. Los siguientes puntos son "Indeterminados".

- El contrato requiere que el diseño y la construcción del SCAH cumplan con todas las leyes, ordenanzas y reglamentos de la autoridad que tenga jurisdicción sobre la planta. Esto no puede ser verificado por Sargent & Lundy ya que no estamos familiarizados con las leyes, ordenanzas y reglamentos locales.
- El contrato requiere que el SCAH se diseñe y construya de acuerdo con el Código de Calderas ASME Sección 1, ASME B31.1, NFPA 85 y OSHA. Las hojas de datos de los equipos indican que los serpentines están diseñados, fabricados y sometidos a pruebas hidráulicas de acuerdo con las normas del Código ASME B&PV Sección VIII, y tienen el sello "U". Esto es apropiado, ya que se trata de recipientes a presión, mientras que la Sección I se aplica a las calderas. Los documentos presentados no abordan el cumplimiento de ningún requisito de la NFPA 85 ni de la OSHA, por lo que no se puede confirmar.
- La especificación del EPC exige un margen de superficie del 10%. Los documentos de los vendedores de LAPCO no abordan el margen de superficie, por lo que no se puede verificar este requisito. Sin embargo, es posible que el margen se haya tenido en cuenta en el objetivo de CCET establecido por Howden. Esto tendría que ser verificado por Howden y LAPCO.

Evaluación de los eventos de disparo de los equipos en el pasado:

- Anteriormente, no se han producido eventos de disparos relacionados con el SCAH.

3.9. CALDERA – PULVERIZADORES

3.9.1. Requisitos del Contrato EPC

El sistema de pulverización de carbón está especificado en la sección 41 11 59 2.03 – Pulverizers de la Especificación CDEEE.

Las especificaciones CDEEE requieren un pulverizador presurizado hermético al polvo con una capacidad tal que un pulverizador pueda estar fuera de servicio cuando la caldera esté en carga BMCR. La relación de reducción del pulverizador debe ser de 2:1 sin apoyo de encendido. Los pulverizadores tendrán un sistema de carga externa y un clasificador dinámico.

El sistema de pulverización debe ser capaz de atender la carga BMCR con todos los pulverizadores en servicio cuando estos estén desgastados. El desgaste se define como tener el 90% de la capacidad de un pulverizador nuevo. Este punto no resulta claro, se asume que el 90% de capacidad se refiere a que el 10% del material de uso esté gastado.

Se proporcionará un sistema de aire de sellado para sellar el pulverizador y los alimentadores.

3.9.2. Observaciones / Discusión

Se suministraron cuatro pulverizadores B&W 89G+ con clasificadores rotativos DSVS (de velocidad variable y dinámica) y el sistema de carga hidráulica externa. Estos pulverizadores tienen un diseño de pista de rodillos (*roller-race*) con tres (3) rodillos configurados en triángulo. Un marco de presión se carga externamente por un sistema hidráulico ajustable para proporcionar la presión de molienda necesaria para la carga de carbón. Cada pulverizador es capaz de procesar 46,080 kh/hr (101,603 lb/hr) de carbón con la humedad y la molturabilidad especificada por diseño, permitiendo que la caldera cumpla con las especificaciones de rendimiento de diseño con un pulverizador fuera de servicio. El rango de operación recomendado es de 46 a 90 por ciento de capacidad. Mientras que el rango de operación recomendado tiene una reducción ligeramente inferior a la requerida, la capacidad operacional cumple con la reducción de 2:1. No se menciona si este rango de operación requerirá apoyo de encendido en el extremo inferior del rango.

En condiciones normales, este estilo de pulverizador no tiene una capacidad reducida cuando los componentes de molienda se gastan, especialmente con un sistema de carga externa para proveer una presión de carga constante en los rodillos.

En las especificaciones no se indicó un requisito para el tamaño del pulverizador. Normalmente, las especificaciones proveen como mínimo un porcentaje de carbón pasando a través de una malla 200, y algunas veces indican un porcentaje de carbón pasando a través de una malla 50. Típicamente, esta combinación de pulverizador, clasificador y sistema de carga es capaz de producir 70 por ciento pasando a través de una malla 200, se considera un estándar de la industria para una buena combustión de bajo NOx. El porcentaje de carbón pasando a través de una malla 50 con este sistema debe ser más de 99 por ciento. No se encontraron datos de prueba sobre la finura del pulverizador en los documentos proporcionados.

La especificación CDEEE requiere que el pulverizador mantenga una temperatura mínima de salida de 120F a través del rango de carga. Este requisito de temperatura no estaba en la especificación EPC para el generador de vapor. La habilidad de mantener la temperatura de salida del pulverizador es una combinación del rendimiento del calentador de aire, el ajuste del control de la compuerta de entrada del pulverizador, el flujo de carbón y la humedad del carbón. En la prueba de rendimiento de la planta no se registró la temperatura de salida del pulverizador. No hay datos disponibles de la operación de la planta para determinar si esta temperatura de salida se alcanzó.

El carbón es llevado al pulverizador usando un alimentador gravimétrico Stock 24-inch EG24, 147,388 lb/hr. Las especificaciones de este alimentador cumplen con los requisitos del contrato.

La especificación original EPC requiere silos de carbón de una capacidad mínima de 8 horas de MCR para quemar el peor carbón. El contrato OEM indica silos con una capacidad de MCR de 12 horas. No se encontró ningún problema con la capacidad de silos de carbón.

La especificación CDEEE para la válvula de cierre de descarga del alimentador requiere una válvula operada eléctricamente. La válvula de descarga suministrada es de operación neumática pero el tipo de válvula requerido no indicó en la especificación EPC a los vendedores de generadores de vapor.

Cada pulverizador está equipado con un motor de 800 HP. La especificación requiere un motor capaz de arrancar el pulverizador en condiciones de carga completa. Se desconoce si el motor puede soportar esto ya que hacer el arranque del pulverizador en condiciones de carga completa no es normal ni una práctica segura de operación. Los pulverizadores están equipados con un sistema de limpieza para eliminar el carbón de la caja de viento del pulverizador después de una salida. La lógica de arranque abre las válvulas de la tubería de carbón y abre las compuertas PA para barrer cualquier carbón al área de molienda antes de que el pulverizador arranque. Los motores han demostrado ser adecuados para el arranque de los pulverizadores, ya que no se ha observado ningún incidente de fallos en el arranque del pulverizador en la documentación que se proporcionó a S&L.

El aire de sellado se suministra a los pulverizadores a través de dos ventiladores de aire de sellado con una capacidad del 100%. En condiciones normales, solo un ventilador está en servicio para proporcionar el aire de sellado necesario a los pulverizadores y alimentadores. En la especificación CDEEE no se mencionan ventiladores redundantes.

Hay una desviación en el sistema de remoción de pirita entre la especificación original y lo que fue suministrado. El contratista EPC proporcionó el sistema de remoción de pirita según la Sección 11.3 del documento 3814-WB-SS-103500 *"pulverizer refuse/reject collection (pyrite) system; removal by means of a forklift is allowed."* El sistema de remoción de pirita especificado en el contrato CDEEE es un sistema automático que transfiere la pirita del pulverizador al fondo del sistema de cenizas (3814-GY-SE-002004). Al contrario, el EPC propuso proveer un sistema manual para la remoción de pirita de los pulverizadores (3814-YZ-RT-000008). La base de la propuesta fue que el sistema automático especificado originalmente aumentaría el mantenimiento y está sobre diseñado para la cantidad de pirita esperada de los pulverizadores. No se sabe si el flujo de pirita utilizado para este cambio de diseño solo incluía los rechazos producidos durante la operación en estado estacionario del pulverizador o si incluía la cantidad necesaria para limpiar el inventario después de una salida del pulverizador. No se pudo localizar ningún documento con la aprobación final de esta modificación por parte de la CDEEE, sin embargo, con base en el informe final de la consultora Stanley, se aceptó como medida de reducción de costos la eliminación del sistema automático de pirita.

3.10. CALDERA – QUEMADORES , OFA

3.10.1. Requisitos del contrato EPC

La especificación requiere quemadores de bajo NOx capaces de quemar carbón y petróleo con una reducción de 2:1 sin encendido de apoyo, y los sistemas auxiliares necesarios. Los quemadores deben estar equipados con actuadores para las compuertas que requieren ajuste durante la operación normal. La capacidad total de entrada del grupo de quemadores debe ser igual al potencial de entrada del pulverizador asociado (Especificación CDEEE, Sección 41 11 59-2.08).

Cada quemador tendrá un sistema de escaneo de llamas para la llama principal y el encendedor. El escáner de llama proporcionara detección y discriminación en el rango de operación del quemador. Los escáneres tendrán salida al BMS y DSC. El escáner de llamas incluirá pruebas automáticas de funcionamiento. El sistema incluirá ventiladores de sellado/refrigeración redundantes con una capacidad del 100% (Especificación CDEEE, Sección 41 11 59-2.09).

Los encendedores serán de capacidad de Clase 1 utilizando combustible No. 2 y deberán usar el aire como medio de atomización. Se suministrarán todos los accesorios para los encendedores y cumplirán con la norma NFPA 85. Los quemadores servidos por cada pulverizador deberán tener operación simultánea de los encendedores (Especificación CDEEE, Sección 41 11 59-2.10).

3.10.2. Observaciones / Discusión

Se instalaron veinticuatro (24) quemadores B&W Airjet en configuración de tres (3) a lo ancho por cuatro (4) a lo alto tanto en la pared frontal como la trasera. Estos quemadores son la última generación de quemadores de carbón de bajo NOx de B&W. Cada quemador tiene una entrada de calor nominal máxima de 176.1 millones de BTU/hr, lo que permite que dieciocho (18) quemadores cumplan con la entrada de calor nominal máxima contractual de la caldera de 3,170.7 millones de BTU/hr. Hay cuatro (4) puertos de aire de sobre combustión (OFA) instalados en las paredes delantera y trasera (8 en total) (3814-WB-VD-OM_10HE706225-IS05).

Los quemadores de baja elevación están equipados para quemar combustible No. 2 como el combustible principal, además del carbón. De acuerdo con la instrucción de operación OEM, el propósito principal de la quema de combustible es poner la unidad en línea desde una condición de arranque en frío. La especificación requiere que los quemadores tengan la capacidad de quemar carbón y combustible No. 2. No se indica si todos los quemadores deben tener esta capacidad, o cual es el propósito de que puedan quemar combustible No. 2. Normalmente, cuando se quema combustible No. 2 como combustible principal se tiene la intención de proveer flexibilidad en el arranque de la caldera, no para alcanzar la operación a carga nominal ya que sería extremadamente caro el quemar esa cantidad de combustible No. 2. Es una

práctica normal que los quemadores de baja elevación tengan la capacidad de quemar combustible No. 2 para propósitos de arranque de la unidad. Dada la intención de la quema de combustible No. 2, tener solamente quemadores de baja elevación con la capacidad de quemar combustible No. 2 cumple con la intención de la especificación CDEEE.

Cada quemador y puerto OFA tiene una compuerta de aire deslizante automatizada para controlar el flujo de aire secundario para la refrigeración, el encendido y las condiciones de disparo. Estas compuertas se usan durante la sintonización para equilibrar el aire secundario entre los quemadores y los puertos OFA. Cada quemador también está equipado con una compuerta de aire del núcleo automatizada que controla el flujo de aire a través del núcleo del quemador para las condiciones de enfriamiento, apagado y encendido. Esta compuerta es ajustada para desarrollar las mejores condiciones durante la sintonización. Estas compuertas automatizadas pueden ser controladas de forma automática o manual. En la forma automática, el operador puede colocar un sesgo de +/- 10% en la posición de la compuerta 3814-WB-VB-BO_10HDY28860-IS06).

Este arreglo del sistema de combustión estaba garantizado para cumplir con emisiones de NOx de 400mg/nm³. La prueba de rendimiento de la Unidad 1 resultó en un promedio de emisiones de NOx de 261.2 mg/nm³. Para la Unidad 2 se realizó una preprueba demostrando emisiones de NOx de 274.6 mg/nm³ (4861.CTPC.CDEEE.4861-20-Pruebas Aceptación U2-Infome Preliminar). No se encontraron datos de pruebas que documenten el apagado del quemador.

Cada quemador está equipado con un encendedor retractable de Clase 1 de B&W que utiliza combustible No. 2 con aire como medio de atomización. Mientras que la especificación CDEEE requiere la operación simultánea de los encendedores que sirven a cada pulverizador, el sistema proporcionado divide a los encendedores en subgrupos que contienen tres encendedores. Estos subgrupos están organizados en función de los quemadores de pared delantera o trasera. Cada subgrupo está físicamente agrupado, y el grupo completo de encendedores está conectado a través del sistema de manejo de quemadores (*burner management system*, BMS). Durante la secuencia de arranque del pulverizador, el BMS pone en marcha el primer grupo de encendedores y espera 10 segundos después de la comprobación de las llamas para poner en marcha el segundo subgrupo (3814-WB-VB-BO_10HDY28860-IS06). Esto se hace para estabilizar la presión de aceite para que los arranques de los encendedores sean más confiables. No hay ningún problema con este procedimiento, ya que el pulverizador no puede arrancar hasta que los seis encendedores estén probados.

Cada quemador está equipado con detectores inteligentes de llamas dinámicas de Forney IDD-IIU, uno para la detección de la llama principal y uno para la detección del encendedor de la llama. Un sistema de

ventilador de aire de sellado/refrigeración con ventiladores 2x100% se proporcionó para el sistema de escáner.

Se ha producido un incidente de obstrucción con un quemador. De acuerdo con el diseño y el historial de este tipo de quemador, es probable que se trate de un problema de control de aire en el quemador, no un problema de distribución de carbón. Si se tratara de un problema de equilibrio de carbón, sería más generalizado que uno o dos incidentes. B&W no utiliza placas de orificio en las tuberías de carbón para el equilibrio, sino que utiliza mangas de restricción, lo que ha sido demostrado durante décadas de instalaciones. Los planos de las tuberías de carbón incluyen el tamaño y la ubicación de los restrictores, lo que indica que se realizaron los cálculos de equilibrado. Las pruebas de aire frío en las tuberías de carbón habrían formado parte del proceso de puesta en marcha y los paquetes de entrega que contienen estas pruebas no se han puesto a disposición de Sargent & Lundy.

Los quemadores y auxiliares asociados son tecnología probada que se ha utilizado con el carbón de diseño y muchos otros carbones en todo el mundo. Este sistema cumple con la intención y las especificaciones de un sistema de combustión especificado por la CDEEE.

3.11. CALDERA – PARTES DE PRESIÓN

La caldera se especifica en la Sección 48-11-13 (Calderas de centrales eléctricas) de la Especificación, con los términos identificados en la especificación acordada en el Contrato EPC. La capacidad de la caldera se define por las condiciones de salida de vapor (presión, temperatura y velocidad de flujo) cuando se dispara un rango diverso de carbones. El diseño de la parte de presión de la caldera se deja en manos del OEM utilizando el código de diseño de calderas ASME y la experiencia de Babcock and Wilcox (B&W) con calderas de tipo tambor subcrítico. B&W existe desde hace más de 150 años y cuenta con numerosas calderas de tamaño y capacidad similares que disparan carbones dentro del rango de calidad designado.

La caldera suministrada por B&W es un diseño bien probado. Se trata de un diseño de circulación natural equilibrada de un solo tambor separado de 2 pasos de gas estilo "Carolina" con pletinas radiantes colgantes sobre la salida del horno que es adecuado para una variedad de carbón de baja escorificación. Todo el horno está compuesto por tubos sellados por el lado del gas de la membrana para evitar fugas de gas y mantener la rigidez estructural para la protección contra la implosión. La parte trasera contiene un diseño separado o "dividido" de probada eficacia que contiene una superficie convectiva SH y RH cuyo flujo se controla mediante compuertas de paso posterior paralelas para la modulación de la temperatura del vapor. El fondo del horno es de tipo de ceniza seca.

Las garantías de rendimiento de B&W se proporcionaron para la operación cuando se dispara un carbón de rendimiento objetivo, aunque se espera que la unidad funcione en toda la variedad de carbones

identificados en la especificación sin efectos adversos para los tubos o la capacidad de vaporización. Tanto la caldera de la Unidad 1 como la de la Unidad 2 fueron diseñadas con un conjunto redundante de quemadores y capacidad de molienda para manejar carbón de menor calidad sin afectar la capacidad de generación de la unidad.

3.11.1. Requisitos del Contrato EPC

El área de tubos de la caldera está dimensionada para suministrar un máximo de 2,612,290 lb/h de Vapor Principal (BMCR) con una caída de presión no mayor de 27-bar desde el punto de entrada del agua de alimentación hasta el acelerador de la turbina. El recalentador debe suministrar 2,095,820 lb/h con sólo una caída de presión de 1.73-bar desde el punto de entrada hasta las válvulas de cierre del RH. El vapor principal y el vapor HRH se suministrarán a 541° C +/- 5°. La caldera debe tener un rendimiento térmico del 88.97% (base HHV). La caldera debe ser estable y funcionar sin combustible de apoyo con una carga del 35% del flujo de vapor continuo máximo de la turbina (TMCR). En la especificación no se detallaban los materiales de los tubos, su tamaño y separación, ni otros elementos de diseño interno. La especificación hacía afirmaciones generales sobre los controles, el sistema de manejo del quemador, los tipos de sopladores de hollín, la instrumentación y otros elementos no relacionados con el código. El documento de propuesta de B&W al contratista EPC definía las características de diseño de la caldera, el rendimiento, las garantías internas y los requisitos de prueba.

3.11.2. Observaciones / Discusión

La revisión de los documentos incluía los envíos de B&W, entre los que se encontraban los planos de los paneles, los planos de detalle de los ensamblajes y los planos de diseño del hangar. Los paquetes de control de calidad de la fabricación en taller identificaban los procedimientos de soldadura y NDE utilizados para confirmar que los subconjuntos de tubos de caldera se habían construido de acuerdo con los requisitos del código de calderas ASME. B&W también proporcionó instrucciones para la soldadura de los paneles y conjuntos colgantes en la planta, así como una lista de los requisitos mínimos de NDE para garantizar la integridad de las soldaduras y la calidad del montaje de la caldera. No se detectaron deficiencias en el diseño o la fabricación de las piezas de presión de la caldera que se desprendieran de los documentos.

El documento (3814-WB-SS-103500ISO.2blr Spec) que se considera el contrato entre el contratista EPC y el OEM de la caldera (B&W), muestra discrepancias con el contrato entre el propietario y el contratista EPC. El documento contiene inserciones y tachaduras resaltadas que indican una negociación sobre las condiciones y requisitos del suministro. Además, hay un número considerable de anejos que no se incluyeron en el documento, incluido el número 54, que recoge las excepciones a las especificaciones proporcionadas al proveedor OEM.

Las siguientes desviaciones identificadas entre el contrato del Propietario y EPC y entre el contrato EPC y B&W son algunas que deberían haber sido aprobadas por el Propietario o por su ingeniero.

- En la Sección 11.4.1 - El retraso del tambor se redujo de 2 minutos a 0.49 minutos (aproximadamente 30 segundos). Este cambio podría ser un efecto causal de las numerosas salidas de la unidad debido a los niveles altos y bajos del tambor que se han producido durante los dos primeros años de operación. Sin embargo, no se ha comprobado el tiempo real de retención de agua en el tambor con la mayor carga de evaporación para confirmar cualquier déficit o preocupación en el volumen del tambor.
- En la Sección 11.6 - Los ventiladores del ático solicitados se han retirado y no se han suministrado. La razón es desconocida, pero es preocupante. Estos ventiladores suelen tener tres funciones. Una de ellas es asegurarse de que las barras de soporte y los colgadores de cabecera no alcancen temperaturas superiores a los 700o F, lo que haría que las barras de metal perdieran resistencia. El otro efecto de los ventiladores es permitir un enfriamiento más rápido del ático durante las interrupciones. El tercer beneficio es presionar el ático para limitar cualquier entrada de ceniza para las necesidades de inspección. El refractario y el aislamiento se instalan para reducir las pérdidas de calor por gas y convección de la caldera en el ático, pero no pueden garantizar un sellado hermético, especialmente con el paso del tiempo. Los ventiladores se instalan como protección adicional.
- En la Sección 11.7 - Se eliminó la instalación solicitada de cañones de agua. Por lo general, la mayoría de las plantas que disparan carbones de escoria alta a severa han encontrado que los cañones de agua son eficaces para eliminar la escoria de la pared y las capas de cenizas volantes reflectantes (más eficaces que los sopladores de hollín de tipo IR instalados actualmente). Se comentó que el sistema de control inteligente de sopladores de hollín de B&W se utilizaría para mantener la limpieza de las paredes, pero el programa por sí mismo no puede eliminar el tipo de situaciones de ceniza para las que se utilizan los cañones de agua. Sin embargo, los carbones a ser quemados por contrato han sido evaluados como de baja escorificación, por lo que se supone que esta fue la razón de la eliminación de los cañones. No se recomienda el impacto del agua en las paredes de los hornos más limpios y desprotegidos con depósitos de baja escoria debido a los posibles efectos de enfriamiento térmico.
- En la Sección 11.9 - El propietario requirió una lógica de 2 de 3 votos en todos los relés del sistema de manejo de quemadores y de control de calderas para minimizar los disparos relacionados con la instrumentación defectuosa. Esta metodología para los controles de la caldera, especialmente para las señales altamente transitorias, ha resultado útil en las centrales eléctricas de carbón modernas y es una norma para los sistemas de control e instrumentación de la caldera.
- En la Sección 11.13 - El suelo de hormigón sobre los silos de carbón se sustituyó por una cubierta metálica abierta. El exceso de polvo de carbón en la planta y la contención del humo de cualquier combustión espontánea de los montones de polvo de carbón son los motivos para instalar el suelo de hormigón y la decisión de dejarlo debería haber recaído en el Propietario/Operador.

3.12. CALDERA – SOPLADORES DE HOLLÍN

3.12.1. EPC Contract Requirements

Los sopladores de hollín (*sootblowers*) están diseñados y son suministrados como parte del alcance de la caldera. La parte 2.13 (*Sootblowers*) de la Sección 48-11-13 de la Especificación (Calderas de Centrales Eléctricas, *Power Plant Boilers*), contiene requisitos de especificación funcional. Estos requisitos exigen que el sistema de *sootblowers* tenga un control PLC, vapor auxiliar como medio de limpieza del sistema, para limpiar la tubería de la pared del horno, el calentador de aire, y los bancos de tubería de la caldera, incluyendo el sobrecalentador, el recalentador y el economizador. Los *sootblowers* en las áreas de gases de combustión de alta temperatura deben ser totalmente retractables (más de 1600 °F). Las paredes laterales deben tener sopladores de pared y/o cañones de agua. Las especificaciones son adecuadas.

Los ventiladores fueron suplidos por una compañía hermana de B&W, Diamond Power, que es una de las compañías de sopladores de hollín más grandes y experimentadas en la industria. B&W proporcionó los requisitos de ubicación y longitud de los sopladores de lanza extendida (*lance blowers*, IK), el posicionamiento de los ventiladores de pared (IR), y la determinación de si se necesitarán cañones de agua. El contratista EPC fue responsable del diseño de las tuberías de suministro, y Diamond Power fue responsable del suministro del sistema de control. B&W es responsable de suplir los ventiladores adicionales que puedan ser necesarios si se produce algún ensuciamiento con algún carbón dentro de la variedad de carbones de diseño y si la CDEEE provee documentación sobre el ensuciamiento.

3.12.2. Observations / Discussion

De los documentos de la propuesta, los *sootblowers* fueron provistos de acuerdo con los requisitos de la especificación. De los comentarios recibidos por CDEEE, los *sootblowers* son adecuados. De acuerdo con los planos del proyecto y las visitas de campo, los *sootblowers* se proveen para limpiar los extremos del calentador de aire, caliente y frío, y la tubería de la caldera, incluyendo las secciones del sobrecalentador y el recalentador. Son suministrados por Diamond Power, que es parte de B&W. Figura 3-25 muestra un *sootblower* rotativo de largo alcance en el primer plano y otros dos en el fondo. También se proporcionaron sopladores de pared rotativos y sopladores rotativos de retracción parcial, ambos con vapor como el medio de limpieza.

Figura 3-25 — Soplador de Hollín de la Caldera



3.13. BOTTOM ASH SYSTEM

3.13.1. Requisitos del contrato EPC

La especificación de la CDEEE requiere un transportador de cadena de arrastre de cenizas de fondo sumergido en agua, tal como se define en la Sección 41 12 13-56, que cubre los requisitos de equipamiento para las tolvas sumergidas y el transportador de cadena de arrastre utilizados para retirar las cenizas de fondo de la caldera. Se especificó que los rechazos del pulverizador se transfirieran a través de un sistema de esclusas desde los pulverizadores a la canaleta superior del transportador de cadena de arrastre sumergido para su eliminación. Las cenizas del economizador se recogían en tolvas ubicadas debajo de los economizadores y se trasladaban al sistema de cenizas de fondo mediante un transportador de vuelo seco. El sistema de cenizas se especificó para que tuviera una capacidad de retención de 4 horas en caso de que no se dispusiera de camiones para retirar las cenizas del transportador inferior de cenizas.

En la Sección 41 12 13-56 se identifican los requisitos para un transportador mecánico de cadena de arrastre de cenizas secas para el transporte de cenizas secas del economizador. Sin embargo, no hay requisitos específicos para un sistema de transporte de extracción de cenizas secas de fondo o componentes auxiliares de manipulación de cenizas de fondo, como acondicionadores de cenizas, paletas giratorias, equipos de silo, trituradoras primarias y secundarias, etc. Existen algunos requisitos adicionales dentro de la Sección 41 12 19-19, Sistema de transporte neumático de cenizas, sin embargo, esta sección

es específica para los sistemas neumáticos de vacío de cenizas volantes y no todos los requisitos son aplicables al sistema de cenizas de fondo. Por ejemplo, los requisitos del sistema de acondicionamiento y descarga de cenizas de la Sección 41 12 19-19, Artículo 2.06, requieren que las palas mezcladoras y el revestimiento interno sean de TIVAR (polietileno UHMW), sin embargo, este revestimiento se utiliza generalmente para subproductos con alto contenido en calcio para evitar que se peguen, lo que no se aplica a las cenizas de fondo de esta planta.

3.13.2. Observaciones / Discusión

El sistema de cenizas de fondo proporcionado es un sistema de transporte de extracción de cenizas en seco suministrado por Clyde-Bergemann, un reconocido proveedor de sistemas de manejo de cenizas. El uso del sistema de transporte en seco elimina la necesidad de utilizar varias bombas y deshidratar las cenizas antes de cargarlas en los camiones. Los transportadores de cenizas de fondo seco son una tecnología probada y deberían proporcionar un rendimiento de eliminación comparable al de un sistema de cadenas de arrastre sumergidas. Al revisar el documento "Resolución 219-14 que aprueba el Contrato De EPC (incluye Contrato y Anexos)" el diagrama de flujo de las cenizas de fondo identificado en la página 1673 muestra la eliminación de las cenizas de fondo y las cenizas del economizador en un silo común utilizando transportadores de cenizas de fondo seco. La oferta proporcionada cumple con la intención del diagrama de flujo en los documentos del contrato.

No se observaron desviaciones claras de la especificación para los principales equipos del sistema de cenizas de fondo, principalmente porque la especificación no establece requisitos claros para todos los componentes proporcionados en un sistema de cenizas de fondo seco, ya que está orientada al sistema de cadena de arrastre sumergida. Sin embargo, entre los equipos que tenían requisitos específicos, no se identificaron desviaciones de material o de diseño. El sistema suministrado por Clyde-Bergemann se ajusta a lo que se debería esperar de un sistema de manejo de cenizas en seco plenamente funcional, a excepción de algunos elementos que se señalan a continuación.

En lugar de que las cenizas de fondo se vacíen directamente en un camión, según los requisitos de las especificaciones de la CDEEE, las cenizas de fondo se trituran y se transportan a un silo de almacenamiento. La ceniza del economizador se recoge en tolvas y se utiliza un transportador de vuelo seco para transportar la ceniza del economizador y combinarla con la ceniza de fondo en el transportador secundario que va al silo de almacenamiento. Este método de transporte de las cenizas del economizador es aceptable ya que las cenizas se mezclarán bien dentro del silo, sin embargo, si las cenizas tienen un alto LOI, existe un mayor riesgo de explosión cuando se almacenan en un silo. El silo es capaz de hacer su descarga en dos camiones a la vez. La capacidad del silo cumple el requisito de contener cuatro horas de ceniza. Esta desviación es el resultado del cambio de una tolva de cenizas de fondo sumergida en agua a una tolva seca y es aceptable desde el punto de vista de la ingeniería.

El silo de cenizas de fondo que se ha suministrado debería incluir un filtro de ventilación de la tolva para evitar la formación de polvo. Esto es especialmente cierto con la inclusión de partículas de ceniza de economizador más finas. La especificación de la CDEEE no exigía explícitamente un filtro de ventilación del silo, pero la práctica general de la industria es incluirlo para las emisiones de polvo fugitivo en todos los silos de cenizas.

En el suministro de cenizas de fondo falta el sistema de esclusas para llevar los rechazos de los pulverizadores al sistema de cenizas. El contratista de la CDEEE proporcionó el sistema de remoción de pirita según la Sección 11.3 del documento 3814-WB-SS-103500 "sistema de recogida de rechazos del pulverizador (pirita); se permite la retirada mediante una carretilla elevadora". El sistema de remoción de pirita especificado en el contrato de la CDEEE debía ser un sistema automático que transfiriera la pirita del pulverizador al sistema de cenizas de fondo (3814-GY-SE-002004). La CDEEE propuso proporcionar un sistema manual para la retirada de piritas de los pulverizadores (3814-YZ-RT-000008). La base de la propuesta era que el sistema automático especificado originalmente aumentaría el mantenimiento y está sobredimensionado para la cantidad de pirita que se espera de los pulverizadores. La lógica de este cambio era defectuosa porque sólo se tomaba en cuenta los rechazos producidos durante la operación en estado estacionario del pulverizador, sin tener en cuenta la limpieza del inventario después de un viaje del pulverizador. .

Durante la visita de noviembre de 2021 se observó que la planta tiene actualmente problemas con los descargadores secos de cenizas de fondo que se proporcionaron. Las palas se están desgastando prematuramente y no mueven la ceniza como se esperaba. Durante la visita se observó que el OEM no ofrece palas de repuesto para este equipo y la planta tuvo que encargar a un fabricante local palas de repuesto de dimensiones inconsistentes. No está claro qué materiales de construcción se utilizan para las palas personalizadas. El manual de IOM proporcionado por Clyde Bergemann (3814-GY-VD-OM_002_8893_201-IS001) indica el número de pieza de las palas de repuesto para diestros y zurdos, así como un reemplazo completo del eje/palas.

Al revisar el diseño del acondicionador de cenizas, no quedó claro cual es el arreglo de los elementos internos de la máquina, concretamente el arreglo de las palas. El plano y las hojas de datos hacen pensar que se proporcionó un transportador de doble tornillo con un tornillo en espiral, pero no es el caso según las imágenes siguientes, que muestran un mezclador de paletas. Un mezclador de paletas es la aplicación adecuada para la descarga de cenizas de fondo, sin embargo, es difícil de evaluar sin los detalles adecuados, que no se encuentran en los planos existentes (Layout Drawing: 3814-GY-VD-RD_002_8893_0017-IS04, Datasheet: 3814-GY-VD-GS_002_8893_0004-IS03). La hoja de datos del acondicionador de cenizas indica que el tornillo está fabricado con Hardox 400, que es un material resistente a la abrasión con una dureza de 370-430 HBW, lo que coincide con la dureza mínima requerida

en la especificación de la CDEEE; se prefiere una dureza de 500-600 HBW para los materiales abrasivos. No está claro si este material es sólo del eje o es también de las palas. El ancho de las palas y el diámetro de barrido tampoco están claros. El tamaño y el arreglo de las palas en la Figura 3-26 no parecen estar angulados o espaciados adecuadamente para proporcionar un flujo de material hacia adelante. Sin embargo, parece que las palas pueden ser ajustadas para ser optimizadas con el sistema. Basado en las fotografías, las paletas parecen ser de tamaño insuficiente y son demasiado pocas en cantidad para esta aplicación. El OEM de la máquina es Fansider; se recomienda que un ingeniero de servicio de campo inspeccione la máquina para asegurarse de que las paletas están orientadas correctamente y que están correctamente espaciadas a lo largo del eje. Si el OEM no puede ofrecer una solución, el siguiente paso sería contratar a otros contratistas de manejo de cenizas de buena reputación, como United Conveyor Corporation (UCC) o B&W/Allen-Sherman-Hoff (ASH), para que sustituyan por completo las piezas internas con un diseño adecuado.

Figura 3-26 — Interior del Mezclador de Cenizas de Fondo



Otro problema discutido durante la visita a las instalaciones fue que la CDEEE retiró del servicio las válvulas rotativas de descarga de los silos porque no funcionaban bien, y la CDEEE instaló en su lugar un sistema manual de varillas. El origen del problema no está claro y no fue evidente a través de la revisión de documentos, pero puede haber sido un problema de diseño/fabricación o de otra causa como la falta de apoyo adecuado del suplidor. Se espera que la revisión de los elementos de la lista de tareas (cuando estén disponibles) proporcione información importante. La falta de regulación de la alimentación del acondicionador de cenizas, que era proporcionada por la válvula rotativa, podría estar contribuyendo a los problemas que la planta está teniendo con los descargadores, ya que el material está inundando el acondicionador de cenizas en lugar de regular el flujo de material; una entrada inundada no es la forma en que la máquina fue diseñada para funcionar.

No se hizo una revisión detallada de los soportes externos y del refuerzo de las paredes inclinadas de la tolva de cenizas del horno inferior. Estas paredes pueden deformarse con el tiempo si caen grandes depósitos de escoria y golpean las paredes con mucha fuerza. Teniendo en cuenta que el carbón requerido

por el contrato se ha definido como de baja escorificación, la caída de grandes depósitos de escoria puede no ser preocupante y los soportes instalados pueden ser adecuados, pero esta área debe ser monitoreada para que no se produzcan grandes deformaciones en las paredes de la tolva o fugas en el sello de gas con el tiempo.

3.14. TURBINA DE VAPOR

3.14.1. Requisitos del contrato EPC

El generador de turbina de vapor de Punta Catalina es un modelo de General Electric D-Series con sección de HP/IP de flujo opuesto y dos (2) secciones de flujo LP con una cubeta de 40 pulgadas en la última etapa (TC2F-40.0 in. LSB). El ciclo de vapor tiene ocho (8) calentadores de agua de alimentación con el calentador de agua de alimentación de mayor presión sobre la presión de recalentamiento (i.e., ciclo HARP). Las condiciones de vapor son 16,699 kPa, 538°C, 538°C (2,407 psig, 1,000°F, 1,000°F).

Figura 3-27 — Generador de Turbina de Vapor de Punta Catalina



GE es un suplidor de generadores de turbina de vapor de alta calidad, con numerosas instalaciones de este modelo. Una revisión del Documento Núm.: 3814-GY-SS-001002, sobre la especificación del Paquete del Generador de Turbina de Vapor, concluye que se proporcionó un sistema completo y consistente con los estándares de GE. La conformidad de las especificaciones en un contrato fue minuciosa, con excepciones y aclaraciones técnicas que fueron discutidas y anotadas con resoluciones. El suministro de sistemas y servicios auxiliares de la turbina son típicos del alcance de suministro de GE.

El Documento Núm. 3814-WZ-RT-100901, el Informe Final de las Pruebas de Rendimiento de la Unidad 1, concluyó que la salida neta corregida y la razón de calor (*heat rate*) neto de la unidad aprobaron todas las categorías. Estas pruebas fueron ejecutadas desde el 30 de agosto al 1 de septiembre de 2019. En el caso de la Unidad 2, una pre-prueba preliminar se ejecutó el 10 de marzo de 2020, y también concluyó que la salida neta corregida y el *heat rate* neto de la unidad aprobó todas las categorías. No hubo problemas o desviaciones debido a la turbina de vapor durante estas pruebas.

3.14.2. Observaciones / Discusión

Punto de Preocupación – Fuga en el Sistema de Aceite del Elevador

El Sistema de aceite del elevador es un tubo dentro de un diseño de tubería, instalado con juntas de compresión en la tubería de interconexión de aceite. La planta experimentó una fuga de aceite en la tubería de interconexión en una junta de accesorio de compresión fallida debido a una causa desconocida. A modo de comparación, se especificó que todas las tuberías de aceite montadas en *skids* suministradas por GE debían estar soldadas, a menos que el propietario aprobara lo contrario. Véase la discusión más abajo.

La Especificación de Suministro para el Paquete del Generador de Turbina de Vapor (Documento Núm. 3814-GY-SS-001002) indica lo siguiente:

Section 6.2.21 Piping and Fittings

- a. *All on base piping provided with the Supplier's packaged steam turbine generator power train will be in accordance with the manufacturer's standard practices. Interconnect piping is by Contractor.*
- b. *Piping, fittings, and valves 2-1/2" (64 mm) and larger: Butt-welded except where flanges specified or specifically approved by Owner.*
- c. *Piping, fittings, and valves 2" (50 mm) and smaller: Socket welded.*
- d. *Provide for welded connection between turbine and condenser.*
- e. *Terminal points of piping connections shall be arranged for welded connection where possible.*
- f. *Complete oil piping system shall be fabricated to minimize crud traps. Both shop and field welding of all oil piping shall use Heliarc welded root passes.*

- g. Oil piping and fittings shall flushed with rust preventative compatible with turbine lubricating oil. Openings shall be tightly capped and sealed to protect piping during shipment and storage at jobsite. Provision shall be made for oil system flushing before initial start of STG and after overhaul with minimum removal of permanent pipe and easy bypass of bearings.*

GE también proporcionó la guía de instalación “*Flushing Recommendations for Turbine Lube Oil Systems with Motor Driven Main Oil Pumps*”, la cual indica en su Sección G “Instalación de Aceite Lubricante” que “Las tuberías de suplido y drenaje de aceite se sueldan sin anillos de respaldo utilizando un procedimiento de soldadura a tope. Esto elimina las trampas de suciedad causadas por los anillos de respaldo.”

También, hay varias referencias a través de la especificación de suministro de la turbina de vapor donde indica “tuberías de interconexión por parte del contratista”, y la Clarificación GE SA1-9 indica: Toda la tubería de interconexión de aceite no será provista por GE.

La planta está trabajando con GE para una orden de cambio para modificar la tubería de aceite para conexiones soldadas.

3.15. GENERADOR

El generador tendrá un voltaje nominal en los terminales de 22 kV y proporcionará su salida nominal al lado de bajo voltaje del transformador elevador del generador (*Generator Step-up Transformer, GSU*) a través de un disyuntor del generador. La sincronización del generador con el sistema de 345 kV se realizará a través del disyuntor del generador. Los controles de sincronización serán automáticos y no será necesaria la sincronización manual. El excitador será de tipo estático con transformador de potencial y rectificadores, controles asociados y sistemas de protección. El sistema de refrigeración del generador será por hidrógeno.

El generador estará diseñado para soportar una falla trifásica atornillada en los terminales del generador durante 10 segundos sin sufrir daños, mientras opera dentro del rango de frecuencia nominal de operación con un valor de excitación equivalente al voltaje nominal máximo de los terminales con un factor de potencia nominal atrasado. Será capaz de soportar cualquier otro cortocircuito en los terminales durante 10 segundos sin sufrir daños, siempre que el producto integrado de la corriente de secuencia de fase negativa y el tiempo no exceda los valores requeridos por los estándares y la corriente de fase máxima esté limitada por medios externos a un valor que no exceda la corriente de fase máxima obtenida del cortocircuito trifásico.

Se espera que el generador pueda funcionar con cargas variables y sea capaz de soportar cambios bruscos de carga entre cero y el límite máximo de capacidad del generador sin sufrir daños. Será capaz de sincronizarse con el sistema y de cargarse a un ritmo compatible con el ritmo de carga del motor

principal. Será capaz de soportar el exceso de velocidad sin degradación mecánica, tal y como es requerido por los estándares. El aumento de temperatura no superará el límite del sistema de aislamiento cuando se cargue al máximo valor nominal para temperatura ambiente, la temperatura del medio de refrigeración y la clase de aislamiento especificada. La temperatura calculada del punto caliente no superará la permitida por las normas.

3.15.1. Observaciones / Discusión

Se han revisado diversos planos de los generadores, hojas de datos y otra documentación presentada por el OEM, y confirman el cumplimiento general de los requisitos indicados anteriormente. Los generadores tienen una potencia nominal de 417 MVA, 0.9 P.F., 22 kV y están refrigerados por hidrógeno. Fueron suministrados por GE como parte de los paquetes de generador-turbina de vapor junto con los sistemas de excitación estática y los sistemas de control de la excitación conectados al DCS de la planta mediante conexión en serie y cableado. Los sistemas de protección eléctrica y otros elementos auxiliares del generador también fueron suministrados por GE en el mismo paquete.

El mantenimiento de los generadores se realiza en virtud de un contrato de servicio y operan normalmente sin problemas.

3.16. SISTEMA DE VAPOR PRINCIPAL

3.16.1. Requisitos del contrato EPC

El sistema de vapor de Alta Presión (AP) supe vapor sobrecalentado de AP desde la salida del sobre calentador de la caldera a la sección de AP de la Turbina de Vapor (*Steam Turbine*, ST). El sistema de vapor de *Cold Reheat* (CRH) transfiere el vapor desde la salida de la sección de AP del ST y devuelve el vapor a la caldera para su recalentamiento. El sistema de vapor de *Hot Reheat* (HRH) luego transfiere el vapor recalentado desde la salida del recalentador de la caldera a la sección de Presión Intermedia (PI) de la turbina. Los factores principales de diseño son la temperatura de vapor (504°C) para ambos sistemas y la presión de vapor, lo que dicta los materiales y los métodos de construcción a ser utilizados cuando se adhiere al código de tuberías aplicable (ASME B31.1). Aparte del tipo de material y el requisito de que la tubería no tenga soldaduras, el diseño del sistema se deja en manos del contratista EPC, que es responsable de trazar las rutas de las líneas, diseñar el sistema de péndolas (hangers), y la provisión de la expansión y contracción térmica de las líneas. No se facilitaron los cálculos de diseño correspondientes y Sargent & Lundy no pudo confirmar que el Ingeniero del Propietario revisó y aprobó los planos, rutas y del sistema de tubería.

Los requisitos para los sistemas de vapor principal se proveen en *CDEEE Specification Part 1 of 2 / Section 01 36 00 / Part 1.07 thru 1.10*, incluyendo las descripciones del sistema de bypass (*bypass*) de vapor.

Los requisitos generales de diseño para el sistema de vapor principal son de acuerdo con ASME B31.1 y ASME TDP-1, y muchos de los criterios o entradas de diseño (temperatura, presión, y velocidades máximas de flujo) son de los OEMs de la caldera y la turbina. Además, los requisitos generales de diseño para sistemas de bypass de vapor están referenciados desde el Estándar HEI para el Condensador de la Superficie de Vapor.

Específicamente, las especificaciones de la CDEEE indican que el sistema de bypass de vapor debe consistir en el siguiente equipo principal:

- Bypass de vapor principal a la válvula de bloqueo del condensador (*Main steam bypass to condenser block valve*)
- Bypass de vapor principal a la válvula de acondicionamiento del vapor del condensador (*Main steam bypass to condenser steam conditioning valve*)

Los requisitos para los sistemas de bypass de vapor también se proveen en *EPC Contractor Technical Proposal Part 1 of 3 / Section 5.6.2*, el cual indica que los actuadores de las válvulas de bypass de vapor serán “preferiblemente” de tipo neumático.

3.16.2. Observaciones / Discusión

La revisión del diseño, materiales, y el dimensionamiento, en general, cumple con los requisitos del Proyecto, y con ASME B31.1 y ASME TDP-1.

Los P&IDs del Contratista EPC del sistema de vapor principal y de bypass (*3814-XZ-DM-104041-IS07 / 3814-XZ-DM-104021-IS07*) indican lo siguiente:

- Actuator de tipo hidráulico para válvulas de bypass de vapor → Esto se considera **aceptable** ya que el tipo neumático era “preferido”, pero no “mandatorio”. Además, los actuadores de tipo hidráulico se han utilizado para esta aplicación por las pasadas décadas y son considerados prácticas prudentes de la ingeniería.
- No hay válvula de aislamiento antes de la válvula de bypass de vapor → Esto puede ser considerado un incumplimiento de la Especificación de CDEEE, pero la omisión de una válvula de aislamiento no suele ocasionar problemas operacionales o de mantenimiento.
- Nota 3. LÍNEA PRINCIPAL DE BYPASS DE VAPOR SERÁ RAMIFICADA DESDE EL FONDO O EL LADO DE LA TUBERÍA. (*MAIN STEAM BY-PASS LINE SHALL BE BRANCHED FROM THE BOTTOM OR SIDE OF THE PIPE.*) → Esto es diferente a la práctica prudente de ingeniería de “preferido arriba y prohibido abajo”. Especialmente si se ramifica desde el fondo de la línea principal, el condensado acumulado en la línea principal puede causar erosión en las válvulas de bypass de vapor durante un arranque en frío y/o vapor húmedo (donde el vapor contiene gotas de agua líquida impulsadas a gran velocidad por el flujo de vapor). Sin embargo, no se ha informado de ningún problema debido a esta situación.

3.17. AUXILIARY STEAM AND STEAM DRAINS SYSTEM

3.17.1. Requisitos del contrato EPC

El sistema de vapor auxiliar se supe del vapor principal, y provee presión reducida y vapor atemperado a usuarios misceláneos según sea necesario para el funcionamiento y arranque de la planta.

El sistema de drenaje de vapor recoge adecuadamente el vapor condensado/húmedo de los sistemas de vapor principal/de calentamiento/auxiliar, especialmente durante el arranque de la planta y para evitar la entrada de agua en la ST.

Los requisitos para el sistema de vapor auxiliar se proveen en *CDEEE Specification Part 1 of 2 / Section 01 36 00 / Part 1.11*.

Los requisitos generales de diseño para los sistemas de vapor auxiliar y de drenaje de vapor son de acuerdo con ASME B31.1 y ASME TDP-1, y muchos de los criterios o entradas de diseño deben ser de los OEMs de la caldera y la turbina.

3.17.2. Observaciones / Discusión

A través del sistema de vapor auxiliar, según los documentos de diseño del Contratista, P&ID de vapor auxiliar (*3814-XZ-DM-107102-IS07*), faltan las válvulas de bypass para el purgador de vapor de agua. Es posible que no se pueda eliminar el condensado durante el mantenimiento de los purgadores y por esta razón, la instalación de una válvula de bypass manual alrededor del purgador es una práctica usual de la industria. Independientemente de ello, no se encuentra ningún requisito específico de los documentos del Contrato EPC.

Hasta el momento, no se han registrado problemas operacionales en los sistemas de vapor auxiliar y de drenaje de vapor; sin embargo, lo anterior está algo relacionado a las prácticas prudentes de ingeniería y de mantenimiento, en lugar de causar problemas operacionales críticos.

3.18. CONDENSADOR

3.18.1. Requisitos del contrato EPC

El condensador es una pieza clave del equipo, que es crucial para el proceso de vapor principal, el cual recibe el vapor de la turbina de vapor y lo condensa para devolverlo a la caldera.

Los requisitos para el condensador se indican en la Sección 013600, 1.11 de la Especificación de la CDEEE, incluidos los requisitos de material para los tubos de titanio y las láminas de tubos compatibles. El rendimiento requiere el dimensionamiento para el punto garantizado en la capacidad máxima continua,

MCR. Los requisitos generales de diseño se ajustan a las normas HEI. El diseño térmico, el dimensionamiento de las boquillas y los requisitos mecánicos se ajustan a las normas HEI. Los requisitos de las pruebas de rendimiento se ajustan a la norma ASME PTC12.2 según el libro de datos del fabricante: 3814-CY-VD-DB_001_0000_0001.

El diseño del condensador también permite el uso de vapor de bypass según la Sección 013600, 1.08 de la Especificación de la CDEEE, durante el arranque, pero no para el rechazo de la carga.

3.18.2. Observaciones / Discusión

La revisión del diseño, el material y el tamaño confirma el cumplimiento de los requisitos del proyecto y la especificación del diseño según los Estándares HEI, según la hoja de datos del vendedor, 3814-CY-VD-DB_001_0000_0001-IS01.

El requisito de volumen del pozo condensador, según las páginas de datos del EPC, CDEEE-LPI-01-2013, es de 14,126 pies cúbicos (400 m³). La hoja de datos del condensador indica un tamaño del pozo condensador de 36.2 m³ de volumen de almacenamiento (aproximadamente el 10% del requisito establecido), y un flujo de vapor de 711,337 kg/h correspondiente a un volumen de trabajo de 3 minutos en el TMCR. El flujo total de condensado que sale del condensador según el balance térmico, 3814-WZ-CP-100011-IS03, es un 22% mayor en TMCR, y aún más en BMCR. La práctica habitual es permitir un mayor volumen de trabajo para acomodar las interrupciones operacionales. Además, el requisito de volumen de pozo condensado acordado por el EPC es significativamente mayor, como se ha señalado anteriormente, sin embargo, el valor requerido es excesivo y debe confirmarse con posibles acuerdos posteriores. Los datos de las operaciones se revisarán posteriormente para determinar su posible importancia.

Los daños en el condensador se produjeron antes de la operación comercial. Los daños se revisarán más adelante.

Los problemas de diseño del sistema, incluido el flujo de agua circulante a través del sistema y los problemas de operación del condensador, se revisarán más adelante.

Los espesores de pared de los tubos recomendados para los condensadores suelen ser superiores a los indicados. Un grosor de pared de tubo de 22 BWG es aceptable para los tubos interiores, pero para los tubos periféricos que experimentarán el impacto del vapor (o las secciones de eliminación de aire) el grosor de pared del tubo debe ser de 20 BWG. En comparación, el grosor de los tubos proporcionado es de 22 BWG en las áreas susceptibles de impacto y de 25 BWG en otras secciones.

Una última observación se refiere al tanque de almacenamiento de condensados, del que emanaba un ruido de cavitación revelador durante parte de la visita de campo. Es posible que se trate de un orificio de la tubería. Además, se ha retirado una cubierta de acceso en el techo del tanque para evitar que los pernos de sujeción sigan sufriendo daños por la vibración. Esto se debe probablemente a una ventilación inadecuada del tanque.

Figura 3-28 — Tanque de Almacenamiento de Condensado



3.19. SISTEMA DE EVACUACIÓN DE AIRE

3.19.1. Requisitos del contrato EPC

El sistema de evacuación de aire consiste en dos sistemas diferentes: uno es para la evacuación de aire del condensador y el otro es para el cebado de agua circulante (circulating water, CW).

El sistema de evacuación de aire del condensador extrae aire incondensable (e.g., oxígeno) del condensador, mediante bombas de vacío de anillo líquido y/o eyector de aire de vapor, durante el arranque de la Planta (funcionamiento del modo de acaparamiento, *hogging mode operation*) y la operación normal de la Planta (funcionamiento en modo de retención, *holding mode operation*).

El sistema de cebado de CW conectado a los tanques de agua del condensador se utiliza para eliminar los gases no condensables del agua de mar con el fin de mantener las condiciones de inundación dentro de los tanques de agua y, en consecuencia, lograr un rendimiento óptimo de refrigeración del condensador.

CDEEE Specification Part 1 of 2 / Section 01 36 00 / Part 1.06 indica que se deben proveer 2x100% bombas de vacío del condensador mientras que el documento *EPC Contractor Technical Proposal Part 1 of 3 / Section 5.7.3.3* indica que el eyector de acaparamiento (hogging) será instalado junto con 2x100%

bombas de vacío de anillo líquido para el modo de retención (holding). Esto fue confirmado durante la visita de campo.

3.19.2. Observaciones / Discusión

El documento de diseño del Contratista, Condensing/Main Condenser Shell & Hot-well P&ID (3814-XZ-DM-101021-IS07), indica en su nota 2 que "DOWNWARDS OF PRIMMING VALVE, LINE IS TO BE PROVIDED WITH 2MM / METER SLOPE TO MAKE ITSELF DRAWING TOWARDS CONDENSER WATER BOX". Esta nota aplica a las líneas de bypass de 3" alrededor de las válvulas de cebado en el sistema de vacío del tanque de agua. Esta configuración no es típica y puede provocar no sólo la evacuación de aire no disuelto sino también el escape de agua de mar de los tanques de agua. No se han reportado problemas operacionales hasta la fecha; sin embargo, es aconsejable comprobar la frecuencia de las fluctuaciones de nivel en los depósitos de cebado del tanque de agua (parte del *skid* de la bomba de vacío [de cebado] WB).

3.20. FILTRADO DE AGUA DE MAR

3.20.1. Requisitos del contrato EPC

La instalación de toma de agua de mar elimina principalmente los residuos sólidos grandes y finos y las materias orgánicas contenidas en la toma de agua de mar y proporciona agua de mar filtrada para ser bombeada y utilizada como medio de refrigeración de la planta.

Los requisitos para los sistemas de toma/filtración de agua de mar se proporcionan en la Propuesta Técnica del Contratista EPC Parte 1 de 3 / Sección 5.10.1, que indica "Se proporcionará un sistema de filtración automática (2x100%)".

3.20.2. Observaciones / Discusión

En los documentos de diseño del Contratista, PFD del sistema CW (3814-WZ-DP-121011), se especifica que se han proporcionado "dos (2) pantallas de barras de 66%". Asimismo, el documento de diseño del Suplidor, P&ID de la filtración de agua de mar (3814-WY-VD-BD_9121_00PAA0000001-IS11), indica la capacidad nominal de 30.000 m³/h por filtro, que es similar al flujo nominal de la bomba de agua de circulación (CWP). Esta es una desviación importante de los requisitos de las especificaciones.

Figura 3-29 — Capacidad de *Bar Screens* y *Traveling Band Screens*

10/20 PAA10/20 AT001	
COARSE BAR SCREENS	
CODE	CAPACITY/Screen
NOMINAL CAPACITY	30000 m ³ /h
EMERGENCY CAPACITY	40000 m ³ /h

10/20 PAA10/20 AT002	
TRAVELLING BAND SCREENS	
CODE	CAPACITY/TBS
NOMINAL CAPACITY	30000 m ³ /h
EMERGENCY CAPACITY	40000 m ³ /h

El documento de diseño del Suplidor, P&ID de la filtración de agua de mar (3814-WY-VD-BD_9121_00PAA0000001-IS11), también indica que cada *Travelling Band Screen* (TBS) tiene su propia bomba de lavado y las líneas de descarga no se han conectado entre sí. Esto no proporciona redundancia de equipos, ya que si una determinada bomba de lavado falla, la TBS correspondiente no puede ser lavada.

Según las entrevistas con el personal de la planta, el filtro de entrada se desvía tras la acumulación de residuos y no puede limpiarse con el rastrillo. El OEM de los filtros de barras está sustituyendo el filtro por una rejilla más resistente para facilitar la limpieza. La comunicación con el OEM se revisará para su confirmación en la Fase 2.

3.21. SISTEMA DE AGUA CIRCULANTE

3.21.1. Requisitos del contrato EPC

El alcance principal del sistema de agua circulante es transferir agua de mar filtrada, como medio refrigerante, desde la instalación de toma de agua de mar al condensador principal de superficie y al sistema de agua de refrigeración de ciclo cerrado. El agua de mar también se utiliza como agua cruda para el sistema de desalinización.

Los requisitos para los sistemas de agua circulante se proveen en *CDEEE Specification Part 1 of 2 / Section 01 36 00 / Part 1.06*, el cual requiere “N+1 (por Unidad)” para las Bombas de Circulación de Agua (Circulating Water Pumps, CWP). *EPC Contractor’s Technical Part 1 of 3* indica “dos (2) x 60%” en la sección 5.3.7.1 contrario a “tres (3) x 60%” CWP en la sección 5.10.1.

Los requisitos (resumidos) que se encuentran en *CDEEE Specification Part 1 of 2, Section 013600, 1.21* para la toma de agua son: Se debe proveer protección para las bombas. Se debe proveer un montacargas y un monorriel para el mantenimiento de filtros, rejillas, bombas de circulación y motores. Se encontró que

estos requisitos no se cumplieron del todo. No se proveyó protección, monorrieles ni montacargas, y la grúa de pórtico para las tomas de agua no se extiende hasta el área de las bombas.

El pozo del sello de descarga estará controlado por un vertedero con registro de parada. Cada condensador tendrá la capacidad de invertir el flujo. Los condensadores deberán contar con la tubería necesaria para tener esa capacidad, y deben tener válvulas motorizadas. Sujeto a una mayor revisión de la evolución del acuerdo, estos requisitos no se proporcionaron.

Según *CDEEE Specification Part 1 of 2, Section 013600, 1.21*, se requieren válvulas motorizadas en la descarga de la bomba CW. Se proveyeron actuadores hidráulicos con contrapesos. El personal de campo observó problemas operacionales con los actuadores de las válvulas hidráulicas, así como problemas de cambio de bombas con los controles. Los problemas operacionales y de diseño serán evaluados posteriormente con el análisis de *water hammer* y problemas operacionales en la Fase 2.

Más adelante se evaluarán los acuerdos posteriores que puedan modificar los requisitos que se mencionaron anteriormente.

3.21.2. Observaciones / Discusión

El documento de diseño del Contratista, *CW system PFD (3814-WZ-DP-121011)*, especifica que “tres (3) x 50%” CWP’s han sido provistas. Durante el recorrido de la planta, Sargent & Lundy confirmó que se instalaron tres bombas CW por unidad. Por lo tanto, la discrepancia que se observa es sobre la capacidad de la bomba siendo de 50% o de 60%; sin embargo, esto no ha provocado ningún problema operacional. Lo que brindó el Contratista al menos está acorde con la especificación de la CDEEE de “N+1” como mínimo.

El documento de diseño del Contratista, *Transient Analysis for CW System (3814-WZ-RT-000003-IS01)*, indica lo siguiente:

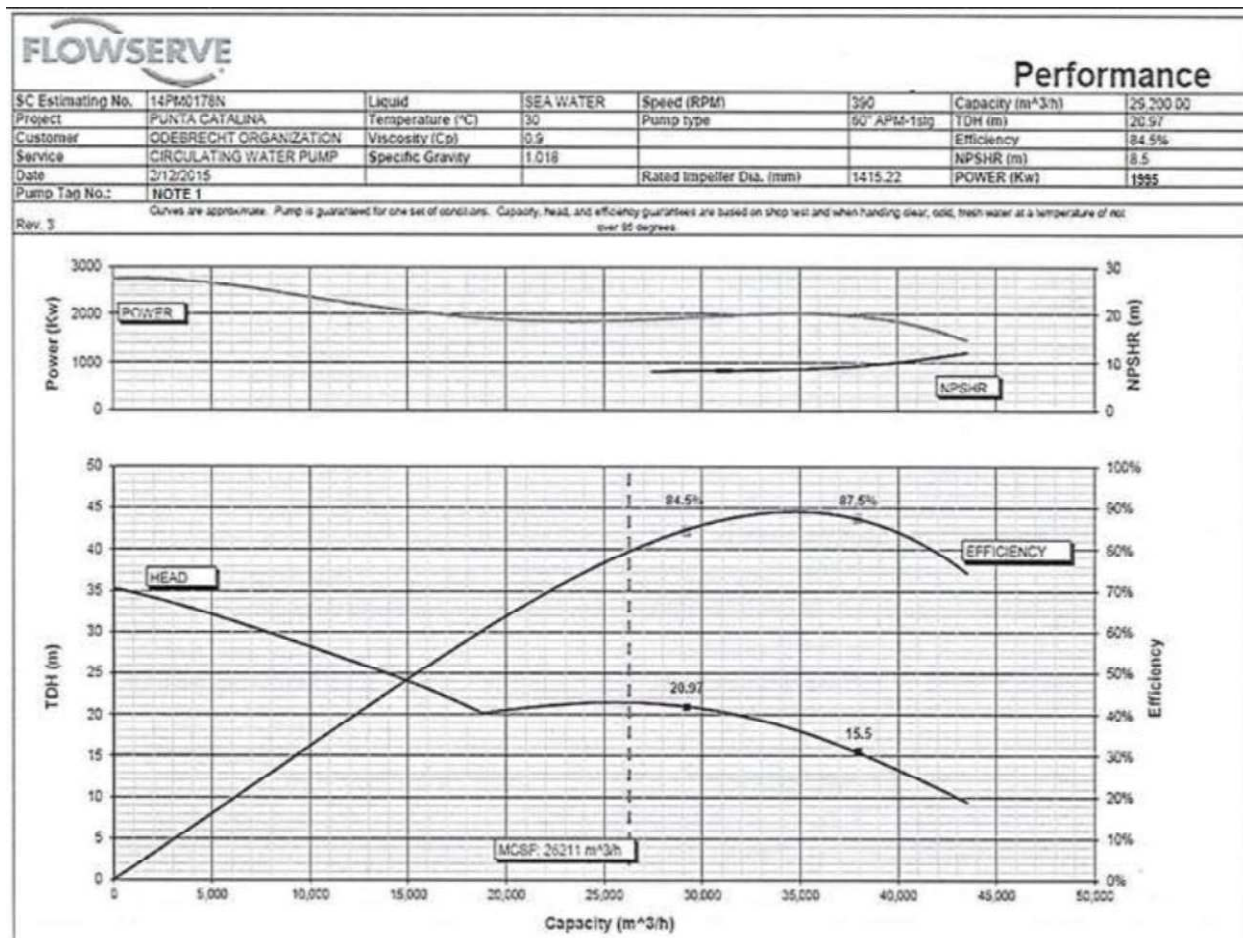
- 5.3.1. Circulating water pumps
 - Rated conditions (as given by supplier):
 - flow: 29,200 m³/h (8.11 m³/s)
 - Minimum continuous stable flow (MCSF): 26,211 m³/h (7.28 m³/s)
- 9. Conclusions
- En caso de que una bomba se dispare mientras la otra está encendida, se produce un flujo inverso de hasta 1.6 m³/s (en el nivel de disparo de la bomba) a través de la bomba que se dispara y el flujo a través de la bomba de servicio restante aumenta hasta un máximo de 12.7 m³/s (en el nivel máximo de agua), mientras que la válvula de descarga de la bomba disparada aún no está completamente cerrada y se estabilizará en un flujo de 11.2 m³/s (en el nivel máximo de agua).

Es la observación de S&L que el flujo máximo instantáneo de 12.7 m³/s es 157% ($= 12.7 / 8.11 \times 100\%$) del flujo nominal, lo que está fuera de la condición de agotamiento de la bomba y el flujo estabilizado de 11.2 m³/s es 138% ($= 11.2 / 8.11 \times 100\%$) del flujo nominal, lo que está muy cerca de la condición de agotamiento de la bomba. Si la Planta ha experimentado estos escenarios, puede haberse afectado el desempeño de las bombas y/o el Sistema de tubería aguas abajo.

Algunos daños al revestimiento de la tubería aguas abajo luego de las válvulas de descarga fue observado por el personal de campo como un problema. Los problemas operacionales con el sistema de agua circulante del condensador serán revisados posteriormente.

La curva característica de CWP “no está continuamente aumentando” hasta el cierre de la bomba (i.e., flujo = 0) y en cambio, hay un punto máximo en la mitad del rango del funcionamiento de la bomba, que normalmente se considera inaceptable para la selección de la bomba. Además, se descubrió que la CWP ha estado operando con la “válvula de descarga medio cerrada” para mantener el condensador lleno de agua y proveer suficiente contrapresión para alimentar el Sistema de compensación de desalinización. El estrangulamiento continuo de la válvula de descarga de la CWP (tipo mariposa), con una razón de flujo enorme, no debería formar parte de la base de diseño, ya que probablemente sería uno de los factores que contribuirían a la rotura de una válvula y/o a daños en las tuberías aguas abajo a largo plazo.

Figura 3-30 — Curva Característica de la CWP



3.22. CLOSED COOLING WATER SYSTEM

3.22.1. Requisitos del contrato EPC

El sistema cerrado de agua de refrigeración proporciona agua limpia para eliminar el calor de los enfriadores de los equipos a través de la unidad, como el enfriador de aceite lubricante de la turbina de vapor, y rechaza ese calor al sistema de agua de circulación a través de los intercambiadores de calor de agua de refrigeración cerrados. El sistema cerrado de agua de refrigeración (uno por unidad) se discute en la Sección 01 36 00 de la Especificación EPC, subsección 1.23. El propósito del sistema y los principales componentes se especifican en un nivel general, como la provisión de intercambiadores de calor con rechazo de calor al sistema de agua de circulación, un tanque de cabeza con agua de reposición de alta calidad (como el condensado), bombas de agua de refrigeración cerrada 3x50% y un alimentador de productos químicos.

3.22.2. Observaciones / Discusión

La sección de especificaciones es general, pero se considera adecuada para una especificación de EPC. Las características especificadas del sistema cerrado de agua de refrigeración van de acuerdo con la práctica de la industria. Las bombas de agua de refrigeración cerradas (3x50% por unidad) se adjudicaron a KSB, y los intercambiadores de calor (2 por unidad) a Hemaco. Ambos vendedores están en la lista de vendedores aprobados. Según la Sección 5.11 de la propuesta de EPC, el tanque elevado es de acero inoxidable y las bombas tienen ejes e impulsores de acero inoxidable y carcasas de acero al carbono. Estas características son aceptables.

Los intercambiadores de calor se refrigeran con agua de mar. Hay tres bombas horizontales auxiliares de agua de refrigeración que suministran agua de mar filtrada a los intercambiadores de calor de agua de refrigeración cerrados. La CDEEE no ha informado de problemas significativos con el sistema cerrado de agua de refrigeración. Se observó algo de corrosión (durante la visita a las instalaciones en noviembre de 2021) en una de las bombas de agua de refrigeración auxiliar, probablemente causada por un sello de bomba dañado.

De la visita de campo se desprende que habrá que desconectar temporalmente algunas tuberías de vapor para poder retirar los cabezales de los intercambiadores de calor de agua de refrigeración cerrados. Los desagües de los intercambiadores de calor son más pequeños de lo habitual en la industria. Sólo tienen 25 mm de diámetro, reducidos desde una conexión de 50 mm. Además, el tubo de drenaje de 25 mm es de plástico y no está protegido, por lo que es susceptible de romperse.

3.23. BOMBAS DE EXTRACCIÓN DE CONDENSADO

3.23.1. Requisitos del contrato EPC

Se especifican dos bombas de condensado de capacidad total por unidad; también se denominan bombas de extracción de condensado. La Sección 01 36 00 (Requisitos de diseño mecánico) de la especificación EPC, Subsección 1.12, contiene algunas descripciones y requisitos generales para el sistema de condensado. Hay un número limitado de requisitos específicos para las bombas. Estos incluyen un filtro de entrada, una línea de recirculación de flujo mínimo e instrucciones para la fuente de agua de sellado. La Sección 43 21 00 de la especificación EPC tiene también una breve sección sobre los requisitos generales de las bombas. Entre ellos se incluye el aumento continuo de la altura de la bomba a medida que disminuye el flujo, y la operación sin vibraciones excesivas, oscilaciones o inestabilidad en todo el rango de operación.

La propuesta del EPC contiene las aclaraciones apropiadas de que la selección de la bomba se basará en disponer de una Altura Neta Positiva de Aspiración (Net Positive Suction Head, NPSH) de 0 m *en la brida*

de entrada de la bomba con el flujo máximo de condensado, con márgenes del 5% en el flujo y del 10% en la altura. Además, la propuesta del EPC establece que la NPSH disponible *en el ojo del impulsor* debe ser al menos 20% mayor que la NPSH requerida (NPSHR), o 0.5 m mayor que la NPSHR, lo que sea mayor. Las dos *frases en itálicas* fueron añadidas por S&L. El proveedor de la bomba determina la elevación de la boquilla de aspiración de la bomba (por encima de la placa de montaje) y el ojo del impulsor (por debajo de la placa de montaje). Las aclaraciones del EPC (y de S&L) se ajustan a la práctica habitual de la industria para el dimensionamiento de las bombas de condensados, aunque S&L suele especificar un margen del 25% entre el NPSHR y el NPSHA en lugar del 20% utilizado por el contratista del EPC.

3.23.2. Observaciones / Discusión

Cada unidad está provista de 2x100% bombas de condensado verticales de Flowserve, un vendedor reconocido de bombas. La CDEEE informó que las bombas presentaban una elevada vibración inicial, lo que el contratista EPC resolvió instalando un refuerzo externo en cada una de las cuatro bombas de acuerdo con las recomendaciones de Flowserve. El refuerzo de una de las bombas se modificó debido a las limitaciones de espacio.

Hay un codo en la descarga de las bombas que está ubicado más cerca de la bomba que a distancia generalmente aceptada como práctica de diseño. Esto no se considera un defecto perjudicial, pero puede causar vibraciones en la bomba y una mayor caída de presión. La Figura 3-31 muestra la descarga de una de las bombas junto con uno de los refuerzos que se añadieron a la bomba.

Figura 3-31 — Descarga de la Bomba de Condensado y Refuerzo



Uno de los refuerzos de estabilidad está indicado en rojo, así como el codo de la bomba de descarga

3.24. BOMBAS DE AGUA DE ALIMENTACIÓN

3.24.1. Requisitos del contrato EPC

El propósito del sistema de agua de alimentación (*Feedwater*, FW) es tomar FW desde el calentador de desaireación y llevarlo al colector de la caldera, pasando a través del sistema de calentador FW HP, que transfiere el calor extraído del ST al FW a lo largo del recorrido hasta el colector de la caldera. El sistema FW también suministra el agua de pulverización para desrecalentar el vapor principal y de recalentamiento.

Los requisitos para el sistema FW se proveen en el documento *CDEEE Specification Part 1 of 2 / Section 01 36 00 / Part 1.14*. Específicamente requiere que se suministre el siguiente equipo principal para las bombas de agua de alimentación (FWPs):

- Bombas de agua de alimentación de refuerzo
- Bombas principales de agua de alimentación
- Uniones de fluido hidráulico

Los requisitos de los sistemas de FW también se proporcional en la Oferta Técnica del Contratista EPC, Parte 1 de 3. La Sección 5.9.1 indica que 3 x 50% de los FWP motorizados serán proporcionados, cada uno con 715 m³/h (velocidad de flujo) y 2,574 m (*head*, altura), y material de tubería de ASTM A106 Gr B. Se proponen tres (3) x 60% FWP en la Sección 5.9.3.1. La Sección 5.9.3.1 elabora aún más los criterios de diseño de los FWP, como un margen del 5% de la capacidad y la altura, como mínimo, y la altura de succión positiva neta disponible (NPSHA) sea 0.5 m o 10% mayor que el NPSH requerido (NPSHR).

3.24.2. Observaciones / Discusión

El documento de diseño del Contratista, la descripción del proceso del sistema de agua de alimentación (3814-WZ-SG-102600) indica que cada conjunto de bombas se compone de una bomba de refuerzo, un motor eléctrico de velocidad constante y mediano voltaje (MV), un acoplamiento de velocidad variable y una bomba principal, lo que está acorde con el Contrato EPC.

El documento de diseño del Suplidor de Bombas, hoja de datos técnicos de FWP (3814-GG-VD-GS_002_7015_01-IS05) indica la capacidad nominal de 646 m³/h y el TDH nominal de 2,167 m, lo que es 10% menor en velocidad del flujo y 15% menor en altura que lo especificado en la Oferta Técnica del Contratista EPC. Los datos de los equipos adquiridos pueden ser diferentes a los datos propuestos según el diseño detallado sea desarrollado y finalizado, así que no debe representar un problema; sin embargo, puede ser necesario que los cálculos sean revisados para asegurar que el Contratista EPC diseño los FWP apropiadamente, y de acuerdo con los Requisitos del Contrato, tal como el margen de 5% de capacidad y altura, como mínimo. Además, comparando la capacidad nominal (646 m³/h) en la hoja de datos técnicos de la bomba con la garantía (TMRC) y el balance térmico BMCR (3814-WZ-CP-100011), se corresponde exactamente con el flujo del balance término TMCR, sin margen alguno. Esto se considera un incumplimiento del contrato en términos del margen de 5% de capacidad como mínimo y también es diferente de la práctica prudente de la industria de tomar en consideración los flujos adicionales de agua de pulverización (descalentamiento) para la operación del bypass de vapor al momento de diseñar los FWP. Nuestro comentario sobre el flujo de pulverización del bypass se refiere al tamaño real del sistema de bypass instalado, sobre el cual hay información contradictoria en la documentación. A continuación, se presentan más comentarios.

Figura 3-32 — Hoja de Datos del FWP

CUSTOMER REQUIREMENTS			
% Capacity: (50, 33 1/3, etc)		100%	
		Suction	T-off
		Discharge	
Rated Capacity:	m3/h	646	646
Rated TDH:	m		2167
Desired Flow @ BEP	m3/h		
Specified RPM / Rotation per HI:		5198	
S.O.TDH @ rated speed (6)	m	2920	
Max Flow @ max speed (3)	m3/h	840	
Liquid / Viscosity		Boiler Feed Water	
Suct Rated/ Max / Vapor (Main pump only)	bar(a)	25.62	26.96
Disch. Press (Rated):	bar(g)	214.89	
Temp: Design/ Min/ Max	°C	205	177.2
Specific Gravity: Design		0.998	MAX
NPSHA / NPSHR (main pump) (See note 4)	m	185.74	22.9
Add'l Requirement's			

COMMENTS


- (1) Pumps are installed inside the Turbine Hall, the ambient temperature to be considered shall be 42°C;
- (2) Guarantee Point.
- (3) 130% of Rated Capacity is required, at pump maximum speed.
- (4) The NPSH required (3% head drop) shall be for all operating conditions, from minimum flow to run-out condition, at least 10% less than the NPSH available.

Otra observación es que el Contrato requiere solamente un margen de 10+% en NPSHA, lo que es insuficiente considerando que condiciones de carga transitorias y cambiantes típicamente podrían afectar el NPSHA y causar cavitación en los FWP's. Mientras que un margen de 10% podría ser razonable para una operación continua estable, a base de nuestra práctica y experiencia, un margen de 10% a menudo resulta ser insuficiente para evitar de forma segura la cavitación a través de todas las condiciones operacionales. En nuestra opinión, un margen de 10% es un nivel muy bajo de conservadurismo, el cual conlleva cierto riesgo para la posible cavitación de los FWP's. En este contexto, hicimos una evaluación más a fondo para verificar el margen NPSH actual que fue provisto en el diseño final, y se concluye que el ingeniero de diseño EPC incluyó un margen de NPSH mucho mayor de 10% para las bombas de refuerzo, según se muestra en la Figura 3-33. Según las FWP's principales aspiren de la descarga de las bombas de refuerzo, el NPSHA será suficiente para las FWP's principales. El término "NPSHA / NPSHR" en la Figura 3-32 no se debe leer como "NPSHA dividido por NPSHR", sino debe leerse como "MPSHA = 185.74 m" y "NPSHR = 22.9m". Finalmente, es una práctica prudente de diseño realizar un análisis transitorio

NPSH (también conocido como estudio de la caída de presión del desaireador) para una planta de generación de carbón, pero no hay ningún análisis disponible hasta el momento. Se sugiere verificar si este análisis transitorio fue realizado por el ingeniero de diseño de récord, lo que incluiría una descripción de los tipos de oscilaciones de carga y efectos transitorios que fueron considerados en el análisis, y si estos casos de diseño son consistentes con la forma en que la planta opera actualmente.

Figura 3-33 — Datos de Rendimiento de la Bomba de Refuerzo & FWP
 (3814-GG-VD-RC-002-7015-01)

TECNIMONT - PUNTA CATALINA PP
BFWP
DATA SHEETS - 65CHTA-5



	TMCR with zero tapping flow (Guarantee Point)		BMCR+Margins with zero tapping flow		PSV Opening		ST By-pass		Run-Out		Minimum flow at minimum speed		Minimum Flow points at max. Speed or at Point B		TMCR + bleed	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
PUMP																
Temperature	177.2	178.3	178.3	178.3	178.3	177.20	178.30	177.20	178.30	178.30	178.30	178.30	178.30	178.30	177.20	177.20
Specific Gravity	0.890	0.889	0.889	0.889	0.889	0.889	0.889	0.889	0.889	0.889	0.889	0.889	0.889	0.889	0.890	0.890
Case Number	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Booster Pump																
Flow - Weight	574.94	658.75	299.59	693.42	746.76	222.25	222.25	222.25	222.25	222.25	222.25	222.25	222.25	222.25	619.44	619.44
Flow - Volumetric	646.00	741.00	337.00	780.00	840.00	250.00	250.00	250.00	250.00	250.00	250.00	250.00	250.00	250.00	666.00	666.00
Suction pressure	10.87	11.09	11.30	11.00	10.90	11.09	11.09	11.09	11.09	11.09	11.09	11.09	11.09	11.09	10.87	10.87
Discharge pressure	25.62	25.34	26.97	25.03	24.57	26.96	26.96	26.96	26.96	26.96	26.96	26.96	26.96	26.96	25.38	25.38
TDH Booster	168.9	163.4	173.7	160.9	159.8	182.0	182.0	182.0	182.0	182.0	182.0	182.0	182.0	182.0	166.2	166.2
Efficiency	76.4%	78.2%	56.3%	76.6%	79.1%	48.5%	48.5%	48.5%	48.5%	48.5%	48.5%	48.5%	48.5%	48.5%	77.7%	77.7%
Input RPM	1,780	1,780	1,780	1,780	1,780	1,780	1,780	1,780	1,780	1,780	1,780	1,780	1,780	1,780	1,780	1,780
Power Booster	346.3	375.1	260.2	386.6	403.3	227.4	227.4	227.4	227.4	227.4	227.4	227.4	227.4	227.4	361.3	361.3
NPSHR	4.8	4.2	3.3	5.0	5.5	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	3.4	4.4	4.4
NPSHA	15.6	15.4	17.7	12.4	12.4	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6
Shut-off Booster TDH	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186	186

Además, es aconsejable revisar los en los récords de operación cuántos BFPs han estado funcionando en la operación de bypass de vapor completo. Es una práctica prudente de ingeniería que las bombas de servicio (i.e., dos en nuestro caso) sean diseñadas para ser capaces de suplir flujo y altura en la operación de bypass de vapor completo, mientras que la tercera bomba está en espera (standby). Esto también está relacionado con la forma en que está diseñado el bypass de vapor y se observan discrepancias. El documento *CDEEE Specification Part 1 of 2 / Section 01 36 00 / Part 1.08* indica que el bypass principal de vapor debe ser usado solamente durante los arranques y debe ser capaz de desviar 25%, mínimo del flujo nominal del acelerador de la turbina, mientras que la Oferta Técnica del Contratista EPC, Parte 1 de 3, Sección 5.6.1 indica que el sistema de bypass debe ser diseñado también para operar a flujo de vapor completo mientras que la turbina de vapor esté fuera de servicio. Además, el documento "Process Description – Main and Reheat Systems" (3814-WZ-SG-104600, Rev.4) del Contratista indica que el bypass se diseñó para usos más allá de "arranques a 25% de carga", indicando que el bypass también fue diseñado para usarse durante las salidas de la turbina para evitar una salida simultánea de la caldera. El tamaño actual instalado del sistema de bypass debe ser confirmado.

Algunos puntos positivos de la revisión de las bombas FW son los siguientes:

- Según los informes de campo proporcionados, no se han reportado problemas con las bombas FW.
- Flowserve y ABB son los vendedores de la bomba FW y el motor, respectivamente. Estas son compañías de alta reputación de bombas y motores, con vasta experiencia.

- Voith es el vendedor del acoplamiento de fluido hidráulico (H/C). Es uno de los suplidores más reputados de H/C.
- En el Contrato EPC no se indican materiales específicos de las bombas; sin embargo, los materiales especificados en la hoja de datos del FWP principal (A336 F11 para la cubierta / A743 CA6NM para impellers / A276 type 410 para el eje / etc.) son comparables con las prácticas usuales de la industria, específicamente en términos del contenido de cromo.

En cuanto al tipo de FWP principal, normalmente veríamos (a) una bomba de sección anular con cubierta simple dividida radialmente; o (b) una bomba de barril con cubierta doble dividida radialmente. Esto no se ha encontrado en ninguno de los documentos proporcionados.

3.25. HP & LP CLOSED FEEDWATER HEATERS

3.25.1. Requisitos del contrato EPC

Hay un tren de 100% de calentadores de agua de alimentación (FW) por Unidad, que incluye los siete calentadores cerrados de FW. Un calentador desaireador (DA) se incluye por Unidad, lo que se discute en la próxima sección. Los calentadores cerrados de FW consisten en lo siguiente:

- Calentadores cerrados de baja presión (LP) 1, 2, 3 y 4. El calentador LP #4 opera a la presión más alta entre todos los calentadores LP.
- Calentadores cerrados de alta presión (HP) 1, 2 y 3. El calentador HP #3 opera a la presión más alta entre todos los calentadores HP.

Algunos puntos importantes del contrato EPC (que incluye la propuesta de EPC) son los siguientes:

- Cumplimiento con el Estándar ASME #TDP-01 sobre Prevención de Daños por Agua en las Turbinas de Vapor. Este estándar contiene recomendaciones que mitigan la posible inducción de agua de los calentadores de FW y sistemas que conectan a la turbina de vapor (ST). Referencia: *Mechanical Design Requirements, Section 01.36.00, Section 1.01.E.*
- Vapor de extracción y sistema de drenaje de calentadores de FW deben cumplir con ASME TDP-1 y el Estándar HEI (Heat Exchange Institute) para Calentadores Cerrados de FW. Referencia: *Mechanical Design Requirements, Section 01.36.00, Section 1.24.F and 1.25.E.*
- Los vendedores para calentadores LP (Holtec) y calentadores HP (TEI) se indican en la Tabla 7 de la Oferta Técnica de la Propuesta de EPC.

3.25.2. Observaciones / Discusión

Algunos puntos positivos importantes en la revisión de los calentadores cerrados de FW son los siguientes:

- Los vendedores mencionados en la propuesta de EPC para los calentadores cerrados de HP y LP son considerados suplidores de alta calidad.
- El desempeño termal de los calentadores está especificado apropiadamente. Referencia:

- Heat Balances (EPC Contractor, Rev. 3, Feb. 2015); Thermal Performance - Closed FW Heaters performance data sheets.
- Documentación de calentador LP (Holtec performance data sheets, June 2016, Rev. 3): Las hojas de datos técnicos del calentador LP indican condiciones de desempeño parecidas al caso de Heat Balance's Turbine Maximum Continuous Rating (TMCR) para los calentadores LP.
- Documentación de calentador HP (TEI performance data sheets, July 2016, Rev. 5): Las hojas de datos técnicos del calentador HP indican condiciones de desempeño parecidas al caso de Heat Balance's TMCR para los calentadores HP.
- Los Códigos y Estándares identificados en los documentos del Contratista para los calentadores (ASME-Sección VIII y HEI) son apropiados. Referencia: *June 2016 LP Heater Data Sheets, July 2016 HP Heater Data Sheets*, y planos del calentador. (Sin embargo, parece que hay un incumplimiento, según se discute a continuación).
- Los materiales de los calentadores son apropiados (con una excepción cuestionable sobre el material de la tubería del calentador de HP, según se discute a continuación).
- Se proveen sellos de la Sección VIII de ASME para todos los calentadores cerrados de FW, HP y LP. (Referencia: Documentos del expediente de certificación.)
- Hasta la fecha, no se han reportado problemas con los calentadores cerrados de FW.

Algunos puntos de preocupación en la revisión de los calentadores de agua cerrados de FW son los siguientes:

- Los documentos de diseño del Contratista no hacen referencia al Estándar ASME #TDP-01 y los planos de diseño del Contratista indican que el estándar TDP-01 puede no ser implementado completamente. Por ejemplo, el sistema de drenaje del calentador de FW no parece cumplir con el TDP-01. La Sección 3.5.1.1.c del Estándar TDP-01 indica lo siguiente: *"In case of low-pressure heaters with internal drain coolers, the alternate drain <or "emergency" drain> shall be connected directly to the heater shell ahead of the drain cooler to provide positive drainage (in case of damage of the cooler)."*
- Excepto por el Calentador LP #1, solamente una conexión del armazón del calentador se provee en cada uno de los otros seis calentadores cerrados de FW (por los P&IDs del Contratista) para suplir tanto la línea de drenaje normal del calentador (drenando al siguiente calentador de menor presión) y la línea de drenaje de emergencia (drenando al condensador). La única conexión en estos seis calentadores está unida a la salida de la sección del enfriador de drenaje de los calentadores. (La conexión "alterna/de emergencia", según el Estándar TDP-01, se supone que sea una conexión separada del armazón del calentador aguas arriba de la sección del enfriador de drenaje en la sección de condensado saturado dentro del calentador). Aunque la Sección 3.5.1.1.c del Estándar TDP-01 requiere "calentadores de baja presión con enfriadores de drenaje interno", S&L considera que es una práctica prudente de diseño el aplicar la segunda conexión de drenaje al armazón del calentador de los calentadores HP dado que los calentadores HP también tienen secciones de enfriadores de drenaje interno.

- El material de la tubería del calentador HP está identificado como acero de baja aleación SA213-T2 (*low alloy steel*), el cual no está enumerado entre los materiales típicos de tuberías que se encuentra en el estándar HEI para calentadores cerrados de FW. El estándar HEI indica que se pueden proveer materiales de igual o mayor calidad a los materiales listados. Sin embargo, S&L no tiene experiencia con tuberías SA213-T2 en calentadores cerrados de FW. El Contratista EPC debería proveer las razones e información de apoyo para la utilización de materiales de tubería SA213-T2 para calentadores HP. (El material de la tubería del calentador LP está enumerado en el HEI).

3.26. DESAIREADOR

3.26.1. Requisitos del contrato EPC

Hay un calentador desaireador (DA) en el 100% del tren de calentadores de agua de alimentación (FW) por Unidad. El calentador DA incluye dos recipientes a presión: el recipiente desaireador y el tanque de almacenamiento. El calentador DA opera a una presión entre la que se utiliza en los calentadores LP y los calentadores HP.

Algunos puntos importantes del contrato EPC (que incluye la propuesta EPC) son los siguientes:

- Cumplimiento con el Estándar ASME #TDP-01 sobre Prevención de Daños por Agua en las Turbinas de Vapor. Este estándar contiene recomendaciones que mitigan la posible inducción de agua de los calentadores de FW y sistemas que conectan a la turbina de vapor (ST). Referencia: *Mechanical Design Requirements, Section 01.36.00, Section 1.01.E.*
- Vapor de extracción y sistema de drenaje de calentadores de FW deben cumplir con ASME TDP-1 y el Estándar HEI (Heat Exchange Institute) para Calentadores DA. Referencia: *Mechanical Design Requirements, Section 01.36.00, Section 1.24.F and 1.25.E.*
- El vendedor del calentador DA se indica de forma específica. Se hace referencia a una lista aceptable de vendedores de múltiples suplidores en la propuesta EPC.
- El calentador DA se diseñará de acuerdo con el Código de Recipientes a Presión ASME Sección VIII. (Véase la propuesta de EPC, Sección 5.9.3.1.)
- El calentador DA tendrá un volumen de almacenamiento mínimo de 7.5 minutos a nivel de agua normal. (Referencia a la especificación CDEEE, 01 36 00, Sección 1.14.)
- El tanque de almacenamiento del calentador DA tendrá un volumen de 200 m3. (Referencia a la propuesta de EPC, Sección 5.9.1.)
- El agua de alimentación que sale del tanque de almacenamiento del calentador DA tendrá un contenido de oxígeno igual o inferior a 0.5 ppb. (Referencia a la propuesta de EPC, Sección 5.9.3.1.)

3.26.2. Observaciones / Discusión

Algunos puntos positivos importantes en la revisión del calentador DA son los siguientes:

- El vendedor mencionado en la documentación EPC para el calentador DA, BHI (Bumwoo Heavy Industries) Co., Ltd. (South Korea), es considerado un vendedor de alta calidad.
- El desempeño termal del calentador está especificado apropiadamente. Referencia:
 - Heat Balances (EPC Contractor, Rev. 3, Feb. 2015); Thermal Performance – DA heater performance data sheet.
 - Documentación del calentador DA: BHI Heat & Mass Balance, Document #3814-CD-VD-BC-004-0000-0001 May 2016, Rev. 2 and Heater Data Sheet, Document #3814-CD-VD-GS-004-0000-0001 May 2016, Rev. 3.

El Balance de Masa y Calor del calentador DA y las hojas de datos técnicos del calentador DA indican condiciones de desempeño termal muy parecidas al caso Heat Balance TMCR para el calentador DA. La cantidad de oxígeno disuelto garantizado en la Hoja de Datos Técnicos del calentador DA es 7.0 ppb máximo, lo cual es un valor típico para los desaireadores.

- El oxígeno disuelto garantizado en la hoja de datos del calentador DA es de 7.0 ppb como máximo, que es un valor típico para los desaireadores. Además, "El nivel de oxígeno disuelto en el agua de alimentación, medido en el punto de muestreo del tanque de almacenamiento del desaireador, no deberá exceder de 0.007 ppm (= 7 ppb) sin la adición de un eliminador de oxígeno". (Referencia Procedimiento de prueba de rendimiento del calentador DA, Documento # 3814-CD-VD-QP_004_0000_0004, Rev. 3, Sección 6.2.) También se observa que la norma del HEI para los calentadores DA indica un nivel de oxígeno disuelto de 7 ppb, y la norma de diseño de S&L también es de 7 ppb). No conocemos ninguna razón para que esta planta tenga un nivel de oxígeno de salida del calentador de agua de alimentación DA ultrabajo de 0.5 ppb (según la propuesta del EPC) y suponemos que esto fue un error en la propuesta del EPC. Por lo tanto, los 7 ppb de los documentos finales del proveedor son aceptables.
- Los Códigos y Estándares identificados en los documentos del Contratista para el calentador DA (ASME-Sección VIII y HEI) son apropiados. Referencia: *Equipment Data Sheet, May 2016 y planos del calentador DA*.
- Los materiales del calentador DA son apropiados.
- Hasta el momento, no se han reportado problemas operacionales con el calentador DA.
- Según los planos del proveedor del calentador DA, el volumen del tanque de almacenamiento del calentador DA = 219.9 m³, y el volumen efectivo = 162.9 m³. (Referencia al plano de disposición general de BHI 3814-CD-VD-LG_004_10LAA10_0001, Rev. 7). El volumen del tanque es ligeramente superior al criterio de la propuesta de EPC de 200 m³ y es aceptable. Por volumen efectivo se entiende el volumen de funcionamiento por debajo del nivel normal de funcionamiento del tanque de almacenamiento. Basándose en el flujo de balance térmico de TMCR del tanque de almacenamiento del calentador DA, 1,150,400 kg/h, esto supone 7.56 minutos de almacenamiento operacional que cumple el requisito de la especificación de la CDEEE de 7.5 minutos. (Como referencia, el criterio de diseño estándar de S&L es de más de 5 minutos y la norma HEI indica de 5 a 7 minutos como orientación. Sin embargo, como se indica en la Sección 3.24.2 de la bomba de alimentación de la caldera, sugerimos que se compruebe si se ha realizado un estudio de

transitorios de caída de presión del desaireador para la planta. Dependiendo de las oscilaciones de carga previstas para la planta y de los resultados del estudio transitorio, podría haber un efecto sobre el volumen de almacenamiento recomendado en el calentador DA).

Algunos puntos de preocupación en la revisión del calentador DA son los siguientes:

- No fue posible encontrar una verificación de los sellos de la Sección VIII de ASME para el recipiente del desaireador y el tanque de almacenamiento en la documentación de BHI.
- Según indicado arriba en la sección para los calentadores cerrados de FW, los documentos de diseño del Contratista no hacen referencia al Estándar ASME #TDP-01 y, por lo tanto, puede ser que el estándar TDP-01 no esté completamente implementado en este proyecto.

3.27. SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO

3.27.1. Requisitos del contrato EPC

El sistema de aire comprimido se compone de aire de instrumentación y aire de servicio. El sistema de aire de instrumentación es importante, ya que proporciona aire comprimido a todos los equipos e instrumentos que requieren aire seco y filtrado.

EPC Contractor's Technical Part 1 of 3 / Section 5.12.1 indica "El aire comprimido que sale del secador de aire, que tiene un punto de rocío no superior a -20 degC a presión atmosférica".

3.27.2. Observaciones / Discusión

El documento de diseño del suplidor, el P&ID del secador de aire (3814-GY-VD-BD_902_M005_02-IS10), y el recorrido de la planta indican que se han suministrado secadores de tipo refrigerante (*chiller*). El punto de rocío con los secadores de tipo refrigerante no puede ser inferior a 32 grados F (0 grados C). Durante la visita de S&L, se observó que la lectura del punto de rocío del secador en operación variaba de +4 a +6 grados C. La planta ha informado de muchas fallas en las válvulas de control neumáticas (es decir, accionadas por aire) (sin que se hayan encontrado aún las causas fundamentales). Un posible mecanismo de falla puede deberse a que la temperatura del punto de rocío del aire de instrumentación suministrado (IA) no sea lo suficientemente baja. Es decir, a largo plazo, el agua libre del IA, incluso después del secado, podría haber provocado la corrosión en la red de tuberías del IA, generando partículas de óxido que fueron transportadas a varias válvulas de control neumático, causando así el fallo. Dado que un punto de rocío de -40 grados C para el aire de los instrumentos es una práctica de ingeniería prudente, es aconsejable que esta aplicación de los secadores de tipo refrigerante para IA no se excluya de la lista de causas probables de los fallos de las válvulas de control.

Figura 3-34 — Datos del Proceso de Secado de Aire de Refrigerante

Operation		Continuous	
Quantity - Total / Operating / Stand-by		4 / 2 / 2 (2 x 100% for each Unit)	
Type		Refrigerant air dryer (Model FD610) with direct expansion and fixed speed non-cycling run continuously	
Installation		(1) Outdoor	
Driver		Electric Motor	
<u>PROCESS DATA</u>			
Service		Instrument Air	
Inlet Conditions			
Pressure (Norm. / Max.)	bar(a)	7,0 / 14,0	
Temperature (Norm./ Max.)	°C	45,0 / 50,0	
Relative Humidity	%	100,0	
Molecular Weight	kg/kmol	28,97	
Cp/Cv		1,4	
Compressibility Factor		1,0	
Outlet Conditions			
Flow rate (Max.)	m³/h	2196,0	
Flow rate (Max.)	Nm³/h	1770,0	
Dew point at line pressure	°C	Dew Point does not exceed 4,0	
Max Allowable Particle size at Afterfilter outlet	µm	< 0,03	
Max Allowable Air Pressure Drop within the entire scope of supply limits.	bar	< 0,5	
Absorbed power	kW	3,9	

3.28. VÁLVULAS DE SERVICIO CRÍTICAS

3.28.1. Requisitos del contrato EPC

Los requisitos generales para las válvulas de servicio crítico no se atienden específicamente en el contrato. El diseño de las válvulas para las tuberías y los sistemas se atiende en la Especificación CDEEE, Requisitos de diseño mecánico, Sección 1.02. Los estándares se incluyen en la Sección 1.04 y hacen referencia a las normas típicas para válvulas que se encuentran en ASME y MSS. Las normas ASME y MSS proporcionan directrices específicas para la fabricación de válvulas, e incluyen normas como la ASME B16 para los valores nominales de presión y temperatura, así como para la longitud y las bridas.

En muchos contratos hay directrices adicionales para los principales parámetros para especificar las válvulas. A través de ASME, MCC y FCI, el Instituto de Control de Fluidos, se suele especificar un rango nominal de tamaño de válvula y capacidad de control correspondiente a un coeficiente de válvula, o rango Cv, clase de cierre, relaciones de tamaño de tubería y cuerpo de válvula, calidad y pruebas.

Una revisión de las especificaciones de EPC 3814-KK-VD-IS_111_48880-01, estándares incluidos de la Especificación Técnica Válvula de Derivación del Cabezal de Agua de Alimentación Hp y 3814-KK-VD-IS_111_48880_03, Especificación Técnica - Válvula de Derivación del Condensado Principal incluye referencias de diseño a ASME B16 para las clasificaciones y también la clase de fuga. Las especificaciones son típicas e incluyen las referencias esperadas. Durante la revisión de las operaciones se llevará a cabo una mayor revisión, ya que hay muchas válvulas que pueden describirse como de servicio crítico. En

particular, se llevará a cabo una revisión detallada de las válvulas de agua de alimentación y de las válvulas asociadas al sistema de derivación de la turbina de vapor que causan los daños experimentados en el condensador (como se ha señalado en otro lugar).

Los requisitos detallados para las válvulas de servicio general no se atienden específicamente en el contrato. Sin embargo, el diseño general de las válvulas para las tuberías y los sistemas se atiende en la especificación de la CDEEE, Requisitos de diseño mecánico, Sección 1.02. Se revisó una especificación de válvulas del EPC, 3814-XH-SS-000400, Especificación de suministro para válvulas de bola y mariposa, y 3814-XH-VD-QP_400_55306_01. Procedimiento de prueba de presión y se comprobó que tenían normas y directrices típicas del servicio e incluían múltiples normas ASME y MSS.

3.28.2. Observaciones / Discusión

Los efectos resultantes de las fallas de las válvulas contribuyeron a que se produjeran más interrupciones en la planta. En los siguientes documentos se identificaron múltiples problemas con las válvulas de servicio crítico:

Tabla 3-13 — Informes de Fallas Críticas de las Válvulas

Item	Número de Documento	Sistema y Descripción	Descripción de la Causa Principal
1	Reporte Valvula Corte Atemporacion By Pass De Alta Trans	Válvula de cierre de bypass de alta temperature, Vendedor no identificado	Limpieza y residuos en la valvula
2	Reporte Inspeccion Valvula De Control De Condensado Al Desaireador Unid 1 222222 Trans	Válvula de control de agua condensada al desaireador, Vendedor no identificado	Desprendimiento de la malla del filtro, factor que contribuye al desmontaje.
3	Reporte Tecnico Sobre Las Fallas De Los Cheques De Las Bombas De Agua De Alimentacion Calderas Trans	Válvulas de retención para descargas de bombas de agua de alimentación de calderas, Vendedor: Bonetti	Factor que contribuye a la tolerancia térmica
4	Reportes De Inspeccion Valvula By Pass Calentador #3 Unidad I Trans.	Válvula de bypass del calentador de agua de alta presión #3, Vendedor no identificado	No identificado
5	TD-Engineering Documents _ 3814-LZ-RT-900501 _ Technical Report - CCI RCA Report For VHBS-225T3WH english	Válvula de bypass del calentador de agua de alimentación, Proveedor CCI	Escombros en el sistema. La tolerancia en el diseño es un factor que contribuye.

En tres de los casos anteriores (puntos 1, 2 y 5) un factor común que contribuyó fue la suciedad de la tubería y la instalación. El caso 3 fue la tolerancia térmica y el caso 4 no se identificó. Hay tres informes que abordan los problemas de limpieza de las líneas específicamente para las válvulas de servicio crítico. Los desechos en las líneas, el lavado y los problemas de instalación se revisarán más adelante.

Debido a las limitadas orientaciones de la especificación, no se observan problemas para las válvulas de servicio general. Sin embargo, hay un número importante de problemas de operación y de garantía relacionados con las válvulas. Estos problemas se señalan en: Informe Ejecutivo Fallos Unidades CTPC 10 y CTPC 20 (CTPC-DP-2021-006)/CTPC 10 & CTPC 20 Units Failure Report Punta Catalina Thermoelectric Plant. Sin embargo, el personal de la planta observó durante la visita de campo que había problemas operacionales y de garantía relacionados con las válvulas que debían abordarse, y que se revisarán más adelante.

3.29. AQCS

3.29.1. Requisitos del contrato EPC

Hay un sistema de control de la calidad del aire (AQCS) por unidad para lograr el cumplimiento de los límites de emisiones especificados que se discuten en la Sección **Error! Reference source not found.** Cada sistema AQCS consta de un lecho fluido circulante (CFB) de desulfuración de gases de combustión en seco para el control del SO₂ y un filtro textil de chorro pulsado (PJFF) para el control de partículas. A continuación, se comentan las características específicas del sistema AQCS que se va a incorporar

3.29.2. Observaciones / Discusión

La adjudicación del contrato para el suministro del AQCS fue para Hamon-Enviroserv, un vendedor que figura en la lista de proveedores autorizados. Los requisitos de las especificaciones del PJFF y del absorbedor CFB se discuten en las Secciones 44 11 19 y 44 11 29 de la especificación del EPC, respectivamente. En general, los requisitos de las especificaciones del CFB/PJFF están quizás demasiado simplificados, pero se consideran adecuados para un contrato EPC, con la excepción de que no se especificaron requisitos detallados para el diseño o la redundancia de los hidratadores.

El PJFF debe ser capaz de operar en MCR mientras se dispara el Carbón de Rendimiento con un módulo fuera de servicio. Las bolsas filtrantes de tela deben tener una garantía de 3 años a partir de la Terminación Sustancial (*Substantial Completion*), o de 4 años a partir de la primera admisión de gas, lo que ocurra primero. Los requisitos especificados para el PJFF se ajustan a las expectativas típicas, con algunos más conservadores que otros y otros no tan conservadores pero aceptables. Por ejemplo, la relación aire/tela del PJFF se especifica en la Sección 44 11 19 Parte 2.02 para que sea de 2.7:1 (neto)¹ en MCR mientras se quema el Carbón de Rendimiento. Esta relación aire/tela se considera conservadora en comparación con los estándares de la industria, ya que da lugar a un mayor número de bolsas necesarias y, por consiguiente, a una estructura más grande. Sin embargo, el hecho de basar el diseño en el Carbón de Rendimiento en lugar del peor caso de carbón hace que este diseño especificado sea menos conservador, pero en general es aceptable. El peso mínimo de la bolsa filtrante de tela también se especificó en 16 onzas por yarda cuadrada, lo que podría considerarse aceptable pero menos robusto que el peso mínimo recomendado por S&L de 18 onzas por yarda cuadrada. La bolsa de menor peso no tendrá fibras tejidas tan gruesas que, en comparación, pueden ser más débiles y más susceptibles de fallar la bolsa y/o acortar su vida útil. La especificación también requería un grosor mínimo de la chapa de la carcasa de 3/16" de acero al carbono, que se considera aceptable, pero ofrece aproximadamente un 30% menos de margen de corrosión en comparación con el 1/4" recomendado por S&L para las paredes y el techo.

¹ "Neto" implica que un módulo PJFF está fuera de línea para su limpieza o mantenimiento.

El absorbedor CFB debe ser capaz de cumplir las garantías de emisiones con un flujo de gas del 100% mientras se quema el carbón de diseño (3.7% de azufre). El término "100% de flujo de gas" se refiere a MCR según la Parte 2.04 de la especificación del absorbedor, sección 44 11 29. Como se explica en la Tabla 3-4 anterior, MCR puede ser BMCR (mayor flujo) o TMCR. En el contexto de la capacidad del equipo, MCR es BMCR. Para las garantías de rendimiento, se utiliza el TMCR.

La Parte 2.03 especifica que el diseño del sistema de suministro de cal debe basarse en el BMCR con el carbón de diseño de mayor contenido de azufre (3.7% de azufre); sin embargo, la garantía de uso de cal (reactivo) se basa en la operación durante la quema del Carbón de Rendimiento (2.2% de azufre). El silo de cal hidratada debe ser dimensionado para 3 días de almacenamiento en MCR según la Parte 2.06, pero no se especifica la base de azufre del carbón. S&L asume que el criterio de dimensionamiento del silo es mientras se quema el carbón de diseño (3.7% de azufre), ya que este carbón se pidió en la Parte 2.03 para dimensionar el sistema de suministro de cal. Aunque estos son requisitos adecuados para el proyecto, la base de carbón diferente para la garantía de uso de la cal podría aumentar el riesgo de que los hidratadores no se hayan ajustado correctamente para maximizar su rendimiento para toda la gama de contenidos de azufre del carbón. Hay que tener en cuenta que la revisión de las actividades de puesta a punto de los hidratadores, las pruebas de rendimiento y la operación actual no se han completado, y que se necesitará más información (datos de funcionamiento, registros de puesta a punto, etc.) para una mayor evaluación.

La CDEEE ha descrito cuatro problemas principales con el AQCS, que se resumen a continuación. Hasta que no se reciban los informes de incidentes y los datos de operación, S&L no puede determinar si alguno se debe a defectos de diseño.

1. Cada sistema AQCS tiene dos hidratadores. Ambos hidratadores son necesarios cuando se queman carbones con un contenido de azufre superior al 2.4%, y no son capaces de producir suficiente cal hidratada para el contenido máximo de azufre del carbón de diseño, que es del 3.7%. Durante las reuniones en la planta realizadas en noviembre de 2021, la CDEEE explicó que con el carbón de 3.7% de azufre, la capacidad del hidratador en operación necesita ser de 18 TPH, pero cada hidratador está actualmente limitado a 7 - 9 TPH.
2. La Unidad 1 ya no puede operar a carga completa porque la carga de partículas en la chimenea superaría la limitación permitida. Este problema se debe probablemente a un incidente durante la puesta en marcha, según las conversaciones con la CDEEE.
3. Hay problemas de control de flujo y de caída de material en los absorbedores CFB. A veces, cuando la carga es baja, el flujo es demasiado elevado para una fluidificación adecuada, y a veces, cuando la carga es más elevada, el flujo no es suficiente para evitar la caída de material. La caída de material en el absorbedor es un problema en todas las cargas. Mientras el equipo de S&L estaba en la sala de control el 10 de noviembre de 2021, se tomaron las siguientes lecturas: Unidad 2 a 355 MW brutos y la compuerta de recirculación CFB estaba abierta 0.5%; Unidad 1 a 307 MW brutos y la compuerta de recirculación CFB estaba abierta 16%. El personal de operaciones declaró que la posición de la compuerta se basa en el flujo tomado de los CEM.

4. La caída de material se acumula en el codo de los gases de combustión debajo del CFB, y esta obstrucción interfiere con la extracción del producto del conducto de descarga. La CDEEE describe que el material descargado tiene un porcentaje demasiado alto de partículas finas en lugar de partículas más grandes. La válvula de descarga y el conducto se ven a continuación en la Figura 3-35, junto con las tuberías de aire para la fluidización. El sistema de fluidización no ayuda lo suficiente a evitar la acumulación y la obstrucción. Las rejillas del interior del conducto que protegen las boquillas de aire de fluidización se están erosionando a gran velocidad. Véase la Figura 3-36.

Figura 3-35 — Codo de Entrada de CFB



La dirección del flujo es hacia el espectador, procediendo hacia arriba al CFB.

Figura 3-36 — Pantallas de aire de fluidificación y caída de partículas en el codo de entrada del CFB



Fuente: CDEEE

3.30. SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS

3.30.1. Requisitos del contrato EPC

Los requisitos generales para el sistema de protección y detección de incendios se recogen en la Sección 013600, 1.32 de la Especificación de la CDEEE. La especificación general identificó los sistemas y equipos principales típicos para el servicio esperado, así como los códigos y estándares que deben seguirse para la construcción y el diseño, incluyendo lo siguiente

- Código Internacional de la Construcción.
- NFPA 13: estándar para la instalación de sistemas de rociadores.
- NFPA 15: estándar para los Sistemas Fijos de Rociadores de Agua para la Protección contra Incendios.
- NFPA 20: estándar para la Instalación de Bombas Fijas para la Protección contra Incendios.
- NFPA 24: instalación de tuberías privadas de servicio contra incendios y sus accesorios.
- NFPA 72: Código Nacional de Alarma contra Incendios.
- NFPA 75: estándar para la Protección de Equipos Electrónicos de Informática/Procesamiento de Datos.
- NFPA 850: Práctica recomendada para la protección contra incendios de plantas generadoras de electricidad y estaciones convertidoras de corriente continua de alto voltaje.

Además, en la Sección 1.32 se menciona específicamente a la Autoridad Competente y a la compañía de seguros, y normalmente se documentan los intercambios de información para su aprobación durante las fases de construcción y diseño para su cumplimiento. Esto también puede implicar la discusión con las autoridades locales o el departamento de bomberos sobre la seguridad, las conexiones, la salida y el acceso. La información, si está disponible, se revisará posteriormente.

Las bombas contra incendios aprobadas enumeradas en el contrato: ANEXO 0I Listado de Proveedores del Proyecto, no incluían a Pentair/Aurora, que era el fabricante encontrado en la caseta de bombas. Aunque el fabricante de la bomba no estaba en la lista, el fabricante es conocido en la industria y no se espera que el uso sea una desviación significativa.

La instalación de las alarmas y la construcción de los sistemas de tuberías se revisarán más adelante, así como la evaluación del riesgo de incendio de la NFPA 850 y la revisión o el informe de la aseguradora, si fue realizado. Los elementos que se revisarán más adelante incluyen el evento de incendio de diseño para establecer la capacidad de almacenamiento, la presión (incluidas las bombas de refuerzo si son necesarias) y el flujo del sistema de agua. El informe de la compañía de seguros habrá identificado requisitos específicos, como las barreras contra incendios en la sala de bombas.

La documentación del subcontratista de protección contra incendios del EPC es sustancial e incluye los cálculos y los documentos de apoyo esperados para el alcance de trabajo. Los documentos se revisarán más adelante. Otros elementos que se deben revisar más adelante son el diseño y la instalación del sistema. En la especificación se incluyó una lista de sistemas específicos (más abajo) que debían cubrirse.

- Suelo de llenado del silo.
- Calentador de aire regenerativo.
- Depósitos de aceite lubricante, equipo de manipulación y tuberías de aceite.
- Depósitos de aceite combustible, equipo de manipulación. y tuberías.
- Rodamientos del generador de la turbina.
- Carcasa del excitador.
- Salas eléctricas y de DCS/Electricidad.
- Salas de baterías.
- Sala de control.
- Escalera de acceso a la sala de control.
- Transformadores exteriores aislados en aceite.
- Áreas y equipos de manejo del carbón, incluidos los edificios de las trituradoras, los silos de carbón, los colectores de polvo, las cintas transportadoras y el suelo de los silos.

- Pulverizadores.
- Sala de bombas de protección contra incendios.

Un ejemplo de algo que debe ser revisado también es que se observó que los rociadores de protección contra incendios se concentraban en la parte superior del tanque de aceite lubricante de la turbina de vapor y no cubrían las columnas estructurales adyacentes o el área de contención del tanque de aceite, ya que la parte superior del tanque estaba colocada dentro de un entrepiso y obstruía parcialmente la cobertura a la sección inferior, como se muestra en la Figura 3-37. El tipo de aceite u otras orientaciones pueden afectar a la colocación final de los cabezales de los aspersores o al patrón direccional. Este tipo de elementos se revisarán más adelante.

Figura 3-37 — Sistema FP, Tope Tanque ST LO



Fuente: Visita de campo

3.30.2. Observaciones / Discusión

El personal identificó problemas operacionales durante la visita a las instalaciones. Entre ellos, problemas de alarmas no deseadas en el sistema de detección de incendios y continuas indicaciones falsas de alarmas de hidrógeno. El personal también observó que se requería un esfuerzo considerable en la limpieza de los sensores para evitar que dieran falsas alarmas. Se observó que el sistema de protección contra incendios de CO₂ para los molinos y los alimentadores no estaba operando en el momento de la visita. Estos asuntos se revisarán durante la Fase 2. La inoperatividad de cualquier sistema de seguridad se considera importante y debe resolverse lo antes posible.

La caseta de bomberos no tenía una barrera contra incendios entre la bomba eléctrica y la de diésel, y la cobertura de los aspersores de la caseta de bomberos debe confirmarse y comprobarse para que haya suficiente separación o cobertura en la Fase 2. A la espera de la aceptación de la compañía de seguros, es común que haya una barrera contra incendios entre las bombas. Durante la visita de campo se identificó una descarga de la caseta de bombas al circuito subterráneo. Es común tener dos descargas separadas con aislamiento entre ellas para permitir direcciones de suministro separadas al bucle en caso de rotura de la línea según la NFPA 850, así como una segunda fuente de agua contra incendios identificada. El P&ID para la estación de bomberos es: Estación de bombas de agua contra incendios 3814-XZ-DM-090001-IS07, e ilustra la descarga única al bucle. Una bomba eléctrica *jockey* se encontraba en operación al momento de la visita y se apagó como se espera en un sistema de bucle con integridad.

No se observó ninguna válvula de aislamiento en el tanque de incendios, sin embargo, se colocó una válvula dentro de la sala de bombas. No se observó la supervisión y las cerraduras de las válvulas de aislamiento con llave en la sala de bombas contra incendios, que son comunes en muchas jurisdicciones según la NFPA 850. No se identificaron alarmas manuales contra incendios en varios puntos de salida, incluida la puerta de salida de la sala de bombas contra incendios, la salida de la sala de turbinas a la sala de control y la salida de la sala de turbinas al rack de tuberías. La ubicación de las alarmas manuales no era consistente, pero se revisará más a fondo posteriormente.

Se observó que el *skid* de la bomba eléctrica estaba descolorido con corrosión superficial en el eje de la bomba principal, la carcasa y la bomba *jockey*. Los requisitos de almacenamiento antes de la instalación se revisarán más adelante.

3.31. SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA

3.31.1. Requisitos del contrato EPC

El Sistema de tratamiento de agua consiste en dos secciones principales, incluyendo desalinización y desmineralización, respectivamente. En la sección de desalinización, el agua de mar cruda entrante desde la estructura de toma de entrada se filtra para remover todo el material particulado y luego se trata en unidades de ósmosis inversa de agua de mar (SWRO) para remover el 95% al 98% de los sólidos disueltos. El agua desalinizada en este punto se refiere como “agua salobre” (brackish water) y se almacena por periodos cortos de tiempo (e.g. un turno a un día) en tanques intermedios conocidos como tanques de agua salobre. Una pequeña porción del agua salobre se usa en el sistema de agua de servicio y también se envía para obtener tratamiento adicional para uso como agua potable. Sin embargo, la mayor parte del agua salobre se envía al sistema de desmineralización para tratamiento adicional. El sistema de desmineralización generalmente incluye unidades de ósmosis inversa salobre (BWRO) para remover la

mayor parte de los disueltos en el agua desalinizada y una tecnología de pulido como la electro-desionización (EDI) para producir agua ultrapura que sea adecuada para la reposición al ciclo de vapor.

Los requisitos de la Especificación de la CDEEE se pueden encontrar en las Secciones 1.17b y 1.19. Sin embargo, como los requisitos de la Sección 1.17b están estrictamente asociados al muestreo de la planta de tratamiento de agua, se cubren de forma separada en la evaluación del proceso de muestreo. Los requisitos del Artículo 1.19 son funcionales en su naturaleza y se resumen en la tabla a continuación.

Tabla 3-14 — Requisitos de CDEEE para Tratamiento de Agua

Equipo
Desalinización
Sistema de alimentación de coagulante para filtros multimedia
Filtros multimedia (ASME Sección VIII, forro interior de goma)
Sistema de decloración antes de las unidades SWRO
Sistema SWRO, incluyendo filtros de cartucho, bombas de alta presión, membranas SWRO, sistema <i>clean-in-place</i> (CIP) y paquete de controles
Acero inoxidable dúplex para bombas y tuberías
Tratamiento de Agua Potable
Consiste en remineralización y desinfección
Desmineralización
Sistema BWRO que incluye sistemas de alimentación cáustica e inhibidor de incrustación, bombas y membranas BWRO, paquete CIP y controles
Unidades EDI
Redundancia
Filtros Multimedia (N + 1)
Unidades SWRO (N+1)
Unidades BWRO (N+1)
Unidades EDI (N+1)

Aunque se incluyen algunos requisitos de redundancia, no se ha provisto ningún criterio para el dimensionamiento de las secciones de desmineralización y desalinización del sistema de tratamiento de agua. Por ejemplo, el sistema de desmineralización debería diseñarse para el 3% de la producción de vapor principal, mientras que el sistema de desalinización se debería diseñar para proveer el agua de alimentación requerida para el sistema de desmineralización así como para los sistemas de servicio y tratamiento de agua potable. Estos criterios no se han incluido en los requisitos del Dueño.

En comparación, la Propuesta del Contratista EPC, en su Sección 5.22, claramente indica que la capacidad neta de los sistemas de desalinización y desmineralización son 255 m³/h y 80 m³/h, respectivamente. El alcance del suministro propuesto es también más descriptivo, como se resume en la tabla a continuación.

Tabla 3-15 — Alcance del Contratista EPC para el Suministro de Tratamiento de Agua

Desalinización
Sistema polielectrolito con tanque de dosificación de 1800 litros con agitador y 2 x 100% bombas de dosificación
Filtros de arena (5 x 25%, 200 m ³ /h total)
Ventiladores de aire (2 x 100%, 540 Nm ³ /h c/u)
Tanque de agua filtrada (200 m ³)
Bomba de retrolavado (2 x 100%, 265 m ³ /h c/u)
Sistema de ácido sulfúrico con tanque de dosificación de 900 litros y dos x 100% bombas de dosificación (9 l/h c/u)
Sistema inhibidor de incrustación con tanque de dosificación de 600 litros y dos x 100% bombas de dosificación (3 l/h c/u)
Sistema de bisulfito de sodio con tanque de dosificación de 1800 litros y dos x 100% bombas de dosificación (9 l/h c/u)
Filtros de cartucho (3 x 50%, 130 m ³ /h c/u)
Bombas de alta presión (140 m ³ /h c/u)
CIP skid (tanque de 2800 litros, 100 m ³ /h)
Tratamiento de Agua Potable
No se describe en la Propuesta del Contratista EPC
Desmineralización
Filtros de cartucho (2 etapas, 2 x 100%, 86 m ³ /h c/u)
Bombas de alta presión (2 etapas, 2 x 100%, 86 m ³ /h c/u)
Trenes BWRO (2 x 100%, <i>two-pass, two-stage</i> , 80 m ³ /h c/u)
Tanque de permeado (160 m ³)
Unidades EDI (total de cinco)

3.31.2. Observaciones / Discusión

Basado en la revisión de los planos del vendedor (Degremont) (3814-WY-VD-BD-9042-006D000000102 al 3814-WY-VD-BD-9042-006D000000134) el alcance actual del suministro cumple, en la mayor parte, con la intención de la Especificación de la CDEEE y la Propuesta del Contratista EPC. Sin embargo, se observa que el tanque de dosificación del sistema de alimentación química y el tamaño de la tubería no coinciden del todo con la información en la Propuesta del Contratista, en algunos casos siendo más pequeño y en otros casos siendo más grande de lo propuesto. Esto probablemente refleja un

dimensionamiento más preciso de los equipos de dosificación de productos químicos durante la etapa detallada de diseño. Hay algunas diferencias en la cantidad de filtros de cartucho, trenes RO o alimentadores SWRO o BWRO o bombas de refuerzo, aunque el alcance generalmente cumple o excede los requisitos en términos de la capacidad neta y la redundancia requerida.

Además de la revisión de los planos del vendedor, se hizo un recorrido comprensivo por el área de tratamiento de agua durante las visitas de campo y se tomaron múltiples fotografías. El recorrido y las fotografías confirmaron que todos los componentes principales (excepto según se describe a continuación) están presentes y se contabilizaron. Como un ejemplo específico, el P&ID del vendedor 3814-WY-VD-BD-9042-006D000000119 muestra que cada unidad SWRO es *single-pass, two-stage array* con 14 módulos (tubos) en cada etapa. El arreglo es tal que hay cuatro filas, cada una de las cuales tiene siete módulos organizados verticalmente. Las dos filas en el medio, representando los módulos de la primera etapa, suplen agua concentrada (*reject*) a los módulos de la segunda etapa, que están ubicados inmediatamente a la izquierda y derecha. La siguiente fotografía confirma este arreglo y ha sido instalado en el campo.

Figura 3-38 — Unidades SWRO



Las dos discrepancias preocupantes están asociadas al sistema de desmineralización. La propuesta del Contratista indica que un sistema BWRO de dos pasos (*two pass*) sería provisto, y de hecho, esto es requerido cuando se trata un permeado SWRO típico y se produce permeado BWRO que cumple con los requisitos de EDI de agua de alimentación. Sin embargo, los planos del vendedor indican que solo

unidades de un paso y dos etapas (*single pass, two-stage*) fueron provistas, y esto fue confirmado basado en las fotografías del área de BWRO.

Figura 3-39 — Unidades BWRO



La segunda discrepancia se relaciona al dimensionamiento de las unidades EDI. Tres x 50% unidades en vez de las propuestas cinco x 25% podría ser aceptable. De hecho, la literatura publicada del vendedor para los elementos (*stacks*) EDI que fueron suministrados indica que cada uno de los ocho *stacks* tiene una salida nominal de 5 m³/h, lo que significa que cada una de las tres unidades puede producir 40 m³/h. Sin embargo, de acuerdo con los P&IDs del vendedor para el sistema EDI, la capacidad neta de cada unidad puede haber sido reducida a 31.5 m³/h basado en las condiciones actuales de servicio. Esto esencialmente significa que la salida actual con dos de los tres trenes en operación es solamente 63 m³/h y que el sistema EDI no tiene redundancia de N+1.

Ninguna de las discrepancias antes mencionadas fue discutida en los documentos de resolución.

También se puede observar que la propuesta del Contratista EPC establece que filtros de cartucho de dos etapas (*two-stage*) serían provistos inmediatamente arriba de las unidades BWRO. Esto puede haber sido un error tipográfico o traslacional ya que los filtros de cartucho asociados a las unidades BWRO son solo un diseño de una sola etapa. Dado que el agua desalinizada en este punto del proceso global debería tener un bajo índice de densidad de sedimentos (*silt density index*, SDI), las ventajas de un diseño de dos etapas son mínimas y no reflejan la práctica actual de la industria.

Además de la desalinización y la desmineralización, hay un sistema de tratamiento de agua potable. El sistema de tratamiento de agua potable solamente se describe como “remineralización y desinfección” en la Especificación de CDEEE y no está descrito en la Propuesta del Contratista EPC. Sin embargo, basado en una revisión de los planos de Suez/Prominent DE-FX-8417800110-0020-001 and 3814-WY-VD-BD-9042-00GD00000140, y el plano de Krosys 3814-WJ-VD-BD-9044-00GK0000001, el sistema de tratamiento de agua potable consiste de los siguientes componentes principales, según aparecen en la tabla a continuación.

Tabla 3-16 – Componentes del Sistema de Remineralización

Componentes del Sistema de Remineralización
Tres x 50% filtros de carbón
Tanque de lavado de filtro
Bomba de lavado de filtro
Sistema de dosificación de cloruro de calcio (Sistema de descarga de bolsas, tanques de preparación y dosificación de 600 litros, una bomba de transferencia y dos bombas de dosificación)
Sistema de dosificación de bicarbonato de sodio (Sistema de descarga de bolsas, tanques de preparación y dosificación de 600 litros, una bomba de transferencia y dos bombas de dosificación)
Sistema de dosificación de hipoclorito de sodio
Grúa aérea
Tanque de almacenamiento de agua potable

Durante el recorrido de campo se confirmó que todos los componentes principales antes mencionados fueron instalados. Sin embargo, los sistemas de cloruro de calcio y de bicarbonato de sodio tienen un solo tanque de dosificación y los sistemas de descargas de bolsas y la grúa aérea no están presentes, según se muestra a continuación.

Figura 3-40 — Sistemas de Dosificación de Químicos para Agua Potable



Tres discrepancias no se discuten en los documentos de resolución, y no resulta claro si el cloruro de calcio y el bicarbonato de sodio ahora se obtienen de forma líquida o si es necesario que los operadores vacíen las bolsas de los químicos sólidos en los tanques de dosificación. La lista de discrepancias de la CDEEE en la Sección de Desalinización/Desmineralización del Reporte de Fallas para las Unidades CTPC 10 & 20 (CTPC-DP-2021-006) indica que el sistema de dosificación de cloruro de calcio está inoperante dado que no tiene el agitador ni las bombas de dosificación, pero este no aparenta ser el caso. También se mencionó que las bolsas no pueden ser descargadas porque el motor de la grúa aérea no se encuentra disponible, pero esto parece ser irrelevante ya que no hay una grúa instalada.

En términos de códigos y estándares, la Sección 01 36 00 Article 1.19.D.2 de la Especificación de CDEEE requiere que los filtros multimedia sean diseñados de acuerdo con la Sección VIII del código de recipiente a presión de ASME. Durante el recorrido de campo, se tomaron fotografías de las placas de identificación de los filtros, confirmando que se suministraron recipientes conformes con los códigos.

Figura 3-41 — Placa de identificación de los Recipientes de Filtros



No hay códigos o estándares adicionales enumerados en la Especificación de CDEEE, y no se menciona ninguno en la Propuesta del Contratista EPC. Típicamente, los recipientes a presión que albergan las membranas RO también se diseñarían de acuerdo con los códigos ASME, aunque normalmente no se requiere un sello. Aunque no se menciona explícitamente en ningún plano del vendedor o en otra documentación, es posible que los recipientes a presión, los cuales son manufacturados por un limitado número de suplidores a nivel mundial, cumplen con los requisitos de código. Típicamente, la mayor parte de la tubería de una planta de tratamiento de agua debería cumplir con ASME B31.1, que es el Código de Tuberías Eléctricas. Esto es un asunto global, afectando la mayoría de las tuberías de agua en una planta de generación, lo que será revisado en fases futuras del proyecto. Finalmente, hay uno o más estándares AWWA que serían aplicables a sistemas de tratamiento de agua potable y de distribución.

3.32. SISTEMAS DE MUESTREO DE AGUA Y VAPOR

3.32.1. Requisitos del contrato EPC

3.32.1.1. Sistemas de vapor

Los sistemas de muestreo de agua y vapor toman muestras de lugares clave dentro del ciclo de vapor y llevan estas muestras al panel central, donde se analizan por los parámetros que pueden contribuir a la corrosión y/o la deposición en las turbinas de vapor, si no se mantienen dentro de las directrices de la industria.

Los sistemas de muestreo de agua y vapor son definidos principalmente por la tabulación de muestreo, la cual indica los lugares de donde se obtuvieron las muestras y los parámetros específicos que fueron analizados. Basado en la lista incluida en la Especificación de CDEEE y la Propuesta del Contratista EPC, se prepararon las tabulaciones de muestreo en la Tabla 3-17.

Tabla 3-17 — Tabulación de Muestreo de la Especificación de la CDEEE

Ubicación de Muestreo	pH	DO	SC	CC	PO4	SiO2	Na	Grab
Condensado principal en la descarga de la bomba CEP	X	X	X	X				X
Condensado Principal			X	X				X
BFW del tanque de almacenamiento del desaireador	X	X		X				X
BFW al Economizador de la Caldera	X	X	X	X				X
Agua de la Caldera desde el Tambor de Vapor	X		X		X	X		X
Vapor Saturado			X	X				X
Vapor Principal			X	X		X	X	X
Hot Reheat			X	X			X	X

DO- Dissolved Oxygen, SC – Specific Conductivity, CC – Cation Conductivity

Tabla 3-18 — Tabulación de Muestreo de la Propuesta del Contratista EPC

Ubicación de Muestreo	pH	DO	SC	CC	PO4	SiO2	Na	Grab
Refrigeracion Cerrada			X					X
Condensado Principal en la descarga de la bomba CEP	X	X	X	X				X
Condensado después de la alimentación química		X	X					X
BFW del tanque de almacenamiento del desaireador	X	X		X				X
BFW al Economizador de la Caldera		X	X					X
Agua de la caldera desde el tambor de vapor	X		X					X
Vapor Saturado								X
Vapor Principal			X	X		X		X

Ubicación de Muestreo	pH	DO	SC	CC	PO ₄	SiO ₂	Na	Grab
Hot Reheat								X

DO- Dissolved Oxygen, SC – Specific Conductivity, CC – Cation Conductivity

Según indicado, el número de puntos de muestreo y lugares son casi iguales, con la excepción de que la oferta del Contratista EPC también incluye el muestreo continuo de agua de refrigeración cerrada para la conductividad específica. La Especificación CDEEE requiere análisis de fosfato para el agua de la caldera y análisis de sodio para vapor, lo cual no parece haber sido ofrecido por el Contratista EPC. Sin embargo, según discutido en las Observaciones, su oferta actual incluyó estos parámetros y se parece más a los requisitos de la Especificación CDEEE en término de los puntos específicos de muestra y los parámetros que son analizados en cada ubicación.

Aparte de la lista de muestreo, la Especificación de la CDEEE no incluyó requisitos técnicos adicionales. La Propuesta del Contratista EPC incluyó una redacción estándar describiendo un panel de muestreo convencional completo con secciones húmedas y secas, analizadores con compensación automática de temperatura, intercambio de analizadores (cuando fuera posible), interfaz DCS y tubería de acero inoxidable con accesorios (*fittings*) Swagelock. Se indicó que se proporcionaría refrigeración suplementaria, de ser necesario, para asegurar que las muestras tuvieran una temperatura menor que 30 °C. También se indicó que cada unidad tendría su propio panel de muestras, completamente independiente.

3.32.1.2. Sistema de Desalinización/Desmineralización

Normalmente, cualquier requisito de muestreo del proceso para los sistemas de desalinización y desmineralización dentro de la especificación del propietario o la propuesta del contratista de EPC se cubriría en las mismas secciones que proporcionan los principales requisitos de diseño para estos sistemas. Sin embargo, para Punta Catalina, tanto la Especificación de la CDEEE como la Propuesta del Contratista EPC tienen secciones ampliadas para el muestreo que incluyen tanto el ciclo de vapor como los sistemas de desalinización y desmineralización. Los requisitos de muestreo del proceso de desalinización/desmineralización de ambos documentos se resumen en la Tabla 3-19 y la Tabla 3-20.

Tabla 3-19 — Requisitos de Proceso de Muestreo para Desalinización/Desmineralización de la Especificación de la CDEEE

Resumen de Requisitos	
MMF Influent	Free Cl ₂ , SC
MMF Effluent	Turbidity
SWRO Influent	ORP
SWRO Permeate	SC
SWRO Reject	SC
Remineralization filter influent	Free Cl ₂
BWRO influent	pH
BWRO permeate	SC
BWRO reject	SC
EDI effluent	SC
EDI reject	SC
DI storage tank effluent	SC, Na, SiO ₂

MMF – Multimedia Filters
 SWRO – Seawater Reverse Osmosis
 BWRO - Brackish Water Reverse Osmosis
 EDI – Electrodeionization
 ORP- Oxidation-reduction potential

Tabla 3-20 — Requisitos de Proceso de Muestreo para Desalinización/Desmineralización de la Propuesta del Contratista EPC

Resumen de Requisitos	
Filter Effluent	Free Cl ₂ , SC
Effluent from the system of reverse osmosis (Note 1)	ORP
SWRO Permeate	SC
SWRO Reject	SC
BWRO Effluent (Note 2)	pH
BWRO permeate	SC
BWRO reject	SC
EDI effluent	SC
EDI reject - SC	SC

Resumen de Requisitos	
DI storage tank effluent	SC, Na, SiO ₂

Nota 1: Probablemente es un error tipográfico y debe ser SWRO Influent

Note 2: Probablemente es un error tipográfico y debe ser Influent

3.32.2. Observaciones / Discusión

3.32.2.1. Ciclo de Vapor

El vendedor del Sistema de muestreo para este proyecto es Int S.r.l. S&L revisó los P&ID's del sistema de muestreo en su descripción de *analyzer shelters* (3814-KK-VD-BD-032- 51186-05). Este documento confirma que dos paneles de muestreo, completamente independientes, fueron provistos, y que la siguiente tabulación de muestreo fue preparada basado en los P&ID's que fueron dados (Tabla 3-21).

Tabla 3-21 — Tabulación de Muestreo de los P&IDs del Vendedor

Ubicación de la Muestra	pH	DO	SC	CC	PO ₄	SiO ₂	Na	Grab
Condensado principal en la descarga de la bomba CEP	X	X	X	X				X
Condensado Principal en la salida de la pulidora			X	X				X
Condensado Principal en el Desaireador								
BFW del tanque de almacenamiento del desaireador	X	X		X				X
BFW al Economizador de la Caldera	X	X	X	X				X
Agua de la Caldera desde el Tambor de Vapor	X		X		X	X		X
Vapor Saturado			X	X				X
Vapor Principal			X	X		X	X	X
Hot Reheat			X	X			X	X

DO- Dissolved Oxygen, SC – Specific Conductivity, CC – Cation Conductivity

En general, el sistema de muestreo es un sistema relativamente de alta calidad que cumple con la intención de la Especificación CDEEE y de la Propuesta del Contratista EPC. Basado en los P&ID's del vendedor, todas las ubicaciones de muestreo están contabilizadas excepto por el agua de refrigeración cerrada. Es posible que un panel pequeño, local, fuera adquirido por separado para monitorear este lugar. Todos los parámetros de muestreo también se toman en cuenta. A pesar de la omisión de los analizadores de sodio y fosfato en la Propuesta del Contratista EPC, fueron incluidos en los paneles de muestreo del vendedor.

Los P&ID's también indican que analizadores de sodio y sílice se comparten entre dos puntos de muestreo, lo que es razonable, y que no se comparten más analizadores. Cada punto de muestreo tiene su propia línea de muestreo sin compartirse estas líneas, asegurando que ocurra un análisis continuo o casi continuo.

Los P&ID's del vendedor también presentan características sobresalientes de cada línea de muestreos. La entrada de cada línea de muestreo debe estar conectada a una cámara de vaciado rápido que permite que las muestras sean obviadas durante arranques u otras condiciones anormales cuando los niveles de crudo están altos. Los P&ID's demuestran que cada línea de muestreo tiene su propio bypass de drenaje, aunque no resulta claro si están diseñados apropiadamente para condiciones normales de servicio. También, cada línea de muestreo tiene su propio monitor de temperatura y presión, válvulas de cierre de alta temperatura y válvulas de regulación/reducción de presión, aunque no resulta claro si este último tiene diseño de *variable-rod-in-capillary* (VREL), lo cual es comúnmente utilizado en aplicaciones de alta presión. Cada línea de muestreo tiene la capacidad de obtener muestras al azar, aunque el sumidero tradicional de la muestra no se enseñe en el P&ID. Cada línea de muestreo también tiene un filtro, lo que parecería ser beneficioso en términos de proteger la tubería aguas abajo y los analizadores de ensuciamiento. Sin embargo, en la práctica actual estos filtros tienden a taparse rápidamente dado a la baja capacidad de aguantar el sucio y la falta de autolimpieza, desvirtuando el propósito de estos dispositivos. En la entrada de cada analizador faltan rotámetros, los que típicamente se proveen para asegurar que se mantenga un flujo adecuado de las muestras.

Todas las líneas de muestreo dentro del panel parecen tener un diámetro nominal de 10 mm (3/8 pulgada), lo cual provee velocidades de muestreo (e.g. 2 m/s) y flujos (e.g. 600 a 1000 cc/min) razonables. En las próximas fases del estudio, podremos revisar el diseño de la línea de muestreo entre el panel y las fuentes (si están disponibles) para determinar si el dimensionamiento es consistente con las condiciones del proceso. En este aspecto, se observa que siete de las nueve líneas de muestreo tienen diseños de flujo que varían de 36 a 61 kg/s, lo cual es equivalente a flujos típicos entre 600 a 1000 cc/min. Sin embargo, la línea de muestreo principal y la de recalentamiento se afirma que tienen flujos de muestreo de 2.75 a 1 kg/s, lo cual es extremadamente pequeño. No resulta claro que esto sean errores tipográficos o indicativos de que las líneas de muestreo hayan sido, de alguna manera, de tamaño insuficiente.

La Propuesta del Contratista EPC implica que refrigeración suplementaria sería provista, de ser necesario, para asegurar que todas las muestras se mantengan a una temperatura menor de 30 °C. la única manera de asegurar que esto ocurra es proveer un lazo de refrigeración secundaria conectado al sistema de enfriamiento, lo que, de ser diseñado apropiadamente, mantiene de forma consistente una temperatura de muestreo de $25 \pm 1^\circ\text{C}$. Las líneas de muestreo de vapor principal y de vapor recalentado parecen tener dos refrigeradores de muestreo en serie, pero cada refrigerador recibe agua del mismo cabezal cerrado

de entrada de agua de refrigeración. No resulta claro como esto provee refrigeración adicional comparado con un refrigerador sencillo, con el tamaño adecuado.

En términos de códigos y estándares, ASME PTC 19.11:2008 (Muestreo de Ciclo de Potencia de Vapor/Agua) fue incluido en la Especificación CDEEE sin hacer referencia en la Propuesta del Contratista EPC aunque su especificación todavía no ha sido revisada. Los paneles de muestreo cumplen con la intención de este código; en fases futuras de este estudio podremos revisar las líneas de muestreo entre el panel y las fuentes (si están disponibles) para determinar si el diseño en su totalidad también cumple de manera general. Dado que S&L compra paneles de muestreo de un número limitado de vendedores con diseños probados, la cantidad de códigos y estándares que necesitan ser citados son limitadas.

3.32.2.2. Desalination and Demineralization

Los requisitos del muestreo del proceso en la Especificación de CDEEE y la Propuesta del Contratista EPC fueron revisadas contra la instrumentación que aparece en los P&ID's del vendedor. Aunque se ha proporcionado la mayor parte de la instrumentación especificada, parece que no hay control del cloro residual libre en el filtro multimedia afluente o efluente y no hay monitoreo de la turbidez en el efluente del filtro. Aunque es muy poco probable que no se haya provisto el monitoreo de la conductividad del permeado del EDI, actualmente no se muestra en los P&ID's. El efluente del tanque de almacenamiento de agua desmineralizada debe ser monitoreado para conductividad, sílice y sodio; aunque un "sistema de muestreo de producción de agua" aparece en los P&ID's, los componentes específicos que se monitorean no se indican.

3.33. SISTEMAS DE ALIMENTACIÓN QUÍMICA DE CICLO

3.33.1. Requisitos del Contrato EPC

Sistemas de alimentación química de ciclo son cubiertos brevemente en la Especificación CDEEE y en la Propuesta del Contratista EPC. En ambos documentos se indica que se deben proveer sistemas de alimentación de amoníaco y de barrido de oxígeno en el condensado y de fosfato en la caldera. La Sección 1.20C.9 de la Especificación CDEEE es breve y solamente indica que los tanques de almacenamiento, tanques de dosificación y *skids* de doble medición deben ser provistas. La Propuesta del Contratista EPC es un poco más detallada y provee tamaños preliminares para los tanques de dosificación y bombas de medición, así como algunos requisitos adicionales que se resumen a continuación.

Tabla 3-22 — Requisitos de sistemas de alimentación química de ciclo en la Propuesta del Contratista EPC

Resumen de Requisitos
Capacidades de tanques de dosificación carbhidrazida, bombas de dosificación y bombas de transferencia son 1 m ³ , 10 l/h y 1.8 m ³ /h, respectivamente.
Capacidades de tanques de amoníaco, bombas de dosificación y bombas de transferencia son 1 m ³ , 20 l/h y 1.8 m ³ /h, respectivamente
Capacidades de tanques de dosificación de fosfato, bombas de dosificación y bombas de transferencia son 1 m ³ , 10 l/h y 1.8 m ³ /h, respectivamente
Tanque de dosificación tiene tapa y agitador conexiones apropiadas para suplir químicos concentrados y agua de dilución
Dos x 100% bombas de dosificación con dispositivos de alivio de presión interna y conexiones de succión y descarga apropiadas
Todos los dispositivos de instrumentación y protección locales de acuerdo a las buenas prácticas de la industria
Los productos químicos a base de aminos, barredores y fosfatos se definirán durante la Ingeniería Básica

3.33.2. Observaciones

El vendedor específico de sistemas de alimentación química de ciclo (Vibropac) proporcionó varios planos físicos, pero no se encontraron P&ID's en los documentos. Sin embargo, los planos disponibles indican que un tanque de dosificación principal de uno x 1500 litros y un tanque de reserva de uno x 50 litros se incluyen para cada químico. En este aspecto, el alcance actual excede ligeramente la Propuesta del Contratista EPC, la cual indica que un tanque de dosificación sencillo de 1.0 m³ debe proporcionarse para cada químico. Los documentos del vendedor parecen indicar que una bomba de descarga y dos bombas de medición se proporcionan para cada químico, aunque no hay información disponible sobre la capacidad. Su lista de subcomponentes también indica que varios accesorios importantes asociados a un buen diseño de un sistema de dosificación incluyendo manómetros, amortiguadores de pulsaciones, columnas de calibración, mezcladores de tanques e interruptores de nivel y válvulas de alivio internas también se incluyen. El modelo físico parece confirmar que los componentes principales de cada sistema de dosificación fueron proporcionados. Se observa que en el Informe de Fallas (CTPC-DP-2021-0006) no se indicó que faltaba ningún elemento asociado al sistema de alimentación química de ciclo y que el problema principal puede ser la falta de control preciso debido a que la instrumentación no funciona y que no hay un laboratorio en sitio. Estos asuntos, en conjunto con las revisiones de la química actual del ciclo vs las directrices de la industria se atienden en una fase posterior del presente estudio.

En términos de códigos y estándares, ninguno se especifica por la CDEEE o por el Contratista EPC y pocos, si alguno, pudiera aplicar a pequeños *skids* de medición química. En nuestra opinión, además de los accesorios mencionados arriba, una de las características más importantes de los *skids* de medición es que los puntos de alta presión del terminal deben conexiones soldadas de ancla. Esto aplica a los tres

skids de medición, incluyendo la amina neutralizadora, el eliminador de oxígeno y fosfato. Los planos de la tubería física se revisarán durante fases futuras del estudio para confirmar si se ha proporcionado esta característica.

3.34. CONDENSATE POLISHING

3.34.1. Contractual Requirements

Los requisitos contractuales para el pulido de condensado enumerados en la Sección 1.13 de la Especificación CDEEE se resumen en la Tabla 3-23.

Tabla 3-23 — Requisitos de Pulido de Condensado en la Especificación de la CDEEE

Resumen de Requisitos Contractuales
Uno por unidad debe ser del tipo de lecho profundo para tratar el flujo completo de la unidad.
3 x 50% recipientes de servicio para tratar el 100% del flujo condensado
Sistema de regeneración externo
Equipo de regeneración de resinas catiónicas
Equipo de regeneración de resinas aniónicas
Contención de derrames y fugas y revestimientos de suelos resistentes a los productos químicos en las zonas de regeneración
Sistemas de neutralización

Por comparación, la Propuesta del Contratista EPC en su página 2768 hace referencia a un arreglo discutido en la página 895 de su oferta; sin embargo, debido a un aparente error en la numeración de las páginas, no se encuentra información relevante en la referida página.

3.34.2. Observations

Los planos del vendedor del flujo del proceso por Idroconsulting (3814-WY-VD-BD-9145-10/20LD00000001 03) parecen indicar dos x 50% recipientes de servicio por unidad basado en el flujo de condensado (446 m³/h) asociado a cada uno. El modelo físico también demuestra solamente dos recipientes de servicio por unidad. Esto obviamente conflige con la Especificación CDEEE, y para añadir a la preocupación, la salida indicada de ambos recipientes es la misma que la salida de un recipiente solo, implicando que el sistema fue diseñado para pulir solamente el 50% del condensado. Los P&ID's del sistema de condensado en las páginas 2779 y 2780 de las Tablas de Datos Conformadas del Contratista EPC muestran el sistema de pulido aguas debajo de las bombas de condensado y el condensador del prensaestopas (*gland steam condenser*) en un lazo lateral alrededor del condensador principal, lo que suele indicar que el sistema de pulido no fue diseñado para el flujo total de condensado.

Los planos del vendedor del flujo del proceso, así como los planos del arreglo general y el modelo físico de la planta, muestran un sistema de regeneración común, lo que también conflige con la Especificación CDEEE. Sin embargo, el Informe Final de Stanley Consultants resume los resultados del Programa de Ingeniería de Valor en el que aparentemente todas las partes acordaron un sistema de regeneración común

Aunque el Informe Stanley parece resolver la cantidad de sistemas de regeneración, no hay indicios de que la cantidad de embarcaciones de servicio por unidad también se haya reducido y no se menciona en ninguno de los documentos de resolución contractual que revisamos.

Aunque se proveyó un sistema de regeneración común, en vez de dos sistemas independientes, tanto el plano del arreglo general del vendedor, como el modelo físico indican que todos los componentes principales fueron provistos, incluyendo lo siguiente:

- Recipiente de regeneración catiónica y separación de resina
- Recipiente de regeneración aniónica
- Recipiente de mezcla de resina regenerada y de retención
- Tanque de almacenamiento de ácido
- Tanque de almacenamiento cáustico
- Skid de medición de ácido
- Skid de medición cáustica
- Tanques de agua caliente
- Bombas de agua de regeneración
- Ventiladores de aire

Parecen haber dos tanques de agua caliente, lo cual ofrece alguna redundancia en el evento de que uno esté fuera de servicio (debido a un calentador defectuoso) o que se necesite que los pasos de regeneración cáustica sean extendidos o repetidos. Típicamente, solamente se provee un tanque de agua caliente con un sistema de regeneración sencillo.

El diagrama del flujo del proceso del vendedor y los planos de los arreglos físicos confirman que cada recipiente de servicio tiene su propia trampa de resina, y que cada unidad tiene una bomba de reciclado de enjuague. El primero es requerido para remover las resinas de la salida de cada recipiente de servicio, mientras que el último se usa para devolver un recipiente nuevamente regenerado a servicio. Ambos son considerados características estándar que deben ser incluidas con cualquier sistema nuevo de pulido de condensado.

Además de los recipientes de servicio y el sistema de regeneración, la Especificación CDEEE también requiere que los residuos del regenerante del pulido sea neutralizado antes de ser descargado. Esto se muestra en el P&ID de pulido del vendedor y también se muestra en el Wastewater Process Flow Diagram 3814-WZ-DP-050011 para los distintos sumideros del área. Parece que hay un estanque dedicado de neutralización para los residuos del regenerante del pulido después del cual se envía el residuo tratado al estanque de monitoreo final.

En términos de códigos y estándares, los recipientes de servicio y los tanques de agua caliente deben ser diseñados de acuerdo con la Sección VIII del código de recipientes de presión de ASME, lo que parece ser el caso basado en los cálculos mecánicos del vendedor. Además, típicamente se especifica que las tuberías de alta presión asociadas a los recipientes de servicio se diseñen de acuerdo con los códigos de tubería de potencia, como el ASME B31.1, y esto se revisará en una fase futura del estudio.

3.35. SANITARY WASTE TREATMENT

3.35.1. Contractual Requirements

Los requisitos contractuales para el tratamiento de residuos sanitarios son vagos o ambiguos tanto en la Especificación CDEEE como en la Propuesta del Contratista EPC. En el primero, en la Sección 01 36 00 Article 1.18, solamente indica que los residuos sanitarios sean tratados en una planta de tratamiento de aguas residuales empacada, mientras que el último, en su Sección 5.4.2, solamente se menciona que se dispondrá de una fosa de tratamiento sanitario y que los criterios de dimensionamiento se basan en 200 trabajadores diarios y una generación de residuos per cápita de 100 litros/día.

3.35.2. Observations

El sistema de tratamiento sanitario se muestra en el Tecwater Process Flow Diagram 3814-WY-YD-BD-9054-00GR00000001. Este parece ser un sistema de tratamiento de lodo activado convencional, bien diseñado, que incluye una cámara de entrada de arena y trampa de grasa, reactor anaeróbico, reactor aeróbico, tanque de lodos y tanque de contacto con cloro. El reactor de lodo anaeróbico independiente es una mejora que no siempre se encuentra en los sistemas de tratamiento empaquetados y que facilita la eliminación biológica del amoníaco y los nitratos. Los caudales normales y de diseño de 1.2 m³/h y 2 m³/h corresponden a poblaciones de la planta de aproximadamente 300 y 500 trabajadores, respectivamente, así que el sistema debe tener un tamaño adecuado para manejar las operaciones diarias.

El único asunto de posible preocupación es que no hay tanques de equalización inmediatamente antes de la instalación de tratamiento. La equalización se considera una parte integral del tratamiento de los residuos sanitarios en las centrales eléctricas, ya que la cantidad y a veces la calidad de los residuos puede variar sustancialmente durante el día. Sin embargo, el plano de flujo del proceso también muestra que los

residuos sanitarios se reciben de tres estaciones elevadoras separadas dentro de la central eléctrica, cada una de las cuales tiene su propia fosa de colección. Aunque no se indica el volumen de cada fosa ni la filosofía de control general, es posible que las fosas proporcionen al menos cierta ecualización si están adecuadamente dimensionadas.

En término de códigos y estándares, ninguno fue especificado por la CDEEE ni por el Contratista EPC aunque su especificación no ha sido revisada todavía. Varios estándares de American Water Works Association (AWWA) y National Sanitary Foundation (NSF) pueden aplicar, y estos serán revisados en una fase futura del estudio.

3.36. INDUSTRIAL WASTEWATER TREATMENT

3.36.1. Contractual Requirements

Los requisitos de los sistemas de tratamiento de aguas residuales industriales se cubren brevemente en la Sección 1.18 de la Especificación CDEEE y se resumen en la Tabla 3-24.

Tabla 3-24 — Requisitos de Sistemas de Tratamiento de Aguas Residuales Industriales en la Especificación de la CDEEE

Requisitos del Contrato
Rechazo SWRO, lavado de filtro tratado en el estanque de sedimentación de aguas residuales
Los desagües de la planta de todas las áreas principales se tratan en el estanque de sedimentación de aguas residuales
Residuos sanitarios tratados en la planta de tratamiento de aguas residuales
Las aguas residuales de las pilas de carbón se tratan en el estanque de almacenamiento de combustible
Contención separada para el lavado del calentador de aire
Diseño del Sistema de tratamiento de aguas residuales de acuerdo con las regulaciones ambientales aplicables

Los requisitos de los sistemas de tratamiento de aguas residuales industriales de la Propuesta del Contratista EPC son algo más descriptivos y están resumidos en la Tabla 3-25.

Tabla 3-25 — Requisitos de Sistemas de Tratamiento de Aguas Residuales Industriales en la Propuesta del Contratista EPC

Requisitos del contrato
<p>Alcance del Sistema</p> <ul style="list-style-type: none"> • Fosa para la transferencia de la zona de la turbina • Fosa para la transferencia de agua aceitosa • Sistema de tratamiento de aguas aceitosas • Fosa de agua de extinción de incendios en el área del transformador • Fosa para la transferencia de agua ácida y alcalina • Fosa de recogida de aguas sucias de cenizas • Fosa de recogida de aguas pluviales de primera • Fosa de retención de carboneras • Fosa de neutralización • Foso de control • Fosa de tratamiento sanitario • Fosa de coagulación • Fosa de floculación • Paquete de tratamiento de aguas residuales • Unidad de doble filtro
<p>Sistema de Tratamiento de Aguas Aceitosas</p> <p>El paquete tiene una capacidad de 20 m³/hr e incluye la unidad de separación de agua y aceite, el tanque de recogida de agua clarificada, las bombas del tanque de recuperación de aceite para transferir el agua clarificada y las bombas para transferir el aceite</p>
<p>Sistema de Tratamiento para Tratamiento de Aguas Residuales Generales</p> <p>El paquete tiene una capacidad de 60 m³/hr y cuenta con componentes principales como mezcladores de coagulación y floculación, clarificador, bomba de neutralización y bomba de lodos</p>

3.36.2. Observations

El Sistema de tratamiento de aguas residuales se muestra dentro del plano de flujo de proceso 3814-WY-VD-9053-00GNC0000201. El sistema presentado representa un sistema de tratamiento fisicoquímico comprensivo completo con cámaras de coagulación y floculación, clarificador, espesador, centrífuga de deshidratación de lodos y estanque de neutralización. Este último trata varios flujos adicionales, como la purga de la caldera y las aguas residuales ácidas y alcalinas que no requieren un tratamiento fisicoquímico completo. La capacidad establecida es de 60 m³/h de acuerdo con la Propuesta del Contratista EPC. Sin embargo, parece que el sistema de tratamiento carece de los filtros de doble medio que típicamente se proveen al final de un proceso fisicoquímico para eliminar los sólidos suspendidos en el rebosadero del clarificador. En este momento no resulta claro si esto es una omisión en el plano o si los filtros realmente no se han provisto. No se encontró información que discuta este asunto en los documentos de resolución de contrato.

La Propuesta del Contratista EPC también indica que el efluente del tanque de decantación (clarificador) podría ser monitoreado por pH y conductividad específica. Estos instrumentos no se muestran actualmente en los planos de flujo del proceso para el sistema de tratamiento de aguas residuales o el sistema de estanques dentro de la planta. Sin embargo, es posible que estos hayan sido incluidos en los P&ID's o los planos físicos detallados de estos sistemas, los cuales serán revisados en fases futuras de este estudio.

El sistema de tratamiento de residuos oleosos se muestra en el diagrama de flujo de Tecwater Process 3814-WY-VD-9053-00GNC0000203. Este parece ser un separador convencional tipo American Petroleum Institute (API) con una capacidad que iguala la de la Propuesta del Contratista EPC. El paquete separador de aceite incluye el tanque de agua clarificada, bombas de transferencia de residuos oleosos para eliminación por camiones y bombas de lodo para la transferencia de sedimento desde el fondo del tanque hasta el espesador de aguas residuales.

Además de los planos de flujo de proceso asociados a los sistemas de tratamiento de residuos principal y oleosos, hay un diagrama separado de flujo de proceso (3814-WZ-DP-050011) para las distintas fosas de aguas residuales. Aunque es probable que el agua residual este siendo recogida tanto del área de la caldera como de la turbina, solamente se muestran en este diagrama las fosas locales de la caldera. Aunque también es probable que el agua residual de las áreas de manejo de cenizas esté siendo recogida y tratada, esto no se muestra en los planos de flujo de proceso de tratamiento de aguas residuales o los sumideros. Existe el requisito de que la escorrentía del montículo de carbón se recoja y se trate localmente en su propia fosa, y esto tampoco está representado en ningún plano.

En término de códigos y estándares, ninguno fue especificado por la CDEEE ni por el Contratista EPC aunque su especificación no ha sido revisada todavía. Los estándares más importantes que serían aplicables los tratamientos fisicoquímicos de aguas residuales serían aquellos que rigen el torque nominal de los mecanismos de rastrillo de clarificadores y espesadores, como los de la American Gear Manufacturer's Association (AGMA). Los estándares actuales que fueron usados para diseño serán revisados durante fases futuras del estudio.

3.37. TRANSFORMADORES DE POTENCIA

3.37.1. Requisitos del contrato EPC

3.37.1.1. Generator Step-up Transformers (GSU)

Los transformadores de elevación del generador (*Generator Step-Up Transformers*, GSU) son necesarios para elevar el voltaje de salida del generador de turbina de vapor de 22 kV nominales al voltaje de la red de suministro de 345 kV. Se especificó que fueran del tipo de aceite, adecuados para su instalación en el

exterior, con un cambiador de tomas en carga instalado en el devanado de alto voltaje y con los puntos neutros sólidamente conectados a tierra.

Se espera que los GSU estén diseñados y fabricados para funcionar satisfactoriamente con el equipo del generador, en las condiciones de operación definidas en el estándar IEEE C57.12.00, incluyendo todas las temperaturas ambientales, las temperaturas del medio de refrigeración, la frecuencia, la tensión, la altitud y la corriente de carga.

Los transformadores deben ser capaces de resistir, sin sufrir daños, las tensiones mecánicas y térmicas causadas por fallas pasantes en los terminales externos de cualquier devanado, hasta el 125% de su voltaje nominal de acuerdo con el estándar IEEE C57.116. La duración térmica y temporal deberá ser la indicada en la norma ANSI C57.12.00.

Los transformadores deberán estar clasificados para refrigeración ONAN/ONAF/ONAF.

3.37.1.2. Unit Auxiliary Transformers (UAT)

Los transformadores auxiliares de unidad (*Unit Auxiliary Transformers*, UAT) suministran energía al *switchgear* auxiliar dedicado a cada unidad generadora. Los UAT reducen el voltaje en los terminales del generador de la turbina de vapor de 22 kV nominales al voltaje de distribución de la planta de 6.9 kV.

Los transformadores serán del tipo de dos devanados, adecuados para la instalación en exteriores, llenos de aceite, con un cambiador de tomas en carga instalado en el devanado de alto voltaje. Los puntos neutrales de los devanados de bajo voltaje se pondrán a tierra mediante una baja impedancia (celda de puesta a tierra del neutral del transformador).

Los UAT se diseñarán y fabricarán para operar satisfactoriamente con los equipos del generador y deberán ser capaces de alimentar las cargas auxiliares correspondientes a la respectiva unidad más los servicios comunes.

Los transformadores serán capaces de soportar, sin sufrir daños, los esfuerzos mecánicos y térmicos causados por fallas pasantes en los terminales externos de cualquier devanado, hasta el 125% de su voltaje nominal de acuerdo con el estándar IEEE C57.116. La duración térmica y temporal será la indicada en la norma ANSI C57.12.00.

Las cargas auxiliares de cada unidad generadora serán servidas desde dos transformadores auxiliares de la unidad, por redundancia.

Los transformadores deberán estar preparados para la refrigeración ONAN/ONAF/ONAF.

3.37.1.3. Black Start Transformers (SST)

La función de los transformadores de arranque autónomo (*Black Start Transformers*) es suministrar energía a los servicios auxiliares de la planta reduciendo el voltaje de la fuente alterna de *black start* de 138 kV nominales al voltaje de distribución de la planta de 6.9 kV.

Los transformadores deben ser del tipo de aceite, aptos para ser instalados en exteriores, con el neutral sólidamente conectado a tierra en el lado de alto voltaje y el neutral conectado a tierra por resistencia en el lado de bajo voltaje.

Los transformadores deberán ser capaces de soportar, sin sufrir daños, los esfuerzos mecánicos y térmicos causados por fallas pasantes en los terminales externos de cualquier devanado, hasta el 125% de su voltaje nominal de acuerdo con el estándar IEEE C57.116. La duración térmica y temporal será la indicada en la norma ANSI C57.12.00.

Los transformadores deberán estar preparados para la refrigeración ONAN/ONAF/ONAF.

3.37.2. Observaciones / Discusión

3.37.2.1. Generator Step-Up Transformers

Los transformadores GSU suministrados fueron fabricados por Hyundai Heavy Industries en Ulsan, Corea, de acuerdo con el estándar C57.12.00 de la IEEE. Son transformadores trifásicos llenos de aceite con dos devanados, diseñados para aumentar el voltaje de generación de 22 kV a 345 kV para su transmisión a la red eléctrica, y han sido equipados con cambiadores de tomas en carga. Los devanados de alto voltaje están conectados en una configuración en estrella con un neutral sólidamente conectado a tierra, mientras que los devanados de bajo voltaje están conectados en delta. Los transformadores tienen un núcleo circular, una construcción de 5 patas con devanados de cobre. Disponen de dos etapas de refrigeración forzada (ONAN/ONAF/ONAF) con un aumento de temperatura de 55 grados Celsius.

La central informa que el sistema de control del aceite aislante Hydran 201 del transformador 20BAT01 está dañado y actualmente está fuera de servicio.

3.37.2.2. Unit Auxiliary Transformers

Los transformadores UAT suministrados fueron fabricados por Hyundai Heavy Industries en Bulgaria de acuerdo con el estándar IEEE C57.12.00. Se trata de transformadores trifásicos llenos de aceite con dos devanados, diseñados para reducir el voltaje de generación de 22 kV a 6.9 kV para su distribución alrededor de la planta, y han sido equipados con cambiadores de tomas en carga. Los devanados de alto voltaje están conectados en configuración delta, mientras que los de bajo voltaje están conectados en

estrella con un neutral conectado a tierra por resistencia. Los transformadores tienen dos etapas de refrigeración forzada (ONAN/ONAF/ONAF) con un aumento de temperatura de 55 grados Celsius.

Las resistencias de puesta a tierra del neutral tienen una capacidad de 400 A (10 segundos) y se han suministrado con una caja NEMA 3X, que es una desviación del requisito NEMA 4X. Las cajas están galvanizadas por inmersión en caliente y son aptas para áreas tropicales y marinas con fuerte contaminación.

Aunque los transformadores se especificaron como aptos para un entorno marino, la corrosión ya está empezando a aparecer en el área del radiador. Una revisión de la documentación del transformador reveló que el acabado de la pintura de los radiadores es diferente al del tanque del transformador y otros paneles.

3.37.2.3. Black Start Transformers

Los transformadores *Black Start* suministrados fueron fabricados por Hyundai Heavy Industries en Bulgaria de acuerdo con el estándar IEEE C57.12.00. Se trata de transformadores trifásicos llenos de aceite con dos devanados, diseñados para reducir el voltaje de la subestación de 138 kV a 6.9 kV para su distribución alrededor de la planta, y han sido equipados con cambiadores de tomas en carga. Los devanados de alto y bajo voltaje están conectados en estrella. El neutral está sólidamente conectado a tierra en el lado de alto voltaje y la resistencia conectada a tierra en el lado de bajo voltaje. Los transformadores tienen dos etapas de refrigeración forzada (ONAN/ONAF/ONAF) con un aumento de temperatura de 55 grados Celsius.

Aunque los transformadores se especificaron como aptos para un entorno marino, la corrosión ya está empezando a aparecer en el área del radiador. Una revisión de la documentación del transformador reveló que el acabado de la pintura de los radiadores es diferente al del tanque del transformador y otros paneles.

3.38. SISTEMA DE MEDIA TENSIÓN

3.38.1. Requisitos del contrato EPC

3.38.1.1. Isolated Phase Bus Duct

El conducto de barra de fase aislada se extenderá desde las boquillas del generador hasta el lado de la línea del disyuntor del generador, y desde el lado de la carga del disyuntor del generador hasta las boquillas de bajo voltaje del UAT.

Deberá haber una toma en el conducto de barra de fase aislada entre el generador de la turbina y el GSU, capaz de alimentar los transformadores auxiliares de la unidad (dos UAT por cada unidad generadora).

En la toma del transformador auxiliar de la unidad se instalará un enlace extraíble para poder aislar el transformador en caso de ser necesario.

El conducto de barra de fase aislada estará clasificado para no inhibir las capacidades completas del generador de la turbina, y estará reforzado para la capacidad máxima de falla simétrica y asimétrica del generador o del sistema interconectado, lo que sea mayor.

El conductor será de aleación de aluminio; de un tubo de circulación extraído o laminado para formar un tubo circular con costuras longitudinales soldadas. Todos los contenedores ubicados en el interior y en el exterior serán impermeables, diseñados para el servicio en el exterior.

Los contenedores tendrán capacidad nominal para transportar el 100% de la corriente nominal del conductor y estarán fabricados con láminas de aluminio de alta conductividad, laminados y con forma circular con costuras longitudinales totalmente soldadas.

3.38.1.2. Generator Circuit Breakers

Los disyuntores de generador (*Generator Circuit Breakers*, GCB) y el equipo relacionado se diseñarán y fabricarán específicamente para la conexión entre generadores y transformadores GSU utilizando una barra de fase aislada. Tendrán tres polos, de una sola acción, rellenos de gas SF₆, del tipo de 3 tanques y montados en una base común.

Los disyuntores del generador suministrados cumplirán con la aprobación del proveedor de la turbina/generador. El voltaje nominal será como mínimo el 105% del voltaje nominal de los terminales del generador en los valores garantizados y será capaz de llevar continuamente toda la corriente nominal de la unidad.

3.38.1.3. Medium Voltage (MV) Switchgear

El *switchgear* de mediano voltaje será de tipo metálico. El equipo se diseñará para funcionar a 6.9 kV, trifásico, 3 hilos, 60 Hz. Los disyuntores serán del tipo de interrupción al vacío de extracción horizontal.

La ampacidad de las barras del *switchgear* se diseñará para poder suministrar la carga auxiliar máxima esperada más un 25% de capacidad de reserva. Cada una de las líneas de interruptores de mediano voltaje tendrá un disyuntor de alimentación de repuesto y espacio físico para añadir una sección vertical adicional a la línea. Esto se suma a los disyuntores previamente identificados para futuras conexiones de circuitos.

Se deberá proveer un *switchgear* separado de mediano voltaje para cada unidad generadora, para el servicio común y para el paquete principal.

3.38.2. Observaciones / Discusión

3.38.2.1. Isolated Phase Bus Duct

Se ha proporcionado una barra de fase aislada entre cada generador y el lado de línea de su correspondiente disyuntor de generador. Este tramo de barra tiene una derivación que se conecta a una celda del transformador de voltaje. La otra parte de la barra principal discurre entre el disyuntor del generador, y el transformador GSU de cada unidad tiene dos (2) tomas, cada una de las cuales alimenta a un transformador auxiliar de la unidad a través de enlaces flexibles de desconexión. Toda la barra de fase aislada consiste en un conductor de aluminio aguantado por aisladores de porcelana dentro de una caja de aluminio presurizada.

La barra de fase aislada fue fabricada por Alfa Standard de acuerdo con la norma ANSI/IEEE C.37.23, diseñada para operar en áreas tropicales y marinas con fuerte contaminación. Se sometió a pruebas de tipo para la corriente de resistencia de corta duración y la corriente de resistencia de pico de acuerdo con la misma norma. También se realizaron pruebas de aceptación en fábrica del conductor de barra, la caja de la barra, el trabajo de acero de soporte y los paneles de presurización según los requisitos de IEEE C37.23, IEEE C37.20, ASTM A 123 y ASME Sect. V.

Los tramos principales de la barra de fase aislada tienen una capacidad de corriente continua de 13,000 A y las barras de derivación tienen una capacidad continua de 2,500 A. Todas las barras tienen un voltaje nominal nominal de 24 kV. Estos valores nominales son adecuados para acomodar toda la potencia de los generadores. La corriente de resistencia a corto plazo para todos los buses es de 200 kA durante 1 segundo.

La planta no ha informado de ningún problema relacionado con la barra de fase aislada o su operación.

3.38.2.2. Generator Circuit Breakers

Los disyuntores para generadores suministrados fueron fabricados por Alstom Grid en Villeurbanne, Francia, de acuerdo con el estándar IEEE C37.13-1997, específicamente para su uso en aplicaciones de generadores. Los disyuntores utilizan gas SF6 como medio aislante y están diseñados para la conexión de barra de fase aislada en ambos lados. Están preparados para operar a 22 kV con una corriente continua nominal de 13,500 A y una resistencia a los cortocircuitos de 130 kA durante un segundo.

Los disyuntores fueron probados en fábrica de acuerdo con el estándar IEEE C37-013 y la norma IEC 62271-102.

No se ha informado de ningún problema con ninguno de los disyuntores del generador y ambos funcionan con normalidad.

3.38.2.3. Medium Voltage (MV) Switchgear

El *switchgear* de mediano voltaje suministrado es del tipo SecoGear con aislamiento metálico en aire resistente a los arcos de GE, fabricado en China y Brasil de acuerdo con los requisitos de la norma IEC 62271-200. Está diseñado para instalaciones interiores en zonas de nivel de contaminación II, según la norma IEC 60815, y ha sido sometido a pruebas de tipo, de fábrica y de obra, según los requisitos de la norma IEC 62271-200. El *switchgear* tiene una capacidad nominal de 7.2 kV para operar a 6.9 kV en toda la planta.

Las barras del *switchgear* de mediano voltaje en toda la planta están divididos y conectados a través de un disyuntor para proporcionar el nivel de redundancia especificado. Cada sección de la barra se alimenta de un transformador independiente, que está dimensionada para alimentar las cargas de ambas secciones de la barra en caso de que falle el otro transformador. Las cargas similares se reparten entre las secciones de la barra. Se ha proporcionado el número especificado de barras separadas, así como el número necesario de interruptores de reserva.

El *switchgear* de mediano voltaje opera con normalidad, excepto el variador de frecuencia que alimenta el ventilador de tiro forzado # 2 de la caldera #2, donde fallaron los fusibles del bus de CC en la salida del rectificador.

3.39. CONTROLS/DCS

3.39.1. Requisitos del contrato EPC

La Sección 01 36 43 de la Especificación CDEEE describe los requisitos de diseño del sistema de control para el proyecto. La especificación describe un diseño de alta calidad con respecto a la confiabilidad y seguridad. Los planos de arquitectura de la red de control (3814-DZ-DM-000220-IS01, 3814-JK-VD-IB-010-A002-12, y 3814-JK-VD-IB-010-A004-14) reflejan los requisitos detallados en la especificación. Todos los sistemas de control fueron proporcionados con procesadores y fuentes de alimentación redundantes. Todos los sistemas de control principales fueron proporcionados con comunicación redundante al Sistema de Control Distribuido (*Distributed Control System*, DCS), y PLCs independientes donde fue requerido por el contrato. Todos los sistemas de control de terceros están conectados al DCS mediante un protocolo de red confiable y una redundancia adecuada.

Similar al DCS, la red de turbinas de vapor tiene un diseño confiable y de alta calidad. El sistema de control del ST tiene Triple Redundancia Modular, según la especificación. El ST (Mark VIE) está interconectado

al DCS a través de un enlace OPC redundante desde el ST *Plant Data Highway*. Todas las señales críticas tienen conexiones cableadas al DCS.

3.39.2. Observaciones / Discusión

La arquitectura del hardware y de la red del DCS de la Central Punta Catalina es robusta y confiable. Es un sistema SIEMENS, y está diseñado según descrito en la especificación discutida en la Sección 3.36.1. Sin embargo, hay algunos problemas relacionados con el software y la lógica de control.

Se descubrió que no había ninguna lógica configurada para las válvulas de bypass del calentador LP y HP. Estas válvulas son controladas actualmente de forma manual a través del DCS. S&L esperaría que estas válvulas sean operadas automáticamente por el DCS. Puede haber otros casos en los que la lógica no esté configurada para otros equipos en el DCS. También se descubrió que hay discrepancias lógicas entre las unidades 1 & 2, específicamente para el control de la temperatura del vapor. Se recomienda una revisión detallada de los planos de lógica del control de la planta y una exportación de la lógica de control del DCS para determinar si la lógica de ambas unidades se implementó según lo diseñado y lo esperado.

El PLC de manejo de carbón de SIEMENS fue instalado y configurado por el contratista; sin embargo, el sistema no fue entregado durante la puesta en servicio. Se identificaron problemas operacionales durante la visita de campo de parte del personal. El asunto principal identificado fue que el PLC estaba bloqueado y no era posible que la planta le hiciera ningún cambio al PLC. El sistema está protegido con una contraseña, la cual no fue proporcionada. Como resultado, los operadores no pueden realizar cambios a la lógica de control que puedan optimizar el proceso. La contraseña se debió haber entregado al dueño durante la puesta en servicio de la planta.

El sistema de protección contra incendios es un área de preocupación para S&L. Aunque el sistema proporcionado es de alta calidad y de la lista de fabricantes aceptables, hay una variedad de problemas que causan el encendido de alarmas en el sistema. Mientras S&L hizo su recorrido por la planta, se presentaron 181 alarmas sin ninguna condición activa de incendio en la planta. La planta no tiene el suficiente personal para atender estas alarmas, así que típicamente se ignoran. Esto es un asunto de alto riesgo; si se presenta un evento real de incendio puede ser posible que no este no sea detectado. Algunas alarmas se deben a equipo que fue instalado de forma incorrecta, lo que se discutirá más a fondo en la Sección 3.37.2. Otras alarmas se deben probablemente a la instalación y pruebas de la cablería deficiente.

Durante la visita, el personal reconoció que algunos problemas de control fueron resueltos por el equipo de la planta. El problema principal fue la falla del servidor de aplicaciones de la unidad 2, que se debió a algunos problemas de software. La planta necesitaba que ambos servidores estuvieran en línea para poner la unidad en servicio.

3.40. INSTRUMENTACIÓN

3.40.1. Requisitos del contrato EPC

La Especificación General de Instrumentación (3814-KK-SG-000001-IS04) fue utilizada como el documento guía para determinar lo que se esperaba que fuera proporcionado por el EPC en cuanto a la instrumentación. Los requisitos que fueron detallados en este documento son estándar para un diseño confiable de una planta de generación. La Sección 3.4 de este documento detalla las guías para el etiquetado de los instrumentos. Se indica que cada instrumento debe tener una etiqueta de acero inoxidable permanente que identifique el número de la etiqueta, fabricante, modelo, número de serie, rango de operación, rango de calibración, y número de modelo. Esto es un requisito común para las plantas de generación, y S&L típicamente esperaría que la etiqueta también contenga una descripción de servicio. En la Sección 3.40.2 se discutirá el incumplimiento de este requisito por parte del contratista.

3.40.2. Observaciones / Discusión

La instrumentación que se proporcionó en la planta es equipo de alta calidad de vendedores que están incluidos en la lista de vendedores aceptables. Algunos de estos vendedores incluyen ABB, Rosemount, Wika, Ashcroft, y Endress Hauser. La instrumentación de estos vendedores ha sido probada en aplicaciones de plantas de generación e industriales, y es muy confiable cuando se instala y mantiene apropiadamente.

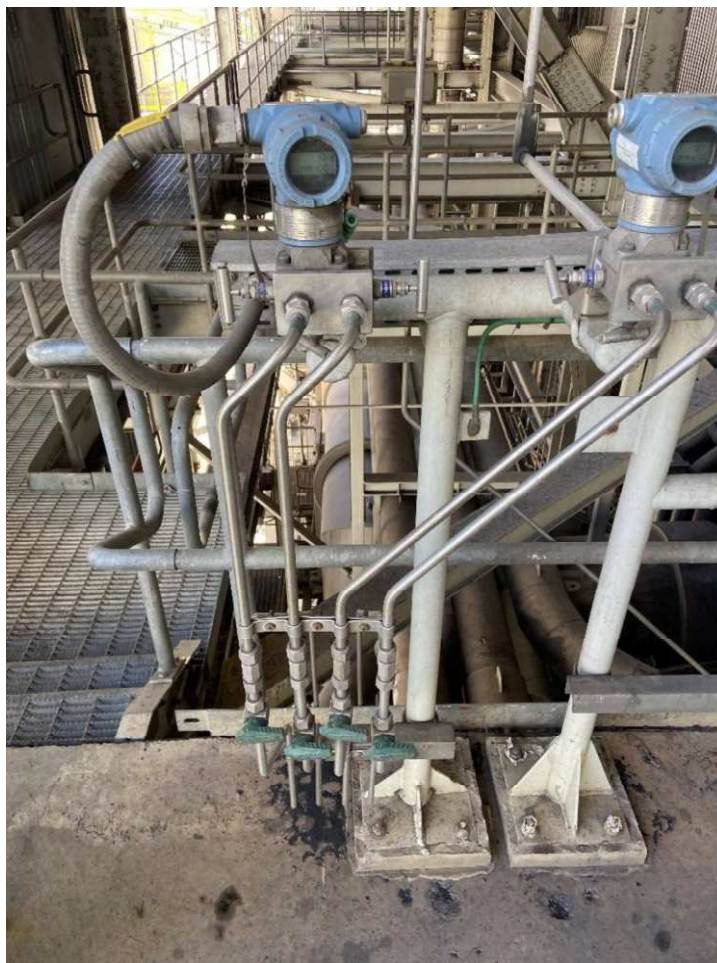
Como parte del recorrido de la planta, S&L observó que algunos equipos de instrumentación no fueron instalados apropiadamente. Específicamente, algunos equipos de instrumentación que requieren servicio eléctrico no tenían una tubería apropiadamente sellada para proteger los cables eléctricos que terminan dentro del instrumento. Esto permite que entre agua al instrumento y destruya sus componentes electrónicos internos. Un problema común que se observó con las juntas es que no fueron suficientemente apretadas al ser instaladas.

Figura 3-42 — Transmisor de Flujo AQCS e Interruptor de Límite de Manejo de Carbón con Juntas Seltas



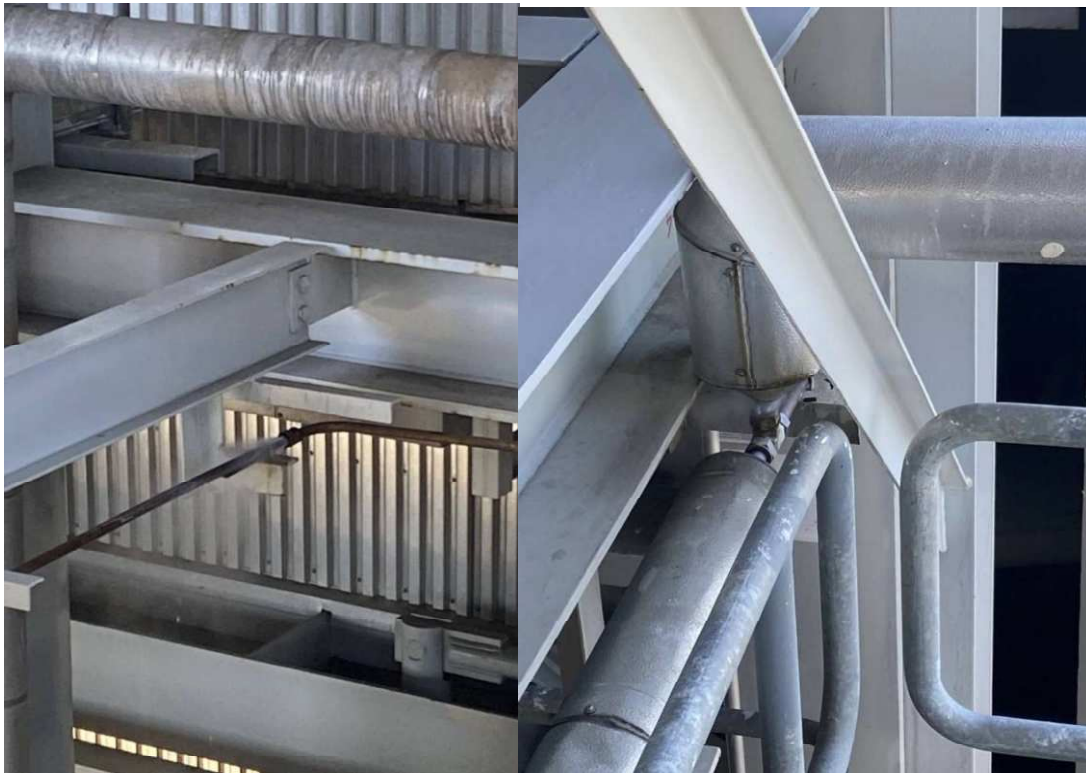
Otro problema de instalación identificado por S&L es que alguna instrumentación fue instalada sin tubos de drenaje, o los tubos de drenaje no fueron dirigidos a un lugar seguro. Esto no afecta necesariamente el rendimiento de los instrumentos; sin embargo, es considerado una mala práctica y puede resultar en la acumulación de condensado y peligro de resbalones. Es típico que los tubos de drenaje sean dirigidos a un lugar seguro.

Figura 3-43 — Transmisor de Presión Diferencial del Molino con Drenado en el Suelo



Se observó que algunas líneas de muestreo de los instrumentos, y las tuberías tenían fugas. Esto es problemático ya que puede causar que los instrumentos obtengan lecturas que no reflejen de manera apropiada los procesos que se tratan de medir. Muchas de estas fugas ocurren en las válvulas, lo que lleva a S&L a creer que los asientos de las válvulas podrían haberse dañado debido a las malas prácticas de instalación.

Figura 3-44 — Fugas en Tubería de Instrumento de Muestra del Tambor



Todas las válvulas de control de la planta que fueron inspeccionadas por S&L son de la lista de fabricantes aceptables; sin embargo, la planta ha tenido problemas con los amplificadores dentro de muchas válvulas de control. El amplificador es un subcomponente de la válvula de control, y no existe una lista de fabricantes aceptables para este subcomponente. Muchas de las válvulas de control en la planta fueron instaladas con amplificadores de la marca “Philvin”. Ha habido numerosos problemas con estos amplificadores en los que se obstruyen con residuos, pero cuando se sustituyen con amplificadores de otra marca diferente como “Parker”, el problema no continúa.

Figura 3-45 — Amplificador Philvin



S&L también hizo un recorrido en la Unidad 1 del Sistema de Control de Calidad de Aire. El equipo que fue proporcionado es de buena calidad y de la lista de fabricantes aceptables; sin embargo, el trabajo de instalación no fue terminado y el sistema no está funcionando. La parte específica del sistema que no está funcionando son las electroválvulas de gas de calibración, y aunque es un componente pequeño del sistema, lo previene de operación porque los analizadores de gas no pueden ser calibrados apropiadamente. S&L recomienda que la planta reemplace estas electroválvulas para poder conectar el sistema.

S&L observó que las válvulas y la instrumentación no estaban etiquetadas de forma apropiada. Algunos instrumentos ni siquiera tenían una etiqueta en acero inoxidable, mientras que otros no contenían toda la información requerida por la Sección 3.4 de la Especificación 3814-KK-SG-000001-IS04 en su etiqueta. El etiquetado adecuado en las plantas de generación es fundamental para la operación y mantenimiento del sistema. S&L recomienda que se etiqueten todas las válvulas e instrumentación que actualmente carecen de identificación.

Durante la visita de campo, el personal reconoció que alguna instrumentación fue reemplazada y/o reparada por los técnicos de campo. Además, los instrumentos fueron calibrados para la operación adecuada de la planta. Todavía hay algunos instrumentos que requieren un reemplazo o reparación, pero la planta no tiene piezas de repuesto ni mano de obra suficiente.

Se entiende que el personal tuvo numerosos problemas con la instrumentación o las válvulas debido al uso de métodos de instalación inadecuados.

4. CONCLUSIONES Y EVALUACIÓN DE RIESGOS

Sargent & Lundy revisó documentos técnicos y visitó las instalaciones de la central Punta Catalina en varias ocasiones con el propósito de verificar que el diseño y suministro de los equipos principales cumplen con los requisitos contractuales y las buenas prácticas de ingeniería dentro de la industria de generación eléctrica en centrales a base de carbón. Los aspectos del montaje, construcción, pruebas, y funcionamiento serán abordados en entregables posteriores.

En general, basado en la revisión de documentos técnicos, especificaciones, y observaciones en sitio, concluimos que el contratista EPC instaló equipos y sistemas de proveedores reconocidos y con experiencia demostrada en plantas de carbón a nivel mundial. Los conceptos de diseño y la ejecución son sólidos, y los documentos proporcionados están completos en su mayoría. Sin embargo, observamos algunas diferencias en el diseño que ameritan mencionarse y tenerse en cuenta dentro del cumplimiento con los requisitos contractuales o las mejores prácticas de ingeniería que aplican a este tipo de proyectos.

A continuación, en la Tabla 4-1 y la Tabla 4-2 hemos resumido en un listado de riesgos, temas con potencial de convertirse en problemas operativos, y con recomendaciones para mitigar futuras fallas que puedan afectar el rendimiento, la confiabilidad y la disponibilidad de la planta. Cabe señalar que Sargent & Lundy no tuvo acceso a ningún registro de órdenes de cambio, por lo tanto, si se observan cambios entre el contrato EPC y la configuración final de la planta según lo construido, estos cambios pueden o no haber sido aprobados por Dueño o Ingeniero del Dueño con desempeño documentado e impacto comercial.

Por otro lado, aún no hemos tenido acceso al historial de datos del DCS para determinar las características operativas de varios sistemas de la planta a fin de confirmar su funcionamiento de acuerdo con el diseño y especificaciones. Algunas de las observaciones de este informe pueden cambiar una vez que se proporcione y revise esta información.

Tabla 4-1 - Definiciones de Prioridad de Riesgo

	Definiciones de prioridad	
Probabilidad	ALTO	Alta Probabilidad se asigna a un evento o problema que es probable que ocurra y se puede esperar que se materialice sin acciones de mitigación
	MEDIO	La Probabilidad Media se asigna a un evento o problema que es razonablemente probable que ocurra. Hay un mayor potencial para que el evento ocurra que para que no ocurra.
	BAJO	Baja Probabilidad se asigna a un evento o problema que esperamos que no ocurra. Hay evidencia mínima de que el evento se materializará.
	DESCONOCIDO	Desconocido se asigna a un evento o problema que es difícil de cuantificar porque las causas son complejas e impredecibles, o no hay información suficiente

Definiciones de prioridad		
Severidad	ALTO	La Severidad Alta se asigna a un evento o problema que tiene el potencial de causar un impacto material significativo en el rendimiento, los costos operativos y la confiabilidad de la Planta. El impacto potencial podría ser a largo plazo y/o irreversible.
	MEDIO	La Severidad Media se asigna a un evento o problema que podría afectar moderadamente el rendimiento, los costos operativos o la confiabilidad de la planta, pero que puede mitigarse parcial o totalmente con una acción correctiva.
	BAJO	La Severidad Baja se asigna a un evento o problema que se espera que tenga un impacto mínimo en el rendimiento general de la planta.

Tabla 4-2 Evaluación de riesgos

Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación
Ventilador AP (Aire Primario): las características de potencia del ventilador se especificaron para ser del tipo sin sobrecarga. Aunque los ventiladores AP exhiben curvas de potencia que eventualmente se estabilizan, esto ocurre cuando se agotan. El riesgo es que los ventiladores AP se disparen debido a una sobrecarga del motor durante condiciones transitorias o de alta demanda. En el pasado se han producido disparos del ventilador por sobrecarga del motor.	Bajo	Alto	Los datos históricos asociados deben revisarse para determinar si se justifican motores más grandes.
Ventiladores AP: Adicionalmente los ventiladores AP suministran aire de sellado, que equivale al 8-9 % de la capacidad total del ventilador AP en Calificación Continua Máxima (Maximum Continuous Rating con siglas MCR en inglés). No se pudo verificar la inclusión de este flujo en la capacidad de flujo especificada del ventilador AP. Si este flujo se omite del diseño del ventilador, esto reduciría el margen del ventilador AP y aumentaría la demanda del motor del ventilador AP en comparación con lo esperado. Esto aumenta el riesgo de sobrecarga del motor y reduce la capacidad de los ventiladores para compensar los cambios operativos como por ejemplo, el aumento de las fugas del calentador de aire.	Bajo	Bajo	Se debe evaluar el impacto en el margen del ventilador y del motor del ventilador para confirmar si queda un margen adecuado. Puede surgir un impacto comercial si se considera necesario modificar el ventilador o el motor.
Ventiladores TF (Tiro Forzado): consulte Problemas Comunes de los Ventiladores (abajo en esta tabla) para conocer los elementos relacionados con los ventiladores TF (también conocido como Forced Draft con siglas FD en inglés)			

Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación
Ventiladores TI (tiro inducido): Según el diagrama de flujo del proceso, la temperatura de funcionamiento del ventilador en MCR es de 78° C; sin embargo, los ventiladores TI (Conocidos como Induced Draft con siglas ID en inglés) están diseñados para 71° C. La temperatura de funcionamiento elevada reduce el margen del ventilador y reduce la capacidad del ventilador para compensar los cambios operativos, como por ejemplo, el aumento de las fugas del calentador de aire.	Bajo	Bajo	Revisar la temperatura de funcionamiento histórica para verificar el rango de temperatura de entrada del ventilador de TI real. Evalúe el impacto para probar el margen del bloque y la capacidad del ventilador para manejar las peores condiciones de funcionamiento. No debería haber ningún impacto en el funcionamiento normal de la unidad.
Ventiladores TI: Los puntos operativos de los ventiladores TI están por encima de las respectivas presiones de apagado permitidas de los ventiladores, lo que teóricamente puede crear problemas de sobrecarga en instalaciones de ventiladores instalados en paralelo.	Bajo	Desconocido	Verificar si el funcionamiento del ventilador de TI es estable. Si no es estable, esto podría ser un factor que contribuya a cualquier inestabilidad observada. El Proveedor Original de los Equipos (también conocido como el Original Equipment Manufacturer con siglas OEM en inglés) del ventilador necesitaría abordar posibles soluciones que podrían incluir hasta el reemplazo del rotor.
Ventiladores TI: Las características operacionales de potencia de los ventiladores deberían ser del tipo <u>sin-sobrecarga</u> ; sin embargo, los ventiladores TI exhiben una característica de <u>sobrecarga</u> . La sobrecarga del motor puede resultar en un disparo del ventilador. Esto ha ocurrido en el pasado; después que un ventilador TI se disparó debido a la alta vibración, el otro ventilador se sobrecargó y provocó una interrupción de la unidad.	Bajo	Alto	La instalación de motores más grandes evitaría que se produzca una sobrecarga del motor. Alternativamente, reemplace los rotores con un diseño que no tenga una característica de sobrecarga.
Ventiladores TI: Parte del metal de aporte o relleno utilizado en la construcción del rotor tiene menor fuerza de tensión que el metal base. Los estándares de la American Welding Society (con siglas AWS en inglés) requieren que el metal de aporte tenga fuerza de tensión no menor que la del metal base. Si las soldaduras no se diseñaron en base a la fuerza de tensión del metal de aporte más débil, puede ocurrir una falla prematura de la soldadura. Las soldaduras agrietadas requerirían reparación y pueden provocar una falla prematura del rotor. Si esto ocurre fuera de la garantía del equipo, habría un impacto comercial.	Medio	Alto	Howden debe evaluar los diseños de soldadura para verificar si son técnicamente adecuados y aceptados.

Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación
<p>Problemas Comunes de los Ventiladores: Se especificó un sistema de lubricación a base de circulación forzada para los ventiladores TI. Sin embargo, se proporcionaron cojinetes autónomos con refrigeración por agua. Los problemas potenciales incluyen: 1) Los cojinetes autónomos pueden requerir un mayor mantenimiento, 2) La falta de controles eliminan la retroalimentación del operador sobre el estado del suministro de aceite a los cojinetes, 3) La falta de aceite puede provocar fallas en los cojinetes. El impacto comercial puede ignorarse si se acordó un alcance reducido antes de la adjudicación de EPC.</p>	Medio	Medio	Realizar inspecciones periódicas de los cojinetes para asegurarse de que el nivel de aceite es el recomendado en cada cojinete. Reemplazar el aceite según el programa de mantenimiento para garantizar que se mantenga la calidad adecuada del lubricante. Estar atento a todas las alarmas de alta temperatura según las instrucciones del OEM. Si esto no fue acordado en el diseño, entonces considere la modificación del sistema de lubricación instalado o restitución financiera.
<p>Problemas comunes de los ventiladores: Cada ventilador debe contar con una matriz de Pitot multipunto para medir el flujo de aire. Este equipo no fue proporcionado. Sin embargo, la falta de medición de flujo no debería comprometer la confiabilidad de la unidad ya que no se requieren sistemas de alarma de bloqueo para estos ventiladores y la operación de ventiladores paralelos generalmente se equilibra utilizando los amperios del motor o la posición de la compuerta de entrada. Si los operadores de la planta no creen que esta medición no sea necesaria para el control y la operación adecuada de la unidad, entonces no es necesaria. El impacto comercial puede ignorarse si se acordó un alcance reducido antes de la adjudicación de EPC.</p>	Bajo	Desconocido	Si esto no fue acordado en el diseño, entonces considere la modificación del equipo de medición de flujo especificado o restitución financiera.
<p>Problemas comunes de los ventiladores: La especificación requiere que los cojinetes de los ventiladores se diseñen para reducir la velocidad sin sufrir daños en caso de que se produzca un corte de energía en la planta de generación. Esto podría lograrse mediante un sistema de lubricación que funcione con una fuente de energía ininterrumpida. Esto no fue proporcionado. La falta de un sistema de lubricación de este tipo provoca el desgaste de los cojinetes durante el arranque y paros normales del ventilador, así como durante los cortes de energía de la planta. Esto da como resultado un mayor mantenimiento de los rodamientos. El impacto comercial puede ignorarse si se acordó un alcance reducido antes de la adjudicación de EPC.</p>	Medio	Medio	Si esto no fue un acuerdo negociado de diseño, entonces considere la modificación de un sistema de lubricación (u otros medios recomendados por el OEM del ventilador) o la restitución financiera. Se destaca que los sistemas se integran comúnmente como parte de los equipos del sistema de lubricación. Por lo tanto, si estos se actualizan, esta característica podría incluirse como parte del diseño. También se requiere el reemplazo o la modificación de los cojinetes del ventilador para actualizar esta tecnología.

Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación
Problemas comunes de los ventiladores: Se requiere que los ventiladores tengan un freno para evitar la rotación inversa. Esto no fue proporcionado. Arrancar un ventilador que gira en reversa puede dañar el ventilador y el motor.	Bajo	Alto	Si esto no fue una concesión de diseño acordada, entonces considere la modificación del freno de ventilador especificado o la restitución financiera. De lo contrario, este riesgo se puede mitigar aislando el ventilador fuera de línea y verificando visualmente que el ventilador no esté girando en reversa antes de arrancar el ventilador.
Problemas comunes de los ventiladores: El contrato requiere que se realicen pruebas de los ventiladores en el taller del fabricante o en la planta para verificar el rendimiento. Según el conocimiento de S&L, esta prueba no se realizó. Aunque los márgenes de estas pruebas pueden absorber deficiencias menores en el rendimiento de los ventiladores, esto reduciría el margen disponible para futuros cambios en la demanda y condiciones degradadas de los ventiladores. El impacto comercial puede ignorarse si se acordó un alcance reducido antes de la adjudicación de EPC.	Bajo	Desconocido	Es necesario realizar pruebas de campo en la planta para verificar la capacidad real del ventilador, ya que no se realizaron pruebas en el taller del fabricante.
Problemas comunes de los ventiladores: Los entregables del diseño de ventiladores suelen incluir análisis de elementos finitos, análisis modal, pruebas modal/bump, análisis de fatiga, etc. No se pudo localizar dicha documentación. Operadores en la planta ha informado casos de alta vibración del ventilador. La vibración excesiva del ventilador puede provocar reducciones o disparos del ventilador.	Bajo	Desconocido	Para verificar que los ventiladores cumplan con las pautas específicas y de la industria, se deben enviar estos informes. Aunque no se especificaron límites de tensión en la especificación EPC de Punta Catalina, Howden tiene criterios de diseño internos que deben cumplirse. S&L tiene conocimiento de otro proyecto en el que se descubrió que las tensiones del ventilador de Howden IT eran excesivas y por lo tanto requirieron modificaciones en el campo para remediarlas. Los incidentes de alta vibración deben investigarse para determinar y remediar la causa principal.

Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación
<p>Precalentadores de aire: Se suministraron precalentadores de aire en forma de “cestas” recubiertas de esmalte, pero solo hasta una profundidad de 12 pulgadas. Por esas cestas fluyen gases a alta temperatura con subproductos de combustión. Esto entra en conflicto con los requisitos de las especificaciones técnicas y podría tener importantes implicaciones de costo y comerciales si en un futuro se decide instalar un sistema de Reducción Catalítica Selectiva (SCR siglas en inglés). Si no se instala un SCR, entonces el diseño puede ser aceptable tal como está siempre que todos los depósitos de ácido sulfúrico estén contenidos en esta sección de gases de combustión. Sin embargo, si se instala un SCR, aumenta la probabilidad de problemas operativos dada la acumulación de cenizas en el precalentador de aire, cuyo deterioro depende del contenido de azufre y contenido de cenizas en el combustible que se utilice en ese momento. En este caso, se espera que sea necesario reconstruir el precalentador de aire para contener todo el ABS (bisulfato de amonio) producido que es un material chicloso y pegajoso.</p>	Bajo	Bajo	<p>Howden debe verificar la base de diseño para el extremo frío. Otras acciones dependen de la idoneidad del diseño para la operación actual y el potencial para la modernización de SCR en el futuro. Si esto no fue una concesión de diseño acordada, entonces un acuerdo financiero es la opción más factible en este momento.</p>
<p>Precalentadores de aire: El precalentamiento del aire se usa para reducir la corrosión debida a la condensación ácida de subproductos de combustión dentro del precalentador de aire, en los ductos y los equipos aguas debajo de la caldera. Sin embargo, la especificación EPC prohíbe el uso del precalentador de aire con serpentín de vapor (SCAH siglas en inglés) cuando se opera en Calificación Continua Máxima (MCR siglas en inglés) con una temperatura ambiente de 12.8° C. Esto está en conflicto con la especificación técnicas del EPC. Howden indica que se requiere precalentamiento de aire en MCR cuando se quema carbón con alto contenido de azufre.</p>	Bajo	Bajo	<p>Eliminar el precalentamiento del aire en MCR requeriría la eliminación permanente de la superficie del precalentador de aire para elevar las temperaturas de salida del gas. Esta práctica no es recomendada ya que penaliza la tasa de eficiencia calorífica (heat rate en inglés) de la unidad en todas las condiciones de operación y combustible. Por lo tanto, esta violación no se considera problemática.</p>

Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación
Pre calentadores de aire: Se especificaron equipos de lubricación de circulación forzada para los cojinetes superior e inferior. En cambio, se proporcionaron cojinetes autónomos. Los cojinetes autónomos pueden resultar en un mayor mantenimiento. El impacto comercial puede ser insignificante si se acordó un alcance reducido antes de la adjudicación de EPC.	Bajo	Bajo	Realice inspecciones periódicas de los cojinetes para asegurarse de que haya una cantidad adecuada de aceite en cada cojinete. Reemplace el aceite según el programa de mantenimiento para garantizar que se mantenga la calidad recomendada del aceite. Estar atento a todas las alarmas de alta temperatura según las instrucciones del fabricante de los equipos (OEM sus siglas en inglés). Si esto no fue una concesión de diseño acordada, entonces considere la modificación de los equipos de aceite lubricante especificados o la restitución financiera.
Pre calentadores de aire: La prueba de rendimiento de la Unidad 1 indica que la fuga del pre calentador de aire y la temperatura de salida de gas de combustión sin corregir superan los valores esperados. Las fugas elevadas del calentador de aire aumentan el consumo de energía auxiliar de los ventiladores AP, TF y TI (PA, FD e ID siglas en inglés respectivamente) y promueven la corrosión/erosión en los componentes aguas abajo.	Medio	Bajo	Howden debe confirmar la base de diseño del pre calentador de aire. Se requiere una prueba de rendimiento del pre calentador de aire para determinar la temperatura de salida de gas del calentador de aire completamente corregida. Actualmente se desconoce el impacto comercial.
Pre calentador de aire con serpentín de vapor (SCAH siglas en inglés): La especificación EPC requiere un margen de área de superficie del SCAH de 10%. Sin embargo, esto no se puede confirmar en base a los documentos de diseño proporcionados por el fabricante del equipo (OEM siglas en inglés). La falta de margen del área acortará la vida útil del SCAH.	Bajo	Bajo	El OEM debe verificar el margen de área de superficie provisto en el diseño SCAH. Si esto no fue una concesión de diseño acordada, entonces un acuerdo financiero es la opción más factible en este momento.
Pre calentador de aire con serpentín de vapor (SCAH siglas en inglés): Debido a que no se documentó el rendimiento en las peores condiciones ambientales, no se puede validar la conformidad con los requisitos de la especificación. El incumplimiento de los criterios mínimos de temperatura (conocido en inglés como CCET (Combined Cold End Temperatures) podría resultar en un taponamiento acelerado del pre calentador de aire y aumentar la corrosión en los componentes aguas debajo de la caldera.	Bajo	Bajo	El fabricante OEM debe verificar que los criterios mínimos de temperatura (CCET) recomendada se cumpla con la carga mínima con carbón con alto contenido de azufre en las peores condiciones ambientales (las más frías). De lo contrario, se debe considerar el reemplazo del calentador o la restitución financiera.

Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación
<p>Válvula mariposa (throttle) de agua en circulación: Las válvulas de descarga del condensador se ajusta para mantener el flujo de agua en circulación y el nivel del agua dentro y a través del condensador. Se han reportado problemas con fallas en la integridad del revestimiento en la tubería aguas abajo de las válvulas. Este problema continuará y el riesgo de causar interrupciones adicionales es alto, con una gravedad alta ya que la tubería no se puede aislar, lo cual requeriría parar la planta.</p>	Alto	Alto	<p>Para tener dos bombas en funcionamiento al mismo tiempo sin efectos indeseables, algunas soluciones a considerar pueden incluir el reemplazo del impulsor de la bomba o el ajuste de la operación de la bomba.</p>
<p>Sistema de protección contra incendios: El sistema había detectado problemas con las tuberías de suministro de agua, el monitoreo, y las alarmas. En el caso de una fuga o ruptura en el circuito principal subterráneo, es posible que parte del circuito no pueda aislarse y mantener la disponibilidad de agua. Los problemas de monitoreo y alarma aumentan el riesgo de identificar y responder rápidamente a las emergencias.</p>	Medio	Alto	<p>Como la tubería de la casa de bombas contra incendios está empotrada y no se altera fácilmente, se puede considerar dentro del plan de emergencia como una mitigación, camiones de bomberos locales en caso de una interrupción de emergencia en la línea del circuito.</p>

Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación
<p>Pre calentadores de agua de alimentación cerrados (Feedwater FW sus siglas en inglés): El contrato EPC indica que el diseño de la planta debe cumplir con el estándar ASME #TDP-1, "Prevención de daños por agua en turbinas de vapor". Esta norma contiene recomendaciones que mitigan la posible inducción de agua de los Pre calentadores FW y los sistemas de conexión a la turbina de vapor.</p>	<p>Desconocido</p>	<p>Alto</p>	<p>Los documentos de diseño del contratista no hacen referencia al estándar ASME #TDP-01 y los planos de diseño del contratista indican que es posible que el estándar TDP-01 no se implemente por completo. Por ejemplo, los sistemas de drenaje del calentador FW no parecen cumplir con TDP-1.</p> <p>La inducción de agua en la turbina de vapor, aunque es inusual, es un evento provocado por fallas en los sistemas de conexión a la turbina. Si esto ocurre puede causar daños importantes a la turbina de vapor. Se recomienda consultar al Contratista si implementó en su totalidad las recomendaciones de la Norma TDP-01. Independientemente de la respuesta del Contratista, se debe realizar una revisión exhaustiva de las recomendaciones TDP-01 aplicables y, si es posible, se deben implementar modificaciones para agregar las características recomendadas por TDP-01 faltantes.</p>

Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación
<p>Pre calentadores de agua de alimentación cerrados (Feedwater FW sus siglas en inglés): El contrato de ingeniería, adquisición de equipos, y construcción (EPC siglas en inglés) y los documentos de diseño del contratista EPC indican que los pre calentadores y los sistemas relacionados con los pre calentadores deben cumplir con el estándar del Instituto de Intercambio de Calor (Heat Exchange Institute --HEI siglas en inglés) para pre calentadores de agua de alimentación cerrados.</p>	Bajo	Bajo	<p>El diseño de los pre calentadores de agua de alimentación de alta presión (HP siglas en inglés) incluye materiales de tubería de un tipo que no se encuentra en la lista del referido estándar HEI. La preocupación es que este material (ASME Tipo SA213-T2) podría ser un material inferior al que se usa típicamente en los pre calentadores FW y, por lo tanto, podría desgastarse más rápido, lo que requeriría el reemplazo prematuro de los tubos. Sargent & Lundy no tiene experiencia con este material en Pre calentadores de agua de alimentación. El Contratista debe justificar la selección de este material de tubo para los pre calentadores HP. La experiencia confiable a largo plazo con el material del tubo SA213-T2 debe documentarse para su uso en pre calentadores de agua de alimentación HP.</p>
<p>Calentador de Desaireación (DA sus siglas en inglés): El contrato EPC indica que el diseño de la planta debe cumplir con el estándar ASME #TDP-1, "Prevención de daños por agua en turbinas de vapor". Esta norma contiene recomendaciones que mitigan la posible inducción de agua de los pre calentadores de agua de alimentación y el calentador DA y los sistemas de conexión a la turbina de vapor.</p>	Desconocido	Alto	<p>Los documentos de diseño del contratista EPC no hacen referencia al estándar ASME #TDP-01 y los planos de diseño del contratista indican que es posible que el estándar TDP-01 no se implemente por completo.</p> <p>Consulte los comentarios anteriores sobre el cumplimiento de la norma TDP-01 para los pre calentadores FW cerrados, que también se aplican al calentador DA.</p>

Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación
<p>Calentador de Desaireación (DA sus siglas en inglés): El contrato EPC indica que el diseño del calentador DA debe cumplir con el Código estándar de recipientes a presión de ASME, sección VIII.</p>	<p>Bajo</p>	<p>Medio</p>	<p>La información de diseño del proveedor del calentador DA indica que el calentador DA está diseñado según ASME- Sección VIII. Sin embargo, en el paquete de documentación del calentador DA no aparece la confirmación del sello ASME- Sección VIII. Esta confirmación del sello ASME si figura en la documentación de todos los Precalentadores FW cerrados.</p> <p>Esto podría ser un descuido involuntario de la documentación del calentador DA. Por lo general, el sello ASME se aplicará físicamente al calentador (tanto al recipiente de desaireación como al tanque de almacenamiento de DA) en una placa de identificación soldada. Si estas placas de identificación/sellos no se encuentran en los recipientes del calentador DA, el contratista debe explicar por qué, a diferencia de todos los demás precalentadores FW, el sello ASME no se aplica a los recipientes del calentador DA. Desde el punto de vista técnico, tener un recipiente a presión diseñado según ASME- Sección VIII por un proveedor de calidad como el proveedor de Precalentadores DA BHI debería tener un bajo riesgo de falla. Sin embargo, si el sello físico ASME se omitió del calentador DA, podría estar en conflicto con los requisitos del seguro y las reglamentaciones locales.</p>

Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación
<p>Manejo de carbón – Disposición del sistema</p> <p>Según los documentos del contrato, se proporcionarían dos sistemas transportadores de descarga de carbón redundantes de 3000 toneladas por hora (tph) desde el embarcadero hasta el área de almacenamiento. El arreglo final incluye solo un solo transportador de descarga, que fue aceptado como un cambio de diseño de ingeniería de valor para reducir costos.</p>	Alto	Alto	El sistema instalado por el contratista EPC solo incluye un tren transportador que limita la flexibilidad operativa de la planta e introduce un único punto de falla. Existe la necesidad de tener una mayor confiabilidad en un solo tren, que hasta la fecha ha sido deficiente.
<p>Manejo de carbón - Transportador de tuberías</p> <p>El transportador de tubería que se usa para transportar carbón desde el embarcadero hasta el área de almacenamiento está experimentando fallas masivas y simultáneas en los rodillos después de cada ciclo de descarga, lo que genera demoras operativas y mayores costos operativos.</p>	Alto	Alto	La causa más probable de este problema es que los rodillos estén clasificados incorrectamente para las cargas ejercidas por el sistema. Los problemas de funcionamiento también podrían estar poniendo una carga excesiva en los rodillos, como sobrecargar los transportadores, pandeo excesivo de la banda (consulte el ajuste a continuación), bultos más grandes que los especificados, sobrecarga del transportador, etc.
<p>Desalinización/desmineralización: Los equipos de membrana de ósmosis inversa de agua salobre (Brackish Water RO con sus siglas en inglés BWRO) de doble paso no aparecen en el alcance del suministro a pesar de estar incluidos en la propuesta del contratista EPC. La calidad del agua desalinizada en términos de sólidos disueltos totales (TDS sus siglas en inglés) es tal que generalmente se requiere BWRO de doble paso en lugar de un solo paso para garantizar que la calidad del agua de alimentación que entra al módulo electrodesionización (EDI) cumpla con los requisitos del fabricante. Si se exceden estos requisitos, las partes internas del EDI podrían ensuciarse o la calidad de los efluentes EDI podría verse afectada negativamente.</p>	Medio	Medio	Es necesario confirmar la calidad real del agua de alimentación al módulo EDI con la planta en función de las lecturas de conductividad, la comparación con los requisitos del proveedor y si están sucias, o si la calidad del efluente se ve afectada negativamente.

Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación
<p>Desalinización/desmineralización: El sistema EDI incluido en la propuesta del contratista EPC tiene una capacidad de producción neta de 80 m3/h y redundancia N+1. Sin embargo, según los planos de tubería (P&ID con sus siglas en inglés) del proveedor, la capacidad neta de cada uno de los tres módulos EDI es de 30 m3/ en lugar de 40 m3/h, lo que significa que el sistema no tiene la redundancia N+1 completa.</p>	Bajo	Medio	<p>Según la documentación publicada por el proveedor, la capacidad nominal de cada tren EDI con 8 módulos sería de 40 m3/h, por lo que no está claro si hay algún error tipográfico o si es necesario reducir la capacidad del sistema en función de la temperatura u otros factores. Se recomienda verificar con personal de planta el rendimiento real del EDI cuando está operando y si la planta actualmente está limitada por la falta de agua desmineralizada, lo que no se ha indicado hasta la fecha.</p>
<p>Pulidor de condensado: El sistema de pulidor de condensado tiene solo dos recipientes de servicio al 50 %, mientras que tanto la especificación de CDEEE como la propuesta del contratista EPC requieren tres recipientes de servicio al 50 % por unidad. Con solo dos recipientes de servicio x 50%, la mitad del flujo de condensado no se limpia cuando se regenera un recipiente de servicio. Esto podría tener graves consecuencias durante los períodos de fuga del condensador.</p>	Medio	Alto	<p>Aunque el modelo físico y los planos del proveedor indican solo dos recipientes de servicio por unidad, preferiríamos ver fotos reales del sitio para confirmar. Necesita información sobre las fugas del condensador y la frecuencia de regeneración desde el arranque inicial para comprender mejor cuánto riesgo representa no tener recipientes de servicio redundantes.</p>
<p>Pulidor de condensado: Solo se instaló un sistema de regeneración común, mientras que tanto la especificación de CDEEE como la propuesta del contratista EPC indican que dos sistemas completamente independientes se proporcionarían, uno por cada unidad. Con un solo sistema de regeneración para dos unidades, existe la preocupación de que los recipientes de servicio no se regeneren lo suficientemente rápido durante los períodos de fuga del condensador, lo que podría requerir que una unidad se ponga fuera de servicio casi de inmediato en lugar de hacerlo de manera más ordenada.</p>	Medio	Medio	<p>Se requiere más información sobre las fugas del condensador y la frecuencia de regeneración desde el arranque inicial para determinar cuánto riesgo representa tener un solo sistema de regeneración común. En este sentido, se debe considerar que incluso con dos sistemas de regeneración completamente independientes, algunas fugas serán lo suficientemente grandes como para abrumar las capacidades del sistema de pulido de condensado y requerirán una parada casi inmediata.</p>

Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación
<p>Muestreo de agua y vapor: El paquete enfriador y los enfriadores secundarios, que enfriarán constantemente las muestras a 25 ± 1 °C, no están incluidos en el alcance del suministro. Sin el paquete enfriador, la cantidad de enfriamiento está limitada por la temperatura del sistema de agua de enfriamiento cerrado, lo que significa que la temperatura de algunas muestras podría estar en el rango de 45° a 50° C, donde la compensación automática de temperatura no es del todo precisa.</p>	<p>Alto</p>	<p>Bajo</p>	<p>Aunque se recomienda encarecidamente el enfriamiento secundario con agua fría, todavía hay muchas plantas que solo tienen enfriamiento primario, incluso en climas más cálidos. Aunque las lecturas del analizador se ven afectadas por la temperatura, aún pueden ser razonablemente precisas y seguirán indicando un funcionamiento anormal, como cuando se producen fugas en el condensador u otros transitorios químicos en el ciclo de vapor. Sería útil tener algunas lecturas de temperatura de muestras manuales e información sobre las funciones de compensación automática de temperatura asociadas con los analizadores que se proporcionaron.</p>
<p>Tratamiento de aguas residuales industriales: Los filtros multimedia doble que se indicaron en la propuesta del contratista EPC para tratar el desbordamiento del clarificador no se incluyeron en el alcance del suministro. Debido a que todos los clarificadores ocasionalmente experimentan trastornos hidráulicos, pérdida de alimentación de coagulante o floculante o cambios en la calidad de entrada, generalmente se recomiendan filtros en la parte trasera para eliminar los sólidos suspendidos adicionales, asegurando que la calidad del efluente final cumpla con los requisitos ambientales locales.</p>	<p>Medio</p>	<p>Medio</p>	<p>Aunque los filtros no aparecen en los planos del proveedor, es preferible tener fotos adicionales del sitio en el área de aguas residuales y ver el modelo físico para confirmar que no se han proporcionado. Si no se han proporcionado los filtros, necesitamos información sobre la calidad actual del efluente y verificar cuales son las normas ambientales para confirmar si existe un problema.</p>

Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación
<p>Tratamiento de aguas residuales sanitarias: Faltan los tanques de ecualización en la parte delantera del proceso de tratamiento que reciben las aguas residuales sin tratar de las diversas estaciones de bombeo. Los tanques de ecualización generalmente se requieren en el tratamiento de aguas residuales sanitarias para proporcionar una cantidad y calidad constantes de flujo al proceso de tratamiento para mantener una cantidad microbiana adecuada. Si esta cantidad microbiana se altera significativamente o se pierde por completo, el rendimiento podría verse afectado negativamente o, en el peor de los casos, sería necesario reiniciar el sistema, lo que podría demorar entre 1 y 2 semanas.</p>	<p>Medio</p>	<p>Medio</p>	<p>Se requiere tener más información y mejor entendimiento del tamaño de los pozos en las distintas estaciones de bombeo y cuánta ecualización (si la hay) están proporcionando. También es necesario entender la filosofía de control general en términos de cuántas estaciones de bombeo pueden estar operando simultáneamente. También se necesita el desempeño actual del sistema de tratamiento de aguas residuales sanitarias para verificar si cumplen con las normativas ambientales locales para completar esta evaluación.</p>

Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación
<p>Alto contenido de cloro (Cl) en el uso de carbón de los EE. UU.--</p> <p>Los límites contractuales para el contenido de Cl (como base cocida) son de 0,1 a 0,05 % en peso máximo, mientras que el carbón proveniente de EE. UU. que se utilizó en los últimos 2 años promediaron 0,1% con algunos picos de hasta 0,15%. En los últimos 4 meses se está utilizando carbón colombiano el cual tiene contenido de Cl mucho más bajo dentro de los límites del contrato (promedio de 0,025 % en peso). Normalmente, el contenido de Cl de hasta el 0,2 % es aceptado pero puede haber excepciones y preocupaciones con un carbón con bajo contenido de cenizas (en el rango del 10 % en peso), ya que la dilución química será menor. Las posibles preocupaciones son el aumento de la corrosión en las paredes de la caldera y otras superficies en la sección del supercalentador y recalentador, especialmente si aumenta el índice de formación de escoria. Además, puede haber preocupaciones por la corrosión en secciones de baja temperatura en la caldera y el área del precalentamiento de air, especialmente si las temperaturas promedio del metal no se mantienen constante en todas las cargas. Hasta el momento, no se han reportado situaciones problemáticas en estas áreas. Otra preocupación potencial es el filtro de mangas y la degradación de la jaula de filtros por el ataque químico. Pero esta preocupación necesitará más investigación en cuanto a las áreas y la naturaleza del ataque, el material de la bolsa instalado y si hay otras áreas para el ingreso de Cl agregado, como en el agua desalinizada al depurador de lecho fluido circulante (CFB scrubber por sus siglas en ingles).</p>	Desconocido	Medio	<p>Se requiere más inspecciones de monitoreo e interrupción con el tiempo para determinar las áreas de preocupación y el grado de corrosión o degradación del material en las superficies de la caldera y los componentes de la cámara de filtros. Se deben tomar muestras de las áreas afectadas y analizarlas en el laboratorio para determinar el mecanismo de cualquier ataque corrosivo a la matriz metálica. Debe investigarse cualquier otra área de posible entrada de Cl en la parte trasera de la caldera, la cámara de filtros y el depurador lecho fluido circulante (CFB). El material de las bolsas suministradas y el material de la jaula para la cámara de filtros debe ser muestreado e investigado en cuanto a su resistencia al ataque de Cl.</p>

Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación
<p>Pilotes del muelle: Parece que los pilotes finalmente se diseñaron con un sistema de ánodo de sacrificio bajo el agua, diseñado para proteger únicamente la parte sumergida de los pilotes. No se ve pintura u otra protección en las partes expuestas y se ve claramente una corrosión considerable de las secciones expuestas de los pilotes de acero. Sin embargo, la parte superior expuesta de los pilotes hasta los 4,0 m bajo el nivel del mar se rellena con hormigón armado. Por lo tanto, se supone que la parte exterior de acero de los pilotes sobre el nivel del mar y expuesta al salitre es de sacrificio, soportadas por el hormigón armado. Dado que el sistema de protección parece haberse instalado varios meses o años después de la instalación del pilote, se recomienda realizar un seguimiento de la corrosión y como ha ido avanzando comparado con lo que se espera en el diseño. Esto es particularmente crítico en la zona de transición entre las partes hormigonadas y no hormigonadas del pilote. Los cálculos de diseño de pilotes no estaban disponibles para revisión por S&L.</p>	<p>Bajo</p>	<p>Medio</p>	<p>Próximos pasos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Verifique que el sistema de ánodo de sacrificio bajo el agua esté correctamente instalado • Mida el grosor del pilote de acero por encima y por debajo del nivel del agua y compárelo con el grosor original de 19 mm para determinar la tasa de corrosión real • Obtenga y revise los cálculos de los pilotes para determinar la tasa de corrosión del diseño y el espesor mínimo requerido del acero del pilote al final de la vida útil del diseño. • Diseñar e implementar medidas para detener una mayor corrosión y determinar si se necesitan medidas de refuerzo.

Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación
<p>Derivación (bypass) de vapor: La línea de derivación o bypass de vapor parece haberse ramificado desde la parte inferior o lateral de la tubería, lo cual no es consistente a las mejores prácticas de ingeniería prudente en la industria que recomienda sea “en la parte superior y no en la parte inferior”. Si se ramifica desde la parte inferior de la línea principal, el condensado acumulado en la línea principal durante el arranque en frío y/o el vapor húmedo (donde el vapor contiene gotas de agua líquida impulsadas a alta velocidad por el flujo de vapor) pueden causar erosión en las válvulas de derivación de vapor. Hasta la fecha no se han reportado problemas operativos.</p>	Medio	Medio	<p>Para investigar más a fondo si hay algún problema operativo que no se haya detectado pero que tarde o temprano pueda ocurrir, se recomienda verificar lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tendencias de temperatura aguas abajo de la válvula de derivación • Registros de revisión de válvulas de derivación <p>En caso de que se encontrara una temperatura excesivamente alta aguas abajo o se observaran erosiones severas en el borde/asiento/jaula, o ambos, la orientación del ramal de derivación y/o el diseño inadecuado del drenaje que podrían ser causas fundamentales muy probables, por lo podría ser necesario reemplazar las piezas internas de la válvula por otras mejores o nuevas.</p>
<p>Evacuación de aire: Las líneas de derivación (bypass) de 3 pulgadas alrededor de las válvulas de cebado en el sistema de vacío de la caja de agua cuentan con una pendiente para hacer que el drenaje se dirija hacia la caja de agua del condensador. Esta configuración no es típica en la industria y puede dar lugar no solo a la evacuación de aire no disuelto, sino también a la fuga de agua de mar de las cajas de agua. Hasta la fecha no se han observado problemas operativos.</p>	Medio	Bajo	<p>Para investigar más a fondo si hay algún problema operativo que no se haya detectado pero que tarde o temprano pueda ocurrir, se recomienda verificar lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Frecuencia de las fluctuaciones de nivel en el tanque de control de cebado de la caja de agua del condensador • Cualquier corrosión en la tubería (sistema) aguas abajo de las válvulas de cebado <p>Si no surgen beneficios y/o razones específicas para mantener esta configuración de derivación, puede ser aceptable eliminar estas líneas o cerrarlas con la ayuda de válvulas de bloqueo.</p>

Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación
<p>Bomba de alimentación de caldera: La hoja de datos de la bomba de agua de alimentación (feed water pump –FWP sus siglas en inglés) se corresponde exactamente con el flujo de balance de calor de clasificación continua máxima de la turbina (Turbine Maximum Continuous Rating TMCR sus siglas en ingles), sin margen involucrado. Esto se considera un incumplimiento del contrato en términos de un margen del 5 % sobre la capacidad como mínimo y también es diferente de la práctica prudente de la industria de tener en cuenta flujos de agua de rociado (des sobrecalentamiento) adicionales para la operación de derivación de vapor al diseñar los FWP.</p>	<p>Medio</p>	<p>Bajo</p>	<p>Es recomendable verificar en los registros de operación cuántas bombas de alimentación de caldera (boiler feed pump BFP sus siglas en inglés) han estado funcionando en la operación de derivación de vapor. Es una práctica de ingeniería prudente que las bombas de trabajo (es decir, dos en nuestro caso) estén diseñadas para poder suministrar suficiente flujo y presión en la operación de derivación de vapor mientras la tercera bomba aún está en espera. Esto también se relaciona con el diseño de la derivación de vapor y se observa una discrepancia (desviación de carga "25%" vs. "completa").</p> <p>Sin embargo, siempre que los FWP provistos tengan alta confiabilidad y disponibilidad, la bomba de reserva que se activa en la operación de derivación en sí misma no sería un problema y cualquier plan de mitigación puede ser innecesario.</p>

Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación
<p>Aire comprimido: Se han proporcionado secadores de tipo refrigerante (enfriador) en los que la temperatura del punto de rocío no puede ser inferior a 0 °C. Y la planta ha informado de muchas fallas en las válvulas de control neumáticas (es decir, accionadas por aire) sin que se haya encontrado ninguna causa raíz. Una posible falla puede ser que la temperatura de punto de rocío del aire de instrumentación suministrado (instrument air IA sus siglas en inglés) es insuficientemente baja. Es decir, a la larga, el agua libre del IA, incluso después del secado, podría haber provocado la corrosión en la red de tuberías del IA, generando partículas de óxido que se transportaron a varias válvulas de control neumáticas y, por lo tanto, provocaron fallas.</p>	Medio	Medio	<p>Dado que una temperatura de punto de rocío de menos -40 °C para el aire de instrumentación es una práctica de ingeniería prudente (de acuerdo con la norma ISA, el punto de rocío a presión, cuando se mide en la salida del secador, debe estar al menos -8° C por debajo de la temperatura mínima donde cualquier parte del sistema de aire de instrumentación está expuesta. El punto de rocío a presión no debe exceder los 3.89° C a la presión de línea.), es recomendable que esta aplicación de secadores de tipo refrigerante para IA no se excluya de la lista de causas probables del control fallas de válvulas. Si se demuestra que el aire de instrumentación con una temperatura de punto de rocío insuficientemente baja es la causa raíz de la falla de la válvula neumática, el reemplazo por secadores de aire desecantes de doble torre sería un plan de mitigación absoluto.</p>
<p>Redundancia de hidratadores: Cada sistema AQCS tiene dos hidratadores. Ambos hidratadores son necesarios cuando se quema carbón con un contenido de azufre superior al 2,4 % y no son capaces de producir suficiente cal hidratada para el contenido máximo de azufre del carbón de diseño, que es del 3,7 %. Durante las reuniones de noviembre de 2021 con personal de planta, la CDEEE explicó a S&L que con un 3,7 % de carbón sulfurado, la capacidad operativa del hidratador debe ser de 18 TPH, pero cada hidratador actualmente está limitado entre 7 – 9 TPH.</p>	Alto	Medio	<p>Se especificó que los silos de cal hidratada estuvieran equipados para recibir cal hidratada entregada por camión a la planta. Esta característica brinda respaldo a los hidratadores, pero se paga un adicional por la cal hidratada transportada en camiones. No se especificó la redundancia del hidratador. Se solicita al CDEEE que comente sobre dos elementos de seguimiento:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Confirmar que los silos de cal hidratada estén equipados para recibir cargas de camiones. • Confirmar si hubo alguna discusión o acuerdo con el contratista EPC con respecto a la cantidad de redundancia del hidratador que se proporcionó.

Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación
<p>Reducción de la potencia de la unidad 1 debido a las emisiones de partículas: La unidad 1 ya no puede operar a plena carga porque la carga de partículas en la chimenea excede el límite permitido. Es probable que este problema se deba a un incidente durante la puesta en servicio según las conversaciones con personal de CDEEE.</p>	Alto	Alto	<p>Se necesita información adicional sobre el problema (cloro) que condujo a la corrosión de la parte trasera de la caldera (back-end) y redujo el rendimiento del Filtro de tela Pulse Jet (Pulse Jet Fabric Filter – PJFF sus siglas en inglés) del sistema de control de calidad del aire (air quality control systems AQCS sus siglas en inglés) de la Unidad 1. Como mínimo, proporcione lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> • El rango de fechas y horas del hecho. • Datos operativos y análisis de carbón durante este periodo de tiempo del hecho, más 2 semanas antes del hecho y 2 semanas después de que se realizaron las correcciones de EPC. • Informes elaborados por la CDEEE y el EPC sobre el hecho, incluyendo las acciones automatizadas y manuales realizadas.
<p>Acceso al intercambiador de calor de agua de refrigeración cerrado: Será necesario mover algunas tuberías de vapor para permitir la extracción de los cabezales de los intercambiadores de calor de agua de refrigeración cerrados.</p>	Alto	Bajo	<p>CDEEE tendrá tiempo y gastos adicionales para mover temporalmente algunas tuberías de vapor antes de quitar los cabezales de estos intercambiadores de calor. Un acuerdo comercial podría más práctico en este punto que cambiar permanentemente la ruta de la tubería de vapor.</p>
<p>Drenaje cerrado del intercambiador de calor del agua de refrigeración: Los drenajes del intercambiador de calor son más pequeños que la práctica normal de la industria y son de material plástico. Tienen un diámetro de solo 25 mm, reducido de una conexión de 50 mm, lo que resulta en tiempos de drenaje más largos. Los tubos de drenaje de plástico de 25 mm están desprotegidos, lo que los hace susceptibles de romperse.</p>	Alto	Bajo	<p>Ambos problemas se pueden abordar haciendo que el contratista EPC reemplace (o pague por reemplazar) la tubería de drenaje de plástico de 25 mm con una línea metálica de 50 mm, o mediante una resolución comercial.</p>

Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación
<p>Corrosión de la bomba de agua de refrigeración auxiliar: La corrosión externa es evidente en una de las bombas de agua de refrigeración auxiliar, probablemente causada por un sello de bomba dañado</p>	<p>Alto</p>	<p>Bajo</p>	<p>Es probable que CDEEE aborde estos problemas en la próxima interrupción planificada. Se debe examinar el historial de mantenimiento de la bomba para determinar si existe alguna responsabilidad de EPC con el sello de la bomba con fugas y hacer un seguimiento con una resolución comercial si se justifica.</p>
<p>Turbina de vapor - Fuga en el sistema de lubricación: La planta experimentó una fuga de aceite en la tubería de interconexión en una junta de ajuste de compresión fallida debido a una causa desconocida. A modo de comparación, todas las tuberías de aceite montadas sobre módulos preensamblados suministradas por GE se especificaron para ser soldadas a menos que el propietario apruebe lo contrario.</p>	<p>Desconocido</p>	<p>Medio</p>	<p>La pérdida de aceite lubricante podría afectar el arranque y la operación de la turbina de vapor. Se desconoce la causa real de la fuga de aceite en una conexión (es decir, mala calidad de la conexión, tipo incorrecto, instalación incorrecta). La frecuencia de ocurrencia también es desconocida. GE proporcionó la guía de instalación GEK 116944 "Recomendaciones de lavado para sistemas de aceite lubricante de turbinas con bombas de aceite principales accionadas por motor", que establece en la Sección G "Instalación de tuberías de aceite lubricante" que "Las líneas de suministro y drenaje de aceite están soldadas sin anillos de respaldo utilizando un procedimiento de soldadura." Esto elimina las trampas de suciedad causadas por los anillos de respaldo". La planta está trabajando con GE para una orden de cambio para modificar las tuberías de aceite a conexiones soldadas.</p>

Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación
<p>Disparos causados por nivel del tambor de caldera</p> <p>La planta experimenta en ambas unidades una serie de disparos de nivel de tambor alto y bajo. No ha habido investigaciones ni un plan de acción que proporcionara alguna respuesta a la situación por parte del EPC o del propietario/operador.</p>	<p>Alto</p>	<p>Alto</p>	<p>Los eventos de alto nivel del tambor de la caldera presentan un riesgo de arrastre (carryover) de agua y depósitos en los tubos del sobrecalentador y un posible arrastre de agua y daños por impacto en la turbina de vapor. Los eventos de nivel bajo del tambor presentan un riesgo de que los tubos de la caldera se queden sin agua lo que representa posibles daños por sobrecalentamiento a corto plazo y fallas en los tubos. La causa de los numerosos disparos que han ocurrido en los primeros años requiere una investigación más detallada sobre si el tiempo de retención del tambor se calculó correctamente, si hay controles de agua de alimentación y problemas de instrumentación, calibración y verificación de la lógica de control realizado, si hay algún problema con las respuestas de las bombas de alimentación y las válvulas de recirculación de la bomba, y/o los operadores recibieron la capacitación adecuada para mantener el nivel del tambor durante los periodos de operación manual.</p>

Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación
<p>Seguimiento de soldadura de tubos de calderas (soldadura hechas en campo)</p> <p>La planta ha informado (a través de pruebas fotográficas) que se han producido al menos dos fugas en los tubos y se han atribuido a soldaduras de campo defectuosas.</p>	<p>Medio</p>	<p>Medio</p>	<p>Las fugas en los tubos amenazan la disponibilidad y requieren mayores gastos de mantenimiento. Como parte de los requisitos de construcción típicos, el EPC debería haber proporcionado tablas de soldadura que identifiquen al soldador, el procedimiento de soldadura utilizado, y los resultados de la inspección para todas y cada una de las soldaduras de campo. Esta información generalmente se desarrolla conjuntamente con el ingeniero del propietario y/o el contratista de control de calidad que realiza las pruebas no destructivas (NDE siglas en ingles) y otras inspecciones de soldadura. Es fundamental contar con la información para confirmar si hay alguna tendencia (procedimientos utilizados, soldador) que deba investigarse cuando ocurre una falla. El propietario debe intentar obtener estos registros si están disponibles. De lo contrario, se debe programar un programa de inspección de soldadura aleatoria para el próximo período de interrupción para identificar si hay trampas de fallas ocultas esperando.</p>

Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación
<p>Pruebas de aceptación en fábrica (Factory Acceptance Test--FAT sus siglas en inglés) resultados de la integración del software en el DCS</p> <p>Se deben proporcionar los resultados de todos los subsistemas DCS (control de quemadores y monitoreo escáneres de llama, control de nivel de tambor, control de aire de la caldera, velocidad de la turbina y control del gobernador electrónico) para confirmar que estos sistemas de sub-control necesarios se integraron correctamente con los controles y disparos de la unidad.</p> <p>La planta informó que a las válvulas de derivación del calentador de baja presión y alta presión les falta lógica en el DCS. Las válvulas fueron controladas en modo manual desde el DCS. Puede haber otros casos en los que la lógica no esté configurada para otros equipos en el DCS</p>	Medio	Alto	<p>La integración de los sistemas de control y protección subcontratados generalmente lo confirma el contratista EPC y el proveedor de controles en una prueba en campo presenciada por el propietario y el ingeniero del propietario para confirmar que se abordan todos los parámetros operativos identificados en la especificación. Si esta prueba no se llevó a cabo, se debe contactar al proveedor del DCS para identificar cómo se coordinó con los OEM de los principales sistemas y qué pruebas realizó para confirmar la integración. Puede ser posible simular el DCS y luego ejecutar una FAT para identificar cualquier problema antes de que ocurra en el campo.</p>
<p>Sistema de detección de fuego: El sistema de protección contra incendios es un área de preocupación. Hay una variedad de problemas que están causando que el sistema emita alarmas que muchos casos son falsas. En el momento en que Sargent & Lundy recorrió la planta, había 181 alarmas presentes sin condición de incendio activo en el sitio. Esto podría deberse a varios motivos, como cableado defectuoso, condiciones de restablecimiento establecidas de cada interruptor incorrectamente, equipo defectuoso, etc. La planta no tiene suficiente personal para abordar esta cantidad de alarmas, por lo que generalmente se ignoran. Este es un elemento de alto riesgo porque si hubiera un evento de incendio real, sería posible que pasara desapercibido. Es probable que otras alarmas se deban a una mala instalación y prueba de los cables. El sistema no se puso en servicio ni se entregó correctamente a la planta, por lo que es un sistema inoperativo.</p>	Alto	Alto	<p>El sistema de protección contra incendios deberá estar completamente auditado para evitar el riesgo de eventos de incendio. Es posible que el sistema no esté instalado correctamente y no esté puesto en servicio. Si no se realizó la puesta en marcha y las pruebas, se debe contactar al proveedor del sistema contra incendios para identificar las pruebas que realizó para confirmar la integración del sistema.</p>

Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación
<p>Instrumentación: La instrumentación que se instaló en la planta son de buena calidad y de fabricantes con mucha experiencia probada en plantas de energía. Entre ellos están, ABB, Rosemount, Wika, Ashcroft y Endress Hauser.</p> <p>Durante las visitas a la planta, S&L observó que algunos instrumentos no estaban instalados correctamente. Se observó que alguna instrumentación que requería servicio eléctrico no tenía los sellos adecuados en el conducto que protege los cables eléctricos que terminan dentro del instrumento. Esto permite que agua entre y dañen los componentes eléctricos del instrumento.</p>	<p>Bajo</p>	<p>Medio</p>	<p>Señales incorrectas al DCS pueden interrumpir o detener las operaciones de la planta. Por lo tanto, es de suma importancia verificar que la instalación de cada instrumento crítico para la operación esté funcionando debidamente y que estos se mantengan adecuadamente.</p> <p>La falla de instrumentación crítica puede tener un impacto medio a alto.</p> <p>La falla de instrumentación no crítica puede tener un impacto bajo.</p>

La Central Termoeléctrica Punta Catalina

Auditoría Técnica - Entregable No. 2

Preparado para



Central Termoeléctrica Punta Catalina Unidad 1 and 2

Preparado por Sargent & Lundy

Informe SL-017019

Final

14 de octubre de 2022

Project A14529.001

55 East Monroe Street
Chicago, IL 60603-5780 USA
312-269-2000
www.sargentlundy.com



LEGAL NOTICE / AVISO LEGAL

This deliverable was prepared by Sargent & Lundy, L.L.C. (S&L) expressly for the sole use of Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) (Client) in accordance with the contract agreement between S&L and Client. This deliverable was prepared using the degree of skill and care ordinarily exercised by engineers practicing under similar circumstances. Client acknowledges: (1) S&L prepared this deliverable subject to the particular scope limitations, budgetary and time constraints, and business objectives of Client; (2) information and data provided by others, including Client, may not have been independently verified by S&L; and (3) the information and data contained in this deliverable are time-sensitive and changes in the data, applicable codes, standards, and acceptable engineering practices may invalidate the findings of this deliverable. Any use or reliance upon this deliverable by third parties shall be at their sole risk.

Este entregable fue preparado por Sargent & Lundy, L.L.C. (S&L) expresamente para uso exclusivo de la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) (Cliente) de conformidad con el acuerdo de contrato entre S&L y el Cliente. Este entregable se preparó utilizando el grado de habilidad y cuidado que normalmente ejercen los ingenieros en circunstancias similares. El Cliente reconoce: (1) S&L preparó este entregable sujeto a las limitaciones particulares del alcance, las restricciones presupuestarias y de tiempo y los objetivos comerciales del Cliente; (2) la información y los datos proporcionados por otros, incluido el Cliente, pueden no haber sido verificados de forma independiente por S&L; y (3) la información y los datos contenidos en este entregable están sujetos a la fecha de cuando se entregaron, los cambios en los datos, los códigos aplicables, los estándares y las prácticas de ingeniería aceptables pueden invalidar los hallazgos de este entregable. Cualquier uso o confiabilidad en este entregable por parte de terceros será bajo su exclusivo riesgo.

Sargent & Lundy es una de las firmas de ingeniería arquitectura de servicio completo más antiguas y experimentadas del mundo. Fundada en 1891, la empresa es líder mundial en proyectos de energía con experiencia en modernización de redes, energía renovable, almacenamiento de energía, energía nuclear y combustibles fósiles. Sargent & Lundy ofrece servicios integrales de proyectos, desde consultoría, diseño e implementación hasta administración de la construcción, puesta en servicio y operación / mantenimiento, con énfasis en la calidad y seguridad de su personal. La firma trabaja con clientes del sector público y privado en los rubros de generación y distribución de energía eléctrica y distribución de gas natural entre otros, en el sector industrial y con entidades gubernamentales.

55 East Monroe Street • Chicago, IL 60603-5780 USA • 312-269-2000

CONTROL DE VERSIONES

Versión	Fecha de entrega	Sección modificada
V0 - Borrador	27 de Junio de 2022	Versión inicial
V1 – Final	14 de octubre de 2022	ningún cambio

RESUMEN Y PÁGINA DE APROBACIÓN

La siguiente sección certifica que este documento ha sido preparado, revisado y aprobado de acuerdo con el estándar de procedimientos operativos SOP-0405 de Sargent & Lundy, el cual se basa en los sistemas de gestión de calidad ANSI/ISO/ASSQC Q9001.

Colaboradores:

Preparado por:

Nombre	Título	Sección Preparada	Firma	Fecha
Edwin Giermak	Gerente de Ingeniería	3.2		
Theodore Kurtides	Consultor Sénior	3.4,		
Michael Rosen	Consultor Sénior	3.5		
Kevin Hopkins	Consultor Principal	ES,1.0,3.1,2.0,5.0,6.0		
Carl Jakubowski	Consultor Sénior	3.3, 6.0		
Ed Collet	Consultor Sénior	3.3, 6.0		
Shane Zumbro	Consultor Sénior	4.0		

Revisado por:

Nombre	Título	Sección Preparada	Firma	Fecha
Dean Ennes	Consultor / Gerente Sénior	All		
Kevin Hopkins	Consultor Principal	All		

Aprobado por:

Kevin Hopkins
Gerente de Proyectos

Fecha

TABLA DE CONTENIDOS

RESUMEN EJECUTIVO	I
INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS	I
ENFOQUE TÉCNICO	II
RESUMEN DE LAS CONCLUSIONES	II
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO PUNTA CATALINA.....	1
1.2. OBJETIVO DEL INFORME.....	2
1.3. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CTPC	4
1.4. ANTECEDENTES	6
2. ENFOQUE Y METODOLOGÍA	13
2.1. METODOLOGÍA	13
2.1.1. <i>INFORMATION COLLECTION AND DOCUMENTATION REVIEW</i>	13
2.2. DOCUMENTOS REVISADOS	15
2.3. PROCEDIMIENTO DE ENTREGA DEL CONSORCIO	18
3. PROBLEMAS DE CALIDAD: SISTEMAS CRÍTICOS	24
3.1. OBSERVACIONES DEL CDEEE Y DEL INGENIERO DEL PROPIETARIO.....	24
3.2. TURBINAS DE VAPOR Y GENERADORES: “NOTAS DE ALARMA” DEL GRUPO DE QA/QC DEL CONSORCIO	29
3.3. CALDERA Y SISTEMAS AUXILIARES	38
3.3.1. <i>ALCANCE</i>	38
3.3.2. <i>DISEÑO DE CALDERAS</i>	38
3.3.3. <i>RECEPCIÓN Y ALMACENAMIENTO DE MATERIAL Y EQUIPOS DE CALDERA</i>	39
3.3.4. <i>CONSTRUCCIÓN DE LA CALDERA</i>	42
3.3.5. <i>RENDIMIENTO DE SOLDADURA DE CALDERA</i>	49
3.3.6. <i>ALINEACIÓN DE PULVERIZADORES</i>	52
3.3.7. <i>ALIMENTADORES DE CARBÓN</i>	52
3.3.8. <i>LIMPIEZA Y CONSERVACIÓN DE TUBERÍAS</i>	53
3.3.9. <i>PRESERVACIÓN DEL EQUIPO DE TIRO</i>	53
3.4. SISTEMAS DE AIRE Y EMISIONES	54
3.4.1. <i>SERPENTINES DE PRECALENTAMIENTO DE AIRE</i>	54
3.4.2. <i>CALENTADORES DE AIRE</i>	55
3.4.3. <i>SOPLADORES</i>	56
3.5. TRATAMIENTO DE AGUAS Y AGUAS RESIDUALES.....	59
3.5.1. <i>REVISIÓN DE LA CONSTRUCCIÓN</i>	60

4. PUESTA EN SERVICIO	61
4.1. PROGRAMA DE PUESTA EN SERVICIO DEL CONSORCIO Y DESEMPEÑO	61
4.2. INFORMES DEL INGENIERO DEL PROPIETARIO:	61
4.3. RESUMEN	62
5. REVISION DE LA LISTA DE PENDIENTES.....	63
6. CONCLUSIONES Y EVALUACIÓN DE RIESGOS	66

FIGURAS Y TABLAS

FIGURA 1-1 — VISTA AÉREA DE LA CENTRAL PUNTA CATALINA.....	5
FIGURA 1-2 — CENTRAL TERMOELÉCTRICA PUNTA CATALINA – HITOS DEL PROYECTO	12
FIGURA 2-1 — MUESTRA DE PÁGINAS DE UNO DE LOS “LIBROS DE DATOS” DE CONSTRUCCIÓN	16
FIGURA 2-2 — ALCANCE DE COMISIONAMIENTO DE PUNTA CATALINA.....	20
FIGURE 2-3 — SCHEMATIC OF CONSORTIUM HANDOVER PROCEDURE	21
FIGURA 2-4 — EJEMPLO DE CERTIFICADO DE ACEPTACIÓN DE LA CDEEE	23
FIGURA 3-2 — ALMACENAMIENTO DE TUBERÍAS CON BALDOSAS DE CERÁMICA.....	41
FIGURA 3-3 — CONDICIÓN DEL ENGRANAJE DEL CLASIFICADOR ROTATORIO.....	41
FIGURA 3-4 — CORROSIÓN DE LAS COMPUERTAS DEBIDO A UN ALMACENAMIENTO INADECUADO	42
FIGURE 3-5 — EXAMPLE OF INADEQUATE EQUIPMENT ACCESS.....	43
FIGURA 3-6 — EJEMPLO DE ACCESO INADECUADO A EQUIPOS.....	44
FIGURA 3-8 — SISTEMA DE ACEITE PULVERIZADOR – BASURA DE CONSTRUCCIÓN	45
FIGURA 3-9 — VENTEO DE VAPOR PELIGROSO	46
FIGURA 3-10 — DESALINEACIÓN DEL VENTILADOR DE AIRE DE SELLADO	46
FIGURE 3-11 — EJEMPLOS DE ESCOMBROS DURANTE LA CONSTRUCCIÓN Y RIESGOS PARA LA SEGURIDAD.....	47
FIGURA 3-15 — DESAJUSTES EN LOS TUBOS DE CARBÓN	48
FIGURA 3-16 — RENDIMIENTO DEL SOLDADOR DE LA CALDERA U2 DE OCTUBRE DE 2018	50
FIGURA 3-17 — ALMACENAMIENTO INADECUADO DE EQUIPOS DE CALENTADOR DE AIRE.....	55
FIGURA 3-18 — INFILTRACIÓN DE AGUA DEL CALENTADOR DE AIRE DE LA UNIDAD 2.....	56
FIGURA 3-19 — MOTORES GRANDES ALMACENADOS INCORRECTAMENTE	57
TABLA ES-1 — RESUMEN DEL PROYECTO DE PUNTA CATALINA.....	I
TABLA ES-2 — DEFINICIONES DE PRIORIDAD DE RIESGO	V
TABLA ES-3 — EVALUACIÓN DE RIESGOS	VI
TABLA 1-1 — CENTRAL TERMOELÉCTRICA PUNTA CATALINA – CRONOLOGÍA DEL PROYECTO .	6
TABLA 2-1 — FASES DEL PROYECTO PARA AUDITORÍAS TÉCNICAS	13
TABLA 2-2 — DOCUMENTOS REVISADOS EN LA AUDITORÍA PARA EL ENTREGABLE NO. 2	17
TABLA 3-1 — “REGISTRO DE REELABORACIÓN” POR EL CONSORCIO	25
TABLA 3-2 — RESUMEN DE LAS NOTAS DE ALARMA DEL CONSORCIO RELACIONADAS CON LA TURBINA DE VAPOR.....	30

TABLA 5-1 — CATEGORÍAS DE ELEMENTOS EN LA LISTA CRÍTICA DE PENDIENTES.....	64
TABLA 5-2 — PENDIENTES – ÍTEMS PARA LA ACEPTACIÓN FINAL.....	66
TABLE 6-1 — DEFINICIONES DE PRIORIDAD DE RIESGO	70
TABLA 6-2 — EVALUACION DE RIESGOS	71

ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS

Acrónimo / Abreviatura (siglas en inglés)	Definition / Clarification
ABS	Ammonium Bisulfate
AISI	American Iron and Steel Institute
AMCA	Air Movement and Control Association (AMCA) standards.
AQCS	Air Quality and Control System
ASME	American Society of Mechanical Engineers
ASTM	American Society for Testing and Materials
B&W	Babcock & Wilcox
BMCR	Boiler Maximum Continuous Capacity
BWRO	Brackish Water Reverse Osmosis
CC	Cation Conductivity
CDEEE	La Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales
CFB	Circulating Fluidized Bed
CEMA	Conveyor Equipment Manufacturers Association
CNO	Construtora Norberto Odebrecht, S.A.
CTPC	La Central Termoeléctrica Punta Catalina
DA	Deaerator
DCS	Distributed Control System
EAF	Equivalent Availability Factor
EDI	Electrodeionization
EFOF	Equivalent Forced Outage Factor
EPC	Engineer Procure and Construct
FD	Forced Draft
FW	Feedwater
GE	General Electric
HEI	Heat Exchange Institute
HP	High Pressure
ID	Induced Draft

Acrónimo / Abreviatura (siglas en inglés)	Definition / Clarification
LP	Low Pressure
MCR	Maximum Continuous Rating
MMF	Multimedia Filters
NFPA	National Fire Protection Association
OEM	Original Equipment Manufacturer
OFA	Overfire Air
ORP	Oxidation-reduction potential
PA	Primary Air
PFD	Process Flow Diagram
PM	Particulate Matter
PFFF	Pulse Jet Fabric Filter
PWHT	Post Weld Heat Treatment
S&L	Sargent & Lundy
SC	Selective Conductivity
SCAH	Steam Coil Air Heater
SWRO	Seawater Reverse Osmosis
TCM	Technimont, SpA
TMCR	Turbine Maximum Continuous Rating
UHMW	Ultra High Molecular Weight
VFD	Variable Frequency Drive

RESUMEN EJECUTIVO

INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

S&L ha sido seleccionado por la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) para llevar a cabo una auditoría técnica y forense de la recién puesta en servicio Central Eléctrica Punta Catalina (CTPC), una central de carbón pulverizado de 2x360 MW ubicada en la provincia de Peravia, en la República Dominicana. En la Tabla ES-1 se resume el proyecto de la CTPC y las principales características de la central.

Tabla ES-1 — Resumen del Proyecto de Punta Catalina

Elemento	Descripción
Tipo	Subcrítico, Carbón Pulverizado
Capacidad instalada	2 x 360 MW nominal; 2 x 337 MW net
Contrato EPC/ Fecha de inicio	Contrato No. 101/14 / Abril 2014
Contratista EPC	Consorcio: Odebrecht – Tecnimont - Estrella
Ingeniero del propietario	Stanley Consultants
Fecha Operacional	Unidad 1: Febrero 2019 Unidad 2: Octubre 2019
Tipo de carbón	Bituminous High Volatile C, Medium Sulfur
Entrega y almacenamiento de carbón	Barge Delivery, Covered Storage
Subestación eléctrica	138kK / 345 kV
Ciclo de refrigeración	Una vez / Agua de Mar
Proveedor de calderas y auxiliares de calderas	Babcock & Wilcox (B&W)
Proveedor de turbinas y generadores de vapor	General Electric (GE)
Proveedor de manejo de carbón	Bedeschi Handling / ONT
Proveedor de sistemas de control de la calidad del aire (AQCS)	Hamon Environmental
Proveedor de sistemas de tratamiento de agua	Idroconsulting
Almacenamiento de residuos de la combustión del carbón	Lined Ash Landfill
Límites de las emisiones de la planta (Contrato EPC)	NOx: 510 mg/Nm ³ dry @6% O ₂ SOx: 900 mg/Nm ³ dry @6% O ₂ Particulates (PM): 30 mg/Nm ³ dry @6% O ₂ CO: 150 mg/Nm ³ dry @6% O ₂

Elemento	Descripción
Límites de las emisiones de la planta (Licencia Ambiental Local ESIA)	NOx: 400 mg/Nm ³ dry @6% O ₂ SOx: 400 mg/Nm ³ dry @6% O ₂ Particulates (PM): 30 mg/Nm ³ dry @6% O ₂ CO: 200 mg/Nm ³ dry @6% O ₂

Los siguientes son los objetivos de este informe:

- Determinar si el Consorcio instaló y puso en marcha los equipos principales de esta planta de acuerdo con los requisitos del contrato EPC y de acuerdo con las buenas prácticas de la industria.
- Determinar si el Consorcio recibió, manejó, almacenó e instaló los equipos mayores de acuerdo con los requisitos de los proveedores de estos equipos.
- Determinar si alguno de los medios y métodos utilizados por el Consorcio pudo haber afectado la capacidad de la planta Punta Catalina para generar de manera confiable la energía eléctrica a la capacidad de diseño.

ENFOQUE TÉCNICO

Como parte estándar de nuestro enfoque de revisión al realizar auditorías técnicas independientes y revisiones de ingeniería, S&L se esfuerza por garantizar que nuestros comentarios se basen en hechos. Pero si identificamos un tema relevante que nos preocupa, damos una opinión técnica independiente que puede incluir recomendaciones sobre cómo abordar cualquier problema identificado. Sin embargo, el enfoque principal será la identificación y documentación de las no conformidades de la instalación construida y cualquier deficiencia en el desempeño de la planta.

RESUMEN DE LAS CONCLUSIONES

Sargent & Lundy ha revisado la central eléctrica Punta Catalina centrándose en la construcción real del Consorcio, la instalación de equipos, las pruebas y los aspectos de la ejecución del proyecto que pueden afectar la calidad y la confiabilidad de la instalación. Este informe pretende complementar el informe anterior (Entregable No. 1) que detalla el diseño y el suministro de los principales equipos y sistemas de la planta por parte del Consorcio. En el presente estudio (Entregable No. 2) se revisó el montaje y puesta en servicio de estos sistemas por parte de nuestros expertos en la materia quienes realizaron una revisión exhaustiva de documentos de construcción, como los informes de inspección de control de calidad QA/QC del Consorcio, libros de datos, informes del ingeniero del propietario, informes de progreso mensuales del Consorcio y la documentación de los sistemas principales transferida a la CDEEE (operador) al final de la construcción. El objetivo de esta revisión es verificar que la central Punta Catalina se construyó y se puso en servicio de acuerdo a los requisitos contractuales del EPC, empleando las mejores prácticas de la industria para la construcción de instalaciones de generación de energía a carbón.

Con base en nuestra revisión de la documentación disponible del proyecto, se llegó a las siguientes conclusiones:

1. Aceptación provisional lograda. El Consorcio logró la Aceptación Provisional tanto para la Unidad 1 como para la Unidad 2, y la operación de la planta se transfirió a la CDEEE a partir del 24 de abril del 2020. La Unidad 1 demostró con éxito el cumplimiento de las garantías de desempeño del contrato de acuerdo una prueba realizada siguiendo las normas y procedimientos establecidos por ASME PTC 46. Por otro lado la Unidad 2 demostró cumplimiento de las garantías de desempeño de manera provisional basado en una prueba abreviada.
2. Aceptación final pendiente. La Aceptación Final de la planta Punta Catalina no ha sido otorgada y continua pendiente hasta la resolución final de temas críticos en la Lista de Pendientes (Punch List) como también asuntos comerciales y/o legales de los cuales S&L no tiene pleno conocimiento. A criterio de S&L, los elementos de esta lista considerados de mayor importancia para la operación confiable y segura de la planta son:
 - Corrosión de la cámara de filtros AQCS de la Unidad 1 -- actualmente impide la carga de capacidad completa sin exceder los límites de emisiones ambientales.
 - Mal funcionamiento y limitaciones de diseño de los hidratadores de la Unidad 1 y la Unidad 2: los límites de diseño para los hidratadores de la Unidad 1 y la Unidad 2 que parecen ser demasiado pequeños. Esto podría limitar la flexibilidad de la planta para operar con el nivel de diseño de azufre en el carbón.
 - Desgaste de la correa transportadora de carbón. El desgaste excesivo de los bordes de la correa transportadora de tubo y las fallas de los cojinetes de la rueda guía del transportador afectarán la confiabilidad del equipo y agregarán costos de mantenimiento excesivos.
 - Averías en el recuperador de carbón: averías frecuentes en este sistema debido a problemas en el sensor del tensionador; está afectando la confiabilidad de la planta y aumentando los altos costos de mantenimiento.
 - Finalización del elevador del edificio de calderas de la Unidad 1. Este es un problema de seguridad que debe corregirse.
 - Sistema de remineralización. Este sistema aún no ha operado automáticamente como se requiere.
 - Sistema de limpieza del condensado. La instrumentación necesaria no funciona correctamente. Esto podría conducir a una mala calidad del agua desmineralizada y a problemas resultantes con la confiabilidad de la caldera.
 - Acceso al software del sistema de descarga de carbón. No se pueden realizar los cambios necesarios en el control de la descarga de carbón porque el Consorcio no ha proporcionado acceso al software del PLC. Esto podría llevar a una degradación continua del equipo el cual es clave para la confiabilidad del manejo y la recuperación de carbón.
1. Documentación de la Construcción. De acuerdo con el Contrato EPC y con las buenas prácticas de la industria, el Consorcio proporcionó paquetes de entrega de la construcción bien documentados ("Libros de Datos" que documentan la construcción hasta la pre-comisionamiento y desde el precomisionamiento hasta la comisionamiento). Estos paquetes detallan el

cumplimiento final de la inspección de campo y el plan de prueba desarrollados por el Consorcio y sus principales proveedores de equipos. Los paquetes de entrega, sin embargo, documentan solo la configuración final del sistema o componente, sin detallar problemas identificados durante la construcción como “no-conformidades” que pueden haber ocurrido antes de lograr los criterios de aceptación para la entrega.

2. Desempeño del cronograma. Si bien no fue un enfoque importante de esta revisión técnica, el desempeño del cronograma del Consorcio para Punta Catalina fue deficiente, con un retraso acumulado en la aceptación provisional de la planta de aproximadamente 18 meses. La falta de una planificación eficaz de un proyecto de esta complejidad puede dar lugar a una calidad inaceptable, además de rehacer trabajos ya elaborados innecesariamente que lleva a sobrecostos. Es probable que la incapacidad del Consorcio para cumplir con el cronograma de ingeniería, adquisiciones y construcción haya afectado negativamente la calidad de la planta. S&L entiende que hubo muchos retrasos significativos en el cronograma que pueden o no haber sido responsabilidad exclusiva del contratista EPC. Sin embargo, reconocemos que las presiones del cronograma pueden afectar la calidad del equipo montado si estas presiones conducen a inspecciones de control de calidad apresuradas, reducidas o no hechas.
3. Almacenamiento y Preservación de Equipos Críticos. El Consorcio demostró poca adherencia y atención a los requisitos de preservación de equipos sensibles detallada por los proveedores durante el almacenamiento prolongado en un ambiente marino. Esto fue especialmente evidente con equipos clave como turbinas de vapor y auxiliares. En general, hubo muchos casos de mala conservación del almacenamiento de equipos críticos de generadores de turbinas de vapor que resultaron en daños a los componentes, reparaciones, y demoras en construcción y en la puesta en servicio. Estos componentes deberían haberse almacenado en interiores con las medidas de control de calidad del aire adecuadas y en estricta conformidad con los requisitos de los fabricantes/proveedores de equipos.
4. Trabajos de soldadura. Nuestra revisión de los archivos de datos encontró que el Consorcio EPC tuvo una tasa inusualmente alta de fallas en la inspección de soldadura durante el montaje de las calderas de las Unidades 1 y 2. Como referencia, una tasa de fallas general del 5% (0% para tuberías de paredes gruesas y colectores) para soldaduras de tuberías de vapor y calderas se considera una tasa aceptable de soldadura como objetivo para proyectos de construcción de calderas. Los informes de las unidades 1 y 2 de Punta Catalina indican que las tasas de falla de soldadura de la caldera oscilaron entre el 20 % y el 35 %, con algunos sistemas de hasta el 58 %, lo que supera los estándares de la industria y definitivamente requeriría pruebas adicionales para evitar fallas prematuras. En octubre de 2018 se registró la última tabulación que pudimos encontrar, y esto indicó que la tasa de rechazo de soldadura acumulada fue del 18,76 %.
5. Limpieza y Protección de Tuberías. El Consorcio no protegió adecuadamente las partes internas de las tuberías durante la construcción, como es una buena práctica de la industria, y la limpieza de las partes internas de las tuberías fue inadecuada. Esto provocó largas demoras, especialmente para los lavados con aceite lubricante. En al menos un caso, los desechos internos provocaron fallas y daños en el tubo del sobrecalentador (superheater) de la Unidad 2, lo que resultó en una interrupción prolongada.
6. Procedimientos de Puesta en Servicio. S&L revisaron los procedimientos de puesta en servicio desarrollados por el Consorcio para la planta de Punta Catalina, y encontró que en general estaban

bien desarrollados con procedimientos completos y claramente definidos para la mayoría de los sistemas principales. Si estos procedimientos se ejecutaron correctamente, las instalaciones de los sistemas de turbina y caldera deberían ser satisfactorias.

7. Daños en el filtro de tela dentro del AQCS. Durante la puesta en servicio del AQCS, el Consorcio hizo funcionar el AQCS con agua pero sin cal durante un período de aproximadamente 200 horas, lo que provocó que los gases de combustión ingresaran a los filtros de tela con una alta concentración de SO₂/SO₃ y HCl, lo cual elevaron el punto de rocío ácido. Esto resultó en jaulas muy corroídas que ahora están fallando y sean la razón de posibles problemas de reducción de potencia para la Unidad 1.
8. Reelaboración de tareas significativa requerida. Como señaló el ingeniero propietario durante la ejecución del proyecto, se identificaron muchos problemas de construcción que requerían la repetición de tareas. En la Tabla 3-1 se resumen algunas de las principales causas de estas reelaboraciones.

No obstante, a los temas anteriores, hemos encontrado que en general, el Consorcio ha construido y puesto en servicio los equipos de Punta Catalina de tal manera que se han demostrado las garantías de desempeño. Sin embargo, en nuestra revisión hemos observado que algunos de los medios, métodos y control de calidad del Consorcio diferían de las mejores prácticas de la industria y que estas variaciones pueden presentar riesgos futuros para el rendimiento, la confiabilidad y la disponibilidad y la vida útil de la planta. Estos riesgos se resumen a continuación en la Tabla ES-1-2 y la Tabla ES-1-3.

Tabla ES-2 — Definiciones de Prioridad de Riesgo

Definiciones de prioridad		
Probabilidad	ALTO	Alta Probabilidad se asigna a un evento o problema que es probable que ocurra y se puede esperar que se materialice sin acciones de mitigación
	MEDIO	La Probabilidad Media se asigna a un evento o problema que es razonablemente probable que ocurra. Hay un mayor potencial para que el evento ocurra que para que no ocurra.
	BAJO	Baja Probabilidad se asigna a un evento o problema que esperamos que no ocurra. Hay evidencia mínima de que el evento se materializará.
	DESCONOCIDO	Desconocido se asigna a un evento o problema que es difícil de cuantificar porque las causas son complejas e impredecibles, o no hay información suficiente
Severidad	ALTO	La Severidad Alta se asigna a un evento o problema que tiene el potencial de causar un impacto material significativo en el rendimiento, los costos operativos y la confiabilidad de la Planta. El impacto potencial podría ser a largo plazo y/o irreversible.
	MEDIO	La Severidad Media se asigna a un evento o problema que podría afectar moderadamente el rendimiento, los costos operativos o la confiabilidad de la planta, pero que puede mitigarse parcial o totalmente con una acción correctiva.
	BAJO	La Severidad Baja se asigna a un evento o problema que se espera que tenga un impacto mínimo en el rendimiento general de la planta.

Tabla ES-3 — Evaluación de riesgos

Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación
<p>Soldadura de Calderas. La soldadura de tubos de calderas y la soldadura de tuberías P91 fallaron en las inspecciones a una tasa inaceptablemente alta tanto para la Unidad 1 como para la Unidad 2. Eventualmente, todos los componentes de presión pasaron las pruebas hidrostáticas requeridas por el código ASME. Sin embargo, existe un alto riesgo de que las uniones soldadas más débiles fallen con más frecuencia. Es importante comprender que lograr la finalización de la prueba hidrostática requerida por el código no impide que ocurran fallas con el tiempo cuando se opera a temperaturas elevadas o en modo de ciclo de carga. Cuanto mayor sea la tasa de fallas de soldadura, mayor será el riesgo de futuras fugas en los tubos de la caldera y fallas de soldadura de pilotes externos.</p>	<p>Alto</p>	<p>Alto</p>	<p>S&L recomendaría implementar un régimen de mantenimiento preventivo (PM) específico utilizando pruebas no destructivas (NDE siglas en inglés) para identificar cualquier inicio de fugas en áreas clave de la caldera, tuberías externas de la caldera y tuberías de alta presión. También se debe considerar un plan de reemplazo de soldadura si las fallas de soldadura de tubos o tuberías comienzan a ocurrir en un futuro cercano.</p>
<p>Corrosión del filtro de tela en el AQCS. La corrosión acelerada de las jaulas de filtro de tela que se inició por el mal funcionamiento de la alimentación de cal por parte del Consorcio durante la puesta en servicio ha afectado la capacidad de la Unidad 1 para operar dentro de los límites ambientales si se queman carbones con mayor contenido de azufre y cenizas. El resultado será una reducción de carga de la planta.</p>	<p>Alto</p>	<p>Alto</p>	<p>Los materiales corroídos dentro del compartimiento de filtros de la Unidad 1 deben reemplazarse en caso de una interrupción importante para restaurar la operatividad completa utilizando toda la gama o rango de combustibles (carbón) de diseño. Dado que los materiales de construcción de las jaulas de filtración pueden verse más afectados por el HCl, la CDEEE debe asegurarse que la futura adquisición de carbón, limite el contenido de cloro a no más del 0,5 %.</p>

Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación
<p>Manejo de Carbón. Los sistemas de manejo de carbón en general, y el sistema de transporte por la correa de tubería en particular, han estado plagados de fallas excesivas. La causa de las fallas probablemente se deba a desalineaciones y tensión de la correa durante la construcción. También hay evidencia de que algunos rodillos del sistema se almacenaron incorrectamente durante la construcción, lo que provocó un aumento de fallas. Dado que no hay redundancia del sistema de transporte por tubería, esta degradación al no corregirse puede afectar la disponibilidad de la planta. Las fallas también han aumentado los costos de operación y mantenimiento.</p>	<p>Alto</p>	<p>Medio</p>	<p>S&L recomendaría que se contacte al OEM para desarrollar un plan para resolver las altas tasas de falla.</p>
<p>Acceso inadecuado o no existente. Se identificaron numerosas áreas en toda la planta donde no se proporcionó acceso de personal adecuado para el mantenimiento de válvulas, equipos e instrumentación. Un acceso de mantenimiento deficiente puede generar problemas de seguridad para los trabajadores y altos costos de operación y mantenimiento para construir andamios o emplear elevadores de personal portátiles.</p>	<p>Desconocido</p>	<p>Medio</p>	<p>S&L recomienda priorizar los problemas de acceso enumerados en la Lista de Pendientes (Punch Lists) para proporcionar un acceso seguro y permanente a las áreas que requieren un acceso frecuente durante la operación de la planta.</p>

1. INTRODUCCIÓN

1.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO PUNTA CATALINA

Sargent & Lundy, LLC (“S&L”) fue contratado por la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas del Estado (CDEEE) para realizar una auditoría técnica de la Central Termoeléctrica Punta Catalina (“CTPC”). Punta Catalina es una central termoeléctrica de carbón con capacidad nominal de 675 MW netos, compuesta por dos unidades de generación eléctrica, ubicada en la región de Valdesia de la provincia de Peravia en el sector suroeste de la República Dominicana. Punta Catalina es la instalación de generación de energía más grande del país, y fue adjudicada en respuesta a la solicitud de propuestas de la CDEEE: REFERENCIA DE LICITACIÓN PÚBLICA INTERNACIONAL NÚM. CDEEE-CCC-LPI-2021-0002, con fecha de 10 de junio de 2021.

El alcance de esta auditoría técnica se alinea con la propuesta presentada por S&L a la solicitud de los servicios de consultoría que incluyen lo siguiente:

1. Recolectar y obtener información mediante la realización de entrevistas, revisión de documentos técnicos, informes de avance, pruebas e inspecciones, planos de instalación de equipos, cronogramas, catálogos de equipos, entre otros.
2. Llevar a cabo reuniones y entrevistas con personal técnico de Punta Catalina directamente involucrado en actividades claves de diseño, construcción, puesta en servicio, operaciones y mantenimiento, con el propósito de obtener información adicional para complementar la realización de esta auditoría.
3. Revisar y llevar a cabo observaciones en el sitio de equipos instalados y/o repuestos suministrados por el Consorcio Punta Catalina de acuerdo con el contrato EPC N.º 101/14 de la Central Térmica Punta Catalina. Se deberá evaluar si todos los equipos y/o repuestos suministrados están en acuerdo a lo indicado en las especificaciones técnicas del contrato N.º 101/14 (Entregable No. 1 – emitido anteriormente bajo el número de informe SL-016712).
4. Revisar y evaluar el proceso de instalación y/o montaje de los equipos y/o repuestos suministrados por el Consorcio para la Central Térmica Punta Catalina de acuerdo con el contrato EPC N.º 101/14 (Entregable No. 2 este informe).
5. Revisar y evaluar las obras civiles, desde la preparación del terraplén para los cimientos hasta las obras civiles finales de la Central Termoeléctrica Punta Catalina de acuerdo al Contrato EPC N.º 101/14 (Entregable No. 2 este informe).
6. Revisar y evaluar que los equipos y/o repuestos suministrados fueron instalados y/o montados en acuerdo a las especificaciones técnicas, planos, manuales de los proveedores y/o del contrato N.º 101/14. (Entregable No. 2 este informe).
7. Revisar y evaluar que el proceso de pruebas tales como de eficiencia, pruebas de rendimiento, confiabilidad, las pruebas de verificaciones de restricciones operacionales de las unidades No. 1 y 2, pruebas de regulación de frecuencia, rechazo de cargas, y cualquier otra prueba indicada en

los documentos técnicos y/o contrato de la Central Punta Catalina esté en cumplimiento con el contrato EPC N.º 101/14. (Entregable No. 3).

8. Revisar y evaluar la Aceptación Final (FAT) de la Central de Punta Catalina, y que esté en cumplimiento con el contrato EPC N.º 101/14 y sus adendas respectivas. (Entregable No. 5).

1.2. OBJETIVO DEL INFORME

El informe final del Entregable No. 1 con fecha del 19 de mayo de 2022 presentó los resultados de la auditoría del cumplimiento técnico general del Consorcio EPC con respecto al diseño, el suministro de equipos y el rendimiento de la planta. El enfoque de esta auditoría anterior fue centrarse principalmente en las revisiones de planos según lo construido para verificar el cumplimiento de las especificaciones de diseño, así como las observaciones de los equipos y sistemas instalados a través de varias visitas al sitio y entrevistas con personal de la planta, algunos de quienes estaban presentes durante la etapa de construcción de la planta. En términos generales, el Entregable No. 1 abordó la pregunta si el Consorcio diseñó y suministró equipos de planta de acuerdo con las especificaciones técnicas y siguiendo las buenas prácticas de ingeniería de la industria.

El enfoque de este Entregable No. 2 es la etapa de construcción, la instalación de equipos, las pruebas y cualquier aspecto de la ejecución del proyecto que pueda afectar la calidad y confiabilidad de la instalación. Aquí, nuestros expertos en la materia realizaron una revisión exhaustiva de la documentación generada durante la construcción, como informes de inspección de control de calidad, registros de instalación e informes de pruebas de equipos para verificar que la planta de Punta Catalina se construyó y se puso en servicio cumpliendo con los requisitos contractuales del EPC y las mejores prácticas de la industria para la construcción de plantas de generación a base de carbón.

La pregunta (de alto nivel) formulada por la gerencia de CDEEE fue: "¿Obtuvimos lo que pagamos?" Teniendo en cuenta el costo de diseño y construcción de la central Punta Catalina, esta es una pregunta razonable. Sin duda, esta pregunta está impulsada por el hecho de que, aunque las unidades parecen funcionar adecuadamente, la planta ha estado plagada de sistemas y estructuras que no se completaron adecuadamente y/o funcionan con una confiabilidad menor a la deseada; evidencias de deterioro prematuro; acceso limitado a equipos instalados para inspección, mantenimiento y reparación; y un sistema de detección y protección contra incendios que podría caracterizarse como incompleto. Los disparos de unidades y las interrupciones forzadas son evidencia adicional de problemas potenciales que pueden ser causados por deficiencias en la construcción, prácticas inadecuadas de operación y mantenimiento, o ambas. Cabe señalar que la "auditoría" de S&L, objeto de este informe, se llevó a cabo mucho después de que el Consorcio EPC entregara la planta al propietario CDEEE. Como tal, algunos de los problemas que han caracterizado la operación desde abril de 2020 podrían haber sido causados, en parte o principalmente, por prácticas de operación y mantenimiento (O&M) en Punta Catalina. La

evaluación de las prácticas de operación y mantenimiento de la planta está fuera de los alcances de esta auditoría técnica.

Entre los problemas abordados en este informe, algunos pueden atribuirse al diseño; otros a equipos y materiales que no cumplen con las especificaciones; y otros a la construcción, montaje, instalación de equipos y pruebas. Muchos de los problemas identificados en este informe ocurrieron durante la construcción y muchos fueron resueltos por el Consorcio EPC antes de entregar la planta al propietario CDEEE. Detrás de este último punto está la gestión de la construcción por parte del Consorcio EPC y las no-conformidades y deficiencias relacionadas que dan lugar a un mayor número de puntos en la Lista de Pendientes de lo que es típico para este tipo de proyecto de construcción. Algunos de los problemas de construcción que se han identificado pueden provocar una degradación acelerada a la vida útil de la planta o una confiabilidad deficiente.

Los objetivos de este informe son los siguientes:

- Determinar si el Consorcio instaló y puso en marcha los equipos principales de la planta de acuerdo con los requisitos del contrato EPC y de acuerdo con las buenas prácticas de la industria.
- Determinar si el Consorcio recibió, manejó, almacenó e instaló los equipos mayores de acuerdo con los requisitos de los proveedores de equipos mayores.
- Determinar si alguno de los medios y métodos utilizados por el Consorcio pudo haber afectado la capacidad de la planta Punta Catalina para generar de manera confiable a la capacidad de diseño.

Los siguientes son aspectos importantes de desempeño del Consorcio EPC que no son un enfoque principal de este estudio a menos que afecten la calidad.

- Consideraciones de desempeño de costos: S&L no ha revisado ninguna estadística con respecto a reclamos de costos o sobrecostos que puedan haber ocurrido durante la ejecución del proyecto. Estamos al tanto de disputas comerciales y/o legales entre el Consorcio EPC y la CDEEE con respecto a pagos de hitos, y estamos al tanto de intentos de renegociación de contratos para establecer nuevos acuerdos marco que fueron necesarios para asegurar fondos suficientes para completar el proyecto. Sin embargo, una revisión detallada de estos asuntos está fuera del alcance de esta auditoría técnica. Debe entenderse, sin embargo, que el flujo adecuado de recursos es esencial para garantizar que los aspectos técnicos del proyecto se ejecuten correctamente. El Consorcio, como parte de su oferta, estableció un cronograma de pago por hitos que debería haberse alineado con los requisitos de adquisición y trabajo y, por lo tanto, el cronograma y el desempeño de los costos eran responsabilidad exclusiva del Consorcio. No hemos revisado ninguna disputa de pago de hitos que pueda haber ocurrido a lo largo del proyecto.
- Consideraciones sobre el desempeño del cronograma: S&L entiende que hubo muchos retrasos significativos en el cronograma que pueden o no haber sido responsabilidad exclusiva del Consorcio. No se realizaron revisiones detalladas del desempeño del cronograma del proyecto desde la Notificación limitada para proceder (LNTP siglas en inglés) hasta la aceptación provisional de ambas unidades. Sin embargo, reconocemos que las presiones del cronograma

pueden afectar la calidad del equipo montado si estas presiones conducen a inspecciones de control de calidad apresuradas, reducidas o no realizadas. También reconocemos que la falta de una planificación eficaz de un proyecto de esta complejidad puede dar lugar a una calidad inaceptable además de una repetición de trabajos innecesaria. En su caso, hemos identificado cualquier falta de planificación que pueda haber afectado la calidad del producto final.

- Consideraciones de desempeño de salud, seguridad del personal y medio ambiente (HSE siglas en inglés): S&L no ha revisado ni comentado sobre el desempeño de HSE del Consorcio para el proyecto Punta Catalina. Sin embargo, cuando las prácticas inseguras o deficiente durante la construcción pueden haber contribuido a una calidad inferior a la esperada, hemos tomado nota de estos casos.
- Interpretaciones legales o comerciales del Contrato EPC no forman parte de esta auditoría técnica

1.3. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CTPC

La Central Termoeléctrica Punta Catalina está compuesta por dos unidades de generación eléctrica de 337 kW netos cada una, para un total de 675 MW netos. Cada unidad está configurada con su propia caldera de carbón pulverizado, un sistema de control de emisiones, un generador acoplado a una turbina de vapor, sistemas de control y monitoreo de procesos, y todo el equipo auxiliar compartido de planta requerido para el funcionamiento de ambas unidades de generación.

Los equipos, sistemas y edificaciones asociados con el proyecto incluyen, pero no están limitados, a los siguientes:

- Dos (2) calderas de carbón pulverizado;
- Dos (2) conjuntos de turbinas de vapor con sus respectivos generadores eléctricos;
- Sistema de Control de la Calidad del Aire (AQCS), de emisiones de combustión, con sus compartimientos de filtros, calentadores de aire, desulfuradores de gases, ventiladores, compuertas, juntas, entre otros;
- Una (1) subestación eléctrica de 345 KV, con dos circuitos de entrada y dos de salida;
- Una (1) subestación eléctrica de 138 KV, para la construcción, prueba y arranque de la central;
- Un (1) muelle para descargar el carbón y combustible líquido;
- Equipos y Sistemas Auxiliares como:
 - Sistemas de combustible para los arranques y paradas de las unidades
 - Sistema de almacenamiento de carbón
 - Cintas transportadoras de carbón a los silos de la caldera
 - Equipos de manejo de cenizas de fondo de las calderas y cenizas volantes
 - Patio de almacenamiento de cenizas
 - Planta desalinizadora para la producción de agua

- Sistema de toma y descarga de agua de mar
- Sistema de inyección de químicos
- Sistema de aire comprimido
- Sistema de agua de enfriamiento
- Tratamiento de efluentes
- Sistema de agua contra incendios
- Equipos de balance de planta (agua de condensado y alimentación a caldera)
- Casetas de vigilancia
- Edificios de oficinas, sala de control y talleres
- Almacenes
- Taller de mantenimiento de vehículos
- Planta de tratamiento de agua
- Planta de tratamiento de aguas residuales
- Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones (siglas CEMS en inglés)
- Chimenea

Figura 1-1 — Vista aérea de la Central Punta Catalina



Source: <https://puntacatalina.cdeee.gob.do/>

1.4. ANTECEDENTES

La firma de ingeniería seleccionada por la CDEEE (propietario) para proporcionar ingeniería del propietario y asesoramiento técnico sobre la ejecución del proyecto Punta Catalina fue Stanley Consultants, una firma de ingeniería y consultoría con sede en los EE. UU. que presta servicios a la industria energética a nivel mundial. Stanley Consultants realizó el diseño preliminar y el diseño inicial de la planta y proporcionó especificaciones técnicas detalladas para el equipo y las estructuras de la planta que formaron la base del Contrato EPC.

En abril del 2013 se emitió la licitación pública del Contrato EPC para la construcción de la planta Punta Catalina. El Consorcio Constructora Norberto Odebrecht, SA, Tecnimont, SpA e Ingeniería Estrella, SRL, ("Odebrecht", "Contratista", "Consortio") presentaron una oferta técnica y comercial para la construcción de dos unidades convencionales de carbón pulverizado subcrítico. Las propuestas técnicas fueron evaluadas por la CDEEE y sus consultores. De esa evaluación, sólo Odebrecht acumuló un puntaje suficiente para calificar para una evaluación económica.

El contrato de diseño, adquisición de equipos y materiales, construcción y puesta en servicio de la central CTPC (Contrato EPC N° 101/14) fue adjudicado en el 2014 a Odebrecht. La unidad 1 entró en funcionamiento en diciembre del 2019 y la unidad 2 entró en funcionamiento en abril de 2020. La unidad 1 completó con éxito la prueba de desempeño de las garantías contractuales en septiembre del 2019. La unidad 2 completó un "Pre-test" o pruebas preliminares y aún no ha demostrado oficialmente el cumplimiento con las garantías de ejecución según el Contrato EPC. A la fecha de este informe, aún no se ha emitido el Acta de Aceptación Definitiva (FAC siglas en ingles) de la CTPC por parte de la CDEEE.

La Tabla 1-1 a continuación proporciona un resumen de los principales hitos del proyecto con fechas aproximadas que comienzan con el desarrollo de los documentos técnicos para la licitación del Contrato EPC, hasta la emisión del Certificado de Aceptación Provisional (PAC siglas en ingles) de las unidades 1 y 2. La Figura 1-2 muestra una representación gráfica de algunos de estos hitos del proyecto.

Tabla 1-1 — Central Termoeléctrica Punta Catalina -- Cronología del Proyecto

Fecha Aproximada	Hito	Descripción
2013	CDEEE selecciona Ingeniero del propietario (OE)	CDEEE contrató a Stanley Consultants para desarrollar un conjunto de documentos técnicos que serían utilizados para la licitación internacional de un Contrato EPC para construir dos Centrales Eléctricas a Carbón de 300 MW (+/- 20%) (Licitación Pública Internacional No. CDEEE -LPI-01- 2013).
15-Oct-13	Ofertas EPC recibidas	La CDEEE contrató a Stanley Consultants para realizar la evaluación técnica de las ofertas EPC recibidas el 15 de octubre de 2013.

Fecha Aproximada	Hito	Descripción
15-Dic-13	Ceremonia de inauguración	El 15 de diciembre de 2013 se llevó a cabo una ceremonia de inauguración en el sitio del proyecto y, a principios de 2014, el Consorcio comenzó a preparar el terreno para la construcción del campo de trabajo.
15-Feb-14	Se emitió una orden limitada para proceder (LNTP siglas en inglés) al consorcio EPC	La LNTP se otorgó en febrero del 2014. El 2014 se iniciaron los trabajos de ingeniería de Tecnimont. El Consorcio procedió a culminar las actividades de ingeniería y adquisiciones
14-Abr-14	Firma de contrato EPC	El contrato EPC fue firmado por la CDEEE y el Consorcio el 14 de abril de 2014.
15-Ago-14	Investigación geotécnica detallada completada	Hasta agosto de 2014, el Consorcio había completado una investigación geotécnica más detallada.
15-Oct-14	Comenzó la construcción de las columnas de grava, los pilotes de concreto para el almacén del carbón y los cimientos	Se inició la construcción de las columnas de grava debajo del BOP y la estructura de almacenamiento del carbón. Se implementaron pilotes y cimentaciones de hormigón armado desde el área de turbinas.
15-Nov-14	Los sistemas de muelles comienzan a construirse	El consorcio inició la construcción del sistema de muelles con el equipo Cantitravel que se utilizó para construir el puente de acceso y el muelle.
15-Dic-14	Primer pilotaje para el muelle	El primer pilotaje del muelle comenzó en diciembre y continuó con la instalación de la losa del muelle a principios de 2015
15-Feb-15	Inicio de cimientos de caldera U1	En febrero del 2015 se inició la base de cimentación de la caldera de la Unidad 1.
15-May-15	Pruebas de aceptación de fabrica (FAT siglas en ingles) de tambor de vapor de la caldera	En mayo de 2015, se completó la Prueba de Aceptación en Fábrica (FAT) para los tambores de vapor de la caldera.
15-Jun-15	Comenzó la instalación de tuberías de agua de enfriamiento del condensador	En junio de 2015, se inició la construcción de la tubería de hormigón de 102" que hace circular el agua de enfriamiento.
15-Jul-15	La construcción comenzó para la cimentación de pilotes Chimenea; acero estructural de las caldera U1; y torres de la línea de transmisión 138 kV	Se comenzaron los pilotes de cimentación y la base de la chimenea (160 m de altura); Se inició el montaje de acero estructural Caldera U1. Se inició el montaje de la torre de la Línea de Transmisión de 138 kV (línea de 4,4 km entre Pizarrete y CTPC).
15-Oct-15	Consorcio comenzó a desmovilizar gran cantidad de personal	A lo largo del año, el Consorcio alegó falta de pago o retrasos en el pago por parte de la CDEEE y en octubre de 2015 comenzó a desmovilizar gran cantidad de personal durante 3 meses

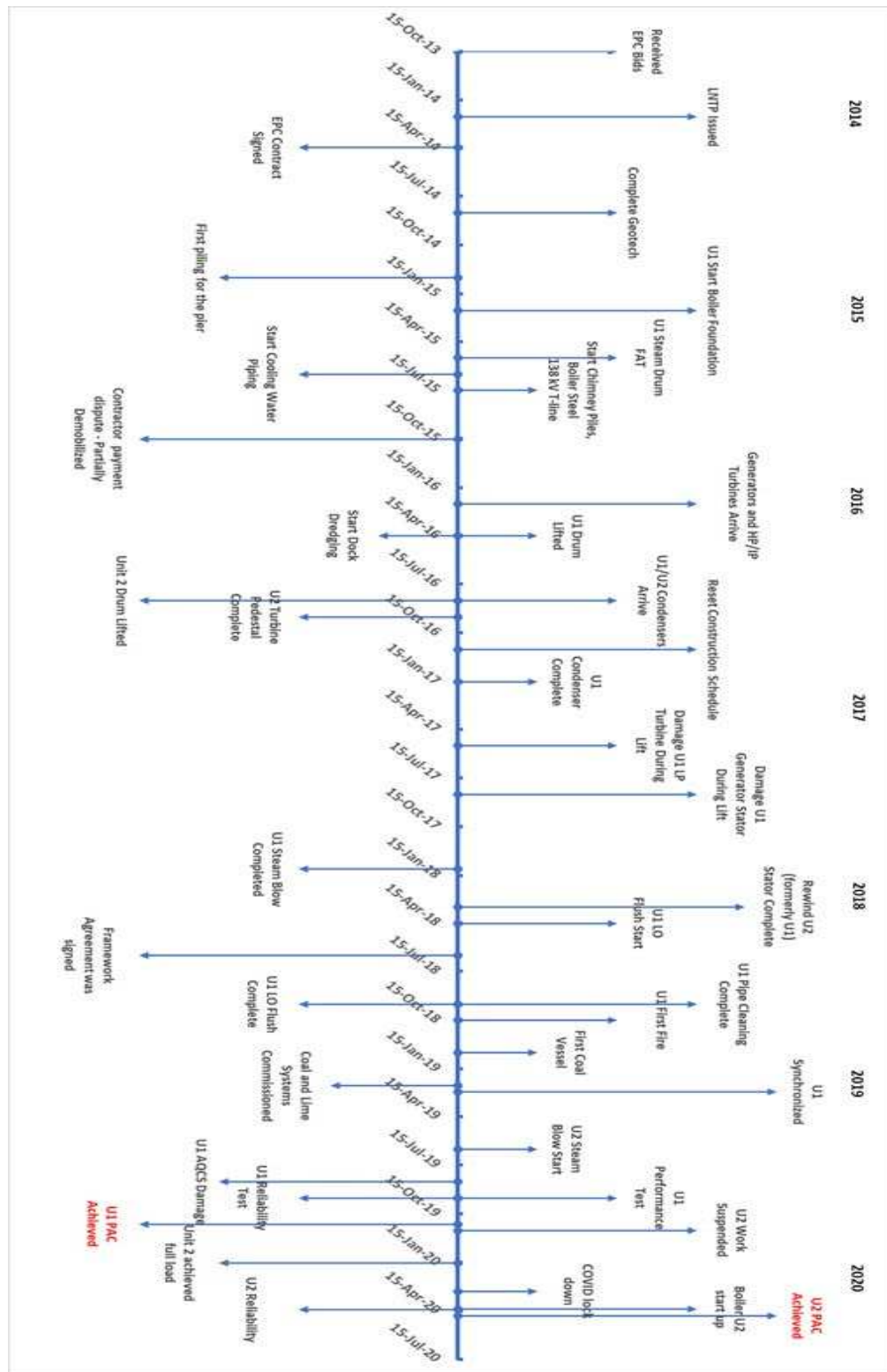
Fecha Aproximada	Hito	Descripción
15-Dic-15	Unidad 1 GSU y tambor de vapor de caldera entregados en el sitio	En diciembre llegó al sitio del proyecto el transformador principal y el tambor de vapor de la Caldera de la Unidad 1.
1-Nov-16	Restablecer el cronograma de construcción	A lo largo de 2016, el Consorcio trabajó con CDEEE/Stanley Consultants para restablecer el cronograma de construcción.
15-Feb-16	Entrega en el sitio de la obra de los generadores y turbinas de alta/media presión	En febrero llegaron al sitio los generadores U1/U2 y las turbinas de alta/media presión.
15-Abr-16	Se inició el dragado del muelle e instalación del tambor de vapor de la caldera de la Unidad 1	En abril de 2016 se inició el dragado para la instalación del muelle. Al mismo tiempo, se elevó el tambor de vapor de la Unidad 1 y se colocó en su elevación final.
15-Abr-16	Fuertes lluvias e inundaciones	En abril de 2016, la provincia de Peravia experimentó fuertes lluvias que desbordaron el sistema de drenaje pluvial del sitio.
15-May-16	Inicio de montaje de acero para estructura AQCS	El acero para la estructura AQCS y el acero estructural del almacén de repuestos y otros también comenzaron durante el segundo trimestre de 2016
15-Ago-16	Los materiales del condensador llegaron al sitio.	En la segunda mitad del año, las piezas del condensador llegaron a la obra para su instalación.
15-Ago-16	Instalación del tambor de vapor unidad 2	El tambor de vapor de la caldera de la Unidad 2 fue izado en su posición final en agosto de 2016.
15-Sep-16	Se completó el pedestal de la turbina U2	En septiembre de 2016, el pedestal de la turbina de la Unidad 2 se completó con el vertido masivo de hormigón.
15-Ene-17	Se completó el condensador U1	En enero de 2017, el condensador de la Unidad 1 se completó con el montaje en campo
15-Feb-17	Trabajos subterráneos	Los trabajos subterráneos continuaron durante el primer trimestre de 2017, centrándose especialmente en la cimentación de la subestación de 345 kV y en la excavación de la estructura de la toma de agua de mar.
15-May-17	Montaje de la turbina U1 - Daños en la turbina LP	En mayo de 2017, el Consorcio comenzó a izar los componentes de la Turbina 1 hasta el nivel de la turbina. Durante este proceso, la carcasa de la turbina de baja presión (LP Inner Lower) se cayó, dañando la guía de vapor.
15-Ago-17	U1 Rotor del generador caído (1-2 pulgadas) sobre la bobina del estator.	Durante la inserción del rotor del generador de la Unidad 1 en el estator, el rotor cayó (1-2 pulgadas) sobre la bobina del estator causando un daño significativo.
03-Ene-18	U1 soplado de vapor completado	El soplado de vapor de la Unidad 1 comenzó el 5 de diciembre de 2017 y se completó el 3 de enero de 2018.

Fecha Aproximada	Hito	Descripción
15-Mar-18	El estator del generador U2 fue rebobinado por GE	El Consorcio contrató a GE para que realizara un rebobinado completo del estator del generador y para que probara el rotor para confirmar si existían daños. Durante el primer trimestre de 2018, el estator del generador de la Unidad 2 (antes Unidad 1) fue rebobinado por GE en el sitio del proyecto. El rotor de la Unidad 2 (antes Unidad 1) fue probado por GE y se determinó que estaba reparado y era adecuado para su uso en el Generador.
15-Abr-18	Inicio del lavado de aceite lubricante para los sistemas de aceite lubricante, aceite de sellado y aceite de elevación de la turbina/generador	En abril de 2018, el Consorcio inició un proceso de limpieza y lavado de los sistemas de aceite lubricante, aceite de sellado y aceite de elevación de turbinas/generadores. La limpieza completa en la Unidad 1 tardó más de 6 meses en completarse.
15-Abr-18	El Consorcio negoció con la CDEEE un acuerdo para proporcionar recursos adicionales	Durante el primer semestre de 2018, el Consorcio negoció con la CDEEE un acuerdo para aportar recursos adicionales que garanticen la finalización del Proyecto.
15-Abr-18	Se descubre el problema del diseño del hormigón para el edificio de almacenamiento de carbón	En abril de 2018, Stanley envió una comunicación a la CDEEE indicando, que el suelo del edificio de almacenamiento de carbón no se estaba instalando de acuerdo con la oferta técnica del Consorcio. Este asunto se corrigió a finales de ese año.
15-Jun-18	Se firmó el Acuerdo Marco	El Acuerdo Marco se firmó en junio de 2018 y el flujo de caja contra los futuros pagos mensuales a los avances reales realizados en el campo según lo revisado / acordado por la CDEEE/Stanley. El acuerdo pretendía garantizar la finalización del proyecto para agosto de 2019
15-Sep-18	Se ha completado el lavado del aceite lubricante y la limpieza de las tuberías	Las actividades de limpieza y lavado de la tubería se completaron en septiembre de 2018.
15-Oct-18	Se inicia la primer combustión en la caldera U1	Esto llevó a la primera puesta en servicio de la caldera U1 en octubre de 2018.
15-Dec-18	Se recibe el primer cargamento de carbón	El proyecto recibió el primer barco de carbón en el puerto recién puesto en marcha con un cargamento de 60.000 toneladas de carbón colocadas en el edificio de almacenamiento
15-Feb-19	Los sistemas de carbón y cal se pusieron en marcha	Los sistemas de carbón y cal se pusieron en marcha el primer trimestre de 2019. Durante este tiempo, el cronograma del Acuerdo Marco se había retrasado significativamente debido a una ejecución más lenta de lo previsto, a la mala calidad, los retrasos en la puesta en servicio debido a una mala instalación, los errores cometidos durante la puesta en servicio, la puesta en servicio incompleta y la falta de planificación
27-Feb-19	Primera sincronización de U1	El cronograma del Acuerdo Marco había previsto el hito de la Primera Sincronización de la Unidad 1 para el 19 de noviembre de

Fecha Aproximada	Hito	Descripción
		2018, sin embargo, luego de importantes esfuerzos, el hito se realizó el 27 de febrero de 2019; casi 100 días después de lo previsto.
15-Mar-19	Fin de la construcción y puesta en servicio de la U1	En marzo de 2019, el lavado de las tuberías de la Unidad 2 comenzó y se ejecutó mucho mejor que la Unidad 1 debido a la mejora de los procedimientos y el cuidado de seguir las recomendaciones del fabricante con una velocidad de flujo más alta y un mayor volumen para el sistema de condensado.
15-Jun-19	Comenzó el venteo de vapor para U2	El soplado de vapor para la Unidad 2 comenzó en junio de 2019 y continuó hasta finales de julio de 2019, en comparación con la duración prevista de noviembre a diciembre de 2018 incluida en el Acuerdo Marco que se había firmado 7 meses antes.
15-Aug-19	Sistema AQCS de la U1 es operado por debajo del punto de rocío por 200 horas	Durante los meses de julio y agosto, el sistema AQCS de la Unidad 1 operó durante aproximadamente 200 horas inyectando agua en el absorbedor pero sin inyectar la cal necesaria lo que provocó que los gases de combustión bajaran su punto de rocío de azufre y dañaran el equipo
15-Sep-19	Primera combustión en la caldera y sincronización de U2	La caldera y los sistemas de la turbina y generadora a vapor (STG siglas en inglés) estaban listos en septiembre, la caldera de la U2 se había encendido con gasóleo y había logrado la primera sincronización con la red eléctrica.
15-Sep-19	Pruebas de rendimiento y aceptación de la U1	El Consorcio llevó a cabo pruebas de rendimiento y aceptación de la Unidad 1 en agosto y septiembre del 2019 utilizando una empresa de pruebas externa (McHale and Associates)
15-Sep-19	Comienza la prueba de confiabilidad	En septiembre, el Consorcio inició la prueba de confiabilidad exigida por el Contrato EPC
03-Oct-19	U1 Puesta en servicio	Un acuerdo alcanzado entre la CDEEE y el Consorcio para la puesta en servicio de la unidad 1, con operadores del Consorcio, reconocen el 3 de octubre de 2019, como fecha de aceptación provisional (PAC siglas en ingles).
03-Nov-19	Transferencia final de las obras, emisión del Certificado de Aceptación Provisional (PAC)-U1, fin de la construcción y puesta en servicio de la Unidad 1	La transferencia final de las obras y la emisión del PAC-U1 tuvo lugar el 3 de noviembre de 2019, marcando el final de la construcción y la puesta en servicio de la Unidad 1. El compromiso de finalizar la Lista de Pendientes (Punch List) durante el periodo de garantía de los equipos fue un requisito que se incluyeron como parte integrante del acuerdo PAC.
15-Nov-19	El Consorcio notificó a la CDEEE la suspensión de las obras de la Unidad 2 por retrasos en los pagos	El 15 de noviembre, el Consorcio notificó a la CDEEE la suspensión de las obras de la Unidad 2 debido a los retrasos en los pagos. Personal de Odebrecht se desmovilizaron del sitio de la obra.
15-Jan-20	La unidad 2 ha alcanzado la plena carga	La unidad 2 alcanzó la producción a plena carga en enero del 2020 y el Consorcio procedió a hacer ajustes y afinar la caldera y el AQCS en febrero 2020 para preparar las pruebas de rendimiento y aceptación previstas para marzo 2020.

Fecha Aproximada	Hito	Descripción
01-Mar-20	La CDEEE y el Consorcio llegaron a un Acuerdo Final para poner fin a las reclamaciones contra la CDEEE	En marzo 2020, la CDEEE y el Consorcio llegaron a un Acuerdo Final para poner fin a las reclamaciones contra la CDEEE y garantizar la finalización del proyecto antes del 6 de mayo de 2020.
09-Mar-20	Cierre en la República Dominicana pro el COVID-19	Durante la semana del 9 de marzo 2020, el gobierno de la República Dominicana anunció planes de cierre del país debido a la pandemia mundial COVID-19.
11-Apr-20	Puesta en servicio de la caldera U2	Las reparaciones de los tubos se completaron el 11 de abril 2020, cuando la caldera volvió a operar con éxito.
12-Apr-20	Iniciar la prueba de confiabilidad	El 12 de abril, el Consorcio recibió la autorización de la CDEEE para iniciar la prueba de confiabilidad
24-Apr-20	La CDEEE ha concedido el Certificado de Aceptación Provisional (PAC)-U2 para la Unidad 2	El 24 de abril de 2020, la CDEEE adjudicó el PAC-U2 de la Unidad 2 al Consorcio tras un periodo de revisión de los requisitos previos para solicitar el PAC.

Figura 1-2 — Central Termoeléctrica Punta Catalina – Hitos del Proyecto



2. ENFOQUE Y METODOLOGÍA

2.1. METODOLOGÍA

Sobre la base de nuestra amplia experiencia en proyectos similares de esta magnitud y complejidad, S&L ha desarrollado una guía integral para realizar auditorías técnicas y evaluaciones de estado de alto nivel. En general, este tipo de proyectos constan de los pasos que se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 2-1 — Fases del proyecto para auditorías técnicas

#	Phase	Goals
1.	Planificación conceptual de Auditoría Técnica y Evaluaciones de Estado de Alto Nivel	Tener claro el propósito y el proceso de la evaluación desde un punto de vista general y el estado actual
2.	Planificación detallada y requisitos previos para realizar una auditoría técnica y una evaluación del estado de alto nivel	Asignaciones del equipo de proyecto Elaborar un plan de trabajo específico para la auditoría Preparar una lista de datos y documentos requeridos Preparar un listado de componentes críticos de las principales estructuras, sistemas que se evaluarán
3.	Preparación para las entrevistas y visitas del sitio	Revisión de las especificaciones del contrato EPC Revisión de informes de inspección y pruebas Revisión de registros de mantenimiento Datos y análisis de disparos forzados (EFOR) Resumen de los principales problemas operacionales y tendencias Estrategias y preguntas durante entrevistas con personal Asignaciones y formularios de visitas al sitio
4.	Visitas y entrevistas con personal clave al sitio del proyecto	Formularios de entrevista completados Formularios de observaciones completados
5.	Evaluación de datos	Formularios de evaluación completados, lista preliminar de resultados
6.	Informe de auditoría técnica y evaluación	Informe final con resultados y análisis

2.1.1. Information Collection and Documentation Review

S&L revisó la información técnica sobre la Central Punta Catalina, incluidas (entre otras) las especificaciones del EPC para la elaboración del diseño, para la construcción, planos de diseño conforme a obra, datos de rendimiento, datos de operación, mantenimiento y las fallas de equipos.

Como parte estándar de nuestro enfoque de revisión al realizar auditorías técnicas independientes y revisiones de ingeniería, S&L se esfuerza en garantizar que nuestros comentarios se basen en hechos. Pero si identificamos un problema relevante que nos preocupa, damos una opinión técnica independiente que incluyen recomendaciones de cómo abordar el tema. Sin embargo, el enfoque principal estará en la

determinación de las no-conformidades identificadas y documentadas durante la construcción, y cualquier deficiencia en el desempeño de la planta.

Nuestra revisión se ha enfocado en sistemas específicos de la unidad o compartidos por ambas unidades en la planta, los cuales se consideran críticos para su operación y/o la confiabilidad. Específicamente:

- Un sistema o componente que, al perder su función, pueda provocar un disparo forzado o reducir la capacidad de la unidad.
- Un sistema o componente necesario para un arranque de la unidad.
- Un sistema o componente que cumple una función de emergencia o seguridad como, por ejemplo, protección contra incendios.
- Un sistema o componente necesario para cumplir con los requisitos regulatorios.
- Un sistema o componente que, al perder su función, tendrá un alto impacto económico.

La lista a continuación identifica y categoriza componentes genéricos críticos que las unidades de generación utilizando carbón como combustible principal deben considerar:

- Caldera
- Turbina
- Generador
- Sistema de agua de refrigeración
- Tratamiento de agua
- Sistema de agua de alimentación y condensado
- Distribución eléctrica
- Instrumentación y controles
- Entrega y manejo de combustible
- Manejo de cenizas
- Sistema de control de emisiones y calidad del aire (AQCS)
- Descarga y almacenamiento de desechos
- Edificios y estructuras
- Sistemas de protección de equipos y personal (es decir, protección contra incendios)

Parte de esta auditoria además de la revisión de documentación e información, será interactuar directamente con los ingenieros, operadores y personal de mantenimiento de la CTPC para tener una clara perspectiva de cómo están funcionando los equipos críticos de la planta, y recibir de ellos retroalimentación y escuchar sus preocupaciones relacionados a temas importantes de mantenimiento y cualquier otro


problema que haya impedido que la planta alcance las expectativas operacionales de rendimiento y confiabilidad.

2.2. DOCUMENTOS REVISADOS


Sargent & Lundy recibió una gran cantidad de documentación del proyecto CDEEE que define las características técnicas de la planta Punta Catalina. Se revisó la versión final firmada del contrato EPC (Contrato de EPC No. 101/14) que incluyen las especificaciones técnicas de Stanley Consultants, la propuesta del Consorcio EPC con las tablas de datos técnicos actualizados, y aclaraciones aprobadas incluyendo datos técnicos de los principales proveedores de equipos (caldera, turbina de vapor y generador, sistema AQCS). También se revisaron otras fuentes de información como informes de inspecciones de control de calidad (QA/QC siglas en inglés) del Consorcio, e informes del Propietario y del Ingeniero del Propietario desarrollados durante la construcción.

S&L también accedió a copias impresas de los "libros de datos" de construcción (documentos de entrega de TOP y TOC) donde se proporciona la documentación final de QA/QC por cada sistema. Se observó que estos libros de datos contienen los registros de calidad de los sistemas construidos que tiene como objetivo certificar que los componentes o sistemas se instalaron según los planos de diseño y que estaban listos para la puesta en servicio. En la planta Punta Catalina, hay muchos cientos de volúmenes de libros de datos para cada una de las unidades las cuales documentan la finalización de la construcción. Cada volumen contiene cientos o miles de páginas de registros de control de calidad QA/QC para cada sistema. Dado que esta información está disponible solo en formato impreso, la revisión de S&L, realizada en el sitio, se limitó solo a los sistemas seleccionados. Podemos confirmar que los libros de datos de construcción que revisamos estaban completos y debidamente documentados y que los sistemas instalados en campo se probaron según la inspección y el plan de prueba; cada uno contenía listas de verificación de inspección firmadas, resultados de exámenes no destructivos (NDE siglas en inglés), documentación de tratamiento térmico previo y posterior a la soldadura, documentación de pruebas hidrostáticas y verificaciones del asesor técnico de los proveedores de equipos (OEM siglas en inglés) cuando correspondía. También se incluyeron copias impresas de los planos como construido (As-Built) con los libros de datos. Páginas de uno de esos libros de datos se proporcionan como ilustración en la Figura 2-1. También observamos que los libros de datos generalmente contienen la información final de QA/QC y no describen un registro histórico de construcción del sistema desde que se instaló hasta que finalmente fue aprobado para la facturación. Tampoco documentan ninguna disposición o adición a las Listas de Pendientes (Punch List). Cualquier discrepancia o no conformidad identificado durante la construcción o repetición de trabajos requerida generalmente no se incluyen en los libros de datos.

Figura 2-1 — Muestra de páginas de uno de los “libros de datos” de construcción



2x360 MW Coal- Planta a Carbón
 Punta Catalina, Bani
 República Dominicana




CDEEE - Corporación Dominicana
 de Empresas Eléctricas Estatales

DOCUMENTACIÓN DE PRESTADOR
 DE SERVICIOS
DATA-BOOK

DISCIPLINA: 3. Tuberías y Ductos
 UNIDAD: 3.1 Boiler 2
 3.1.44 B0311247 and B0311248 PP
 Platen Superheater


CONTRATO: 101/14



Ingiería & Construcción Internacional

NOMBRE DE LA EMPRESA:
 OECI

N/A	
SERVICIO DE MONTAJE INDUSTRIAL DE CALDERA	
Volumen	1 de 1
Fecha	12/11/2018

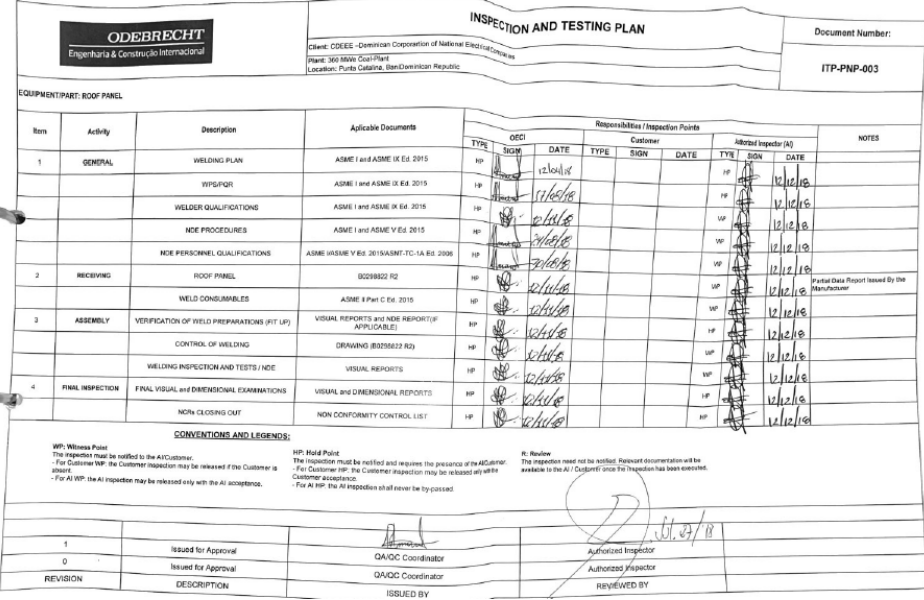


Radiography Report

Document ID: RT-PPC-C2-0286
 Date: 1/16
 Issue: 01 de septiembre de 2018

ITEM	DESCRIPTION	STATUS	REMARKS
1	CE-0011247-PP-21-048 44.48 WELDING NDE	4.87 2 1.08 2 4.87 3 1.08 2 4.87 3 1.07 2	DEFECTOS DE LIMPIEZA DEFECTOS DE LIMPIEZA DEFECTOS DE LIMPIEZA
2	CE-0011247-PP-21-050 44.48 WELDING NDE	4.87 3 1.08 2 4.87 3 1.08 2 4.87 3 1.08 2	DEFECTOS DE LIMPIEZA DEFECTOS DE LIMPIEZA DEFECTOS DE LIMPIEZA
3	CE-0011247-PP-21-049 44.48 WELDING NDE	4.87 3 1.08 2 4.87 3 1.08 2 4.87 3 1.07 2	DEFECTOS DE LIMPIEZA DEFECTOS DE LIMPIEZA DEFECTOS DE LIMPIEZA
4	CE-0011247-PP-21-141 44.48 WELDING NDE	4.87 3 1.08 2 4.87 3 1.07 2 4.87 3 1.07 2	DEFECTOS DE LIMPIEZA DEFECTOS DE LIMPIEZA DEFECTOS DE LIMPIEZA

Signature: Nery Gonzalez
 RT Nivel 1
 INGENIERIA



INSPECTION AND TESTING PLAN

Document Number: ITP-PMP-003

Item	Activity	Description	Applicable Documents	Responsibilities / Inspection Points						NOTES
				Customer		Customer		Author Inspector (AI)		
				TYPE	DATE	TYPE	DATE	TYPE	DATE	
1	GENERAL	WELDING PLAN	ASME I and ASME IX Ed. 2015	HP	12/12/18			IP	12/12/18	
		WPS/PQR	ASME I and ASME IX Ed. 2015	IP	12/12/18			IP	12/12/18	
		WELDER QUALIFICATIONS	ASME I and ASME IX Ed. 2015	IP	12/12/18			IP	12/12/18	
		NDE PROCEDURES	ASME I and ASME IX Ed. 2015	IP	12/12/18			IP	12/12/18	
2	RECEIVING	ROOF PANEL	ASME W886 Y Ed. 2015/ASME TC-1A Ed. 2008	IP	12/12/18			IP	12/12/18	
		WELD CONSUMABLES	ASME Part C Ed. 2015	IP	12/12/18			IP	12/12/18	
3	ASSEMBLY	VERIFICATION OF WELD PREPARATIONS (PIT LIP)	VISUAL REPORTS AND NDE REPORT (IF APPLICABLE)	IP	12/12/18			IP	12/12/18	
		CONTROL OF WELDING	DRAWING (B020622 R2)	IP	12/12/18			IP	12/12/18	
		WELDING INSPECTION AND TESTS / NDE	VISUAL REPORTS	IP	12/12/18			IP	12/12/18	
4	FINAL INSPECTION	FINAL VISUAL AND DIMENSIONAL EXAMINATIONS	VISUAL AND DIMENSIONAL REPORTS	IP	12/12/18			IP	12/12/18	
		NON CLOSING OUT	NON CONFORMITY CONTROL LIST	IP	12/12/18			IP	12/12/18	

CONVENTIONS AND LEGENDS:

WIP: Witness Point
 The Inspector must be notified to the AI/Customer.
 For Customer WIP, the Customer inspection may be released if the Customer is absent.
 For AI WIP, the AI inspection may be released only with the AI acceptance.

HP: Hold Point
 The Inspector must be notified and requires the presence of the AI/Customer.
 For Customer HP, the Customer inspection may be released at any time.
 For AI HP, the AI inspection shall never be by contact.

R: Review
 The Inspector need not be notified. Request documentation will be available to the AI / Customer once the inspection has been executed.

Signature: [Signature]
 Date: 12/12/18

1	Issued for Approval	QA/QC Coordinator	Authorized Inspector
0	Issued for Approval	QA/QC Coordinator	Authorized Inspector
REVISION	DESCRIPTION	ISSUED BY	REVIEWED BY

Si bien el registro final de cumplimiento de calidad dentro de un plan de prueba es de suma importancia, es posible que no siempre contenga información de cómo se almacenó y protegió el material en el sitio, o si se produjeron daños durante la instalación que pueden no haber sido identificados por la inspección, o si fue necesario repetir el trabajo para cumplir con la calidad final. Para obtener este tipo de información, S&L descubrió que era importante revisar los informes de monitoreo durante la construcción por el

ingeniero del propietario y la CDEEE, así como las notificaciones del Consorcio. Este tipo de documentos ayudan a corroborar el desempeño del Consorcio en la instalación de los sistemas críticos de la Central Eléctrica Punta Catalina. Un resumen de los documentos revisados para este aspecto de la auditoría se resume en la Tabla 2-2. Parte de esta información estuvo disponible para S&L solo en forma impresa.

Tabla 2-2 — Documentos Revisados en la Auditoría para el Entregable No. 2

Documentos revisados	Forma	Originador del documento	Descripción del documento
Especificaciones Técnicas del Contrato EPC –	Archivo Digital	CDEEE / Stanley Consultants	Especificaciones técnicas de diseño, suministro y construcción de la central de Punta Catalina
Informes semanales de seguimiento de la construcción	Archivo Digital	Stanley Consultants	Informes semanales durante todo el período de construcción como minutas de reuniones y observaciones sobre el avance de la construcción
Informes mensuales de seguimiento de la construcción	Archivo Digital	Stanley Consultants	Informes mensuales de avance de obra y temas técnicos y comerciales
Respuestas de RFI del propietario	Archivo Digital	CDEEE / Stanley Consultants	Respuestas a Solicitudes de Información (RFI siglas en inglés) del Consorcio
Cartas de Opiniones Técnicas	Archivo Digital	Stanley Consultants	Cartas del Ingeniero del Propietario al Propietario y/o al Consorcio sobre temas relacionados con el avance y la ejecución de la construcción
Pruebas Funcionales – Certificaciones de Aceptación	Archivo Digital	CDEEE / Stanley Consultants	Certificados de aceptación firmados que reconocen la funcionalidad de los sistemas y subsistemas (certificados de toma de control)
Lista de Pendientes	Archivo Digital	CDEEE / Stanley Consultants	Listas de elementos de trabajo de finalización de la construcción que no afectan directamente la operación o el rendimiento que necesitan ser completados por el Consorcio
Libros de datos: documentos de facturación de la construcción hasta el precomisionamiento	Copia impresa	Consorcio – CNO	Transferencia interna de QA/QC del consorcio desde la construcción hasta el precomisionamiento (TOP)
Libros de datos - Documentos de trabajos desde el principio hasta el final de la puesta en servicio	Copia impresa	Consorcio – CNO y TCM	Transferencia interna de control de calidad/control del consorcio desde la etapa previa hasta el final de la puesta en servicio
Libros de datos - Manual de control de calidad de soldadura en campo de la caldera	Copia impresa	Consorcio – CNO	Manual de control de calidad para el montaje en campo de calderas y tuberías externas de calderas

Documentos revisados	Forma	Originador del documento	Descripción del documento
Libros de datos - Manual de calificación de soldadores	Copia impresa	Consortio – CNO	Registros de calificación de cada soldador utilizado para la construcción de Punta Catalina
Libros de datos Resumen de rendimiento del soldador	Copia impresa	Consortio – CNO	Lista acumulativa de estadísticas de rendimiento de cada soldador
Libros de Datos - Solicitudes de Información - General	Copia impresa	Consortium – CNO a TCM, Proveedores	Listados de Solicitudes de Información de constructores (CNO) a ingenieros (TCM) o proveedores de equipos
Expediente de Inspección y Certificación de Campo “Notas de Alarma” (serie de planos 3814-LZ-)	Archivo Digital	Consortium – TCM (Notificación), CNO (Respuestas/Disposiciones)	Documentación interna del consorcio de no-conformidades de campo y otros problemas relacionados con la construcción que necesitan resolución
Avisos y notas técnicas del sitio (serie de planos 3814-YZ-RT)	Archivo Digital	Consortium – TCM (Notificación), CNO (Respuestas/Disposiciones)	Informes de ingeniería del consorcio sobre temas de construcción y requisición de materiales.
Procedimientos de puesta en servicio y puesta en servicio (serie de planos 3814-DZ)	Archivo Digital	Consortio – TCM/CNO	Pre-comisionamiento, plan y procedimientos de comisionamiento

Note: CNO – Constructora Norberto Odebrecht, Consortium líder de construcción
 TCM – Techimont, Consortium Líder de ingeniería

2.3. [EDA1] PROCEDIMIENTO DE ENTREGA DEL CONSORCIO

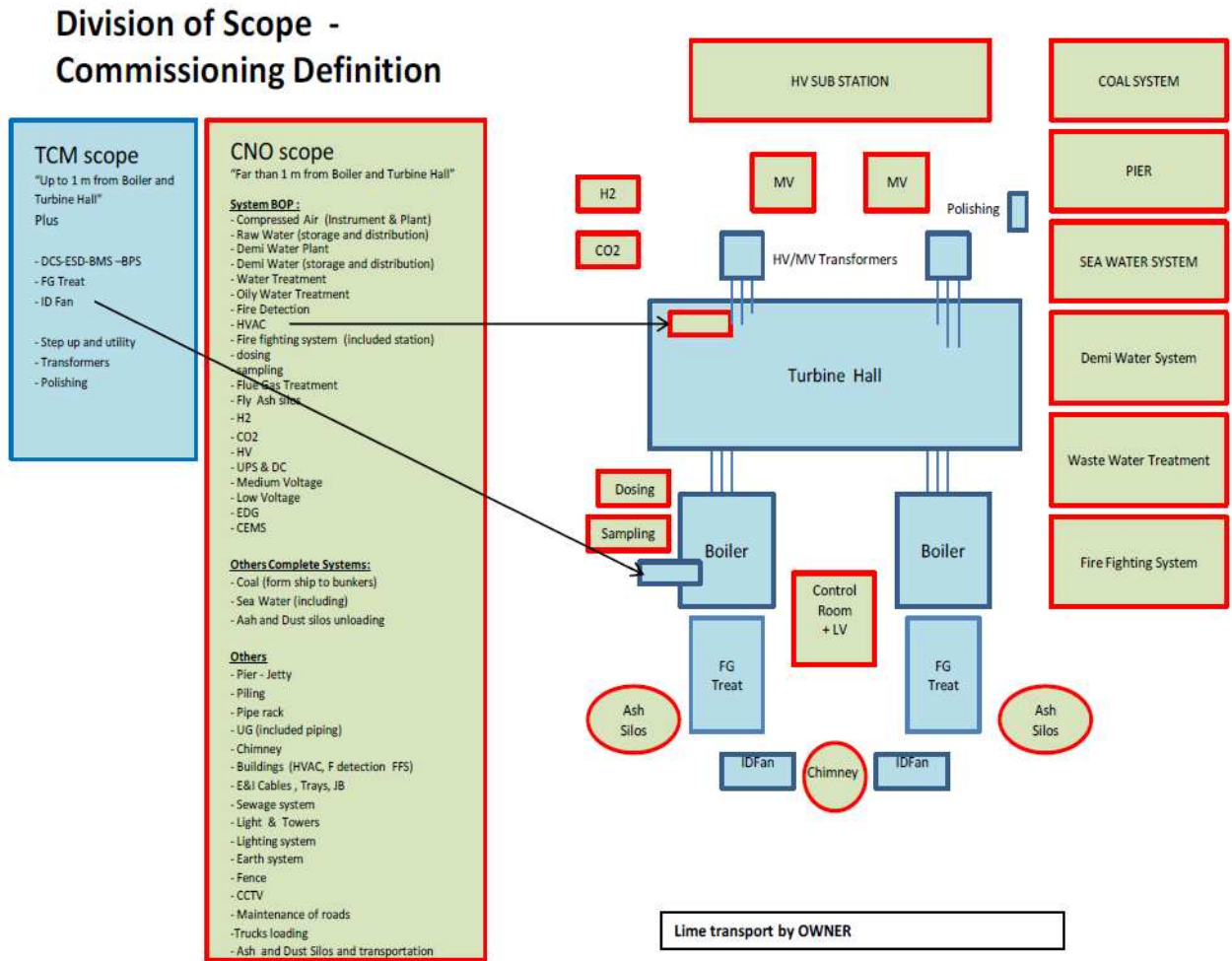
Una clave para evaluar si las actividades de construcción se realizan de acuerdo con los requisitos del contrato y las buenas prácticas de la industria es comprender el proceso de entrega, que es principalmente interno al Consorcio e involucra los siguientes pasos generales:

- Entrega de materiales y equipos de los proveedores al grupo constructor del Consorcio. La recepción y el manejo de materiales y equipos deben controlarse estrictamente y, en el caso de los equipos de generación de energía, deben almacenarse adecuadamente según los requisitos detallados de los proveedores.
- Entrega de una estructura o sistema de planta del grupo de construcción del Consorcio a su grupo de pre-comisionado. Esto generalmente se hace cuando el personal de control de calidad (QC) del Consorcio ha confirmado que la construcción está completa de acuerdo con los planos emitidos para la construcción del proyecto y el plan de inspección y pruebas de campo.
- Entrega del grupo de precomisionado al grupo de comisionado del Consorcio. Esto se hace cuando se realizan las verificaciones iniciales del sistema y conformidad con la documentación del proyecto y/o los códigos y estándares aplicables. Esto incluye pruebas de fugas hidrostáticas,

lavados con aceite lubricante, venteo de vapor, energización del motor y arranques en seco, pruebas del circuito de control, etc.

- Entrega del grupo de puesta en servicio al Propietario. Esto se hace una vez que el sistema haya superado todos los requisitos del procedimiento de puesta en servicio y se haya documentado debidamente. El procedimiento de puesta en servicio está diseñado para confirmar que el sistema está listo para funcionar de forma segura en las condiciones de funcionamiento del diseño. Este paso básicamente completa el proceso de construcción con la excepción de los elementos de la lista de pendientes (Punch List) que se generan en todos los pasos del proceso de construcción.
- Para la central Punta Catalina, todas las actividades de montaje y pre-comisionamiento estuvieron a cargo de la Constructora Norberto Odebrecht (CNO), por lo tanto, todo el traspaso desde la construcción hasta el pre-comisionamiento ocurrió internamente en CNO. Las actividades de puesta en servicio se dividieron entre CNO y Tecnimont (TCM), donde los sistemas de potencia en modo "isla" eran responsabilidad de TCM y los sistemas de balance de planta (BOP siglas en inglés) eran responsabilidad de CNO. Figura 2-2 muestra la división del alcance durante la puesta en servicio.

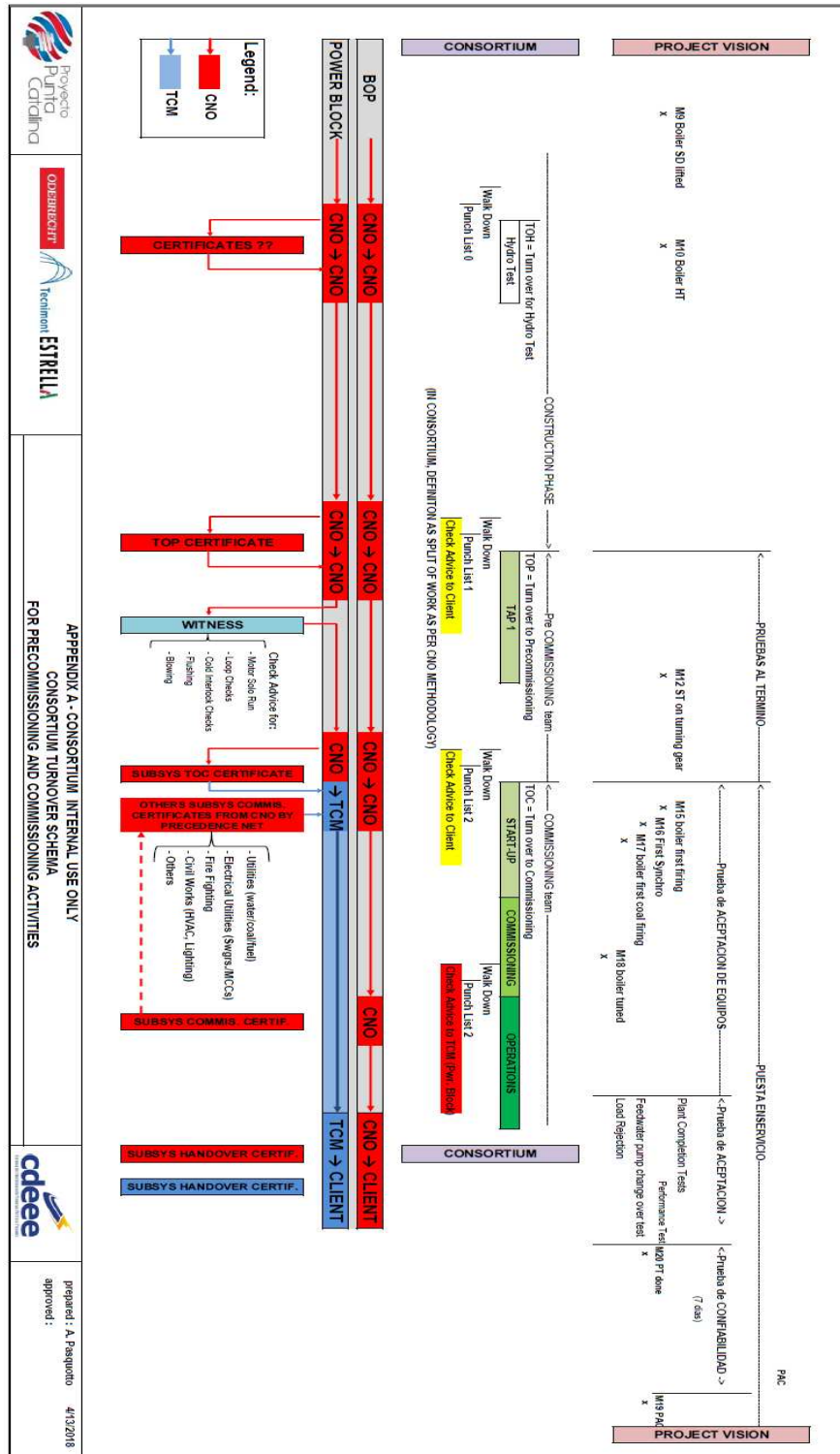
Figura 2-2 — Alcance de Comisionamiento de Punta Catalina



Fuente: Documento del Consorcio No. 3814-DZ-RT-000023

La Figura 2-3 proporciona un esquema del procedimiento de traspaso utilizado para la construcción de Punta Catalina donde se presentan las tres fases de la construcción. La fase de construcción de una estructura o un sistema concluida con el traspaso al pre-comisionamiento (TOP siglas en inglés). El equipo QA/QC del consorcio gestiona este traspaso. El TOP documenta cada componente de cada subsistema que permite la transferencia interna desde la construcción hasta el pre-comisionamiento por el CNO. TOP es el certificado de entrega que recopila todas las carpetas de disciplina que contienen la documentación aplicable de QA/QC.

Figure 2-3 — Schematic of Consortium Handover Procedure



Source: Consortium Document 3814-DZ-RT-000023

El traspaso del pre-comisionamiento a la puesta en servicio se documenta en un certificado de entrega de TOC el cual es requerido para la finalización mecánica de cada sistema o subsistema, una vez que se completan las siguientes tareas:

- Todas las actividades de construcción previas a la puesta en servicio se completan de acuerdo con todos los requisitos contractuales y los sistemas o subsistemas se han revisado, marcado y categorizado.
- Todos los elementos de la categoría A en la Lista de Pendientes se han completado
- Todas las pruebas de control de calidad y las hojas de verificación relacionadas con la finalización mecánica se han completado y están debidamente documentadas.

La entrega del Consorcio a la CDEEE constituye la aceptación de dicho sistema debidamente puesto en servicio y listo para operar. Estos se encuentran documentados en una serie de certificados debidamente firmados por el Consorcio y la CDEEE. Un ejemplo de certificación de Aceptación se muestra en la Figura 2-4. Un requisito previo del Certificado de Aceptación Provisional (PAC) de cada unidad es que se obtengan todos los certificados de los sistemas y subsistemas.

Figura 2-4 — Ejemplo de Certificado de Aceptación de la CDEEE

	U2 - ACCEPTANCE CONDENSATE TRANSFER PUMPS CHANGE OVER TEST	Document Identification Code	
		Sheet	1/1
	Client: CDEEE - Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales Plant: 2x160 MW Coal-Fired Power Plant Location: Punta Catalina, San José, República Dominicana		

REFERENCE PROCEDURE: 3814-DZ-SC-004517 IS02 DCO CHANGEOVER TEST – COMMISSIONING PROCEDURE.

Completion note:

Scope of the test is to verify the smooth change over between the pumps.
 The unit 2 was operating at full load with the condensate transfer pump 20LCP10A001.
 The operator will command from faceplate the changeover from one running to stand-by pump.
 DCO will start-up stand by pump and shutdown the running pump.
 Refer to the trend attached.

Acceptance criteria:

The changeover is succeeded if after the transient period the unit continues to operate at the same previous conditions.

Consortium and CDEEE confirm that the test has been successfully completed on date 15/01/2020

Consortium Commissioning Manager:

Wilson Ferrucci

CDEEE Commissioning Manager:

Carlos Manuel Alvarez Brea

Attachment: Trend for changeover test of condensate transfer pumps

NOTA: DESPUES DEL CHANGEOVER ENTRE LA BOMBA 20LCP10A001 Y LA BOMBA 20LCP20A001 FUE HECHO EL CHANGE OVER ENTRE LA BOMBA 20LCP20A001 Y LA BOMBA 20LCP10A001

This document is CDEEE's property, and cannot be used by others for any purpose, without prior written consent

3. PROBLEMAS DE CALIDAD: SISTEMAS CRÍTICOS

Esta sección resume las revisiones de temas específicos de control de calidad (QA/QC) relacionados con las turbinas de vapor y sus equipos auxiliares, las calderas y sus sistemas auxiliares, sistemas de aire y gases de combustión como AQCS, calentadores de aire, y ventiladores grandes.

Se seleccionaron y revisaron informes de construcción del consorcio y observaciones en informes del ingeniero del propietario. Estos informes suelen ser críticos de los medios y métodos de construcción, y el cumplimiento del cronograma. Por lo general su propósito es informar al propietario y al consorcio las condiciones y prácticas que se deben cambiar para mejorar la calidad durante la construcción, adelantar el cronograma de ejecución, o ambos. Dichos informes pueden proporcionar una evaluación de qué tan bien o mal se desempeñó el Consorcio en áreas clave que podrían afectar la vida útil de la planta y la confiabilidad del desempeño.

3.1. OBSERVACIONES DEL CDEEE Y DEL INGENIERO DEL PROPIETARIO

Durante la construcción de la central Punta Catalina, el ingeniero del propietario (OE siglas en inglés), Stanley Consultants, identificó problemas de construcción que podrían afectar la calidad, el costo y el cronograma. Las observaciones de la OE fueron documentadas en una serie de informes semanales, mensuales y sobre temas que requerían atención inmediata por parte del Consorcio y la CDEEE. El OE también asesoró sobre el logro de los hitos de pago de construcción del Consorcio y ayudó a administrar la lista de pendientes (Punch List). A partir de 2018, los informes mensuales del OE iniciaron un "Registro de reprocesamiento" para rastrear las prácticas de construcción del Consorcio que resultaron en importantes demoras en la construcción y repetición de trabajos. Nuestra revisión de algunos de estos elementos reveló que la mayoría de los elementos identificados por la CDEEE / OE que afectan el cronograma o la calidad en general fueron causados por las acciones del Consorcio y no por fallas en los equipos o deficiencias en el diseño. Estas acciones se pueden resumir a grandes rasgos en las siguientes categorías:

- Mala calidad en soldadura especialmente de piezas de presión de la calderas y tuberías de material P91 (P91 es un metal de aleación de cromo molibdeno que contiene una excelente resistencia y resistencia a la temperatura.).
- Mal manejo y control de equipos y la falta de adherencia y atención al cuidado y preservación durante el almacenamiento prolongado en el sitio de la obra de equipos sensibles a un ambiente marino expuestos a la humedad y salitre que pudo haber ocasionado corrosión.
- Mala limpieza del interior de las tuberías y falta de protección para evitar la entrada de suciedad y basura.

- Malas prácticas de instalación que no cumplieron con los requisitos de los fabricantes de equipos originales y con las buenas prácticas de la industria.

Además de los retrasos en el cronograma, también evaluamos el impacto potencial en el rendimiento y la confiabilidad de la planta y descubrimos que, en su mayoría, estos problemas podrían con el tiempo, tener un efecto perjudicial en su funcionamiento. Si bien la disposición final de la mayoría de los elementos identificados por el Propietario se abordó antes del PAC, otros fueron cuestionados por el Consorcio, y aparentemente no se logró su resolución final. Esta evaluación se resume en la Tabla 3-1, a continuación.

Tabla 3-1 — “Registro de Reelaboración” por el Consorcio [EDA2]

Sistema	Problema identificado por el propietario durante la construcción y/o puesta en servicio	Causa	Retrasos de programación resultantes	¿Puede esta condición afectar la confiabilidad de la planta?
Daños en la bomba de agua de alimentación de la caldera de la unidad 2	La válvula de retención de salida de la bomba falló en la posición abierta. Mientras llenaba la caldera, la bomba fue impulsada por el agua en sentido reverso sin aceite lubricante en el cojinete lo cual lo dañó severamente. Debido a que el sistema de tuberías está sucio y obstruye los filtros de entrada, esto probablemente retrasará la puesta en servicio de la Unidad 2.	Limpieza inadecuada de tuberías; gran cantidad de escombros en la tubería	Significativo	Sí, especialmente en los primeros años de operaciones. Los desechos en las tuberías pueden continuar dañando las válvulas y los equipos.
Evento de corrosión del filtro de tela	Durante la puesta en servicio, el Consorcio hizo funcionar el AQCS con agua pero sin cal durante un período de 200 horas, lo que provocó que los gases de combustión ingresaran a los filtros de tela con una alta concentración de SO ₂ / SO ₃ y elevaran el punto de rocío del ácido sulfúrico. Esto resultó en jaulas muy corroídas y que por consecuencia están fallando. El Consorcio proporcionó un informe preliminar que culpa al alto contenido de cloro en el carbón; sin embargo, según la evaluación preliminar de S&L, el punto de rocío del HCl sería demasiado bajo para crear el daño observado.	Operación incorrecta del AQCS durante la puesta en servicio	Moderado	Sí. Las jaulas y estructuras dañadas en el filtro de tela de la Unidad 1 deben ser reemplazadas

Sistema	Problema identificado por el propietario durante la construcción y/o puesta en servicio	Causa	Retrasos de programación resultantes	¿Puede esta condición afectar la confiabilidad de la planta?
Unidad 1 Bombas de extracción de condensados	Las bombas vibran excesivamente. Se instalaron refuerzos externos en las bombas para amortiguar la vibración, sin embargo, las bombas aún vibran durante cargas bajas.	Desconocido, pero puede deberse al retrabajo necesario para los cimientos de la bomba	Minimo	Sí, especialmente con cargas bajas. Las vibraciones más altas afectarán el rendimiento de la bomba durante toda su vida útil.
Juntas no hidro probadas "juntas doradas"	El término "junta de oro" es un término de la industria para una soldadura de cierre final en un sistema previamente sometido a prueba hidrostática que no se puede incluir en la prueba hidrostática debido al requisito de separar el equipo adjunto del fluido y la presión de la prueba hidrostática. Estas juntas requieren pruebas especiales para la aprobación del propietario. CDEEE cree que el número de tales juntas en el proyecto fue innecesariamente excesivo.	Mala planificación de la instalación y prueba de tuberías	Minimo	Sí, si no se prueban estas uniones, podrían ocurrir fugas que podrían requerir el cierre. Este riesgo se ve elevado por el bajo rendimiento de la calidad de soldadura del Consorcio
Unidad 1 Sellos de aceite del generador	Los sellos se dañaron severamente debido a la sobrepresión durante la prueba del sistema de aceite lubricante. El generador fue desmantelado, se quitaron los sellos y se envió a GE para su reparación.	Prueba incorrecta del sistema de aceite lubricante	Moderado	No, suponiendo que las reparaciones se hayan realizado correctamente
Tolva de ceniza inferior de la unidad 1	La tolva inferior de cenizas se dañó durante el curado del refractario. Se dañó el refractario y la tolva de cenizas se derritió y se deformó.	Sobrecalentamiento durante el curado	Moderado	No, suponiendo que las reparaciones se hayan realizado correctamente
Unidad 1 Pulverizadores	Los motores de dos de los pulverizadores no se pudieron alinear, por lo que se están modificando los cimientos para acomodarlos. Además, el Asesor Técnico inspeccionó la instalación y no quedó satisfecho con la instalación.	La instalación no se realizó de acuerdo con los procedimientos del proveedor original de los equipos (OEM siglas en ingles)	Moderado	No, suponiendo que las reparaciones se hayan realizado correctamente

Sistema	Problema identificado por el propietario durante la construcción y/o puesta en servicio	Causa	Retrasos de programación resultantes	¿Puede esta condición afectar la confiabilidad de la planta?
Lavado de tuberías de aceite lubricante de la Unidad 1	La tubería se instaló de una manera que requirió meses de lavado. Grandes cantidades de escombros en las tuberías. La línea de retorno nunca alcanzó el nivel de limpieza que esperado. La tubería no cumplía con los requisitos de GE y del código ASME. La descarga típica debería haber tardado 6 semanas, pero Consorcio tardó 6 meses. Sistema plagado de fugas, principalmente en la conexión a la turbina/generador.	Limpieza inadecuada de tuberías; gran cantidad de basura en la tubería	Significativo	Potencial de daño a cojinetes críticos si se desprenden desechos adicionales durante la operación.
Lavado de tuberías de aceite lubricante de la unidad 2	El consorcio instaló la mayor parte de la línea de suministro para la Unidad 2; no mantuvieron la tubería de manera limpia; Problema similar al de la Unidad 1. Un boroscopio requerido para identificar la ubicación de los escombros.	Limpieza inadecuada de tuberías; gran cantidad de escombros en la tubería	Significativo	Potencial de daño a cojinetes críticos si se desprenden desechos adicionales durante la operación.
AQCS y aislamiento y revestimiento de conductos	Revestimiento en conductos redondos y en el absorbedor, el recipiente se instaló con revestimiento de panel plano en lugar de nervado. Este carecía de rigidez estructural.	Mala adherencia a los documentos de diseño.	Moderado	No
Soldadura de tuberías de agua de alimentación de calderas	Muchas soldaduras de las tuberías de agua de alimentación de calderas fueron rechazadas a un índice demasiado alto de aproximadamente el 59%. El Consorcio no siguió su propio procedimiento interno de soldadura con respecto al precalentamiento, PWHT, y prueba de inspección utilizando penetración con líquido	Poor welding performance and quality control	Significativo	Sí. A pesar de pasar las pruebas hidrostáticas, las juntas de soldadura más débiles pueden fallar con más frecuencia.
Calidad de la instalación eléctrica y secuencia de instalación	El Consorcio utilizó malas prácticas de instalación eléctrica, debido a la falta de material, electricistas capacitados y falta de supervisores calificados.	Capacitación deficiente y control de calidad inadecuado	Significativo	Potencial de aumento de la tasa de fallas, sin embargo, esto disminuye una vez que se ponen en marcha los sistemas

Sistema	Problema identificado por el propietario durante la construcción y/o puesta en servicio	Causa	Retrasos de programación resultantes	¿Puede esta condición afectar la confiabilidad de la planta?
Soportes de tubería temporales para calderas y el edificio de las turbinas	El uso de soportes de tuberías temporales para facilitar la construcción se excedió a lo que se consideraría una buena práctica.	Ejecución ineficiente del trabajo que causa retrasos	Moderado	No
Unidad 1 Rendimiento de soldadura de caldera	La soldadura de la caldera de la unidad 1 no fue controlada y no alcanzó los índices de falla de soldadura que se consideran aceptables o normales para este tipo de instalación.	Desempeño de soldadura y control de calidad deficientes	Significativo	Sí. A pesar de pasar las pruebas hidrostáticas, las juntas de soldadura más débiles pueden fallar con más frecuencia, especialmente cuando están sujetas a ciclos de carga.
Rendimiento de soldadura de caldera de la unidad 2	La soldadura de tubos de la unidad 2 experimentó altas tasas de fallas que excedieron las típicas para este tipo de instalación (más del 40%). Después de consultar con el experto en soldadura de Consorcio, las tasas de falla de soldadura para la Unidad 2 mejoraron por debajo del 10 %, sin embargo, la tasa de falla acumulada total fue de casi el 19 %.	Desempeño de soldadura y control de calidad deficientes	Significativo	Sí. A pesar de pasar las pruebas hidrostáticas, las juntas de soldadura más débiles pueden fallar con más frecuencia, especialmente cuando están sujetas a ciclos de carga.
Tubería P91	El consorcio no siguió los procedimientos de precalentamiento para la tubería P91 como lo exigen sus propios procedimientos. El Consorcio contrató a la firma especializada TWI para analizar el estado de la tubería y las soldaduras.	Desempeño de soldadura y control de calidad deficientes	Moderado	Sí. A pesar de pasar las pruebas hidrostáticas, la falta de un precalentamiento adecuado puede provocar el agrietamiento en frío de la unión soldada.
Cabezal del supercalentador de la unidad 2	El cabezal se instaló al revés e impide la conexión a la tubería de vapor.	Mala adherencia a los documentos de diseño.	Significativo	No, siempre que las reparaciones se hayan realizado de acuerdo con requisitos del OEM

Sistema	Problema identificado por el propietario durante la construcción y/o puesta en servicio	Causa	Retrasos de programación resultantes	¿Puede esta condición afectar la confiabilidad de la planta?
Hidratantes de preparación de cal	Los hidratadores se instalaron incorrectamente y fue necesario cambiarlos. La modificación requirió una cantidad significativa de ingeniería y construcción para completarse.	Mala adherencia a los documentos de diseño.	Significativo	No, suponiendo que las reparaciones se hayan realizado correctamente
Terminaciones de cable de alimentación de 480V	Los cables de alimentación de 480 V de no se podían terminar en el equipo sin modificaciones en el campo. Consorcio tuvo que solucionar cada instalación.	Mala coordinación con ingeniería.	Significativo	No, suponiendo que las reparaciones se hayan realizado correctamente

3.2. [EDA3] TURBINAS DE VAPOR Y GENERADORES: “NOTAS DE ALARMA” DEL GRUPO DE QA/QC DEL CONSORCIO

Esta sección resume una revisión de las "Notas de Alarma" de QA/QC del Consorcio con respecto a los problemas relacionados con el almacenamiento en el sitio y el montaje de la turbina de vapor, el generador y el equipo auxiliar de la turbina de vapor. Es importante señalar que estas “Notas de Alarma” son los intentos del Consorcio de notificar a su propio equipo de construcción sobre los problemas que afectan la calidad y la mano de obra de los equipos críticos. La ejecución de mala calidad no solo afecta el desempeño futuro y la confiabilidad del equipo pero también afecta los propios intereses del Consorcio, ya que repetir los trabajos por daño o montaje inadecuado genera costos adicionales y demoras.

La Tabla 3-2 resume algunos de los problemas con el almacenamiento y la conservación, que en algunos casos generaron trabajo adicional durante la puesta en servicio y demoras en la ejecución del proyecto. Los elementos resaltados en la Tabla 3-2 tienen el potencial de dañar el equipo y afectar la confiabilidad a largo plazo. Los almacenes temporales y las lonas que utilizó el Consorcio para proteger el equipo no los protegieron adecuadamente contra la humedad y el salitre de la costa marina en el sitio de la obra. Los componentes deberían haberse almacenado en interiores cubiertos con las medidas adecuadas de control de la calidad del aire y en estricta conformidad con los requisitos de los proveedores del equipo.

Los problemas enumerados en la Tabla 3-2 se obtuvieron de una serie de Expedientes de Inspección y Certificación de Campo, o “Avisos de Alarma” (serie de planos 3184-LZ). Estos problemas, identificados por el equipo de QA/QC del Consorcio, se pueden clasificar en dos categorías generales:



- Problemas de almacenamiento y conservación
- Ejecución incorrecta de los trabajos mecánicos

Por ejemplo, la tubería de aceite lubricante de la Unidad 1 se encontró llena de basura de construcción. La inspección hecha con un boroscopio condujo al desmantelamiento parcial del sistema para facilitar su limpieza. Este proceso tomó más de 6 meses, pero debería haberse completado en 10 semanas. Además, para el sistema de bombeo de aceite, la tubería se instaló con accesorios de compresión en lugar de conexiones soldadas, lo que resultó en numerosas fugas de aceite y costosas reparaciones. Esta falta de cumplimiento de los requisitos de los proveedores (OEM siglas en inglés) y de las buenas prácticas de la industria perjudicó los propios intereses del Consorcio, ya que el retrabajo afectó su desempeño en términos de costos y tiempo dentro del cronograma.

Además, el representante de campo de GE identificó como incumplimiento al contrato del EPC, los métodos utilizados de almacenaje y conservación de los equipos, y el incumplimiento a los procedimientos de instalación requeridos por el fabricante de la turbina de vapor y del generador. En algunos casos, no está claro si el Consorcio tomó todas las medidas recomendadas para proteger este equipo principal para eliminar el potencial de afectar la confiabilidad durante la vida útil del equipo.

Tabla 3-2 — [EDA4]Resumen de las Notas de Alarma del consorcio relacionadas con la turbina de vapor

Nota de alarma de turbina de vapor	Descripción	Remedio solicitado y Hacer un seguimiento	Categoría (Asunto)
3814-LZ-MM-000004 Marzo 2016	U1 y U2 sección frontal de alta presión (HP Frontal) (pedestal de cojinete delantero) fue almacenado al aire libre. Oxidación encontrada en todo el pedestal del cojinete, incluida la parte inferior: Crítico porque es una superficie mecanizada deslizante. – Esto es un incumplimiento importante de los requisitos de almacenamiento del OEM	<u>Acción solicitada</u> <ul style="list-style-type: none"> • Muévase bajo techo. • Remover la oxidación. • Implementar el programa de preservación de OEM. • Terminar en septiembre de 2016 <u>Acción implementada</u> <ul style="list-style-type: none"> • Cubierta de andamio erigida en abril de 2017 Se desconocen otras acciones tomadas	Almacenamiento y Preservación

Nota de alarma de turbina de vapor	Descripción	Remedio solicitado y Hacer un seguimiento	Categoría (Asunto)
Fotos de la parte frontal de alta presión (Nota de alarma 3814-LZ-MM-000004)			
 <p style="text-align: center;">Vista por debajo</p>		 <p style="text-align: center;">Pieza de abajo oxidada</p>	
<p>3814-LZ-MM-000006 Septiembre 2016</p>	<p>Lluvia torrencial sobre el estator de alta y media presión (HP / IP) de la U1 y U2 del generador causó óxido y corrosión visibles. Esto fue por incumplimiento grave a los requisitos de almacenamiento y protección de equipos del proveedor OEM</p>	<p><u>Acciones solicitadas</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Arreglar fuga en el techo del refugio • Eliminar el óxido • Implementar el programa de conservación de OEM • Terminar en septiembre de 2016 <p><u>Acciones implementadas</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Fugas reparadas • Se desconoce el estado de otras acciones 	<p>Almacenamiento y Preservación</p>
<p>3814-LZ-MM-000007 Septiembre 2016</p>	<p>Cubiertas de la U1 y 2 turbinas de vapor se deterioraron en el interior por causa de agua de lluvia. Esto fue otro incumplimiento grave a los requisitos de almacenamiento y protección de equipos del proveedor OEM</p>	<p><u>Acciones solicitadas</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Repare la fuga en el refugio • Eliminar el agua • Comprobar el estado del material en el interior • Programa de Preservación de Inicio • Cajas de restauración • Terminar en septiembre de 2016 <p><u>Acciones implementadas</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Lonas proporcionadas para cajas • Se desconoce el estado de otras acciones_ 	<p>Almacenamiento y Preservación</p>

Nota de alarma de turbina de vapor	Descripción	Remedio solicitado y Hacer un seguimiento	Categoría (Asunto)
3814-LZ-MM-000008 Septiembre 2016	Protector del generador de las unidades 1 y 2 se almaceno al aire libre y acumulo agua de lluvia en las cubiertas de plástico. Esta es incumplimiento a los requisitos de almacenamiento por el OEM.	<u>Acciones solicitadas</u> <ul style="list-style-type: none"> • Reparar fugas de agua • Remover el agua • Verificar el estado del material • Iniciar un Programa de Preservación de equipos • Terminar en septiembre de 2016 <u>Acciones implementadas</u> <ul style="list-style-type: none"> • Lonas proporcionadas para los embalajes en marzo de 2017 • Se desconoce el estado de otras acciones tomadas 	Almacenamiento y Preservación
3814-LZ-MM-000023 Noviembre 2016	Sistema de aceite lubricante e hidráulico de las unidades 1 y 2 sin cubierta adecuada contra la intemperie. Embalajes deteriorados. Esto es un incumplimiento grave a los requisitos de almacenamiento del proveedor de equipos (OEM siglas en ingles).	<u>Acciones solicitadas</u> <ul style="list-style-type: none"> Reparar fugas de agua • Remover el agua • Verificar el estado del material • Iniciar un Programa de Preservación de equipos • Terminar en septiembre de 2016 <u>Acciones implementadas</u> <ul style="list-style-type: none"> • Cajas cubiertas con andamios • Se desconoce el estado de otras acciones tomadas 	Almacenamiento y Preservación
3814-LZ-MM-000028 Abril 2017	Rotor de baja presión (LP) de la turbina de vapor de las unidades U1&2, sin cubierta adecuada contra la intemperie expuesta al aire libre se ha deteriorado. Esto es un incumplimiento grave a los requisitos de almacenamiento del proveedor de equipos (OEM siglas en ingles).	<u>Acciones solicitadas</u> <ul style="list-style-type: none"> • Reparar fugas <u>Acciones implementadas</u> <ul style="list-style-type: none"> • Reparar agujeros 	Almacenamiento y Preservación

Nota de alarma de turbina de vapor	Descripción	Remedio solicitado y Hacer un seguimiento	Categoría (Asunto)
3814-LZ-MM-000031 Enero 2017	Unidad 1 Pernos de anclaje soldados para fijarlos en posición. Esto es un incumplimiento de las buenas prácticas	<u>Acciones solicitadas</u> <ul style="list-style-type: none"> • Instale la plantilla para mantener la posición del perno durante el vaciado. • Realice una prueba de penetración de líquido para evaluar la integridad del perno. • Capacitación para evitar que vuelva a ocurrir <u>Acciones implementadas</u> <ul style="list-style-type: none"> • Soldaduras eliminadas en enero de 2017 • Nota: No hay evidencia de que QC lo haya aceptado. 	Ejecución incorrecta del trabajo mecánico.
3814-LZ-MM-000032 Enero 2017	Pernos de anclaje de la Unidad 1. Se removieron las soldaduras por puntos y se encontraron pernos rayados	<u>Acciones solicitadas</u> <ul style="list-style-type: none"> • Capacitación a personal para evitar que vuelva a ocurrir <u>Acciones implementadas</u> <ul style="list-style-type: none"> • Soldaduras por puntos eliminadas en enero de 2017 • Nota: Capacitación realizada, pero no se menciona el reemplazo de pernos. 	Ejecución incorrecta del trabajo mecánico.
3814-LZ-MM-000036 Marzo 2017	La cubierta estructural de la turbina todavía se almacena sin un techo temporal adecuado. Mismo problema que 3814-LZ-MM-000007 de septiembre de 2016	<u>Acciones solicitadas</u> <ul style="list-style-type: none"> • Proporcionar refugio inmediatamente <u>Acciones implementadas</u> <ul style="list-style-type: none"> • Ver 3814-LZ-MM-000007 	Almacenamiento y Preservación
3814-LZ-MM-000049 Marzo 2017	El diafragma de la turbina Unidad 1 baja presión (LP) se dañó al llegar al sitio (marzo de 2016), pero no se descubrió durante un año. El asesor técnico de GE encontró daños más graves debido al mal almacenamiento y manejo inadecuado. "Esto demuestra falta de cuidado en el almacenamiento y manejo del material... no hay mejora en este tema".	<u>Acciones solicitadas</u> <ul style="list-style-type: none"> • Mejorar el almacenamiento y manejo de material crítico <u>Acciones implementadas</u> <ul style="list-style-type: none"> • Desconocido 	Almacenamiento y Preservación Recepción de materiales

Nota de alarma de turbina de vapor	Descripción	Remedio solicitado y Hacer un seguimiento	Categoría (Asunto)
3814-LZ-MM-000052 Abril 2017	La parte frontal de la turbina de vapor de alta presión de la Unidad 1 (HP Front Standard) casi se izó en la posición incorrecta de la eslinga de cadena; además, se usaron cáncamos incorrectos que dañaron las roscas internas. Cuasi accidente	<u>Acciones solicitadas</u> <ul style="list-style-type: none"> • Mejorar la capacitación para izados con grúas críticos <u>Acciones implementadas</u> <ul style="list-style-type: none"> • Desconocido 	Ejecución incorrecta del trabajo mecánico.
3814-LZ-MM-000065 Junio 2017	Materiales de GE fueron almacenados al aire libre expuestos a la intemperie y en incumplimiento de los requisitos del OEM	<u>Acciones solicitadas</u> <ul style="list-style-type: none"> • Mover los embalajes y cajas al interior, ábralas e iniciar cualquier actividad de conservación necesaria <u>Acciones implementadas</u> <ul style="list-style-type: none"> • Se cubrió con lona y eventualmente trasladado al almacén. 	Almacenamiento y Preservación
3814-LZ-MM-000071 Julio 2017	Los sistemas de aceite hidráulico y lubricante de la unidad 1 y 2 no se almacenaron o protegieron correctamente, después de solicitudes repetidas. Esto es un incumplimiento a los requisitos de almacenamiento del proveedor de equipos (OEM siglas en ingles).	<u>Acciones solicitadas</u> <ul style="list-style-type: none"> • Proporcione una cubierta y protección adecuados contra escombros y salpicaduras de soldadura. <u>Acciones implementadas</u> <ul style="list-style-type: none"> • Cubierto con lona en Mayo 2018. 	Almacenamiento y Preservación
3814-LZ-MM-000100	Generador de la Unidad 2 almacenado bajo techo temporalmente cubierto con lona. No anclado o atado para zona sísmica	<u>Acciones solicitadas</u> <ul style="list-style-type: none"> • Proporcionar techo y protección adecuados <u>Acciones implementadas</u> <ul style="list-style-type: none"> • Generador Unidad 2 suministrado con protección y amarre adecuados. 	Almacenamiento y Preservación
3814-LZ-MM-000144 Febrero 2018	Capó de la turbina de baja presión (LP) almacenado afuera. Se encontró Corrosión en el "anillo" del capó lo cual es un incumplimiento a los requisitos de almacenamiento del proveedor de equipos (OEM siglas en ingles).	<u>Acciones solicitadas</u> <ul style="list-style-type: none"> • Almacenar en el interior • Limpie la superficie con un cepillo y aplique aceite • Verifique su estado periódicamente <u>Acciones implementadas</u> <ul style="list-style-type: none"> • Preservación implementada 	Almacenamiento y Preservación

Nota de alarma de turbina de vapor	Descripción	Remedio solicitado y Hacer un seguimiento	Categoría (Asunto)
3814-LZ-MM-000145 Febrero 2018	Condensador de vapor de gland almacenado al aire libre sin protección. Esto es un incumplimiento a los requisitos de almacenamiento del proveedor de equipos (OEM siglas en inglés).	<u>Acciones solicitadas</u> <ul style="list-style-type: none"> • Almacenar en el interior • Inspeccionar el equipo • Seguir el plan de conservación <u>Acciones implementadas</u> <ul style="list-style-type: none"> • Se cubrió el equipo temporalmente. 	Almacenamiento y Preservación
3814-LZ-MM-000328 Julio 2018	Bombas del sistema de aceite hidráulico de GE fueron desmontadas pero sin protección contra la intemperie, polvo, u otra contaminación.	<u>Acciones solicitadas</u> <ul style="list-style-type: none"> • Comprobar que no haya residuos • Inspeccionar con boroscopio <u>Acciones implementadas</u> <ul style="list-style-type: none"> • No se sabe 	Almacenamiento y Preservación
3814-LZ-MM-000366 Agosto 2018	Tubos nervados de disipación de calor del interruptor del generador de las unidades 1 y 2 están dañados	<u>Acciones solicitadas</u> <ul style="list-style-type: none"> • Emitir informe de incidencias • Almacenar según los requisitos del OEM <u>Acciones implementadas</u> <ul style="list-style-type: none"> • No se sabe 	Almacenamiento, Conservación y Manipulación
3814-LZ-MM-000444 Septiembre 2018	Cables y paneles de bomba de sellado de aceite de emergencia GE. Cables de alimentación y señal se encontraron bajo el agua. La humedad puede entrar en el panel. Falta piso. Falta el gel de sílice	<u>Acciones solicitadas</u> <ul style="list-style-type: none"> • Eliminar el agua • Volver a probar el cable • Sellar el panel • Agregar sílice • Terminar el piso <u>Acciones implementadas</u> <ul style="list-style-type: none"> • Todas las acciones solicitadas fueron implementadas para las Unidades 1 y 2 	Almacenamiento y Preservación
3814-LZ-MM-000465 Septiembre 2018	El panel de control de hidrógeno dual y excitación GE U2 no está bien protegido contra posibles daños. Solicitudes hecha en repetidas veces.	<u>Acciones solicitadas</u> <ul style="list-style-type: none"> • Proporcionar barricada • Cerrar el panel de control bajo llave o candado • Proporcionar capacitación <u>Acciones implementadas</u> <ul style="list-style-type: none"> • No se sabe 	Almacenamiento y Preservación
3814-LZ-MM-000480 Octubre 2018	La válvula neumática de control de globo del posicionador de control GE no funciona. El material no se está inspeccionando	<u>Acciones solicitadas</u> <ul style="list-style-type: none"> • Emitir informe de incidentes al OEM <u>Acciones implementadas</u> <ul style="list-style-type: none"> • Informe emitido 	Recepción de materiales

Nota de alarma de turbina de vapor	Descripción	Remedio solicitado y Hacer un seguimiento	Categoría (Asunto)
3814-LZ-MM-000483 Octubre 2018	Sistema de aceite lubricante e hidráulico U2 GE está mal almacenado y conservado. Suciedad y escombros cubre el motor, el panel y los controles	<u>Acciones solicitadas</u> • Limpie y conserve el equipo de acuerdo con los requisitos del OEM <u>Acciones implementadas</u> • Se limpio el equipo	Almacenamiento y Preservación
3814-LZ-MM-000495 Octubre 2018	El excitador del generador de la unidad 2 tuvo fugas de agua de la parte de arriba durante la puesta en servicio. Esto fue de gran preocupación ya que esto podría haber causado daños en el servidor.	<u>Acciones solicitadas</u> • Preservar el equipo de acuerdo con los requisitos del OEM <u>Acciones implementadas</u> • Fugas de agua reparadas	Almacenamiento y Preservación
3814-LZ-MM-000544 Enero 2019	El área de la turbina necesita limpieza. Extensa acumulación de suciedad, basura y agua. Falta de limpieza afecta el avance de la puesta en servicio	<u>Acciones solicitadas</u> • Limpie las áreas alrededor de la turbina. • Retire los andamios no utilizados <u>Acciones implementadas</u> • Todas las acciones solicitadas se implementaron	Almacenamiento y Preservación
3814-LZ-MM-000561 Abril 2019	La conexión de la tubería hidráulica del actuador CRV se mantuvo abierta y sin protección contra la entrada de suciedad y desechos.	<u>Acciones solicitadas</u> • Limpie las áreas de agua, suciedad y escombros, • Cubra correctamente todas las conexiones de tuberías abiertas <u>Acciones implementadas</u> • No se sabe	Ejecución incorrecta del trabajo mecánico.
3814-LZ-MM-000589 Agosto 2019	Gran preocupación por la falta de conservación en toda el área de la sala de turbinas.	<u>Acciones solicitadas</u> • Limpie la sala de las turbinas • Cubra correctamente todas las conexiones de tuberías abiertas <u>Acciones implementadas</u> • No se sabe	Almacenamiento y Preservación

Nota de alarma de turbina de vapor	Descripción	Remedio solicitado y Hacer un seguimiento	Categoría (Asunto)
Fotos de suciedad y escombros en la sala de turbinas (Nota de Alarma 3814-LZ-MM-000589)			
			
Escombros y agua	Cubiertas de turbinas con oxidación y suciedad	Motor de bomba con suciedad y escombros de construcción acumulados en la parte superior	
Otra mala condición y equipos dañados fue documentado en las 20 páginas de esta Nota de Alarma.			

Los siguientes son otros problemas de instalación y puesta en servicio de las turbinas de vapor unidades 1 y 2 según lo documentado por Stanley Consultants[EDA5][EDA6]¹:

- **Daños durante el izamiento de la turbina de baja presión (LP).** En mayo de 2017, el Consorcio comenzó a colocar en posición los componentes de la turbina de la Unidad 1. Durante este proceso, el equipo de montaje no siguió las recomendaciones de GE para el levantamiento, lo que provocó que la carcasa de la turbina inferior interna de LP se cayera y dañara la guía de vapor. Este daño fue reparado a satisfacción del fabricante de la turbina.
- **Daños durante el izamiento del rotor del generador.** En agosto de 2017, el generador de la Unidad 1 se dañó en el proceso de instalación del rotor dentro del estator. Durante el posicionamiento final, el rotor no se aseguró correctamente y se salió de su zapata y dañó la bobina del estator. El estator tuvo que ser rebobinado en el sitio de la obra, lo que no se completó hasta marzo de 2018. El estator de la Unidad 2 se cambió por el estator dañado de la Unidad 1.
- **Errores de construcción del pedestal de la turbina.** En 2016, las conexiones en el pedestal de la turbina para ambas turbinas de baja presión (LP) tuvieron que modificarse para aumentar hasta 50 mm en algunas áreas. Esto se hizo con trituradoras de hormigón para bajar el nivel de hormigón, permitiendo un espacio mínimo entre el cuello del condensador y la pared de cimentación. La causa probable de esto fue la inclinación del encofrado de madera durante la colocación del hormigón. Las formas de madera son poco comunes para esta aplicación y las formas de acero generalmente se usan para mantener tolerancias muy estrechas para las aberturas en el concreto.
- **Faltan barras de refuerzo en el pedestal de la turbina de la Unidad 2.** En mayo y junio de 2016, durante la instalación de las barras de refuerzo para el pedestal de la turbina de la Unidad 2, el Consorcio descubrió que algunas de estas barras de refuerzo claves no se mostraban en los

¹ Central Termoeléctrica Punta Catalina Informe Final, con fecha Junio 2020, por Stanley Consultants; e Informe Mensual a CDEEE

planos y la instalación de esta barra de refuerzo crítica solo aparecían en una nota en los planos. El pedestal de la Unidad 2 se completó con todas las barras de refuerzo instaladas antes del vaciado del concreto. Sin embargo, se confirmó que esta misma barra de refuerzo no estaba instalada en el pedestal de la Unidad 1 que había sido vertido con hormigón en diciembre de 2015. El Consorcio realizó una revisión de ingeniería para determinar las consecuencias y concluyó que sería necesario modificar la base.

- **Montaje de Tubería de Aceite Lubricante.** La tubería de aceite lubricante de la Unidad 1 se encontró llena de basura en su interior. Cuando comenzó la instalación de la tubería de aceite lubricante del generador de turbina de la Unidad 2, CDEEE y Stanley señalaron al Gerente de Control de Calidad del Consorcio que la tubería estaba llena de escombros y no estaba más limpia que la de la Unidad 1. A pesar de que el Consorcio prometió limpiar la tubería antes de soldarla, la tubería se instaló de la misma manera que la Unidad 1, lo que resultó en el mismo problema.

Esto ejemplifica que el Consorcio no usa o ignora a los asesores técnicos de los OEM. El lavado de aceite de la turbina no se realizó de acuerdo con las instrucciones de GE. Esto provocó grandes retrasos para corregir el problema de los residuos en el sistema de aceite después de que el consorcio realizara el lavado de aceite utilizando sus propios métodos. La falta de cumplimiento de los procedimientos del OEM fue articulada por el ingeniero del propietario (OE sus siglas en inglés) en el informe mensual de octubre de 2018 que describía las formas en que el Consorcio podría aumentar la productividad del comisionamiento "si prestan atención a los asesores técnicos en el sitio". Parece que el Consorcio ignoró una gran cantidad de requisitos técnicos para este equipo crítico.

- **Tornillos de acoplamiento dañados.** Los tornillos utilizados en el acoplamiento turbina-generador de la Unidad 1 se dañaron durante el manejo y el acoplamiento entre la turbina y el generador estaba desalineado.

3.3. CALDERA Y SISTEMAS AUXILIARES

3.3.1. [EDA7] Alcance

El alcance de esta revisión considera las actividades en el sitio que involucran las piezas de presión interna de la caldera, incluyendo las líneas de drenaje y ventilación externas, las tuberías desde el sobrecalentador de la caldera hasta las válvulas de cierre de la turbina de vapor, así como las líneas de recalentamiento en frío y en caliente. Además, examinamos los conductos de aire desde el ventilador hasta los conductos de gas de la caldera, desde la caldera hasta el equipo de control de emisiones, pulverizadores, conductos de aire primario, calentadores de aire y sopladores de hollín. No se incluye en esta discusión el sistema de cenizas de fondo ni los controles de combustión.

3.3.2. Diseño de Calderas

Como se señaló en el Entregable No. 1, la única deficiencia considerada en la revisión del diseño de la caldera fue la identificación de que el período de retención del tambor puede haberse acortado. Es posible que este cambio haya sido revisado y aceptado, pero no recibimos ninguna documentación que confirme

la aprobación del cambio por parte del fabricante de la caldera. Este cambio podría ser una causa del número excesivo de disparos de nivel del tambor. El diseño y el suministro estuvieron a cargo de B&W, uno de los fabricantes de calderas de mayor reputación y que cuenta con más de 100 años de experiencia en el diseño de calderas bajo códigos de calderas ASME. S&L notó que los componentes fabricados por los subcontratistas de B&W, así como por la planta de B&W en el extranjero, se realizaron bajo la supervisión del grupo de diseño de B&W con procedimientos definidos y requisitos de prueba. Las copias de los procedimientos de soldadura, así como los resultados de las pruebas de laboratorio y NDE no identificaron ningún defecto en la fabricación de los principales componentes de presión. No vimos ningún documento con respecto a la protección de tanques, tuberías y caños. Los informes de inspección en el sitio notaron no conformidades de los tubos expuestos y tanques a presión solo después de que los materiales se almacenaron en el sitio.

Uno de los problemas identificados en el diseño general de la planta por el EPC fue el número de sopladores de hollín instalados. En el informe C-IL-92917377~1_Sootblowers.pdf, el número de sopladores no fue aceptado por el OEM de la caldera, y se pidió al consorcio EPC que presentara los documentos de diseño para su revisión con el requisito de añadir sopladores de hollín si el OEM de la caldera lo consideraba necesario. En este informe o en otra documentación no se ha observado ninguna resolución del problema. Disponer de un diseño adecuado de sopladores de hollín con un número y una ubicación apropiados es fundamental para el control de la temperatura del vapor, la eficiencia de la caldera y el control de las emisiones.

3.3.3. [EDA8] Recepción y Almacenamiento de Material y Equipos de Caldera

No se encontraron documentos que indicaran si existían problemas, no-conformidades o efectos de corrosión identificados por el inspector de control de calidad en el momento en que se recibió el material, el equipo de la caldera y los auxiliares en el sitio. Solo podemos deducir que no se inspeccionaron los componentes según las especificaciones y requisitos de códigos de la industria, o que no hubo problemas con los componentes entregados. Se especificaron instrucciones de almacenamiento (a corto y largo plazo) para todos los componentes, y en numerosos informes se encontró el incumplimiento y no-conformidad a requisitos de control de calidad. Después de la entrega en el sitio, hubo problemas con los componentes expuestos a los elementos, no mantenidos o protegidos debidamente bajo control de materiales, y sujetos a daños por parte de los trabajadores de la construcción. Los Avisos de Alarma del consorcio identificaron problemas con los tubos de calderas, cabezales, tuberías de vapor, tuberías de combustible, amortiguadores, engranajes impulsores, motores, actuadores, equipos y tubería de lubricación. También se identificaron problemas con manómetros, líneas de instrumentos y otra instrumentación, pero estos se tratan en la sección de instrumentación por corrosión que afectaría su operatividad. Los informes de inspección iniciales indicaron que hubo un esfuerzo por parte del Consorcio

EPC para colocar lonas sobre los materiales y algunos intentos de remediación del óxido y limpiar la basura acumulada en el sitio de la obra. Los informes de inspección posteriores identificaron problemas sin respuesta del Consorcio EPC o una indicación de que el problema se abordaría antes de la puesta en servicio. El Consorcio EPC declaró en algunos casos que la limpieza se abordaría mediante el soplado de vapor y los lavados con aceite. Esto no es típico de contratistas durante la construcción quienes tienen un control estricto sobre el equipo y los materiales bajo su cuidado y custodia.

Por lo general en lo que se refiere al control de materiales en el sitio de la obra, el contratista es responsable de:

- La recepción adecuada y la conformidad del componente con las especificaciones, incluido el sellado para el transporte al extranjero y la confirmación de que se han cumplido todos los requisitos de importación. Las inspecciones deben identificar cualquier componente defectuoso o dañado e iniciar los reemplazos antes de que el personal de construcción los utilice.
- Sistemas de identificación, etiquetado y seguimiento para agilizar el desembolso para una construcción secuencial adecuada.
- Asegurar y almacenar adecuadamente los materiales para evitar el daño y deterioro por la exposición al ambiente marino, la pérdida de materiales y el correcto almacenamiento de acuerdo con los requisitos del OEM.
- Despacho o entrega controlada de materiales de acuerdo con los planes de construcción y el avance del trabajo para evitar que se tomen equipos o materiales en exceso o incorrectos del almacén y que luego se usen incorrectamente o se dañen en las áreas de trabajo por estar expuestos sin protección.

No parece haber habido un control de materiales adecuado en el plan de trabajo del Consorcio EPC. Los informes indican un almacenamiento desordenado e inadecuado. A continuación, se indican algunos ejemplos de los hallazgos en los informes de no-conformidad y las acciones identificadas por el control de calidad in situ.

- Informe 3814-LZ-MM-000402: Se observó que la tubería de cerámica estaba almacenada sin protección en el área de trabajo haciéndola susceptible a daños y acumulación de escombros (Ver Figura 3-2). El Consorcio indicó que la tubería se cubrió con lona y se reubicó en áreas de almacenamiento seguras sobre el suelo.

Figura 3-1 — Almacenamiento de tuberías con baldosas de cerámica



- Informe 3814-LZ-MM-000508: El engranaje clasificador rotatorio retirado del almacén estaba siendo instalado sin ninguna limpieza hasta que el personal de control de calidad detuvo el montaje. (Ver Figura 3-3)

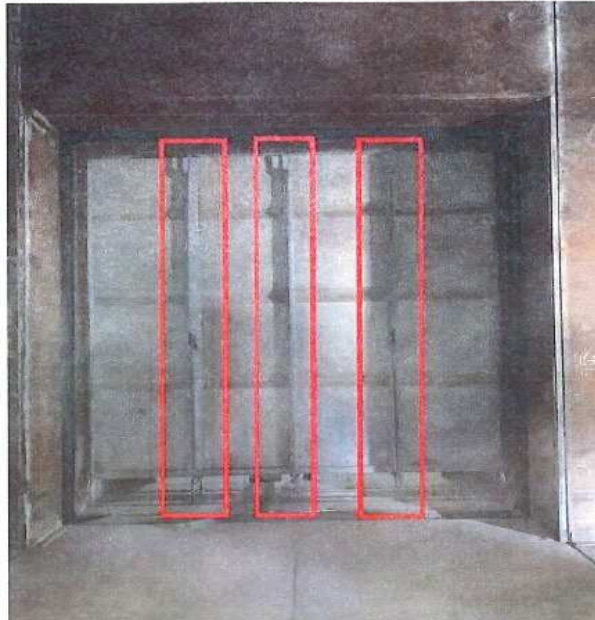
Figura 3-2 — Condición del engranaje del clasificador rotatorio



- Informe 3814-LZ-MM-000557: Se identificaron compuertas con fuertes efectos de corrosión que estaban afectando su funcionamiento. Se le pidió al Consorcio limpiar, repintar y confirmar el correcto funcionamiento, pero la finalización de estas actividades no fue confirmada en este ni en informes posteriores. (Ver Figura 3-4)

Figura 3-3 — Corrosión de las compuertas debido a un almacenamiento inadecuado

The Reinforcement Steel angles presents oxidation due to its bad storage (water accumulation) and need to be repaired, painted as well, on both guillotine dampers.



S&L no pudo inspeccionar los conductos ni las partes internas del molino, ni confirmar la eficacia de los venteos de vapor o los lavados de aceite. Observamos que hubo un análisis de causa raíz (ACR) de un fallo en el tubo del sobrecalentador que indicaba que una obstrucción en el tubo provocaba la falta de suministro de agua al tubo y causaba un fallo por sobrecalentamiento. Dado que el fallo no se produjo cerca de una soldadura, cabe suponer que el fallo se debió a una obstrucción depositado dentro del tubo o que se acumuló en él, lo que provocó el fallo. A continuación, se presenta el resumen del ACR:

- 3814-LZ-RT-204002-IS01 - RCA - Daño en el tubo del sobrecalentador de la platina.pdf: "Basado en los datos observados, la causa más probable fue el bloqueo en uno de los tubos envolventes del Platen SH. Este fallo parece haber causado la erosión en otros tubos, así como el fallo de la boca de pez también debido a la erosión en uno de los codos inferiores, lo que provocó que esos codos se reorientaran hacia arriba." |

3.3.4. [EDA9] Construcción de la caldera

La construcción de las unidades, y en particular el montaje de las calderas y sus componentes relacionados, no se ejecutó con la pericia profesional que el propietario debería haber esperado para este proyecto. Hubo numerosos informes que indicaban errores en la instalación, como desajustes de motores, ventiladores y tuberías; soportes inadecuados de los tubos de la caldera y montajes de las tuberías colgantes; no se completó el atornillado estructural de la caldera; no se cumplieron con las tolerancias y el espacio requerido para la expansión de la caldera; se dejaron los sistemas de tuberías abiertos para una posible contaminación; se dejaron huecos inadecuados en las zapatas y en los equipos giratorios; y se

dañaron o forzaron las compuertas y las juntas de expansión. Este tipo de errores y problemas son indicativos de una mala supervisión, de la falta de asesores técnicos in situ y del incumplimiento de las instrucciones de montaje de los fabricantes de equipos OEM.

Además, los informes de inspección de control de calidad en el sitio indicaron que había una falta de limpieza y un control de los materiales y equipos en el sitio, lo que provocó daños y errores que requirieron repetir los trabajos e incluso el reemplazo de algunos componentes. Las inspecciones del sitio por parte del personal de S&L, así como los comentarios y hallazgos del propietario y del ingeniero del propietario, indican que el diseño y la ejecución del proyecto no tomaron en cuenta las operaciones futuras y el mantenimiento del equipo por parte del propietario. Hubieron numerosas situaciones en las que las válvulas, la instrumentación y los componentes del quemador no se pudieron operar ni reparar sin la construcción de andamios, como se muestra en la Figura 3-5, donde es evidente que el modelo de diseño no incluía todas las válvulas e instrumentos que requerían acceso para mantenimiento. En el ejemplo que se muestra en la Figura 3-6, el diseño muestra la ubicación del acceso, pero no se diseñó ni construyó ningún medio de acceso. En otros casos, la instalación del equipo muestra un mal entendimiento de la expansión de la caldera y los problemas de seguridad (la tubería de ventilación no está bien ventilada, las rejillas tienen espacios y la falta de rodapiés, por ejemplo).

Figure 3-4 — Example of Inadequate Equipment Access

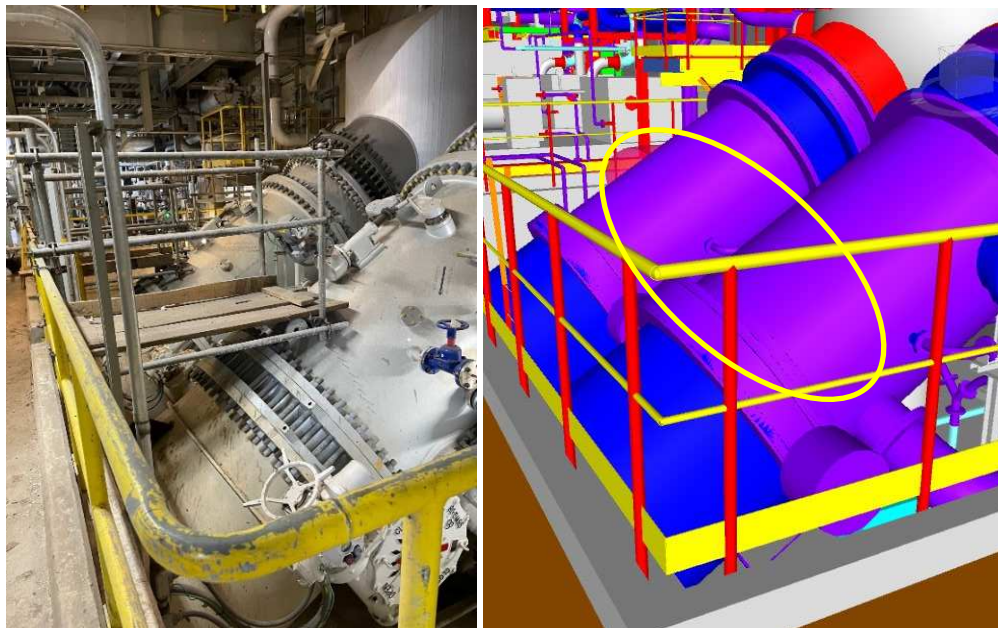
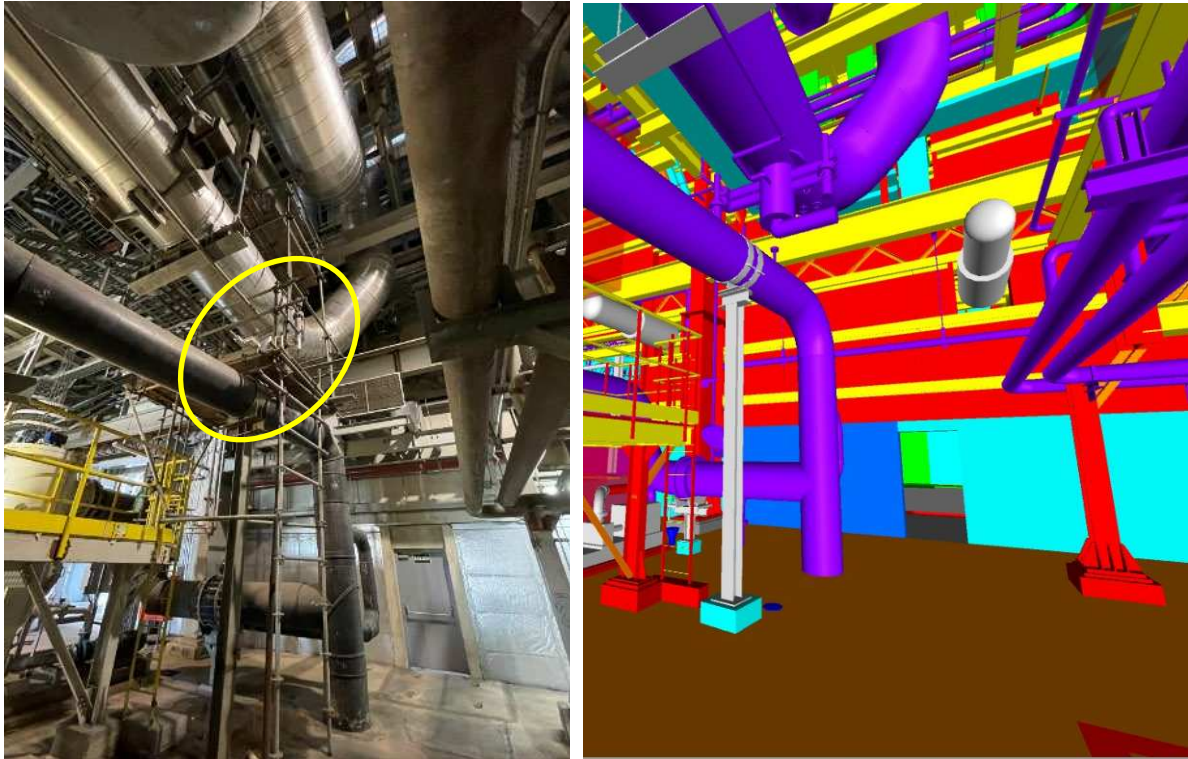


Figura 3-5 — Ejemplo de acceso inadecuado a equipos



S&L no pudo revisar ningún informe de configuración de soportes de resortes de tuberías. Con base en algunos de los hallazgos, consideraríamos que esto es fundamental para garantizar que las tuberías de vapor de alta energía en particular tengan el soporte adecuado durante los períodos calientes (operativos) y fríos (fuera de línea) para evitar tensiones que podrían provocar fallas prematuras en la línea.

Además están los informes de Stanley y el OEM que documentaron inspecciones que indicaban que la cantidad de personal de control de calidad del Consorcio era inadecuada para abordar la cantidad de problemas que ocurrían en el sitio de trabajo. Los informes de no-conformidad indican un patrón similar y preocupante. Se identificaron problemas que se habían corregido, pero la mejora en la calidad del trabajo no respaldó esto. Documentos posteriores no confirman que se abordaron elementos abiertos específicos. Algunos ejemplos específicos de estos problemas se ilustran en los siguientes informes, que incluyen resúmenes y fotografías.

- Informe 3814-LZ-MM-000409: Señaló la instalación incorrecta de los soportes CRH, que se informó que se corrigieron antes de la prueba hidráulica. La práctica habitual es incluir un registro de todos los soportes temporales y documentar su eliminación antes de la puesta en servicio.

Existe la preocupación de que esto no se hizo, y otros soportes de construcción pueden interferir con la expansión de la caldera y las condiciones de operación.

- Informe 3814-LZ-MM-000435: Reportó que el sistema de aceite del pulverizador no estaba adecuadamente cubierto y por lo tanto tenía basura de construcción (Ver Figura 3-8). No hubo confirmación de ninguna inspección o lavado realizado, solo un comentario del Consorcio que indica que "capacidad operativa confirmada durante la operación". Los defectos de limpieza pueden demorar en afectar las operaciones y es posible que no se observen durante la ejecución de confiabilidad o incluso durante el período de garantía.

Figura 3-6 — Sistema de aceite pulverizador – Basura de construcción



- Informe 3814-LZ-MM-000440: Se identificaron líneas de ventilación de vapor de alta presión apuntando entre sí y lejos de la plataforma de trabajo hacia un lugar donde podría lesionarse el personal de operaciones (ver la Figura 3-9). Según los informes, el Consorcio redirigió las ventilaciones a la carcasa del tambor, lo cual es inaceptable. Los operadores experimentados y las buenas prácticas de la industria concuerdan que no se puede ventilar líneas de vapor donde puedan lesionar al personal de operaciones o dañar el equipo.

Figura 3-7 — Venteo de vapor peligroso



- Tres informes, 3814-LZ-MM-000498, 3814-LZ-MM-000496 y 3814-LZ-MM-000497, identificaron graves desalineaciones entre los pulverizadores (A,B,C), los motores y los engranajes de transmisión. El personal de control de calidad tuvo que exigir el uso de la alineación láser para conseguir que los molinos estuvieran dentro de los rangos de tolerancia del OEM. Esto es un ejemplo del escaso apoyo técnico que se podría haber obtenido del OEM o de otros especialistas en alineación.
- Informe 3814-LZ-MM-000519: Un inspector del OEM observó que los ventiladores de aire de sellado presentaban una desalineación entre los impulsores y la carcasa que provocaba un roce y que no se permitía el ajuste de nivel en la instalación. (Ver la Figura 3-10)

Figura 3-8 — Desalineación del ventilador de aire de sellado

A SIDE: 1 mm



B SIDE: 5 mm



- Informe 3814-LZ-MM-000543: El personal de control de calidad observó la acumulación de escombros de construcción, contaminantes y óxido. Señaló que contratista EPC no estaba abordando los problemas debidamente a posibles daños en los equipos y a riesgos de seguridad.

El contratista EPC se ocupó de los lugares específicos mencionados, pero no aplicó ningún cambio en el programa para mejorar su rendimiento en general. (Figura 3-11)

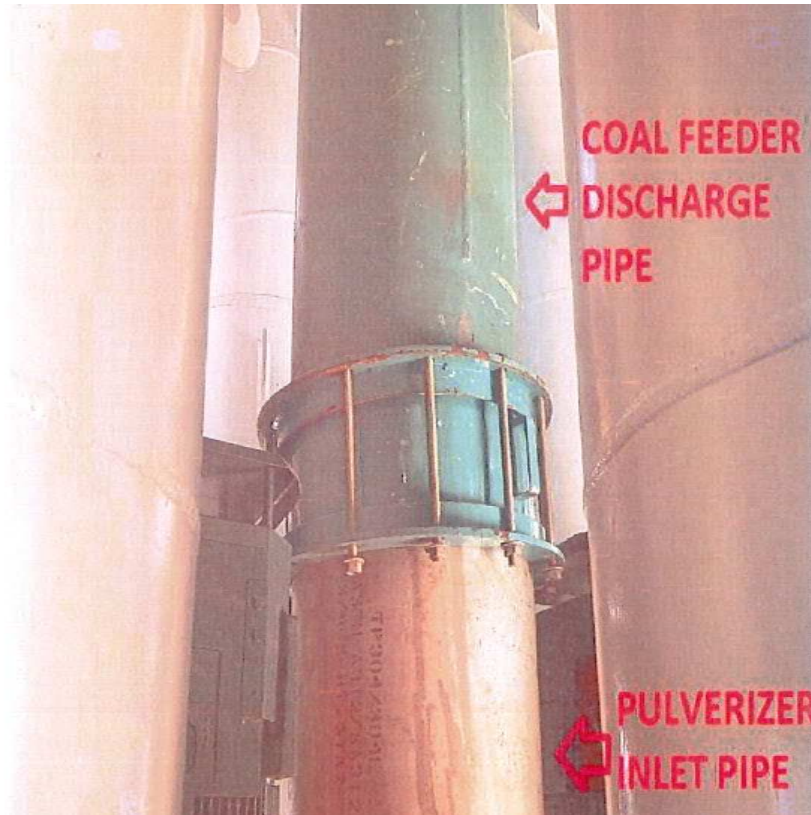
Figure 3-9 — Ejemplos de escombros durante la construcción y riesgos para la seguridad



- Informe 3814-LZ-MM-000573 El inspector del proveedor de equipos Howden identificó la carcasa del calentador de aire con soldaduras de sellado inadecuadas que se encontraron mediante inspecciones internas después de una lluvia.
- Informe 3814-LZ-MM-000574. El inspector de Howden descubrió que la almohadilla/el cabezal del precalentador de aire y las juntas de dilatación internas se habían dañado durante la instalación, por lo que era necesario volver a trabajar en ellas y sustituirlas parcialmente.
- Informe 3814-LZ-MM-000584 Los inspectores de control de calidad observaron el mal estado general de los equipos instalados, incluidos los amortiguadores, los actuadores, los pistones, etc., relacionados con la caldera, debido a la oxidación y a los residuos provocados por la exposición y la mala instalación, según las inspecciones internas y externas y el seguimiento de los informes anteriores.

- Informe 3814-LZ-MM-000592 Los inspectores de control de calidad identificaron tuberías de alimentación de carbón que no estaban correctamente alineadas, lo que provocaría acoplamientos estresados y una posible fuga de polvo de carbón combustible. (Ver la Figura 3-15.) No se ha confirmado que el EPC haya reparado o instruido al personal que realiza otras instalaciones sobre la necesidad de asegurarse de que las secciones de tuberías están tensando los acoplamientos.

Figura 3-10 — Desajustes en los tubos de carbón



- Informe SC-IL-61818480_Platten Superheater_2018.pdf: Un informe de Stanley indicó que en febrero de 2018 el Consorcio EPC estaba realizando reparaciones en un cabezal (tanque a presión ASME) sin el asesoramiento o la aprobación del OEM del procedimiento de la soldadura utilizado para la reparación. Estas reparaciones fueron necesarias ya que el Consorcio EPC instaló el cabezal al revés y tuvo que cortar la campana del extremo. El código de calderas ASME clasificaría esto como una reparación importante y posiblemente una que requiere un sello de fabricación del ASME en lugar de un sello de instalación o reparación. S&L no ha visto documentación que confirme que la modificación del cabezal se realizó de acuerdo con las directrices del OEM o con los requisitos del código ASME.
- Se cuestiona la capacidad de planificación y el uso de un asesor técnico en el sitio por parte del Consorcio por varios eventos importantes. El cabezal de entrada del sobrecalentador se instaló al revés en la Unidad 2. El cabezal se instaló en diciembre de 2017 y esta deficiencia no se encontró hasta febrero de 2018. Esto requirió cortar los extremos del cabezal y soldarlos en los extremos opuestos. Esto se habría evitado con un control de materiales adecuado y una planificación de la instalación junto con la consulta y entendimiento de los planos de disposición de montaje. Las

reparaciones se ejecutaron sin que se proporcionara el procedimiento a Stanley o CDEEE para su revisión y aprobación. |

3.3.5. [EDA10] Rendimiento de soldadura de caldera

El informe SC-IL-61818480_Platten Superheater_2018.pdf identificó un problema como algo "sintomático" que muchos de los inspectores identificaron como una preocupación importante. La soldadura de tuberías de las calderas y tuberías críticas bajo los códigos ASME y ANSI requiere el cumplimiento de procedimientos rastreables, pruebas de soldadores y soldaduras mediante métodos no destructivos (NDE sus siglas en inglés) que se determinarán según el tipo de soldadura realizada. Nuestra revisión de los archivos de datos encontró que el Consorcio EPC experimentó una alta tasa de fallas de soldadura durante la construcción de las calderas de las Unidades 1 y 2. Como referencia, una tasa de falla general de no mayor al 5 % (0 % para tuberías de paredes gruesas y cabezales) para soldaduras de tuberías de vapor y calderas se considera un buen rendimiento de soldadura y también como objetivo para los proyectos de construcción de calderas. Una tasa de fallas del 10 % para proyectos grandes sería normalmente aceptable. El contrato de Punta Catalina requiere un 100 % de pruebas de NDE para ciertas soldaduras difíciles y alrededor del 10 % para otras, si se observan fallas por encima del valor objetivo. Los informes de las unidades de Punta Catalina indican que las tasas de falla de soldadura de la caldera oscilaron entre el 20 % y el 35 %, con algunos sistemas de hasta el 58 %, lo que supera los estándares de la industria y requeriría pruebas adicionales para evitar fallas prematuras. La Figura 3-15 es un resumen del rendimiento de soldadura para la unidad de caldera 2. Estas tabulaciones de rendimiento de soldadura se actualizaron dos veces al mes. Octubre de 2018 es la última tabulación que pudimos encontrar e indicó que la tasa acumulada de rechazo de soldadura fue del 18,76 % (ver Figura 3-16). También observamos que, según otros informes, el rendimiento de la soldadura de dos semanas para la Unidad 2 mejoró a poco menos del 10 % durante los últimos meses de montaje, pero no se conoce la tasa de falla acumulada final. No encontramos una tabulación similar para la Unidad 1. Sin embargo, los informes del Consorcio y CDEEE indicaron que el rendimiento de soldadura de la Unidad 1 fue peor que el de la Unidad 2.

Figura 3-11 — Rendimiento del soldador de la caldera U2 de octubre de 2018

Stamp		Process	Period			Accumulated			Notes
Inspected (Joints)	Failed (Joints)	(%)	Inspected (Joints)	Failed (Joints)	Before (%)	Actual (%)			
747	0	0,00	0	0	0,00	0,00			
748	0	0,00	0	0	0,00	0,00			
751	0	0,00	0	0	0,00	0,00			
754	0	0,00	0	0	0,00	0,00			
755	0	0,00	0	0	0,00	0,00			
757	0	0,00	0	0	0,00	0,00			
757	0	0,00	0	0	0,00	0,00			
758	0	0,00	0	0	0,00	0,00			
760	0	0,00	2	0	0,00	0,00			
761	0	0,00	0	0	0,00	0,00			
763	0	0,00	0	0	0,00	0,00			
764	0	0,00	9	0	0,00	0,00			
764	0	0,00	3	0	0,00	0,00			
766	0	0,00	0	0	0,00	0,00			
770	0	0,00	11	0	0,00	0,00			
770	0	0,00	6	0	0,00	0,00			
772	0	0,00	0	0	0,00	0,00			
772	0	0,00	0	0	0,00	0,00			
773	0	0,00	6	1	16,67	16,67	DES		
773	0	0,00	5	0	0,00	0,00			
774	0	0,00	0	0	0,00	0,00			
774	0	0,00	0	0	0,00	0,00			
775	0	0,00	0	0	0,00	0,00			
775	0	0,00	0	0	0,00	0,00			
776	0	0,00	42	3	7,14	7,14			
777	0	0,00	0	0	0,00	0,00			
778	0	0,00	2	1	50,00	50,00	DES		
819	0	0,00	0	0	0,00	0,00			
828	0	0,00	0	0	0,00	0,00			
828	0	0,00	0	0	0,00	0,00			
831	0	0,00	0	0	0,00	0,00			

PERIOD			ACCUMULATED		VALUE	
Inspected (Joints)	Failed (Joints)	%	Inspected (Joints)	Failed (Joints)	Anterior %	Actual %
0,00	0,00	0,00	5.699,00	1069,00	18,76	18,76

LEGEND: DES - DESQUALIFIED FIR - FIRED
 PROCEDURE: PPC-CA-PR-751-016

WELD INSPECTOR - CWI: [Signature] 21041 01/11/2019
 QA/QC Coordinator: [Signature]

No hubo indicios de que la cantidad de inspecciones aumentara junto con las altas tasas de fallas, pero los informes posteriores sobre la calidad de la soldadura continuaron solicitando una reducción en la tasa de fallas y un aumento de las inspecciones. Hubo algunos informes del ingeniero del propietario (OE siglas en ingles) que indicaron que no había suficientes inspectores de soldaduras disponibles para mantenerse al día con la producción y la soldadura en ambas unidades. En los informes posteriores, el Consorcio informó que, dado que las calderas pasaron la prueba hidrostática, estaban satisfechos con la calidad de la soldadura. Es importante entender que solo con lograr la finalización de la prueba hidrostática requerida por el código no impide que ocurran fallas con el tiempo cuando se opera a alta temperaturas o en modo

cíclico. Cuanto mayor sea la tasa de fallas de soldadura, mayor será el riesgo de futuras fugas en los tubos de la caldera y fallas de soldadura de pilotes externos. Indicativo de este tipo de falla con el transcurso del tiempo fue la fuga del tubo del techo de la caldera que ocurrió y se detalló en un análisis de causa raíz (RCA). El tubo fallido provocó la erosión del vapor y la falla posterior en varios otros tubos.

A continuación, resumimos algunos de los informes de inspección del Consorcio que revisamos, que identificaron el problema de las altas tasas de fallas en las soldaduras. También hemos incluido el RCA de la falla del tubo del techo mencionada anteriormente:

- SC-IL-60818475_Problemas de soldadura con P91_2018.pdf: No se siguieron los procedimientos de soldadura para 140 soldaduras P91, lo que afectó las líneas de vapor principal, recalentamiento en caliente y vapor auxiliar de ambas unidades. El propietario aceptó NDE de terceros de aproximadamente 1/3 de las soldaduras afectadas.
- SC-IL-62818496_Reheater Hydro U2_2018.pdf: Informe de junio que detalla la tasa de falla de soldadura en 25.7 %. Se solicitó al Consorcio EPC que proporcionara acciones correctivas y que cumpliera con los requisitos contractuales para aumentar las inspecciones.
- SC-IL-92118546_Prueba hidrostática de la caldera 2_2018.pdf: nota de septiembre que indica que no hay avance con los problemas de soldadura e indicaciones de que el Consorcio EPC continuaba con la prueba hidrostática en la caldera de la Unidad 2 a pesar de que seguía teniendo una tasa de falla de soldadura superior al 20 %. No hubo indicaciones de que se haya aumentado el número de inspecciones o que se hayan tomado otras medidas para reducir la tasa de fallas.
- SC-IL-120517395_Comments on Welding.pdf: aviso de 2017 de que no se estaba abordando la alta tasa de fallas de soldadura de más del 35 % en la caldera de la Unidad 1 y las preocupaciones de que de no aumentar las inspecciones presentaba un alto riesgo de problemas futuros.
- 3814-LZ-RT-204001-IS01 - RCA - PCP Roof Reheater Tube Failure Damage.pdf: “Se encontraron dos tubos PCP con fallas importantes (uno con una abertura de boca de pez). Se encontró otro tubo de PCP con erosión severa. Se encontraron seis tubos de salida de recalentamiento horizontal con daños importantes por erosión. Se encontró un tubo de salida de recalentamiento vertical (P91) con daños importantes por erosión en la placa de sellado (ático). Se encontró un tubo en el área del techo con graves daños por erosión y agujeros. En resumen, once tubos estaban afectados. CAUSA FUNDAMENTAL DETERMINADA: soldadura de campo incorrecta en la barra de unión del techo a la placa de relleno”.

Se identificó un problema particular con la soldadura de materiales T22 y P22, donde no se siguieron los procedimientos de soldadura detallados que incluían requisitos de precalentamiento. En los informes se señaló que había 140 soldaduras en las dos unidades que se vieron afectadas y, sin embargo, el Consorcio EPC solo inspeccionó 40 y contrató a una empresa externa de NDE para que evaluara las soldaduras. Utilizaron el número limitado de soldaduras probadas para validar todo el grupo de soldaduras de tubos y tuberías que no se realizaron de acuerdo con el procedimiento prescrito. El OE objetó y sugirió que se probaran todas las 140 soldaduras que no cumplían con el procedimiento establecido. S&L está de acuerdo

con esa evaluación, ya que se sabe que las soldaduras P91 y T91 incurren en fallas con el tiempo cuando no se adhieren estrictamente a los procedimientos para estos materiales. La microquímica alrededor del sitio de soldadura se ve afectada por no seguir los procedimientos, lo que puede generar áreas que son susceptibles de agrietarse con el tiempo. Las pruebas NDE solo identificarían grietas existentes y podrían pasar por alto problemas en un futuro cercano. S&L recomienda un régimen de mantenimiento preventivo (PM sus siglas en inglés) utilizando pruebas NDE para identificar cualquier inicio de grietas en áreas clave de la caldera. También se debe considerar un plan de reemplazo de soldadura si las fallas de soldadura de tubos o tuberías comienzan a ocurrir en un futuro cercano. |

3.3.6. [EDA11] Alineación de pulverizadores [EDA12]

La alineación de los pulverizadores tuvo que ser repetida por recomendación del Asesor Técnico (AT) del fabricante de calderas. La alineación en cuestión se refiere a los bastidores de presión y muelle que mantienen las muelas en la orientación adecuada contra la mesa de molienda. Esto ocurrió después de que el Consorcio informara de la finalización de la construcción del pulverizador. Esto pone en duda el cumplimiento de las especificaciones de construcción indicadas en los planos de disposición del montaje. Si el pulverizador se hubiera construido con las tolerancias indicadas en los planos de montaje y en los manuales de operación y mantenimiento, el AT no habría tenido que solicitar la realineación de los pulverizadores. Este incidente se menciona en el documento SC-IL-70519676CD. Si el AT no hubiera detectado esta deficiencia, los pulverizadores habrían funcionado mal y el desgaste de los neumáticos y segmentos podría haberse acelerado. La alineación adecuada es fundamental para el mejor rendimiento y la longevidad de los pulverizadores. |

3.3.7. [EDA13] Alimentadores de carbón

El 2 de diciembre de 2018 se emitió el documento de alarma 3814-LZ-MM-000157, sobre el almacenamiento de los alimentadores de carbón durante la construcción. Los alimentadores se colocaron en su lugar con las aberturas de entrada descubiertas sin protección y expuestas a los elementos. Esto creó suciedad y humedad excesiva dentro del alimentador, dañando potencialmente la correa y otros componentes. No habría habido ninguna razón para retirar la cubierta de entrada al colocar el alimentador en su sitio. Es muy probable que el alimentador se haya almacenado sin una cubierta de entrada, basándose en las malas prácticas de conservación y almacenamiento de los equipos. La alerta fue respondida el 11 de enero de 2019, mostrando las tuberías de entrada de los búnkeres de carbón conectadas a los pulverizadores. Esta respuesta no muestra si la compuerta de aislamiento está colocada y cerrada o si se tomaron otras medidas para aislar la apertura del búnker y, posteriormente, la entrada del alimentador, de los contaminantes externos.

3.3.8. Limpieza y conservación de tuberías [EDA14]

En el documento de Stanley SC-IL-101918562_Pipe_Cleaning-2018 hay fotos de secciones de tubos que se están soldando a un cabezal con múltiples tubos expuestos. También hay fotos de conexiones de cabecera abiertas a la atmósfera y de tubos de alimentación de cabecera con los extremos abiertos entre montones de barro y escombros. Esto hace que los tubos y cabezales estén expuestos para que el polvo, la suciedad y los residuos entren a su interior. La práctica habitual es mantener cubiertas todas las aberturas de los tubos y colectores hasta que el tubo que se va a fijar esté listo para ser alineado y soldado en su lugar. Esta práctica limita las vías de entrada de residuos en los circuitos de agua y vapor. Los venteos de vapor llevaron un tiempo adicional en comparación con lo esperado ya que si bien hubo problemas operativos que contribuyeron a la extensión, la carga adicional de escombros en el sistema requirió más sopladors de vapor para limpiar los circuitos de agua y vapor. En el informe de octubre de 2018, Stanley indicó que "el avance hacia adelante durante la puesta en servicio seguirá siendo obstaculizado por las malas prácticas de trabajo del consorcio durante la construcción."

3.3.9. [EDA15] Preservación del equipo de tiro

El cojinete de la bomba de lubricación del pulverizador (3814-LZ-MM-000579) se dañó debido a malas prácticas de conservación. El lavado de las cajas de engranajes del pulverizador se suspendió debido a daños por mala conservación, piezas faltantes y mala instalación.

El documento 3814-LZ-MM-00584 señala que muchas áreas de la caldera, incluidas las bombas de aceite lubricante del pulverizador y los cilindros actuadores de la válvula oscilante, estaban en malas condiciones después de su instalación debido a la reducción de personal por parte del Consorcio EPC. Esto condujo a un mal cuidado y custodia de los equipos instalados en la planta entre la construcción y la puesta en servicio. Con las brechas entre la construcción y la puesta en servicio, es fundamental mantener los sistemas según las recomendaciones del OEM para permitir un proceso de puesta en servicio sin problemas.

Si bien la especificación del quemador requiere que se mantengan almacenados en el interior de bodegas, estos en realidad se almacenaron al aire libre sin protección expuestos al aire libre en un área marina, húmeda con salitre como se detalla en 3814-LZ-MM-00121. Esta práctica de almacenamiento no se limitaba al quemador físico, sino que también incluía bastidores de válvulas, solenoides, detectores de señales, transmisores, actuadores, interruptores y otros componentes sensibles. Una vez que se sacaron estos componentes del área de almacenamiento, no se prestó la debida consideración a la preservación del material en el campo antes de su instalación. Esto tenía el potencial de acelerar la corrosión y dañar las piezas móviles y los sensores del quemador. Las recomendaciones de los OEM se desarrollan en función del diseño de los componentes y la experiencia para el almacenamiento, la instalación y el uso de

los productos. Estas recomendaciones deben seguirse para garantizar que el equipo funcione correctamente durante la vida útil esperada. No seguir estas recomendaciones puede resultar en un mayor mantenimiento y una expectativa de vida más corta.

Los puertos de aire de sobrefuego (OFA sus siglas en ingles) de la caldera fueron dañados por trabajadores que se subieron encima de ellos durante su instalación (3814-LZ-MM-000258). Estas acciones torcieron piezas críticas las que requirieron ser reparadas para poder funcionar debidamente. Subirse a los quemadores de la caldera es una mala práctica durante el montaje ya que estos contienen piezas no diseñadas para aguantar mucho peso. |

3.4. [EDA16] SISTEMAS DE AIRE Y EMISIONES

Las siguientes secciones son resúmenes de temas relacionados con el montaje de los sistemas de aire y gas de combustión de la caldera. Al igual que con las secciones anteriores, estos son resúmenes de los medios y métodos de construcción inadecuados identificados por los propios inspectores de control de calidad del Consorcio. Estos elementos se seleccionaron para resaltar y brindar los tipos de problemas de calidad y no conformidades encontrados durante el montaje de este equipo. En muchos casos se corrigieron los problemas de calidad, pero en otros no nos consta que el Consorcio los haya corregido.

3.4.1. Serpentes de precalentamiento de aire [EDA17]

Aviso de Alarma No. 3814-LZ-MM-000026: El embalaje del módulo del calentador de aire con serpentín de vapor de la unidad 1 se almacenó al aire libre desde su llegada al sitio. En el momento de la notificación, las cajas estaban cubiertas con una lona que se estaba deteriorando y que corría el riesgo de dañar el equipo. El proveedor de este equipo requiere que el almacenamiento sea en el interior de bodegas en una área seca y temperatura controlada, independientemente de la duración del almacenamiento. Además, todas las superficies de acero deben recubrirse con un inhibidor de óxido y revisarse mensualmente para garantizar que no se produzca corrosión. El almacenamiento por más de 4 meses requiere la aplicación de una purga de nitrógeno mantenida a 10 psi.

Figura 3-12 — Almacenamiento inadecuado de equipos de calentador de aire



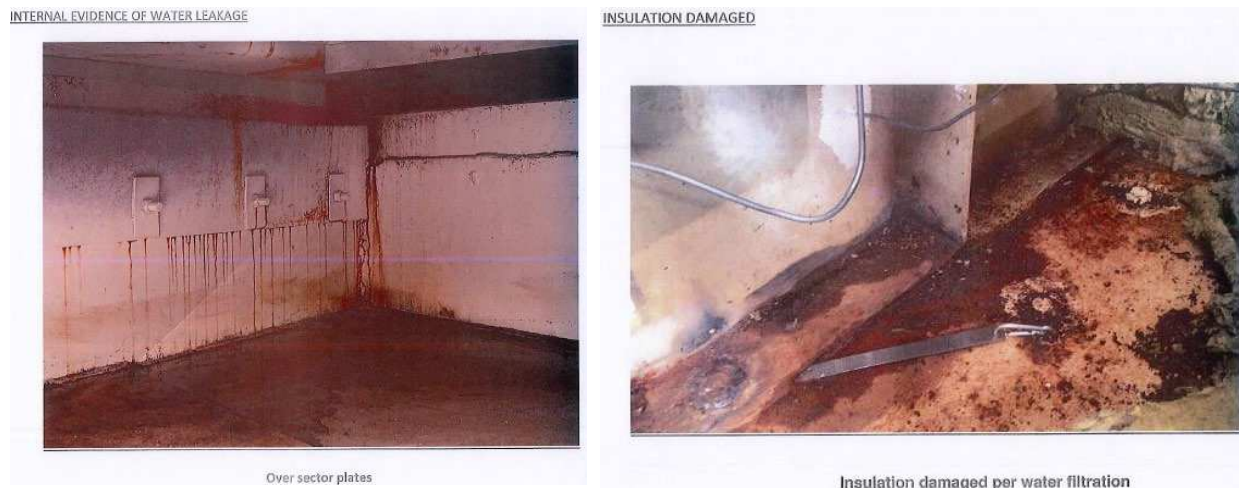
El equipo de la Unidad 1 se colocó sobre una tarima de madera y permaneció al aire libre en un área designada para almacenar equipos. Estaban cubierto con una lona que estaba sostenida con andamios. Este método no cumple con los requisitos del proveedor para el almacenamiento en interiores dentro de bodegas en áreas secas y con temperatura controlada. Independientemente de la duración del almacenamiento, el proveedor requiere la aplicación de un inhibidor de óxido con inspecciones mensuales para garantizar que no se produzca corrosión. No se menciona si esta acción se llevó a cabo en la notificación. Se cree que el tiempo total de almacenamiento superó los 4 meses. Por lo tanto, también debería haberse implementado una purga de nitrógeno de 10 psi. Esto tiene el potencial de afectar el rendimiento y la confiabilidad de este equipo. Se produjo una condición similar para el módulo del calentador de aire de carbón y vapor de la Unidad 2, como se informó en el Aviso de alarma n.º 3814-LZ-MM-000082

3.4.2. Calentadores de aire

Aviso de alarma No. 3814-LZ-MM-000573: Equipo dañado en el calentador de aire regenerativo. Después de la instalación, el calentador de aire de la Unidad 2 experimentó infiltración de agua significativa desde el exterior del equipo. Después de la lluvia, se observó agua dentro del calentador de aire y el aislamiento estaba mojado. La soldadura del sello incompleta, los orificios de la carcasa y los detalles deficientes del aislamiento se identificaron como las causas fundamentales. (Ver Figura 3-18). La entrada de agua provoca corrosión y la acumulación de cenizas volantes con el calentador de aire y los conductos. La mala soldadura del sello da como resultado la entrada de aire no deseada en el lado del gas del calentador de aire y la expulsión de aire caliente en la salida de aire. La infiltración de aire aumenta la carga en el equipo

AQCS y los ventiladores ID. También puede crear puntos fríos que promueven la condensación ácida y la corrosión. La expulsión de aire caliente de la salida de aire está a temperaturas >600°F y representa un peligro para el personal. El informe indicó que la soldadura del sello estaba en progreso, pero no proporcionó ninguna información sobre si se implementaron todas las reparaciones o si se siguieron las instrucciones del OEM. Si no se implementaran las reparaciones, esto conduciría a una degradación continua del equipo.

Figura 3-13 [EDA18]— Infiltración de agua del calentador de aire de la unidad 2



3.4.3. Sopladores

Motores de soplador de tiro inducido (induced draft fan – ID siglas en inglés): Aviso de Alarma n.º 3814-LZ-MM-000002: Almacenamiento de la Unidad 1 y la Unidad 2 Motores de ventiladores ID: Los motores se almacenaron en el área de almacenamiento principal al aire libre sin ninguna protección desde su llegada al sitio durante varios meses y las cajas de madera se dañaron.

Figura 3-14 — Motores grandes almacenados incorrectamente



Según las especificaciones del proveedor, estas cajas de motor deben almacenarse en interiores o al menos bajo un techo resistente a la intemperie, o alternativamente cubiertas con lona (Ver Figura 3-19). Esto es un incumplimiento con respecto a las especificaciones de almacenamiento del proveedor, ya que la humedad podría dañar las piezas internas del motor. El control de calidad del Consorcio exigió que las cajas de madera de los motores se abrieran de inmediato para determinar si el empaque interno estaba dañado y para confirmar que no había humedad que pudiera dañar el motor y reparar cualquier daño. El almacenamiento inadecuado del motor puede resultar en una reducción de la confiabilidad del equipo debido a la corrosión y la absorción de humedad por parte del aislamiento eléctrico. Se indica que se preparó un techo provisional temporal, pero este pudo haber sido inadecuado. S&L recomienda revisar los registros de la planta para asegurarse de que los motores se inspeccionaron como se indica en el aviso y luego se almacenaron según los requisitos del proveedor. Estos requisitos probablemente incluyeron pasos más allá de simplemente ubicar los motores en un área protegida con techo improvisado.

Cojinetes del soplador de ID: Aviso de alarma No. 3814-LZ-MM-000113: Los revestimientos de los cojinetes del soplador de ID para la Unidad 2 estaban sin protección y se descubrió que estaban dañados. Este evento debe considerarse como un incumplimiento a las especificaciones de almacenamiento del proveedor OEM. S&L está de acuerdo en que los revestimientos de los cojinetes deben protegerse contra daños hasta que se instalen y, además, que los revestimientos deben haber sido inspeccionados antes de la instalación y reemplazados si se justifica. Los revestimientos dañados pueden causar vibración, ruido, calor y movimiento del eje excesivos.

Instalación de sopladores de air primario (PA siglas en ingles): Aviso de alarma n.º 3814-LZ-MM-000208: Instalación del soplador A de la unidad 1 PA El TCM observó que el montaje del soplador

10HFE05AN001A de la unidad 1 PA se estaba realizando sin seguir las prácticas de trabajo normales ni las instrucciones del OEM. Señalaron las siguientes observaciones:

- La carcasa del soplador no está correctamente alineada, y los sellos del eje del rotor no se pueden instalar.
- Presencia de objetos extraños que puedan resultar peligrosos durante el funcionamiento de la máquina.
- El motor del ventilador se fijo en hormigón sin verificar la alineación del eje.
- Rotor del ventilador fuera de nivel.
- El entramado o calce del pedestal no cumplían con las recomendaciones del proveedor.
- El sellado de aceite del cojinete del extremo impulsor no está instalado.
- Cojinete de empuje del extremo impulsor no esta instalado.
- No se instalaron las juntas tóricas del cojinete del sello de aceite del lado opuesto al de transmisión.

Todos estos problemas pueden provocar daños en el equipo, problemas de vibración, sobrecalentamiento, fallas en los cojinetes y problemas de lubricación. El informe indica que estos problemas se solucionaron excepto por completar la instalación de los sellos de aceite del cojinete del extremo impulsor o las juntas tóricas del sello de aceite del extremo opuesto al impulsor. La presencia de estos elementos debe verificarse durante el siguiente paro de mantenimiento programado para evitar fallas en los cojinetes.

Aviso de alarma de instalación de ventilador de tiro forzado (FD siglas en inglés) No. 3814-LZ-MM-000222:
hubo muchos errores de instalación en los ventiladores FD A y B:

- Las carcasas de los ventiladores no están correctamente alineadas y, por lo tanto, no se pueden instalar los sellos del eje.
- El Motor Eléctrico se fijó en hormigón sin verificaciones de alineación del eje.
- El rotor del ventilador está fuera de nivel.
- El entramado o calce del pedestal no cumplen con las recomendaciones del OEM.
- El sello de aceite del cojinete del extremo impulsor no está instalado.
- Los cojinetes de empuje no están instalados.
- Las juntas tóricas del cojinete del sello de aceite del extremo no impulsor no están instaladas.
- Los collares de empuje están dañados.
- Eje corroído

Dichos problemas pueden provocar daños graves en el equipo, problemas de vibración, sobrecalentamiento, fallas en los cojinetes y problemas de lubricación. Según las acciones recomendadas, se debe notificar al proveedor del ventilador para confirmar las acciones correctivas. Debido a que las

reparaciones no se completaron en el momento en que se generó el aviso de alarma, se desconoce si se implementaron todas las reparaciones. Además, se desconoce si el proveedor del ventilador inspeccionó el collar de empuje y el daño del eje, y qué determinación se pudo haber tomado para remediarlo. Estos problemas deben verificarse dos veces durante la próxima parada de mantenimiento programada.

Pedestal de rodamientos de ventiladores ID y FD Aviso de Alarma No. 3814-LZ-MM-000556: la nivelación de la carcasa del rodamiento y del rotor está fuera de tolerancia y no es aceptable. Además,

- La carcasa del ventilador no está correctamente alineada con el rotor.
- El motor eléctrico se fijó en hormigón sin verificar la alineación del eje.
- El hormigón se preparó sin certificar la alineación del eje.
- El montaje del ventilador se realizó sin seguir las buenas prácticas ni las instrucciones del OEM.

Estos problemas pueden provocar daños en el equipo, problemas de vibración, sobrecalentamiento, fallas en los cojinetes y problemas de lubricación. El informe no incluyó la confirmación de que se completaron las acciones recomendadas, por lo que se desconoce el estado de los sopladores. |

3.5. [EDA19] **TRATAMIENTO DE AGUAS Y AGUAS RESIDUALES**

Sistemas de tratamiento de agua y aguas residuales que han sido revisados, incluidos los siguientes:

- Tratamiento de agua de reposición (desalinización y desmineralización)
- Pulido de condensados
- Proceso de muestreo
- Ciclo de dosificación de productos químicos
- Proceso de tratamiento de aguas residuales
- Tratamiento de residuos sanitarios

En la fase de estudio anterior se encontró que faltaban los siguientes items en el alcance del suministro:

- Unidades de segundo paso de ósmosis inversa para agua salobre
- Sistema de segunda regeneración de pulido de condensados (es decir, uno para cada unidad)
- Pulido de condensado 3er recipiente de servicio para cada unidad
- Filtros de medios duales para tratamiento de aguas residuales (cuatro en total)
- Depósitos de compensación de tratamiento de residuos sanitarios

Después de revisar el Informe final del proyecto de Stanley Consultants, se supo que aparentemente se realizó un estudio de "ingeniería de valor" para reducir el precio total del contrato. Aparentemente, el segundo sistema de regeneración de pulido de condensado se eliminó del alcance resultante de este

estudio y es probable que los otros componentes mencionados anteriormente también se eliminaron para ahorrar costos. Sin embargo, independientemente de las razones específicas por las que estos componentes no se instalaron, estos problemas pertenecen a la fase de estudio anterior, que abordó si el Propietario recibió todo lo que estaba en su documento de licitación, así como la Propuesta del Consorcio EPC. Estos problemas no están directamente relacionados con la constructibilidad, que para el tratamiento de agua y aguas residuales se analiza brevemente a continuación. |

3.5.1. [EDA20] **Revisión de la construcción**

En general, los sistemas de tratamiento de agua de la planta Punta Catalina ejemplifican la buena ejecución de un sistema bien diseñado con un acceso de mantenimiento razonablemente. Durante la construcción hubo pocos problemas de control de calidad identificados por la CDEEE o el propio personal de control de calidad del Consorcio.

4. PUESTA EN SERVICIO

4.1. PROGRAMA DE PUESTA EN SERVICIO DEL CONSORCIO Y DESEMPEÑO

El procedimiento de entrega del proyecto al operador Propietario por parte del Consorcio define los pasos del traspaso de los sistemas construidos dentro del alcance del Consorcio desde la etapa de Construcción, hasta la Puesta en Servicio, y desde la Puesta en Servicio al propietario (CDEEE). El proceso parece haber sido implementado correctamente. Existen libros de datos que contienen los certificados de entrega de Construcción/Pre-Puesta en servicio. Según el gerente de puesta en servicio de la CDEEE, él y su equipo fueron testigos de todas las pruebas de funcionamiento y aceptaron los traspasos del sistema. El encargado de puesta en servicio de la CDEEE también manifestó que tanto él como su equipo estaban satisfechos con el desempeño del equipo de puesta en servicio del Consorcio.

4.2. INFORMES DEL INGENIERO DEL PROPIETARIO:

Los informes de los ingenieros propietarios indican un patrón en el que el Consorcio no brinda el apoyo adecuado de los asesores técnicos (TA siglas en inglés) del proveedor. No está claro si el Consorcio estaba tratando de conservar las horas de TA, no contrató suficientes horas de TA o simplemente no incluyó los TA durante algunas actividades.

Ejemplos de las preocupaciones de Stanley con el soporte de los TA del proveedor:

1. 30 de agosto de 2017: Stanley indica una supervisión inadecuada del proveedor, lo que resultó en la caída del eje del generador, lo que a su vez dañó los devanados del generador.
2. 6 de mayo de 2019: – Stanley reportó sobre la limpieza de los sistemas de aceite lubricante. Aparentemente, el TA de GE no estuvo presente durante el montaje de la tubería de aceite lubricante y la limpieza inicial, pero aceptó al menos una tubería del sistema. El informe no especifica múltiples tuberías de flujo o equipos de lavado que son típicos para el lavado con aceite. Más tarde se descubrió basura/escombros en el sistema, posiblemente de una tubería diferente que fue aceptada por el TA de GE. Nuevamente, el informe no especificó qué tubería se lavó y dónde se descubrieron los escombros.

Según la experiencia de S&L, las instrucciones de montaje y las recomendaciones de lavado del proveedor son claras y se basan en años de experiencia y métodos comprobados. También es típico que el asistente técnico del proveedor esté presente durante todo el proceso de montaje y lavado. Cualquier incumplimiento del procedimiento del proveedor requerirá la aprobación por escrito de la alta gerencia del proveedor.

Además, en el informe del 6 de mayo de 2019, Stanley reportó sobre la introducción de materiales peligrosos en áreas que no fueron diseñadas o construidas según la clasificación del área. Dados los

riesgos, esto nunca debería suceder. Como mínimo, el Consorcio debería haber implementado medidas de seguridad temporales en caso de un incidente. No está claro si el Consorcio tenía prisa y descuidó los requisitos de clasificación de áreas o si no estuvo de acuerdo con los requisitos.

El informe de puesta en servicio del 6 de mayo también analiza la limpieza del agua de alimentación y del condensado. Obviamente, cuanto mejor se limpien estos sistemas antes de la operación, menos se obstruirán los filtros. Sin embargo, estamos de acuerdo con la respuesta del Consorcio en que los filtros de entrada obstruidos (tanto de condensado como de agua de alimentación) son una condición "normal y esperada" durante la operación inicial, independientemente de los métodos de limpieza. Esto se debe al calentamiento del sistema. Una vez que la unidad haya alcanzado la carga completa y los sistemas de agua de alimentación y condensado alcancen la temperatura de funcionamiento normal (o máxima), el sistema debe estar limpio y la obstrucción de los filtros debe ser mínima en el futuro.

4.3. RESUMEN

Con base en una revisión de los procedimientos de puesta en servicio de Punta Catalina, parece que el Consorcio tenía un programa de puesta en servicio adecuado y proporcionó procedimientos de puesta en servicio apropiados para los sistemas principales. Sin embargo, con base en la documentación revisada, no hay evidencia que respalde el cumplimiento total de los procedimientos de puesta en servicio ya que no estaban disponibles todas las firmas del Equipo de Puesta en Servicio ni todos los certificados de aceptación de CDEEE.

Aunque el ingeniero del propietario tenía preocupaciones durante las fases de montaje y limpieza, asumimos que las condiciones de los sistemas de agua de la caldera y los sistemas de aceite del generador son satisfactorias. Con respecto a los posibles problemas futuros que pueden ocurrir debido a una puesta en servicio incorrecta o incompleta, recomendamos una revisión exhaustiva de cómo se entregaron la lógica de controles de todos los sistemas principales. Esto asegurará el flujo/temperatura/presión/etc. del proceso, los límites son según las recomendaciones de los fabricantes, la respuesta de la lógica a los escenarios de falla del equipo y que estos estén en su lugar y toda la lógica haya sido verificada/probada. Además, recomendamos una revisión de la configuración del relé tal como se dejó para el equipo principal para verificar los permisos de arranque del motor y la protección contra sobrecarga.

5. REVISION DE LA LISTA DE PENDIENTES

Una lista de pendientes (punch list) de construcción debe completarse antes de que un proyecto se declare completo. Cada proyecto de construcción genera una lista de tareas pendientes e, idealmente, esta lista debería ser una lista manejable que el contratista pueda resolver a satisfacción del Propietario en un período de tiempo razonable. La cantidad de tipo de elementos que se rastrean en una lista de pendientes puede ser una medida general del desempeño de calidad de un contratista. No es inusual que un proyecto de construcción grande y complejo, como la planta de Punta Catalina, tenga muchos pendientes al final del proyecto.

Para Punta Catalina, se generó una lista detallada de elementos que requerían finalización o corrección antes de la aceptación de las obras en diferentes etapas del proceso de construcción. La lista de pendientes se categorizó de acuerdo con su prioridad crítica. En cada punto de transferencia de construcción a operaciones, se actualizó el “punch list” con obras y acciones destacadas. Cada elemento incluido en la lista se clasificó en las siguientes categorías:

- Categoría A: Pendientes que se cerrará antes del Inicio al Comisionamiento (TOC siglas en inglés)
- Categoría B: Pendientes que se cerrará durante la puesta en servicio, pero antes del Certificado de aceptación provisional (PAC siglas en inglés) general de la planta
- Categoría C: Pendientes a cerrar después del PAC

Al final del proceso de construcción, la lista de pendientes de Punta Catalina llegó a más de 10,000 ítems. Después del PAC para la Unidad 1 y el PAC para la Unidad 2, la lista de pendientes todavía estaba activa con algunos elementos que se cerraron y otros se agregaron. Con base en la tasa demostrada de cierre de estos pendientes durante este período, tanto CDEEE como el Consorcio estaban preocupados de que algunos elementos no se completaran en un período de tiempo razonable antes de la Aceptación Final. Para solucionar este problema, la CDEEE (Propietario) y el Consorcio llegaron a un acuerdo el 31 de julio de 2020 de la siguiente manera (CDEEE-IN-2020-009933):

- La Recepción Provisional de la Unidad 1 se llevó a cabo el 3 de noviembre de 2019 cuando la unidad fue entregada al Propietario, momento en el cual ya se encontraba en operación y mantenimiento por el Propietario.
- Las Listas de Pendientes (Punch List) se adjuntaron como Anexos 1 y 2, para ser completadas por el Consorcio.
- Se mencionó el Acuerdo del 3 de marzo de 2020 donde se incluyen pagos adicionales al Consorcio para llegar a la Aceptación Provisional de la Unidad 2.

- Se menciona Carta Acuerdo del 24 de abril de 2020. Este Acuerdo reconoció una Solicitud válida para la Aceptación Provisional de la Unidad 2; reconoció el estado actual de errores y defectos constructivos para ser corregidos a partir del 3 de noviembre de 2019; y pendientes de la Unidad 2 que requieren corrección/repación durante el Período de Garantía de la Unidad 2.
- Las Partes acuerdan que la Unidad 2 fue entregada al Propietario el 24 de abril de 2020, momento en el cual ya se encontraba bajo operación y mantenimiento del Propietario.
- El Consorcio siguió siendo responsable de completar, corregir y reparar los defectos, errores y daños como condición previa a la emisión del Certificado de Aceptación Final.
- A partir del 31 de julio de 2020, no se agregaron nuevos pendientes a la lista "Punch List". Y hasta esta fecha, el 81.11 % de los pendientes de la lista se habían cerrado a satisfacción del Propietario.
- Debido a la pandemia de Covid-19 declarada por la OMS, el gobierno de la República Dominicana declaró un estado de emergencia a partir del 19 de marzo de 2020. Esto resultó en que el Consorcio no pudo completar el trabajo enumerado en la lista de pendientes del proyecto actualizada hasta el 31 de julio 2020. El Propietario y el Consorcio acordaron dividir la lista en tres categorías: 1) Elementos de la lista de verificación no críticos (aproximadamente 2,100) que no interfieren con la operación segura de la planta; 2) Nuevos elementos de la lista de verificación (aproximadamente 220) que son elementos abiertos recientemente; y 3) Elementos de la lista de puntos críticos (aproximadamente 260), que el Contratista deberá arreglar a su cargo.
- Se acordó además entre el Propietario y el Contratista, relevar al Contratista de toda responsabilidad de completar la lista de pendientes no crítica, con base en un impacto de costo acordado para el Contratista.

Los ítems en la "Lista de Pendientes Críticos" que permanecieron sin completar al 31 de julio de 2020, se resume en la Tabla 5-1. Como se puede ver, la mayoría de estos ítems son relacionados al mal mantenimiento y/o falta de acceso adecuado a los equipos. Un total del 17% de estos pendientes están relacionados con el mal funcionamiento de equipos.

Tabla 5-1 — Categorías de elementos en la lista crítica de pendientes

"Elementos críticos" – Categoría de la Lista de Pendientes (total de 260 ítems)	Porcentaje
Acceso inadecuado a equipos y mal mantenimiento	51%
Remover andamios	7%
Mal funcionamiento o falta de instrumentación	6%
Equipo defectuoso o inexistente	11%
Problemas de tipo eléctricos	10%
Problemas de tipo estructural	10%

Con posterioridad al acuerdo anterior, el número en la lista de pendientes de "Elementos críticos" necesarios para obtener la Aceptación final de la Planta Punta Catalina se redujo aún más a los elementos que se muestran en la Tabla 5-2. El estado de los elementos restantes en la Lista de Pendientes Críticos (Critical Punch List) no fue evidente en nuestra revisión. Muchos de los ítems que están en la lista para la Aceptación Final aparentemente están en disputa entre el Propietario y el Consorcio. Los siguientes elementos de esta lista son, en opinión de S&L, los más importantes para la operación confiable y segura de la planta de Punta Catalina:

- Corrosión de la cámara de filtros AQCS de la unidad 1: actualmente impide la carga completa sin exceder los límites ambientales.
- Mal funcionamiento y limitaciones de diseño de los hidratantes de la Unidad 1 y la Unidad 2: Los límites de diseño para los hidratantes de la Unidad 1 y la Unidad 2 parecen ser demasiado pequeños. Esto podría limitar la flexibilidad de la planta para operar con el nivel de diseño de azufre en el carbón.
- Desgaste en la faja del transportador de tuberías: El desgaste excesivo de los bordes de la faja transportadora de tuberías y las fallas de los rodamientos de los rodillos del transportador afectarán la confiabilidad del equipo y agregarán costos de mantenimiento excesivos.
- Averías en el recuperador de carbón: Averías frecuentes en este sistema debido a problemas en el sensor del tensor; esto está afectando la confiabilidad de la planta y aumentando los altos costos de mantenimiento.
- Completar la instalación del elevador de la calderas de la unidad 1: Este es un problema de seguridad que debe corregirse.
- Sistema de re-mineralización: Este sistema aún no se ha operado automáticamente como se requiere.
- Sistema de Pulido de Condensado: La instrumentación necesaria no está funcionando correctamente. Esto podría conducir a una mala calidad del agua desmineralizada y a problemas con la confiabilidad de la caldera.
- Acceso al software del sistema de descarga de carbón: No se pueden realizar los cambios necesarios en el control de la descarga de carbón porque el Consorcio no ha proporcionado acceso al software del PLC. Esto podría llevar a una degradación continua del equipo clave para la confiabilidad, el manejo y la recuperación de carbón.

Tabla 5-2 — Pendientes – Ítems para la Aceptación Final

Número	Descripción	DISCIPLINE DETAILED	UNIDAD
WD-OP_14_0042	AQCS baghouse corrosion all inclusive of cages, compartments, etc.) - 1) Canastos (cages), entregar el 1% solicitado para mantenimiento en las Especificaciones Técnicas, más 216, más 1,784 que se utilizarán para reemplazar los elementos con mayor corrosión. 2) Filtro de Mangas, entregar el 10% solicitado para mantenimiento en las Especificaciones Técnicas, más 2160, más 4,000 mangas adicionales que se utilizarán para reemplazar las afectadas.	INGENIERIA - TCM	2
WD-OP_07_0001	Hidratadores - Los hidratadores no trabajan a la capacidad de diseño que son 18 toneladas/horas, lo máximo que hemos visto trabajar el sistema es a 8.5 toneladas/hora	INGENIERIA - TCM	1
WD-OP_10_0007	Pipe conveyer - La correa transportadoras en Cada descarga hay que Respararle los borde aprox. 6 BORDES por descarga.	INGENIERIA - OEC	1
WD-OP_14_0047	Disparo por baja tensión de los variadores de velocidad (VDFs) (ID y FD Fan) - Reajustar	ELECTRICA	2
WD-OP_02_0063	Subestacion 345 kV - Transformador de Corriente - CT-T1 fase B presenta fuga	ELECTRICA	1
WD-OTHERS-0026	Certificación "Master Label" para el sistema contra rayos de acuerdo con ITB 26 41 00	ELECTRICA	1
WD-OP_12_0001	1. Transformadores y DCS: a. Alarma de devanado H1 del transformador 10BAT01; b. Diferencia entre la temperatura medida en el panel del transformador y el valor indicado en DCS; c. Alarma en el transformador 10BBT01 del equipo de monitoreo HydranM2.	ELECTRICA	1
WD-OP_14_0057	Licencias tipo USB Dongle (llaves USB) sistema Mark Vie - Entregar las licencias tipo USB Dongle (llaves USB) de los laptops (ST1_SVR & ST2_SVR) del sistema Mark Vie para conexión a sus respectivas redes PDH; habilitar las funciones de Monitoreo y Diagnóstico tanto de la PDH, UDH y Hardware Status y entregar las claves de acceso de las estaciones EWS1_SVR & EWS2_SVR	OPERACIONAL - TCM	UNIDAD #2
WD-OP_14_0058	Claves de acceso del Sistema Manejo Carbon - Entregar las claves de acceso del Sistema Manejo Carbon, y la actualización del Software y demás herramientas para poder conectarnos, monitorear y hacer cualquier diagnostico en ese sistema	OPERACIONAL	2
WD-OP_06_0011	MONTAJE - Caldera #1 - Conclusión montaje Ascensor	ESTRUCTURA	1
WD-00EAD-0392	Habilitar sistema del sensor de seguridad por limite de recorrido de parte reclaimar - corte de energia para porteger la averia de los cables por sobre pasar limites. Aplica para portal #1 portal #2	INSTRUMENTACION	1
WD-OP_02_0034	Desal-demi (PTA) Malfunction - The PTA system has malfunctions to be solved	INGENIERIA -	1
WD-OP_04_0002	Existe una fuga de agua en esta conexión - Area de intake	MECANICA	1
WD-OP_04_0004	Analizador de cloro de la planta de tratamiento de agua potable fuera de servicio y no calibrado. El sensor de pH no está instalado. Display muestra 0.00 ppm todo el tiempo.	ELECTRICA	1
WD-OP_04_0006	Los analizadores del área de polishing #1 y #2 aún no están en servicio ni calibrados. Las pantallas de los instrumentos no tienen indicación de medidas, otros están apagados y otros presentan fallas.	ELECTRICA	1
WD-OP_09_0003	3-Medidor de Sílice a la salida del tanque de agua Desmi - Detalles: este medidor fue intervenido por el personal de ABB y odebrecht, pero continúa dando lecturas erróneas, ellos dicen que el analizador esta faltante de una pieza para que este bien.	ELECTRICA	1
WD-OP_10_0015	Reclamador EAF-10 - Presenta averías en la guía brazo principal. Encordér de boom principal no registra desplazamiento. Censor de tensión de la cadena boom principal no está funcional.	INGENIERIA - OEC	1
WD-OP_11_0019	Medidor de turbidez de la entreda de los filtros multimedia. Este medidor no está en funcionamiento. - PTA - Medidor de turbidez de la entreda de los filtros multimedia	MECANICA	1
WD-OP_11_0021	Se puede observar que estos filtros operan con la válvula manual de entrada casi cerrada. Filtros multimedia - PTA - Filtros multimedia	INGENIERIA - OEC	1
WD-OP_11_0033	No se está poniendo en servicio dicho sistema en automático. Sistema de remineralización - PTA - Sistema de remineralización	MECANICA	1
WD-OP_11_0042	Se observa que cuando las EDIs estan en servicios esta valvula esta abierta, lo cual no deberia - PTA - Válvula de salida del concentrado del CIP	INGENIERIA - OEC	1
WD-OP_10_0013	Correa ECB10 - Esta cuando se está reclamando en la parte norte de patio a carbón y se origina un disparo agua arriba y esta se detiene cargada no arranca. Por tanto hay que vaciar ese carbón manual.	INGENIERIA - OEC	1
WD-OTHERS-0009	El departamento de mantenimiento eléctrico, realizando inspecciones periódicas en los dispositivos de los paneles de bajo voltaje, exclusivamente en los paneles 10BFA01 y 10BFA02, ubicados en primer nivel del DCS, encontramos que el relay multilin F60 feder protection system encargado de actuar las protecciones del BUSTIE que enlaza las barras 10BFA01 y 10BFA02 esta laqueado	ELECTRICA	1
WD-OTHERS-0015	Los Feeder (alimentadores de carbon a los Chashers en torre 40) no tienen instalada la cubierta y colector inferior para recoger el carbon en el retorno de la correa, esto genera la caída del carbon particulado a los equipos de abajo y al primer nivel, interfiriendo con la operación de las correas SG que suministran carbon a las calderas. Instalar cubiertas superiores y laterales faltantes.	MECANICA	1

6. CONCLUSIONES Y EVALUACIÓN DE RIESGOS

Sargent & Lundy ha revisado la central eléctrica a carbón de Punta Catalina centrándose en la construcción, la instalación de equipos, las pruebas y los aspectos de la ejecución del proyecto que pueden afectar la calidad y confiabilidad de la instalación. Este informe tiene como objetivo complementar el informe anterior (Entregable No. 1) que detalla el diseño y el suministro de los principales equipos y sistemas de la planta por parte del Consorcio. Este estudio revisa el montaje y puesta en servicio de estos sistemas. Aquí, nuestros expertos en la materia realizaron una revisión exhaustiva de documentos de construcción como los informes de inspección de control de calidad QA/QC del Consorcio, los registros de datos de construcción, los informes del ingeniero del propietario, los informes de avance mensuales del Consorcio y la documentación de transferencia a operaciones de cada sistema. El objetivo de esta revisión es verificar que la central eléctrica de Punta Catalina se construyó y se puso en servicio en conformidad con los requisitos contractuales de EPC y empleando las mejores prácticas de la industria para la construcción de plantas de generación de energía a carbón.

Con base en nuestra revisión de la documentación proporcionada del proyecto, se llegó a las siguientes conclusiones:

1. Aceptación Provisional. El Consorcio logró la Aceptación Provisional tanto para la Unidad 1 como para la Unidad 2, y la operación de la planta se traspasó a la CDEEE a partir del 24 de abril de 2020. La Unidad 1 demostró con éxito el cumplimiento de las garantías de desempeño del contrato según pruebas bajo el procedimiento ASME PTC 46. Por otro lado, la Unidad 2 demostró cumplimiento de las garantías de ejecución del contrato pero con una prueba de ejecución provisional y abreviada.
2. Aceptación Final pendiente. La Aceptación Final de la planta de Punta Catalina no ha sido otorgada ya que está pendiente la resolución de puntos críticos en la Lista de Pendientes y, posiblemente, asuntos comerciales y/o legales de los cuales S&L no tiene pleno conocimiento. Los siguientes elementos de esta lista son, en opinión de S&L, los más importantes para la operación confiable y segura de la planta de Punta Catalina:
 - Corrosión de la cámara de filtros AQCS de la unidad 1: actualmente impide la carga completa sin exceder los límites ambientales.
 - Mal funcionamiento y limitaciones de diseño de los hidratantes de la Unidad 1 y la Unidad 2: los límites de diseño para los hidratantes de la Unidad 1 y la Unidad 2 parecen ser demasiado pequeños. Esto podría limitar la flexibilidad de la planta para operar con el nivel de diseño de azufre en el carbón.
 - Desgaste de las fajas del transportador de tuberías: el desgaste excesivo de los bordes de la banda transportadora de tuberías y las fallas de los rodamientos de los rodillos del transportador afectarán la confiabilidad del equipo y agregarán costos de mantenimiento excesivos.
 - Averías en el recuperador de carbón: averías frecuentes en este sistema debido a problemas en el sensor del tensor está afectando la confiabilidad de la planta y aumentando los altos costos de mantenimiento.

- Finalización del elevador del edificio de calderas de la unidad 1: este es un problema de seguridad que debe corregirse.
 - Sistema de re-mineralización: este sistema aún no se ha operado automáticamente como se requiere.
 - Sistema de Pulido de Condensado: La instrumentación necesaria no está funcionando correctamente. Esto podría conducir a una mala calidad del agua desmineralizada y a problemas con la confiabilidad de la caldera.
 - Acceso al software del sistema de descarga de carbón: No se pueden realizar los cambios necesarios en el control de la descarga de carbón porque el Consorcio no ha proporcionado acceso al software del PLC. Esto podría llevar a una degradación continua del equipo clave para la confiabilidad, el manejo y la recuperación de carbón.
3. Documentación de Construcción. De acuerdo con el Contrato EPC y con las buenas prácticas de la industria, el Consorcio proporcionó paquetes de transferencia de construcción bien documentados ("Libros de datos" que documentan la construcción hasta la precomisionamiento y desde el precomisionamiento hasta la comisionamiento). Estos paquetes detallan el cumplimiento final de la inspección de campo y las pruebas desarrolladas por el Consorcio y sus principales proveedores de equipos. Los paquetes de entrega, sin embargo, documentan solo la configuración final del sistema o componente y no detallan problemas históricos o no conformidades que pueden haber ocurrido antes de alcanzar los criterios de entrega.
 4. Desempeño del cronograma. Si bien no fue un enfoque principal de esta revisión técnica, el desempeño del cronograma del Consorcio para Punta Catalina fue deficiente, con un retraso acumulado en la aceptación provisional de la planta de aproximadamente 18 meses. La falta de una planificación eficaz de un proyecto de esta complejidad puede dar lugar a una calidad inaceptable, además de reelaboraciones innecesarias y sobrecostos. Es probable que la incapacidad del Consorcio para cumplir con los tiempos razonables de ingeniería, adquisiciones y construcción haya afectado negativamente la calidad de la planta. S&L entiende que hubo muchos retrasos significativos en el cronograma que pueden o no haber sido responsabilidad exclusiva del Consorcio. Sin embargo, reconocemos que las presiones del cronograma pueden afectar la calidad del equipo montado si estas presiones conducen a verificaciones de control de calidad apresuradas, abreviadas o no realizadas.
 5. Almacenamiento y Preservación de Equipos Críticos. El Consorcio demostró poca adherencia y atención a los detalles en la preservación de equipos sensibles durante el almacenamiento prolongado en el sitio en un ambiente marino con salitre y húmedo. Esto fue especialmente evidente con equipos clave como turbinas de vapor y sus auxiliares. En general, hubo muchos casos de mala conservación del almacenamiento de equipos críticos de generadores de turbinas de vapor que resultaron dañando los componentes, reelaboración y demoras en la construcción y puesta en servicio. Estos componentes deberían haberse almacenado en bodegas protegidos con las medidas de control de calidad del aire adecuadas y en estricto cumplimiento de los requisitos de los fabricantes de equipos.
 6. Rendimiento de soldadura. En la revisión de archivos de datos S&L encontró que el contratista de EPC experimentó una tasa inusualmente alta de fallas en la inspección de soldadura durante el montaje de las calderas de las Unidades 1 y 2. Como referencia, una tasa de falla general del 5 %

para soldaduras de tuberías de vapor se considera un buen objetivo para el rendimiento de soldadura en proyectos de construcción de calderas (0 % para tuberías de paredes gruesas y cabezales). Los informes de las unidades de Punta Catalina indican que las tasas de falla de soldadura de la caldera oscilaron entre el 20 % y el 35 %, y con algunos sistemas de hasta el 58 %, lo que supera los estándares de la industria y definitivamente requeriría pruebas adicionales para evitar fallas prematuras. Octubre del 2018 es la última tabulación que pudimos encontrar, y esto indicó que la tasa de rechazo de soldadura acumulada fue del 18.76 %.

7. Limpieza y Protección de Tuberías. El Consorcio no protegió ni limpió adecuadamente el interior de las tuberías durante la construcción de acuerdo con las buenas prácticas de la industria. Esto provocó largas demoras, especialmente para los lavados con aceite lubricante. En al menos un caso, los desechos internos provocaron fallas y daños en el tubo del sobrecalentador de la Unidad 2, lo que resultó en una interrupción prolongada.
8. Procedimientos de Puesta en servicio. S&L revisó los procedimientos de puesta en servicio preparados por el Consorcio para la planta de Punta Catalina, y encontró que en general estaban bien desarrollados con procedimientos completos y claramente definidos para la mayoría de los sistemas principales. Si se siguieron estos procedimientos al pie de la letra, las condiciones de los sistemas de turbina y caldera deberían ser satisfactorias.
9. Daños en el filtro de tela AQCS. Durante la puesta en servicio del AQCS, el Consorcio hizo funcionar el AQCS con agua pero sin cal durante un período de aproximadamente 200 horas, lo que provocó que los gases de combustión ingresaran a los filtros de tela con una alta concentración de SO₂/SO₃ y HCl lo cual elevaron el punto de rocío ácido. Esto resultó en jaulas muy corroídas que están fallando, y posibles problemas de reducción de potencia para la Unidad 1.

No obstante, a los temas anteriores, S&L ha encontrado que, en general, el Consorcio ha construido y puesto en servicio el equipo de Punta Catalina de tal manera que se han demostrado las garantías de desempeño. Sin embargo, en nuestra revisión hemos observado que algunos de los medios, métodos y control de calidad del Consorcio diferían de las mejores prácticas de la industria y que estas variaciones pueden presentar riesgos futuros para el rendimiento, confiabilidad, disponibilidad y la vida útil de la planta. Estos riesgos se resumen a continuación en la Tabla 6-1 y la Tabla 6-2.

Table 6-1 — Definiciones de Prioridad de Riesgo

Definiciones de prioridad		
Probabilidad	ALTO	Alta Probabilidad se asigna a un evento o problema que es probable que ocurra y se puede esperar que se materialice sin acciones de mitigación
	MEDIO	La Probabilidad Media se asigna a un evento o problema que es razonablemente probable que ocurra. Hay un mayor potencial para que el evento ocurra que para que no ocurra.
	BAJO	Baja Probabilidad se asigna a un evento o problema que esperamos que no ocurra. Hay evidencia mínima de que el evento se materializará.
	DESCONOCIDO	Desconocido se asigna a un evento o problema que es difícil de cuantificar porque las causas son complejas e impredecibles, o no hay información suficiente
Severidad	ALTO	La Severidad Alta se asigna a un evento o problema que tiene el potencial de causar un impacto material significativo en el rendimiento, los costos operativos y la confiabilidad de la Planta. El impacto potencial podría ser a largo plazo y/o irreversible.
	MEDIO	La Severidad Media se asigna a un evento o problema que podría afectar moderadamente el rendimiento, los costos operativos o la confiabilidad de la planta, pero que puede mitigarse parcial o totalmente con una acción correctiva.
	BAJO	La Severidad Baja se asigna a un evento o problema que se espera que tenga un impacto mínimo en el rendimiento general de la planta.
Definiciones de prioridad		
Probabilidad	ALTO	Alta Probabilidad se asigna a un evento o problema que es probable que ocurra y se puede esperar que se materialice sin acciones de mitigación
	MEDIO	La Probabilidad Media se asigna a un evento o problema que es razonablemente probable que ocurra. Hay un mayor potencial para que el evento ocurra que para que no ocurra.
	BAJO	Baja Probabilidad se asigna a un evento o problema que esperamos que no ocurra. Hay evidencia mínima de que el evento se materializará.
	DESCONOCIDO	Desconocido se asigna a un evento o problema que es difícil de cuantificar porque las causas son complejas e impredecibles, o no hay información suficiente
Severidad	ALTO	La Severidad Alta se asigna a un evento o problema que tiene el potencial de causar un impacto material significativo en el rendimiento, los costos operativos y la confiabilidad de la Planta. El impacto potencial podría ser a largo plazo y/o irreversible.
	MEDIO	La Severidad Media se asigna a un evento o problema que podría afectar moderadamente el rendimiento, los costos operativos o la confiabilidad de la planta, pero que puede mitigarse parcial o totalmente con una acción correctiva.
	BAJO	La Severidad Baja se asigna a un evento o problema que se espera que tenga un impacto mínimo en el rendimiento general de la planta.

Tabla 6-2 — Evaluacion de Riesgos

Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación
<p>Soldadura de Calderas. La soldadura de tubos de calderas y la soldadura de tuberías P91 fallaron en las inspecciones a una tasa inaceptablemente alta tanto para la Unidad 1 como para la Unidad 2. Eventualmente, todos los componentes de presión pasaron las pruebas hidrostáticas requeridas por el código ASME. Sin embargo, existe un alto riesgo de que las uniones soldadas más débiles fallen con más frecuencia. Es importante comprender que lograr la finalización de la prueba hidrostática requerida por el código no impide que ocurran fallas con el tiempo cuando se opera a temperaturas elevadas o en modo de ciclo de carga. Cuanto mayor sea la tasa de fallas de soldadura, mayor será el riesgo de futuras fugas en los tubos de la caldera y fallas de soldadura de pilotes externos.</p>	<p>Alto</p>	<p>Alto</p>	<p>S&L recomendaría implementar un régimen de mantenimiento preventivo (PM) específico utilizando pruebas no destructivas (NDE siglas en ingles) para identificar cualquier inicio de fugas en áreas clave de la caldera, tuberías externas de la caldera y tuberías de alta presión. También se debe considerar un plan de reemplazo de soldadura si las fallas de soldadura de tubos o tuberías comienzan a ocurrir en un futuro cercano.</p>
<p>Corrosión del filtro de tela en el AQCS. La corrosión acelerada de las jaulas de filtro de tela que se inició por el mal funcionamiento de la alimentación de cal por parte del Consorcio durante la puesta en servicio ha afectado la capacidad de la Unidad 1 para operar dentro de los límites ambientales si se queman carbones con mayor contenido de azufre y cenizas. El resultado será una reducción de carga de la planta.</p>	<p>Alto</p>	<p>Alto</p>	<p>Los materiales corroídos dentro del compartimiento de filtros de la Unidad 1 deben reemplazarse en caso de una interrupción importante para restaurar la operatividad completa utilizando toda la gama o rango de combustibles (carbón) de diseño. Dado que los materiales de construcción de las jaulas de filtración pueden verse más afectados por el HCl, la CDEEE debe asegurarse que la futura adquisición de carbón, limite el contenido de cloro a no más del 0,5 %.</p>

Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación
<p>Manejo de Carbón. Los sistemas de manejo de carbón en general, y el sistema de transporte por la correa de tubería en particular, han estado plagados de fallas excesivas. La causa de las fallas probablemente se deba a desalineaciones y tensión de la correa durante la construcción. También hay evidencia de que algunos rodillos del sistema se almacenaron incorrectamente durante la construcción, lo que provocó un aumento de fallas. Dado que no hay redundancia del sistema de transporte por tubería, esta degradación al no corregirse puede afectar la disponibilidad de la planta. Las fallas también han aumentado los costos de operación y mantenimiento.</p>	<p>Alto</p>	<p>Medio</p>	<p>S&L recomendaría que se contacte al OEM para desarrollar un plan para resolver las altas tasas de falla.</p>
<p>Acceso inadecuado o no existente. Se identificaron numerosas áreas en toda la planta donde no se proporcionó acceso de personal adecuado para el mantenimiento de válvulas, equipos e instrumentación. Un acceso de mantenimiento deficiente puede generar problemas de seguridad para los trabajadores y altos costos de operación y mantenimiento para construir andamios o emplear elevadores de personal portátiles.</p>	<p>Desconocido</p>	<p>Medio</p>	<p>S&L recomienda priorizar los problemas de acceso enumerados en la Lista de Pendientes (Punch Lists) para proporcionar un acceso seguro y permanente a las áreas que requieren un acceso frecuente durante la operación de la planta.</p>

La Central Termoeléctrica Punta Catalina

Auditoría Técnica - Entregable No. 3

Preparado para



Central Termoeléctrica Punta Catalina Unidad 1 and 2

Preparado por Sargent & Lundy

Informe SL-017148

Final

13 de octubre de 2022

Project A14529.001

55 East Monroe Street
Chicago, IL 60603-5780 USA
312-269-2000
www.sargentlundy.com



LEGAL NOTICE / AVISO LEGAL

This deliverable was prepared by Sargent & Lundy, L.L.C. (S&L) expressly for the sole use of Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) (Client) in accordance with the contract agreement between S&L and Client. This deliverable was prepared using the degree of skill and care ordinarily exercised by engineers practicing under similar circumstances. Client acknowledges: (1) S&L prepared this deliverable subject to the particular scope limitations, budgetary and time constraints, and business objectives of Client; (2) information and data provided by others, including Client, may not have been independently verified by S&L; and (3) the information and data contained in this deliverable are time-sensitive and changes in the data, applicable codes, standards, and acceptable engineering practices may invalidate the findings of this deliverable. Any use or reliance upon this deliverable by third parties shall be at their sole risk.

Este entregable fue preparado por Sargent & Lundy, L.L.C. (S&L) expresamente para uso exclusivo de la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) (Cliente) de conformidad con el acuerdo de contrato entre S&L y el Cliente. Este entregable se preparó utilizando el grado de habilidad y cuidado que normalmente ejercen los ingenieros en circunstancias similares. El Cliente reconoce: (1) S&L preparó este entregable sujeto a las limitaciones particulares del alcance, las restricciones presupuestarias y de tiempo y los objetivos comerciales del Cliente; (2) la información y los datos proporcionados por otros, incluido el Cliente, pueden no haber sido verificados de forma independiente por S&L; y (3) la información y los datos contenidos en este entregable están sujetos a la fecha de cuando se entregaron, los cambios en los datos, los códigos aplicables, los estándares y las prácticas de ingeniería aceptables pueden invalidar los hallazgos de este entregable. Cualquier uso o confiabilidad en este entregable por parte de terceros será bajo su exclusivo riesgo.

Sargent & Lundy es una de las firmas de ingeniería arquitectura de servicio completo más antiguas y experimentadas del mundo. Fundada en 1891, la empresa es líder mundial en proyectos de energía con experiencia en modernización de redes, energía renovable, almacenamiento de energía, energía nuclear y combustibles fósiles. Sargent & Lundy ofrece servicios integrales de proyectos, desde consultoría, diseño e implementación hasta administración de la construcción, puesta en marcha y operación / mantenimiento, con énfasis en la calidad y seguridad de su personal. La firma trabaja con clientes del sector público y privado en los rubros de generación y distribución de energía eléctrica y distribución de gas natural entre otros, en el sector industrial y con entidades gubernamentales.

55 East Monroe Street • Chicago, IL 60603-5780 USA • 312-269-2000

CONTROL DE VERSIONES

Versión	Fecha de entrega	Sección modificada
V0 - Borrador	11 de agosto de 2022	Initial Issue
V1- Final	13 de octubre de 2022	ningún cambio


RESUMEN Y PÁGINA DE APROBACIÓN

La siguiente sección certifica que este documento ha sido preparado, revisado y aprobado de acuerdo con el estándar de procedimientos operativos SOP-0405 de Sargent & Lundy, el cual se basa en los sistemas de gestión de calidad ANSI/ISO/ASSQC Q9001.


Colaboradores: Preparado por:

Nombre	Título	Sección Preparada	Firma	Fecha
Theodore Kurtides	Consultor Sénior	All	L. Mullins for T. Kurtides <small>Digitally signed by L. Mullins for T. Kurtides Date: 2022.10.13 15:02:09 -05'00'</small>	13 oct. 22

Revisado por:

Nombre	Título	Sección Preparada	Firma	Fecha
Kevin Hopkins	Consultor Principal	All		13 oct. 22

Aprobado por:



Kevin Hopkins
Gerente de Proyectos

13 de octubre de 2022

Fecha

TABLA DE CONTENIDOS

RESUMEN EJECUTIVO	I
INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS	I
ENFOQUE TÉCNICO	II
RESUMEN DE LAS CONCLUSIONES	II
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA AUDITORÍA TÉCNICA DE PUNTA CATALINA.....	1
1.2. OBJETIVO DEL INFORME.....	2
1.3. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA CTPC.....	2
1.4. ANTECEDENTES	4
2. ENFOQUE Y METODOLOGÍA	5
2.1. METODOLOGÍA	5
2.2. REVISIÓN DE DOCUMENTO	5
2.2.1. <i>RECOPILACIÓN DE INFORMACIÓN Y REVISIÓN DE DOCUMENTACIÓN</i>	5
2.3. PROCEDIMIENTO DE ENTREGA DEL CONSORCIO	6
3. PUESTA EN MARCHA	11
3.1. PUESTA EN MARCHA DEL CONSORCIO.....	11
3.2. RESULTADOS.....	11
3.2.1. <i>DOCUMENTACIÓN DE FINALIZACIÓN DE LA PUESTA EN MARCHA</i>	11
3.2.2. <i>FIRMAS DEL CERTIFICADO DE PUESTA EN MARCHA</i>	12
3.2.3. <i>NOTAS DEL CERTIFICADO DE PUESTA EN MARCHA</i>	13
3.2.4. <i>RESUMEN DE PUESTA EN SERVICIO</i>	15
4. PRUEBAS DE RENDIMIENTO	17
4.1. ALCANCE DE LA EVALUACIÓN	17
4.2. PRERREQUISITOS DE PRUEBA DE RENDIMIENTO DE GARANTÍA.....	17
4.3. GUARANTEE PERFORMANCE TEST SCOPE.....	18
4.4. REVISIONES DE LA GARANTÍA DE CUMPLIMIENTO	19
4.5. S&L REVIEW OF GUARANTEE PERFORMANCE TEST REPORTS.....	20
5. CONCLUSIONES Y EVALUACIÓN DE RIESGOS	25

FIGURAS Y TABLAS

FIGURA 1-1 — OVERVIEW OF THE CENTRAL PUNTA CATALINA	4
FIGURA 2-1 — PUNTA CATALINA COMMISSIONING SCOPE	7
FIGURA 2-2 — SCHEMATIC OF CONSORTIUM HANDOVER PROCEDURE	8
FIGURA 2-3 — EXAMPLE CDEEE ACCEPTANCE CERTIFICATE	9
FIGURA 2-4 — SAMPLE SYSTEM OPERATIONAL CERTIFICATE	10
FIGURA 3-1 — TASAS DE FINALIZACIÓN DEL DOCUMENTO DE PUESTA EN SERVICIO	12
FIGURA 3-2 — NOTAS EN LOS CERTIFICADOS DE LA UNIDAD 1 POR LA CDEEE	14
FIGURA 3-3 — NOTAS EN LOS CERTIFICADOS DE LA UNIDAD 2 POR LA CDEEE	15
TABLA ES-1 — RESUMEN DEL PROYECTO DE PUNTA CATALINA	I
TABLA ES-2 — DEFINICIONES DE PRIORIDAD DE RIESGO	III
TABLA ES-3 — EVALUACIÓN DE RIESGOS	IV
TABLA 5-1 — DEFINICIONES DE PRIORIDAD DE RIESGO	26
TABLA 5-2 — EVALUACIÓN DE RIESGOS	26

APENDICES

APÉNDICE A. ESTADO DE CERTIFICACIÓN DE LAS PRUEBAS DE RENDIMIENTO Y PUESTA EN MARCHA	
APÉNDICE B. ALCANCE DEL TRABAJO DE TAP2	
APÉNDICE C. COMENTARIOS DE S&L SOBRE LOS INFORMES DE PRUEBAS DE RENDIMIENTO DE LA GARANTÍA	

ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS

Acrónimo / Abreviatura (siglas en inglés)	Definiciones / Clarificaciones
ABS	Ammonium Bisulfate
AISI	American Iron and Steel Institute
AMCA	Air Movement and Control Association (AMCA) standards.
AQCS	Air Quality and Control System
ASME	American Society of Mechanical Engineers
ASTM	American Society for Testing and Materials
B&W	Babcock & Wilcox
BMCR	Boiler Maximum Continuous Capacity
BWRO	Brackish Water Reverse Osmosis
CC	Cation Conductivity
CDEEE	La Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales
CFB	Circulating Fluidized Bed
CEMA	Conveyor Equipment Manufacturers Association
CNO	Construtoria Norberto Odebrecht, S.A.
CTPC	La Central Termoeléctrica Punta Catalina
DA	Deaerator
DCS	Distributed Control System
EAF	Equivalent Availability Factor
EDI	Electrodeionization
EFOF	Equivalent Forced Outage Factor
EPC	Engineer Procure and Construct
FD	Forced Draft
FW	Feedwater
GE	General Electric
HEI	Heat Exchange Institute
HP	High Pressure
ID	Induced Draft

Acrónimo / Abreviatura (siglas en inglés)	Definiciones / Clarificaciones
LP	Low Pressure
MCR	Maximum Continuous Rating
MMF	Multimedia Filters
NFPA	National Fire Protection Association
OEM	Original Equipment Manufacturer
OFA	Overfire Air
ORP	Oxidation-reduction potential
PA	Primary Air
PFD	Process Flow Diagram
PM	Particulate Matter
PFFF	Pulse Jet Fabric Filter
PWHT	Post Weld Heat Treatment
S&L	Sargent & Lundy
SC	Selective Conductivity
SCAH	Steam Coil Air Heater
SWRO	Seawater Reverse Osmosis
TCM	Technimont, SpA
TMCR	Turbine Maximum Continuous Rating
UHMW	Ultra High Molecular Weight
VFD	Variable Frequency Drive

RESUMEN EJECUTIVO

INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

S&L ha sido seleccionado por la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) para llevar a cabo una auditoría técnica y forense de la recién puesta en marcha Central Eléctrica Punta Catalina (CTPC), una central de carbón pulverizado de 2x360 MW ubicada en la provincia de Peravia, en la República Dominicana. En la Tabla ES 1 se resume el proyecto de la CTPC y las principales características de la central.

Tabla ES-1 — Resumen del Proyecto de Punta Catalina

Elemento	Descripción
Tipo	Subcrítico, Carbón Pulverizado
Capacidad instalada	2 x 360 MW nominal; 2 x 337 MW net
Contrato EPC/ Fecha de inicio	Contrato No. 101/14 / Abril 2014
Contratista EPC	Consortio: Odebrecht – Tecnimont - Estrella
Ingeniero del propietario	Stanley Consultants
Fecha Operacional	Unidad 1: Febrero 2019 Unidad 2: Octubre 2019
Tipo de carbón	Bituminous High Volatile C, Medium Sulfur
Entrega y almacenamiento de carbón	Barge Delivery, Covered Storage
Subestación eléctrica	138kV / 345 kV
Ciclo de refrigeración	Una vez / Agua de Mar
Proveedor de calderas y auxiliares de calderas	Babcock & Wilcox (B&W)
Proveedor de turbinas y generadores de vapor	General Electric (GE)
Proveedor de manejo de carbón	Bedeschi Handling / ONT
Proveedor de sistemas de control de la calidad del aire (AQCS)	Hamon Environmental
Proveedor de sistemas de tratamiento de agua	Idroconsulting
Almacenamiento de residuos de la combustión del carbón	Vertedero de ceniza revestido
Límites de las emisiones de la planta (Contrato EPC)	NOx: 510 mg/Nm ³ dry @6% O ₂ SOx: 900 mg/Nm ³ dry @6% O ₂ Particulates (PM): 30 mg/Nm ³ dry @6% O ₂ CO: 150 mg/Nm ³ dry @6% O ₂

Elemento	Descripción
Límites de las emisiones de la planta (Licencia Ambiental Local ESIA)	NOx: 400 mg/Nm ³ dry @6% O ₂ SOx: 400 mg/Nm ³ dry @6% O ₂ Particulates (PM): 30 mg/Nm ³ dry @6% O ₂ CO: 200 mg/Nm ³ dry @6% O ₂

Este informe (Entregable No. 3) se enfoca en las pruebas y puesta en marcha de los equipos y tiene como objetivo principal:

Determinar que las pruebas de eficiencia térmicas del proceso, pruebas de desempeño, pruebas de confiabilidad, pruebas de regulación de frecuencia, pruebas de rechazo de carga, etc., fueron realizadas correctamente de acuerdo a las normas aplicables y al Contrato EPC N°.101/14 (Entregable N° 3).

ENFOQUE TÉCNICO

El enfoque principal de este informe es la revisión de problemas identificados y documentados como “no-conformidades” durante las pruebas y puesta en servicio de la planta, y la evaluación técnica hecha por el Contratista EPC de los resultados de dichas pruebas de desempeño de las Unidades 1 y 2 con respecto a las garantías contractuales.

RESUMEN DE LAS CONCLUSIONES

Basado en la información proporcionada a S&L para llevar a cabo esta revisión, no pudimos confirmar que se realizaron todas las actividades de puesta en marcha porque S&L no pudo ubicar todos los certificados de aceptación firmados o los informes de prueba correspondientes. Se encontró que los registros de la Unidad 2 parecen ser mucho más completos que los de la Unidad 1. Por otro lado, en las entrevistas con los gerentes de CDEEE que supervisaron actividades de puesta en servicio del Consorcio EPC, indicaron verbalmente que con la excepción de una pequeña cantidad de sistemas menores, todos los sistemas y equipos críticos para ambas unidades fueron puestos en servicio correctamente y firmado como tal.

Para verificar el estatus actual de la puesta en servicio, recomendamos que el CDEEE localice los Certificados de operación del sistema faltantes y los certificados de puesta en servicio identificados en el Apéndice “A”. Si no hay evidencia de la aceptación del CDEEE para un sistema en particular, entonces es recomendable que el CDEEE verifique el funcionamiento del sistema ya sea evaluando su rendimiento operativo histórico hasta la fecha, o realizando inspecciones y pruebas para verificar el alcance instalado y el rendimiento del sistema.

En aquellos casos en los que no se pueda ubicar la documentación, también recomendamos una revisión exhaustiva de la lógica de control para los equipos y sistemas afectados para asegurarse y garantizar que todas las condiciones del proceso cumplan con las recomendaciones de los fabricantes, que se haya implementado la respuesta lógica correcta a los escenarios de falla del equipo y que toda la lógica es verificada y probada de estar correcta y completa. Esto incluye una revisión de la configuración del relé de los equipos principales para verificar que en el arranque de sus motores se ha proporcionado la protección adecuada contra sobrecarga.

Con respecto a los resultados de las pruebas de desempeño, S&L encontró que, en la mayoría de las pruebas, los requisitos previos antes de hacer las pruebas oficiales completas de desempeño, no se hicieron en su totalidad. Sin embargo, hasta donde sabemos, esto no afectó los resultados de las pruebas informadas ni el rendimiento actual de la planta, aunque este último punto es algo que debe ser verificado por la CDEEE.

Las pruebas de rendimiento de la unidad fueron realizadas por McHale, bajo contrato con el Consorcio. S&L revisó los informes de las pruebas de desempeño de McHale y encontró errores de cálculo que afectaron los valores informados para la producción unitaria neta, la tasa de calor unitaria neta, la eficiencia de la caldera y el consumo de cal quemada en el sistema AQCS. Sin embargo, no creemos que estos errores hayan afectado el estado de aprobación o rechazo de las garantías de desempeño. No obstante, S&L recomienda buscar la corrección de los informes por parte de McHale, ya que estos sirven como registro de desempeño formal que se utilizará para la evaluación de la garantía y el cierre del contrato. Además, esto permitiría a McHale finalizar los valores informados para las emisiones de polvo de la Unidad 2 (con pruebas adicionales y calibración del equipo) y el consumo de cal quemada.

Según nuestra revisión, identificamos problemas que pueden plantear riesgos futuros para el rendimiento, la confiabilidad y la disponibilidad de la planta. Estos riesgos se resumen a continuación en la Tabla ES-1 y la Tabla ES-2.

Tabla ES-2 — Definiciones de Prioridad de Riesgo

Definiciones de prioridad		
Probabilidad	ALTO	Alta Probabilidad se asigna a un evento o problema que es probable que ocurra y se puede esperar que se materialice sin acciones de mitigación
	MEDIO	La Probabilidad Media se asigna a un evento o problema que es razonablemente probable que ocurra. Hay un mayor potencial para que el evento ocurra que para que no ocurra.
	BAJO	Baja Probabilidad se asigna a un evento o problema que esperamos que no ocurra. Hay evidencia mínima de que el evento se materializará.

Definiciones de prioridad		
	DESCONOCIDO	Desconocido se asigna a un evento o problema que es difícil de cuantificar porque las causas son complejas e impredecibles, o no hay información suficiente
Severidad	ALTO	La Severidad Alta se asigna a un evento o problema que tiene el potencial de causar un impacto material significativo en el rendimiento, los costos operativos y la confiabilidad de la Planta. El impacto potencial podría ser a largo plazo y/o irreversible.
	MEDIO	La Severidad Media se asigna a un evento o problema que podría afectar moderadamente el rendimiento, los costos operativos o la confiabilidad de la planta, pero que puede mitigarse parcial o totalmente con una acción correctiva.
	BAJO	La Severidad Baja se asigna a un evento o problema que se espera que tenga un impacto mínimo en el rendimiento general de la planta.

Tabla ES-3 — Evaluación de riesgos

Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Estimated Severity	Comments / Mitigation
No se pudo ubicar la prueba de retroceso de la unidad para la Unidad 2. No existe un certificado de aceptación para la Unidad 1. La capacidad de retroceso de la unidad es importante para evitar disparos no deseados de la unidad, en caso de que ocurra este evento.	Bajo	Medio	Verifique si las pruebas de retroceso de la unidad se completaron con éxito en ambas unidades. De no ser así, evalúe el rendimiento histórico de recuperación para determinar si existe algún problema. Remediar según sea necesario.
Se desconoce el estado actual de ciertas pruebas operacionales críticas para la Unidad 1. Esto incluye pruebas relacionadas con el generador, el disparo de la turbina a carga baja, el disparo del molino y la operación del calentador de aire de emergencia. El hecho de que estos equipos no funcionen correctamente durante un evento no programado o por causa de un accidente, podría generar problemas más extensos.	Bajo	Alto	Verifique si las pruebas se completaron. De lo contrario, pruebe según sea necesario o, como mínimo, verifique la similitud del equipo y la lógica de control con la Unidad 2 (ya que la Unidad 2 pasó estas pruebas).
No se pudieron ubicar los informes de prueba de cambio (changeover) para varios equipos, incluidas las bombas de circulación de agua, las bombas de agua de enfriamiento de circuito cerrado, los pulverizadores, las bombas de agua de mar, etc. unidad de viaje.	Bajo	Medio	Verifique si las pruebas se completaron. De lo contrario, pruebe según sea necesario o, como mínimo, verifique si se han producido cambios (changeover) exitosos durante el curso de la operación normal de la unidad.

Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Estimated Severity	Comments / Mitigation
<p>No se pudieron ubicar los certificados operativos para numerosos sistemas en ambas unidades. Algunos de estos son sistemas críticos que incluyen gases de combustión, aire de combustión, sistema FGD, filtro de tela, etc. Dado que se desconoce la funcionalidad de estos sistemas, puede haber un impacto en la disponibilidad y confiabilidad de la planta.</p>	<p>Bajo</p>	<p>Medio</p>	<p>Verifique si los certificados que no pudieron ubicar se completaron. Entre la Unidad 1 y la Unidad 2, todos los sistemas tenían un certificado de funcionamiento emitido. No hubo casos en los que un sistema no obtuviera un certificado en una u otra unidad. Por lo tanto, el riesgo de que haya un problema es bajo. Sin embargo, debido a la importancia de los sistemas involucrados, la gravedad potencial se califica como media. Problemas de operación existentes y conocidos, deben solucionarse según sea necesario.</p>
<p>El consumo final de cal de la Unidad 2 es indeterminado. El valor corregido puede exceder los límites de garantía.</p>	<p>Bajo</p>	<p>Medio</p>	<p>Si el consumo de cal excede el límite de garantía, podría ser necesario utilizar carbón con menos azufre o limitar la carga de la planta. Consultar con el proveedor (OEM) del depurador para que ellos proporcionen una estrategia de mitigación, si es necesario.</p>

1. INTRODUCCIÓN

1.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA AUDITORÍA TÉCNICA DE PUNTA CATALINA

Sargent & Lundy, LLC (“S&L”) fue contratado por la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas del Estado (CDEEE) para realizar una auditoría técnica de la Central Termoeléctrica Punta Catalina (“CTPC”). Punta Catalina es una central termoeléctrica de carbón con capacidad nominal de 675 MW netos, compuesta por dos unidades de generación eléctrica, ubicada en la región de Valdesia de la provincia de Peravia en el sector suroeste de la República Dominicana. Punta Catalina es la instalación de generación de energía más grande del país, y fue adjudicada en respuesta a la solicitud de propuestas de la CDEEE: REFERENCIA DE LICITACIÓN PÚBLICA INTERNACIONAL NÚM. CDEEE-CCC-LPI-2021-0002, con fecha de 10 de junio de 2021.

El alcance de esta auditoría técnica se alinea con la propuesta presentada por S&L a la solicitud de los servicios de consultoría que incluyen lo siguiente:

1. Recolectar y obtener información mediante la realización de entrevistas, revisión de documentos técnicos, informes de avance, pruebas e inspecciones, planos de instalación de equipos, cronogramas, catálogos de equipos, entre otros.
2. Llevar a cabo reuniones y entrevistas con personal técnico de Punta Catalina directamente involucrado en actividades claves de diseño, construcción, puesta en marcha, operaciones y mantenimiento, con el propósito de obtener información adicional para complementar la realización de esta auditoría.
3. Revisar y llevar a cabo observaciones en el sitio de equipos instalados y/o repuestos suministrados por el Consorcio Punta Catalina de acuerdo con el contrato EPC N.º 101/14 de la Central Térmica Punta Catalina. Se deberá evaluar si todos los equipos y/o repuestos suministrados están en acuerdo a lo indicado en las especificaciones técnicas del contrato N.º 101/14 (Entregable No. 1 – emitido anteriormente bajo el número de informe SL-016712).
4. Revisar y evaluar el proceso de instalación y/o montaje de los equipos y/o repuestos suministrados por el Consorcio para la Central Térmica Punta Catalina de acuerdo con el contrato EPC N.º 101/14 (Entregable No. 2 – emitido anteriormente bajo el número de informe SL-017019).
5. Revisar y evaluar las obras civiles, desde la preparación del terraplén para los cimientos hasta las obras civiles finales de la Central Termoeléctrica Punta Catalina de acuerdo con el Contrato EPC N.º 101/14 (Entregable No. 2 – emitido anteriormente bajo el número de informe SL-017019).
6. Revisar y evaluar que los equipos y/o repuestos suministrados fueron instalados y/o montados en acuerdo a las especificaciones técnicas, planos, manuales de los proveedores y/o del contrato N.º 101/14. (Entregable No. 2 – emitido anteriormente bajo el número de informe SL-017019).
7. Revisar y evaluar que el proceso de pruebas tales como de eficiencia, pruebas de rendimiento, confiabilidad, las pruebas de verificaciones de restricciones operacionales de las unidades No. 1 y 2, pruebas de regulación de frecuencia, rechazo de cargas, y cualquier otra prueba indicada en

los documentos técnicos y/o contrato de la Central Punta Catalina esté en cumplimiento con el contrato EPC N.º 101/14. (Entregable No. 3 este informe).

8. Revisar y evaluar la Aceptación Final (FAT) de la Central de Punta Catalina, y que esté en cumplimiento con el contrato EPC N.º 101/14 y sus adendas respectivas. (Entregable No. 5).

1.2. OBJETIVO DEL INFORME

Este Entregable No. 3 complementa el informe preliminar del Entregable No. 2 con fecha del 27 de junio de 2022 (en borrador) el cual presentó los resultados de la auditoría del desempeño general del Consorcio EPC con respecto a la construcción de la planta, la instalación de equipos, las pruebas y cualquier aspecto de la ejecución del proyecto que pueda afectar la calidad y confiabilidad de la planta.

Este informe se enfoca más a fondo en el alcance de las pruebas y los resultados correspondientes y tiene como objetivo lo siguiente:

- Evaluar si los procedimientos de prueba se ejecutaron completamente, y
- Determinar si la empresa que llevo a cabo las pruebas, McHale & Associates, Inc. (McHale), evaluó correctamente los resultados de dichas pruebas de rendimiento.

1.3. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA CTPC

La Central Termoeléctrica Punta Catalina está compuesta por dos unidades de generación eléctrica de 337 kW netos cada una, para un total de 675 MW netos. Cada unidad está configurada con su propia caldera de carbón pulverizado, un sistema de control de emisiones, un generador acoplado a una turbina de vapor, sistemas de control y monitoreo de procesos, y todo el equipo auxiliar compartido de planta requerido para el funcionamiento de ambas unidades de generación.

Los equipos, sistemas y edificaciones asociados con el proyecto incluyen, pero no están limitados, a los siguientes:

- Dos (2) calderas de carbón pulverizado;
- Dos (2) conjuntos de turbinas de vapor con sus respectivos generadores eléctricos;
- Sistema de Control de la Calidad del Aire (AQCS), de emisiones de combustión, con sus compartimientos de filtros, calentadores de aire, desulfuradores de gases, ventiladores, compuertas, juntas, entre otros;
- Una (1) subestación eléctrica de 345 KV, con dos circuitos de entrada y dos de salida;
- Una (1) subestación eléctrica de 138 KV, para la construcción, prueba y arranque de la central;
- Un (1) muelle para descargar el carbón y combustible líquido;
- Equipos y Sistemas Auxiliares como:
 - Sistemas de combustible para los arranques y paradas de las unidades

- Sistema de almacenamiento de carbón
- Cintas transportadoras de carbón a los silos de la caldera
- Equipos de manejo de cenizas de fondo de las calderas y cenizas volantes
- Patio de almacenamiento de cenizas
- Planta desalinizadora para la producción de agua
- Sistema de toma y descarga de agua de mar
- Sistema de inyección de químicos
- Sistema de aire comprimido
- Sistema de agua de enfriamiento
- Tratamiento de efluentes
- Sistema de agua contra incendios
- Equipos de balance de planta (agua de condensado y alimentación a caldera)
- Casetas de vigilancia
- Edificios de oficinas, sala de control y talleres
- Almacenes
- Taller de mantenimiento de vehículos
- Planta de tratamiento de agua
- Planta de tratamiento de aguas residuales
- Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones (siglas CEMS en inglés)
- Chimenea

A continuación, la Figura 1-1 proporciona una vista aérea de la planta.

Figura 1-1 — Overview of the Central Punta Catalina



Source: <https://puntacatalina.cdeee.gob.do/>

1.4. ANTECEDENTES

La firma de ingeniería seleccionada por la CDEEE (propietario) para proporcionar ingeniería del propietario y asesoramiento técnico sobre la ejecución del proyecto Punta Catalina fue Stanley Consultants, una firma de ingeniería y consultoría con sede en los EE. UU. que presta servicios a la industria energética a nivel mundial. Stanley Consultants realizó el diseño preliminar y el diseño inicial de la planta y proporcionó especificaciones técnicas detalladas para el equipo y las estructuras de la planta que formaron la base del Contrato EPC.

El contrato de diseño, adquisición de equipos y materiales, construcción y puesta en marcha del CTPC (Contrato EPC N° 101/14) fue adjudicado en 2014 al Consorcio integrado por Odebrecht, Tecnimont y Estrella. La unidad 1 entró en funcionamiento en diciembre de 2019 y la unidad 2 entró en funcionamiento en abril de 2020. La unidad 1 completó con éxito la prueba de rendimiento de la garantía contractual en septiembre de 2019. La prueba de rendimiento final de la unidad 2 nunca se realizó oficialmente debido a la pandemia de COVID19 que interrumpió el programa de pruebas. Solo fue posible completar una prueba preliminar de desempeño en la Unidad 2. Sin embargo, la CDEEE acordó aceptar los resultados de esta prueba preliminar como demostración del cumplimiento de las garantías de desempeño. No obstante, a la fecha del presente informe aún no se ha emitido la aceptación definitiva del CTPC por parte de la CDEEE.

2. ENFOQUE Y METODOLOGÍA

2.1. METODOLOGÍA

S&L realizó una revisión detallada de las hojas de cálculo incluidas en los informes de prueba de rendimiento de la planta por parte de McHale, para verificar que están correctas. En los casos en que se identificaron errores, S&L evaluó si el estado de la garantía permaneció sin cambios después de que se corrigió el cálculo. Esto posteriormente sirvió como base para concluir si la garantía de cumplimiento realmente se cumplió o no.

Con respecto a los certificados de pruebas operacionales, S&L confirmó lo siguiente: a) si las pruebas programadas efectivamente se llevaron a cabo en cada unidad, b) que el contratista EPC proporcionó un certificado debidamente firmado para cada prueba, c) si este certificado fue confirmado por un representante de CDEEE, y d) si los resultados de las pruebas indican anomalías significativas. En general, los informes de las pruebas operacionales no incluían datos de rendimiento asociados ni parámetros de rendimiento calculados, sino que simplemente mostraban en pantalla tendencias del DCS que documentaban gráficamente si se cumplía el objetivo de la prueba. En algunos casos, los certificados firmados incluían anotaciones de los representantes de CDEEE que confirmaban que la prueba se realizó de acuerdo con los requisitos de la prueba o proporcionaban aclaraciones y resolución de problemas técnicos que surgieron durante la prueba. S&L revisó el comentario de CDEEE en cada caso para confirmar si la certificación de la prueba se consideró rechazada o si fue aceptada.

2.2. REVISIÓN DE DOCUMENTO

2.2.1. Recopilación de información y revisión de documentación

Los informes de las pruebas de rendimiento y documentos relacionados que se revisaron en detalle son los siguiente:

- 3814-WZ-SG-10091 "Procedimiento de prueba de rendimiento general de la planta de energía a carbón PTC46" con fecha 7/11/2019, Rev. 4
- 3814-SZ-PM-000003 "Procedimiento de prueba de emisiones" con fecha 20/8/2019, Rev. 5
- 3814-WZ-RT-100901 "Desempeño general de la planta de Punta Catalina Unidad 1 República Dominicana, informe de prueba de desempeño" con fecha 20/9/2019, Rev. 0, preparado por McHale & Associates, Inc.
- 3814-WZ-RT-100902 "Informe de prueba de rendimiento de carga mínima de República Dominicana, Unidad 1 de Punta Catalina" con fecha 23/9/2019, Rev. 0, preparado por McHale & Associates, Inc.

- (Sin número de documento) “Informe de prueba de garantía de emisiones de la unidad 1 de Punta Catalina” con fecha 20/9/2019, Rev. 0, preparado por McHale & Associates, Inc.
- (Sin número de documento) “Desempeño general de la planta de Punta Catalina, Unidad 2, República Dominicana, Informe de prueba de desempeño” con fecha 4/9/2020, Rev. 0, preparado por McHale & Associates, Inc.
- 3814-WZ-RT-100903 “Informe final de la prueba de rendimiento de carga mínima de la planta de energía a carbón Unidad 2” con fecha 22/04/2020, Rev. 1, preparado por McHale & Associates, Inc.
- 3814-YZ-RT-100095 “Nota Técnica referida a Límites de Emisión de Gases y Rendimiento de Plantas” de fecha 04/01/2016, Rev. 02, elaborada por el Consorcio.
- 3814-WY-VD-QT_0163_00HTHE_001 “Procedimiento de prueba de rendimiento 10HT – 20HT AQCS Unidad 1 y Unidad 2” con fecha 12/08/2019, Rev. 04, preparado por Hamon Enviroserv.

Además, S&L revisó los procedimientos y resultados de las pruebas operacionales a un nivel general para verificar que estuvieran completos e identificar cualquier discrepancia significativa. Estos documentos se proporcionaron en los siguientes archivos consolidados:

- “2.-CTPC-CDEEE-4613-19-CD_Unit 1 Prueba de Confiabilidad de Aceptación Provisional”
- “4.-CTPC-CDEEE-4787-20 CD_Unit 2 Resultados Prueba Funcional Parte 1”
- “5.-CTPC-CDEEE-4826-20 CD_Unit 2 Resultados Prueba Funcional Parte 2”
- “7.-CTPC-CDEEE-4878-20 CD_Unit 2 Pruebas Generador”
- “9.-CTPC-CDEEE-4907-20-CD_Unidad 2 Resultados Prueba de Aceptación Provisional”

Según los comentarios proporcionados por personal de CDEEE, los documentos en la lista de arriba solo se mantienen en forma impresa. Es posible que no se haya recuperado y escaneado toda la documentación de las pruebas solicitadas por S&L. Para documentar el nivel de finalización que se logró, S&L tabuló los certificados que estaban disponibles para nuestra revisión. Esta tabulación se incluye en el Apéndice “A”.

2.3. PROCEDIMIENTO DE ENTREGA DEL CONSORCIO

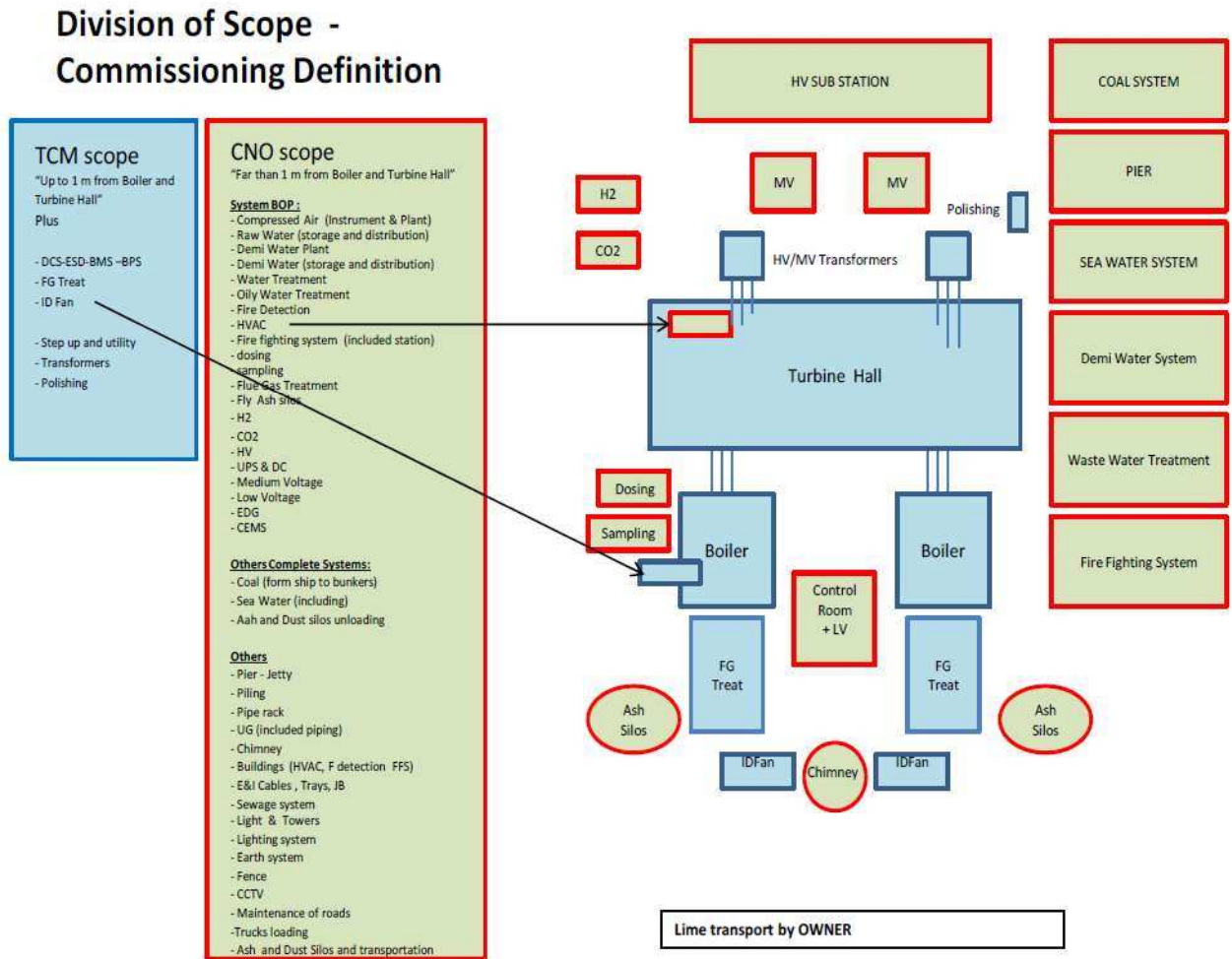
El procedimiento de traspaso del proyecto por parte del Consorcio a la CDEEE se discutió en detalle como parte del informe del Entregable No. 2. Dentro de los pasos que se delinearon en este procedimiento, el Entregable N° 3 aborda el siguiente alcance:

- Entrega del proyecto al propietario una vez completada la puesta en marcha de la planta. Esto se hace una vez que el sistema haya superado todos los pasos de los procedimientos de puesta en servicio por escrito. Los procedimientos de puesta en servicio están diseñados para confirmar que el sistema está listo para operar de manera segura en condiciones de diseño. Este paso

básicamente completa la etapa de construcción con la excepción de los elementos de la lista de verificación que se generan en todos los pasos del proceso de construcción.

Para la central Punta Catalina, las actividades de Comisionamiento fueron divididas entre Odebrecht (CNO) y Tecnimont (TCM), donde los equipos principales de generación de vapor y electricidad estaban a cargo de TCM y los sistemas de balance de planta (BOP) y auxiliares a cargo de CNO. La Figura 2-1 muestra la división del alcance durante la puesta en marcha.

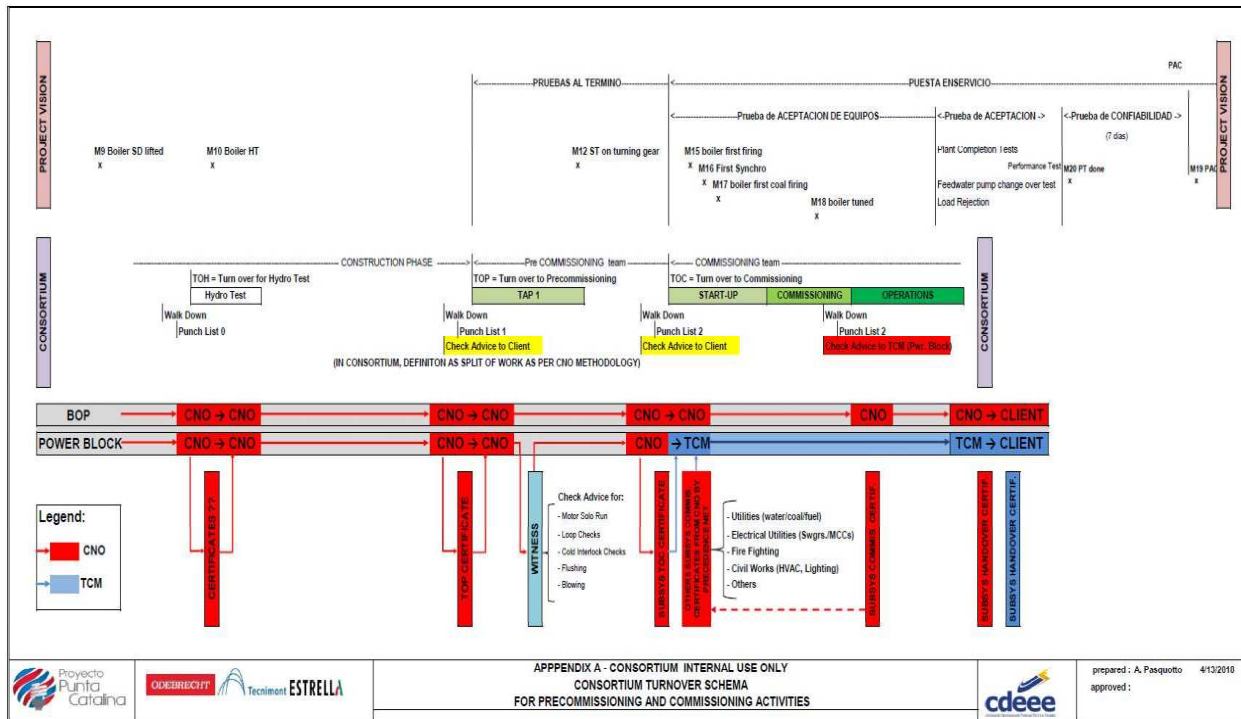
Figura 2-1 — Punta Catalina Commissioning Scope



Source: Consortium Document 3814-DZ-RT-000023

La Figura 2-2 proporciona un esquema del procedimiento de entrega utilizado para la transferencia de la central desde la etapa de construcción al propietario de Punta Catalina donde se representan las tres fases de la construcción: Construcción, Pre-Puesta en Marcha y Puesta En Marcha / Comisionamiento.

Figura 2-2 — Schematic of Consortium Handover Procedure






Source: Consortium Document 3814-DZ-RT-000023

La entrega la planta por parte del Consorcio a la CDEEE constituye la aceptación de sistemas donde el propietario certifica que estos han sido debidamente comisionados, probados y listos para operar. El contrato EPC requiere que se realicen las siguientes pruebas y que se presenten los informes de cada prueba asociados y con los certificados de prueba firmados:

- Pruebas de cambio
- Certificados de sistemas en condición operativa
- Certificados de prueba funcional
- Certificados de pruebas de confiabilidad
- Pruebas de rendimiento

Las pruebas de puesta en servicio que están documentadas en una serie de actas y debidamente firmadas por el Consorcio y la CDEEE son la evidencia que se completaron de manera correcta. Un ejemplo de Certificación de Aceptación se muestra en la Figura 2-3.

Figura 2-3 — Example CDEEE Acceptance Certificate

	U2 - ACCEPTANCE CONDENSATE TRANSFER PUMPS CHANGE OVER TEST	Document Identification Code			
		Sheet	1/1	Issue	01
	Client: CDEEE - Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales. Plant: 2x360 MW Coal-Fired Power Plant Location: Punta Catalina, Bani República Dominicana.				

REFERENCE PROCEDURE: 3814-DZ-SC-004517 IS02 DCO CHANGEOVER TEST – COMMISSIONING PROCEDURE

Completion note:

Scope of the test is to verify the smooth change over between the pumps.

The unit 2 was operating at full load with the condensate transfer pump 20LCP10AP001.

The operator will command from faceplate the changeover from one running to stand-by pump.

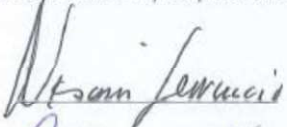
DCO will start-up stand by pump and shutdown the running pump.


Refer to the trend attached.

Acceptance criteria:

The changeover is succeeded if after the transient period the unit continues to operate at the same previous conditions.

Consortium and CDEEE confirm that the test has been successfully completed on date 15/01/2020

Consortium Commissioning Manager: 

CDEEE Commissioning Manager: 

Attachment: Trend for changeover test of condensate transfer pumps
 NOTA: DESPUES DEL CHANGEOVER ENTRE LA BOMBA 20LCP10AP001 Y LA BOMBA 20LCP20AT001 FUE HECHO EL CHANGE OVER ENTRE LA BOMBA 20LCP20AT001 Y LA BOMBA 20LCP10AP001

This document is CDEEE's property, and cannot be used by others for any purpose, without prior written consent.

Para documentar el estado operativo del sistema, se utiliza un formulario de aprobación diferente como se muestra en la Figura 2-4. En este caso, la única firma proporcionada en el formulario es la del Gerente de Puesta en Servicio sin identificar si es el gerente del Consorcio o el gerente de la CDEEE. S&L completó la matriz en el Apéndice “A” asumiendo que el administrador del Consorcio firmó los documentos ya que estos documentos se originan por ellos. Si esto resulta ser incorrecto, S&L actualizará este informe.

Figura 2-4 — Sample System Operational Certificate

	CERTIFICADO DE SISTEMA EN CONDICIONES OPERACIONALES		Document Identification Code 0229	
	Cliente: CDEEE - Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales Planta: 2x376 MWe Coal-Planta a Carbon Localización: Punta Catalina, Baní República Dominicana		Hojas 1 / 1	Revision 02
				
CERTIFICADO DE SISTEMA EN CONDICIONES OPERACIONALES				
PLANTA	PROYECTO PUNTA CATALINA			
TAG DEL SISTEMA 20GHD	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA SERVICE WATER			
TAG DE LOS SUBSISTEMAS 20GHD10	DESCRIPCIÓN DE LOS SUBSISTEMAS INVOLUCRADOS SERVICE WATER TO HOSES OF TURBINE HALL #2			
DECLARACIÓN El CONSORCIO declara que los subsistemas contenidos en el sistema 20GHD, han sido comisionados y están en condiciones operacionales. Lista de elementos pendientes (X) Nota: Las pendencias están incluidas en el listado general definido por CDEEE / Consorcio.				
 _____ Gerente de Comisionamiento				Fecha: <i>04, 04, 2020</i>

El Certificado de Puesta en Servicio de cada unidad se emite cuando se completa el alcance del procedimiento de prueba de aceptación de puesta en servicio (TAP2 siglas en ingles). El alcance de TAP2 se enumera en el Apéndice B el cual incluye la puesta en servicio de los principales equipos y sistemas, así como las pruebas de cambio de componentes.

Un requisito previo para que la CDEEE otorgue el Certificado de Aceptación Provisional (PAC siglas en ingles) de cada unidad es que se obtengan todos los certificados de los sistemas y subsistemas de la planta.

3. PUESTA EN MARCHA

3.1. PUESTA EN MARCHA DEL CONSORCIO

En el informe del Entregable No. 2, S&L informó que el proceso de puesta en servicio se implementó correctamente y que existe evidencia que contienen los certificados de entrega de Construcción / Pre-Puesta en Marcha. Además, según el gerente de puesta en marcha de la CDEEE, él y su equipo fueron testigos de todas las pruebas operacionales y aceptaron los traspasos del sistema. El encargado de puesta en marcha de la CDEEE también manifestó que tanto él como su equipo estaban satisfechos con el desempeño del equipo de puesta en marcha del Consorcio.

S&L revisó los libros de datos seleccionados para los sistemas principales como el de la caldera y sus auxiliares, para confirmar que se siguieron los procedimientos apropiados y que se proporcionó la documentación necesaria. Como se mencionó en la Sección 2.2.1, también revisamos documentos en archivos electrónicos proporcionados por la CDEEE que contenían copias de los diversos protocolos de pruebas y certificados para verificar que se finalizó la puesta en marcha y alcance de la prueba.

Como parte de este informe del Entregable No. 3, S&L ha compilado un resumen de todos los certificados y los informes de pruebas que podrían ubicarse dentro de los documentos de referencia proporcionados por la CDEEE como se enumeran en la Sección 2.2.1 del presente. Este resumen se proporciona en el Apéndice "A", Tabla 1 el cual resume en términos generales el alcance de las pruebas de rendimiento y puesta en servicio, e identifica si S&L localizó los registros de finalización de pruebas asociados. La Tabla 2 dentro del Apéndice "A" muestra el estado del alcance del Procedimiento de Prueba de Aceptación de Puesta en Servicio (TAP2). Como se discutió anteriormente en la Sección 2 de este documento, el Certificado de Puesta en Servicio se emitirá solo cuando se complete el alcance de TAP2. En ambos casos, si S&L no pudo ubicar una copia del certificado de prueba, se indica una anotación de "No encontrado" en las tablas.

3.2. RESULTADOS

3.2.1. Documentación de finalización de la puesta en marcha

S&L ha categorizado las diversas pruebas de puesta en marcha y rendimiento en uno de los siguientes tipos: rendimiento de la unidad, retroceso del equipo, operacional o funcional, cambio, funcionamiento del sistema y TAP2. La siguiente Figura 3-1 resume la cantidad de cada tipo de prueba y la cantidad de pruebas que se completaron en cada unidad según la documentación revisada por S&L.

Figura 3-1 — Tasas de finalización del documento de puesta en servicio

Test Type	Total Quantity	Number of Tests Documented as Complete			
		Unit 1	Unit 1 % Complete	Unit 2	Unit 2 % Complete
Unit Performance	12	10	83.3	11	91.7
Equipment Runback	3	3	100.0	3	100.0
Other Functional	10	2	20.0	9	90.0
Changeover	16	6	37.5	8	50.0
System Operational	124	37	29.8	106	85.5
TAP2*	20	5	25.0	17	85.0
*Includes changeover test scope which is partially complete at both units.					

Como se muestra en la Figura 3 1, la única categoría de prueba que se documentó de manera completa en ambas unidades fue la prueba de retroceso del equipo. Del alcance restante de las pruebas de puesta en servicio, la Unidad 2 muestra un mayor nivel de documentación en comparación con la Unidad 1, con más del 85 % de las pruebas funcionales y operativas del sistema TAP2 documentadas como completas. En contraste, menos del 30% de estas pruebas fueron documentadas como completas en la Unidad 1.

Dado que la emisión del Certificado de Puesta en Servicio se basa en la finalización de las actividades TAP2, y S&L no pudo verificar la finalización de estas actividades en ninguna de las unidades, se puede argumentar que los certificados no deberían haberse emitido. Se requiere la documentación adicional por parte de CDEEE para que S&L pueda validar la finalización del alcance de la puesta en servicio, incluidas las actividades de TAP2.

3.2.2. Firmas del certificado de puesta en marcha

Como se mencionó previamente en el Entregable No. 2, el Consorcio EPC tenía un Programa de Puesta en Servicio adecuado y proporcionó procedimientos de puesta en servicio apropiados para los sistemas principales.

Como se muestra en la Figura 2-3 y la Figura 2-4, durante la puesta en marcha las responsabilidades del CDEEE incluyeron presenciar las pruebas y firmar los certificados una vez estas se completaban. Sobre esta base, S&L concluye que un certificado firmado es evidencia que se documentó el rendimiento adecuado y se aceptó el equipo de acuerdo con los procedimientos de prueba correspondientes a satisfacción tanto del Consorcio como de la CDEEE. El Apéndice “A” muestra un resumen que indica si el consorcio y la CDEEE firmaron los certificados, pero con las siguientes excepciones:

- En el caso de la prueba de rendimiento ASME PTC 46 para cada unidad, no se incluyó ningún certificado en los informes de prueba de McHale. Por lo tanto, no se proporcionaron certificados ni firmas de CDEEE para estas pruebas.
- CDEEE no firmó el certificado de prueba de rampa de carga de la Unidad 1. Sin embargo, señalaron que el documento será reemplazado por una copia firmada en el futuro.
- La prueba de retroceso de la unidad 1 tiene dos firmas, pero no están identificadas como personal del Consorcio o de la CDEEE.
- El informe de la prueba de carga mínima de la Unidad 1 no está firmado por la CDEEE, solo por personal de McHale.
- El certificado de prueba de vacío del condensador de la Unidad 2 no fue firmado por CDEEE.
- Los Certificados de Funcionamiento del Sistema sólo fueron firmados por el Consorcio y no fueron refrendados por la CDEEE.

3.2.3. Notas del certificado de puesta en marcha

En algunos de los certificados de puesta en servicio se incluyen anotaciones del testigo de la CDEEE en la página de la firma. En la mayoría de estos casos, las notas simplemente confirmaron que las pruebas se realizaron de acuerdo con los procedimientos de prueba. Sin embargo, en otros casos, las notas identificaron que se requería verificación adicional y, en un caso, que la prueba no fue satisfactoria. Estas notas de prueba se resumen en las siguientes figuras.

Las notas de la Unidad 1 que se muestran en la Figura 3-2 para la prueba de arranque en tibio (Ítem #4) y la prueba de arranque caliente (Ítem #5) indican incertidumbre en cuanto a si los tiempos de arranque resultantes son típicos para este tipo de arranques (tibio vs caliente). La opinión de S&L es que estas duraciones son razonables. La tercera nota (Ítem No. 6) sobre la prueba de rampa de carga unitaria indica que la firma CDEEE faltante se proporcionará en una copia futura del certificado. Si esto ha ocurrido, S&L no recibió la versión actualizada y sin esa evidencia, el certificado se considera sin firmar. La última nota (Ítem No. 3) con respecto a la prueba de retroceso del ventilador de diámetro interno indica que la presión del horno estuvo dentro de los 2 mmH₂O del punto de ajuste de disparo y que el rendimiento del molino cayó a niveles bajos durante la prueba. No obstante, se pasó la prueba ya que estos parámetros cumplieron con los criterios de aceptación de la prueba. S&L considera que el punto de ajuste de presión de la caldera es motivo de preocupación. Esto debe investigarse más a fondo para determinar si se puede implementar una solución para aumentar el margen del punto de ajuste de disparo por presión de la caldera. Por ejemplo, un mayor ajuste de la respuesta del ventilador FD puede aumentar este margen.

Figura 3-2 — Notas en los Certificados de la Unidad 1 por la CDEEE

Item Number	Test Scope	Notes Included on Sign-Off page Translated
	Unit Performance Tests:	
4	Unit hot start up test	Note: This hot start test lasted 5 hours and 25 minutes. This duration must be checked for starts of this type.
5	Unit very hot start up test	Note: This start-up lasted 2 hours and 50 minutes. The duration of starts like this should be evaluated.
6	Unit ramp load test (ramp up and ramp down)	Note: This certificate will be opportunely replaced by the version duly signed by CDEEE.
Equipment Run Back Tests:		
3	ID Fans	During this test the pressure of the furnace reached 112mmH2O with the trip set point at 114 mmH2O; In addition, the mills dropped to 16/17 tons for those that remained in service. These values are very low.

En comparación con la Unidad 1, la Unidad 2 tuvo desviaciones más significativas del alcance del protocolo de prueba previsto. Como se muestra en la Figura 3-3, la primera nota (Ítem No. 6) establece que el CDEEE consideró inaceptable la prueba de la rampa de carga unitaria porque la temperatura de vapor del recalentamiento se salió del rango. No se discutieron detalles en el informe, y no hay registro de la repetición de la prueba. Por lo tanto, según el conocimiento de S&L, el resultado de esta prueba sigue siendo inaceptable para CDEEE.

Además, como se indica en el Ítem No.9, durante la prueba de confiabilidad, el control del atemperador de sobrecalentamiento secundario estuvo en modo manual durante parte de la prueba. El contrato requiere que la prueba de confiabilidad se realice con los controles en automático. Dicho esto, el protocolo de prueba permite que CDEEE y Stanley acepten "incidentes menores, como fallas de instrumentos o equipos que requieran la operación de equipos de reserva, u otras fallas o interrupciones menores" si la falla no se incluye en la cláusula 10.3.3. Como aceptaron la desviación, se pasó la prueba. S&L no sabe si el control del atemperador de sobrecalentamiento está ahora en modo completamente automático o debe colocarse en modo manual durante ciertas condiciones de funcionamiento. Si todavía es necesario el control manual, esto debe corregirse.

La prueba de confiabilidad de la Unidad 2 también se suspendió el Día 6 debido a fuerzas externas que provocaron un disparo de la unidad. La unidad se reinició y la prueba continuó según fuera necesario para lograr los siete días de operación requeridos. Este tipo de incidente está permitido por contrato.

Por último, según los Ítems No.2 y No.3, las pruebas de retroceso en los ventiladores FD e ID no se pudieron realizar con la unidad en línea. Nuevamente, esta desviación fue aceptada por la CDEEE y se aprobaron las pruebas.

De estos eventos, los más significativos son la prueba de rampa de carga aún insatisfactoria, y la incertidumbre con respecto a si es posible un control del atemperador de sobrecalentamiento totalmente automático. CDEEE debe revisar estos eventos y cerrar los elementos de manera apropiada.

Figura 3-3 — Notas en los Certificados de la Unidad 2 por la CDEEE

Item Number	Test Scope	Notes Included on Sign-Off page Translated
Unit Performance Tests:		
6	Unit ramp load test (ramp up and ramp down)	This test was NOT CONSIDERED SATISFACTORY since during the descent everything was normal, but during the ascent the reheat temperature went out of range.
9	Reliability run	Secondary SH atemperator control was in manual for part of the test. There was a unit trip due to external causes. CDEEE passed unit.
Equipment Run Back Tests:		
2	FD Fans	Note: These conditions were not possible since due to problems in the national electrical grid, prior agreement between CDEEE and the consortium. The test was carried out with the turbine (offline) out of service and the thermal load of the boilers through the high and low pressure bypass.
3	ID Fans	Note: These conditions were not possible since due to problems in the national electrical grid, prior agreement between CDEEE and the consortium. The test was carried out with the turbine (offline) out of service and the thermal load of the boilers through the high and low pressure bypass.

3.2.4. Resumen de puesta en servicio

Como se indica en el informe del Entregable No. 2, con base en la documentación revisada por S&L, no hay evidencia que respalde que se realizaron todas las actividades de puesta en marcha, ya que S&L no pudo verificar todos los certificados de aceptación firmados o los informes de prueba. Dado que esto aparentemente contradice el relato del gerente de puesta en marcha de los eventos que ocurrieron, los siguientes escenarios parecen probables:

- S&L no recibió copias de todos los registros de las pruebas

- No se documentaron todas las pruebas de puesta en servicio y/o
- La documentación de la prueba de puesta en servicio se ha extraviado.

De los documentos que se proporcionaron a S&L, los registros de la Unidad 2 son mucho más completos en comparación con la Unidad 1. Es importante destacar que las pruebas que se completaron en ambas unidades incluyen muchas de las principales pruebas operativas de la unidad, pruebas de retroceso y pruebas de cambio. Esto aumenta la confianza en que los equipos y sistemas asociados funcionarán según lo diseñado. Se debe hacer un esfuerzo para ubicar la documentación de las pruebas que S&L no pudo encontrar, ya que esto incluye algunos sistemas y equipos importantes. En particular, se debe verificar la documentación TAP2 completa para ambas unidades, ya que este hito se debe haber completado antes de la emisión de los respectivos Certificados de Puesta en Servicio.

Los Certificados de Operación del Sistema sólo fueron firmados por el Gerente de Puesta en Servicio del Consorcio. S&L no está familiarizado con el procedimiento de la CDEEE con respecto a la aceptación de dichos certificados. Por lo tanto, no podemos garantizar que el funcionamiento de los sistemas con certificados firmados cumpla con las expectativas. Esto debería verificarse en base a las evaluaciones del funcionamiento del sistema hasta la fecha, o mediante recorridos y pruebas para verificar el alcance instalado y el rendimiento del sistema.

Como se indica en el informe del Entregable No. 2, en aquellos casos en los que no se pueda ubicar la documentación, recomendamos una revisión exhaustiva de la lógica de control de los equipos y sistemas afectados para garantizar que todas las condiciones del proceso cumplan con las recomendaciones de los fabricantes, la respuesta lógica correcta a los escenarios de falla del equipo, y que toda la lógica se verifique y pruebe para que sea correcta y completa. Además, recomendamos una revisión de la configuración del relé para el equipo principal para verificar que se proporcionen arranques del motor y protección contra sobrecarga.

4. PRUEBAS DE RENDIMIENTO

4.1. ALCANCE DE LA EVALUACIÓN

El informe del Entregable No. 1 trata sobre los requisitos del contrato de garantía de desempeño, los valores de las garantías, el procedimiento de prueba, los requisitos de informes, las observaciones generales, la discusión sobre el desempeño de la planta, y los resultados de las pruebas de garantía de desempeño. Para evitar duplicaciones innecesarias, estos detalles no se repiten aquí. Consulte el informe Entregable No. 1 para obtener estos detalles.

En este Entregable No. 3 se verifica si se cumplieron los requisitos previos de la prueba y brinda una revisión cuantitativa de los resultados de la prueba para verificar si se cumplieron y aprobaron las garantías de desempeño.

4.2. PRERREQUISITOS DE PRUEBA DE RENDIMIENTO DE GARANTÍA

Antes de completar las pruebas de desempeño de garantía de la unidad, es necesario completar ciertas pruebas de cambio (incluidas como parte de TAP2); varias pruebas de puesta en marcha, parada y retroceso; así como las pruebas de carga mínima y confiabilidad. La siguiente lista resume las pruebas que se completaron antes de realizar las pruebas de rendimiento de garantía de la unidad:

- Prueba de apagado de la unidad
- Prueba de arranque en frío de la unidad
- Prueba de arranque en tibio de la unidad
- Prueba de arranque de la unidad caliente
- Prueba de carga de rampa unitaria (rampa ascendente y descendente)
- Prueba de retroceso de la unidad
- Prueba de rechazo de carga unitaria
- Prueba de cambio de bombas de la unidad BFWP a plena carga
- Prueba de cambio de bombas de la unidad CEP a plena carga
- Prueba de cambio de bombas de transferencia de condensado de la unidad
- Prueba de cambio de bombas de purga de caldera unitaria
- Prueba de cambio de bombas de vacío del condensador de la unidad
- Prueba de cambio de bombas unitarias SCAH
- Pruebas previas y pruebas de retroceso (bombas de circulación de agua, ventilador FD, ventilador ID)

- Ejecución de confiabilidad
- Prueba de carga mínima

Como se muestra en la Tabla 1 del Apéndice “A”, todas estas pruebas se completaron y aprobaron con éxito, pero con las siguientes excepciones y aclaraciones:

- Se desconoce el estado del resultado de la prueba de retroceso de la Unidad 1. El protocolo de prueba incluye firmas, pero no hay certificado de finalización.
- S&L no pudo encontrar el certificado de prueba de retroceso de la Unidad 2.
- Como se discutió anteriormente, CDEEE encontró que la prueba de la rampa de carga unitaria de la Unidad 2 no era satisfactoria. Hasta donde sabemos, esto aún no se ha resuelto.
- No se completaron todas las pruebas de requisitos previos antes de la prueba de rendimiento de la garantía.

Con respecto al último punto anterior, S&L cree que la intención de este requisito era permitir que se realizaran todos los ajustes, pruebas preliminares y eliminación de errores antes de las pruebas oficiales de rendimiento de garantía para garantizar que: a) las pruebas de garantía se pudieran completar de forma segura sin problemas inesperados, b) que el desempeño de la unidad era representativo de la configuración y los controles operativos del equipo instalado, y c) que los ajustes de prueba subsiguientes no alterarían el desempeño de la unidad a algo diferente de lo determinado durante la prueba de garantía.

La prueba de rendimiento de la Unidad 1 se realizó del 30 de agosto al 1 de septiembre de 2019 y la fecha de la prueba de la Unidad 2 fue el 10 de marzo de 2020. Las pruebas previas requeridas para la Unidad 1 que realmente se completaron después de la prueba de rendimiento incluyen la prueba de carga de rampa unitaria, prueba de arranque con la caldera caliente, prueba de rechazo de carga de la unidad, ejecución de confiabilidad y pruebas de funcionamiento del equipo. En la Unidad 2, las pruebas previas requeridas que realmente se completaron después de la prueba de rendimiento incluyen la prueba de arranque en frío, la prueba de carga de rampa unitaria, la ejecución de confiabilidad y la prueba de carga mínima. Consulte el Apéndice “A” para conocer las fechas de las pruebas previas requeridas. En este momento, S&L no tiene motivos para creer que las pruebas fuera de secuencia dieron resultados de pruebas de garantía no representativos o cambios posteriores en el rendimiento de la unidad. Sin embargo, si la CDEEE no está de acuerdo y cree que el rendimiento de la unidad cambió después de que se completaron las pruebas de garantía debido a las actividades de prueba de seguimiento, esto puede evaluarse más a fondo.

4.3. GUARANTEE PERFORMANCE TEST SCOPE

Las pruebas de rendimiento de garantía de la Unidad 1 y la Unidad 2 fueron realizadas por McHale. Las pruebas están destinadas a demostrar el cumplimiento de las garantías según el contrato EPC para los siguientes parámetros:

- Potencia eléctrica neta
- Tasa de calor neta en combustible HHV (valor calorífico -- siglas en inglés)
- Consumo de cal, incluyendo:
 - Consumo de cal quemada como CaO
 - Consumo de cal quemada tal como se recibe
- Carga mínima
- Emisiones, incluyendo:
 - NOX
 - SO2
 - Partículas de polvo
- Ruido

El alcance de la prueba de McHale abordó todas estas garantías con la excepción de lo siguiente:

- No se realizó la prueba de ruido. Por lo tanto, no se puede evaluar el cumplimiento de las garantías de ruido.
- La prueba de partículas de polvo no se realizó en la Unidad 2. Esta garantía se evaluó empíricamente después de completar la prueba mediante la comparación de los datos de emisión de polvo de la Unidad 1 con las mediciones históricas de CEMS de la Unidad 2.
- La tasa de consumo de cal quemada en la Unidad 2 no pudo corregirse debido a la desviación en el contenido de cloro del combustible de prueba con respecto al diseño. El informe de prueba de McHale indicó que Hamon Enviroserv proporcionaría un algoritmo de corrección de garantía revisado. S&L desconoce si Hamon proporcionó esta corrección y si McHale la incorporó en un informe actualizado.

4.4. REVISIONES DE LA GARANTÍA DE CUMPLIMIENTO

Después de la adjudicación del contrato EPC al Consorcio, se hicieron cambios a las garantías de cumplimiento, de la siguiente manera:

- La garantía de emisión de NO_x que inicialmente había sido ≤ 510 mg/Nm³ @ 6% O₂ se redujo a ≤ 400 mg/Nm³ @ 6% O₂ con base a las regulaciones locales de emisión de acuerdo con la Licencia Ambiental Local ESIA.
- La garantía de emisión de SO₂ que inicialmente había sido ≤ 900 mg/Nm³ @ 6% O₂ se redujo a ≤ 400 mg/Nm³ @ 6% O₂ en base a las regulaciones locales de emisión de acuerdo con la Licencia Ambiental Local ESIA.

Adicionalmente, existe una inconsistencia no resuelta en la garantía de consumo de cal. Estas son:

- La garantía de consumo de cal quemada (rápida) de la instalación en el contrato EPC final es de 8,000 kg/h (7.200 kg/h expresados como CaO). Sin embargo, el límite de garantía según el informe de prueba de McHale es de 10,400 kg/h.
- La garantía de consumo de cal quemada (rápida) de la instalación (expresada como CaO) según el procedimiento de prueba de rendimiento 10HT-20HT AQCS Unidad 1 y Unidad 2 de Hamon Enviroserv (3814-WY-VD-QT_0163_00HTHE_0001 IS04) se indica como 6,600 kg/hr concurrente con un Garantía de emisión de SO₂ hasta 400 mg/Nm³.
- Según la Nota Técnica 3814-YZ-RT-100095 IS02, el consorcio afirma que Hamon ha garantizado una tasa máxima de consumo de cal de 7,773 kg/h. No está claro si se trata de cal cruda o cal expresada como CaO. Se asume que es el consumo de cal cruda.
- Según esta misma Nota Técnica, el consorcio concluye que por margen insuficiente, se elimina la garantía sobre el consumo de cal si se reduce la tasa de emisión de SO₂ a 400 mg/Nm³ @ 6% O₂. S&L no sabe si CDEEE acordó rescindir o revisar la garantía de consumo de cal.
- Sobre esta base, existen dudas sobre si existe una garantía de consumo de cal y, en caso afirmativo, los valores acordados para la cal cruda y la cal expresada como CaO. S&L redactó este informe en base a la comparación con los valores finales de garantía del contrato EPC de 8,000 kg/h de consumo de cal cruda, equivalente a 7,200 kg/h expresados como CaO. Este es un tema importante ya que afecta el estado de aprobación / rechazo de la garantía de consumo de cal de la Unidad 2, asumiendo que aún exista una.

4.5. S&L REVIEW OF GUARANTEE PERFORMANCE TEST REPORTS

S&L revisó los informes de las pruebas de desempeño de las Unidades 1 y 2 ejecutados y preparados por McHale. Estos informes consisten en las pruebas de rendimiento de cada unidad a plena carga, las pruebas de carga mínima y las pruebas de emisiones. La prueba de rendimiento de la Unidad 1 se ejecutó según el protocolo de prueba que requería tres ejecuciones de pruebas de 4 horas cada una. El informe de prueba presentado por McHale proporcionó todas las mediciones y los datos recopilados de las pruebas, e incluyó copias de las hojas de cálculo utilizadas para determinar la eficiencia térmica de la caldera, la producción de vapor de la caldera, el consumo de cal, etc. McHale también preparó un informe separado para la prueba de emisión de la chimenea que se realizó en paralelo con las pruebas de rendimiento de la unidad. Este informe figura como un Apéndice en el informe general de la prueba de rendimiento, pero se emitió como un archivo electrónico separado. Ambos informes se proporcionaron a S&L como archivos .pdf de Adobe.

Durante la prueba de rendimiento a plena carga de la Unidad 2, GE no estaba preparado cuando comenzó inicialmente el período de prueba preliminar. Por lo tanto, el inicio de la prueba se retrasó 1 hora y la duración de la prueba se redujo a 3 horas en lugar de 4 horas como se había programado. Además, debido a la pandemia del COVID-19, las pruebas se detuvieron antes del inicio de las pruebas formales de rendimiento. Como resultado, los resultados de la prueba de la Unidad 2 y la evaluación de las garantías se basan únicamente en una prueba preliminar única de 3 horas. Esto fue acordado por la CDEEE y se

analiza con mayor detalle en el informe del Entregable No. 1. Poco después de la prueba del 9 de abril de 2020, McHale presentó un informe de prueba abreviado sin una hoja de cálculo. Esto fue reemplazado por un informe final revisado presentado el 22 de abril de 2020 que incluía todas las mismas hojas de cálculo que se habían incluido en el informe de la Unidad 1. Algunos de los valores de prueba de garantía de la Unidad 2 incluidos en el informe se revisaron en la versión final. No se preparó un informe de prueba de emisión de chimenea separado para la Unidad 2. Los cálculos de emisión se incluyen como una hoja de cálculo en un apéndice dentro del informe de prueba de rendimiento de la Unidad 2. El informe se proporcionó a S&L como un archivo Adobe .pdf.

S&L encontró varios errores de cálculo en los informes de las pruebas de rendimiento a plena carga, pero no hubo comentarios sobre las pruebas de emisiones o las pruebas de carga mínima para ninguna de las unidades. Dicho esto, notamos que la duración de la prueba de carga mínima en la Unidad 2 se redujo a solo 45 minutos, incluidos los períodos de estabilización y monitoreo de carga. Aunque esto es mucho más corto que la duración requerida de la prueba de 4 horas más 1 hora para la estabilización, la prueba fue aceptada por CDEEE. Si no ha habido antecedentes de problemas de control de emisiones o a carga mínima desde el momento de la prueba, entonces claramente esto no presenta un problema pero debería ser verificado por la CDEEE.

En el Apéndice “C” se proporciona una lista completa de los errores de cálculo encontrados en los informes revisados para las pruebas de la Unidad 1 y la Unidad 2. La siguiente discusión resume los errores más significativos encontrados en cada unidad. Los números entre paréntesis dentro de los comentarios se refieren a números de referencia de celda dentro de las hojas de cálculo de McHale.

Unidad 1:

9. Las hojas de cálculo para las Pruebas 2 y 3 indican un valor cero para la temperatura de los gases de combustión que ingresan al calentador de aire primario [45A]. Esto da como resultado valores negativos para la entalpía del gas [45B] y el flujo de gas de combustión que ingresa al calentador de aire primario [49]. Esto da como resultado valores incorrectos de caudal de gas ingresando al calentador de aire secundario [50].
10. La potencia de energía neta debe corregirse por el consumo de energía auxiliar interna y común por ambas unidades. Los cálculos de rendimiento de la Unidad 1 de McHale excluyen correcciones por el consumo de energía de la Unidad 2 alimentadas desde la Unidad 1 y las cargas excluidas alimentadas por la Unidad 1. Si se hubiera incluido esto, la potencia neta habría sido 143 kW más alta. No hubo impacto en el estado de aprobación/rechazo de la potencia neta.
11. Los valores de potencia de la caldera [5] mostrados son incorrectos. Parece haber un error en la conversión de unidades de Btu/hr a KJ/hr . Los valores correctos son aproximadamente un 11 %

más altos y se alinean con el valor de diseño de 2940.852 MJ/h. Esto da como resultado tasas de flujo de combustible, tasas de flujo de aire, etc. incorrectas. Afortunadamente, esto no afecta la eficiencia térmica calculada que usó la salida de calor de la caldera, que se calculó independientemente de la hoja de cálculo donde ocurrió el error.

12. Las correcciones del factor de potencia tienen un ligero error. Los valores promedio correctos parecen ser -231,4 KW, -230,2 KW, -233,6 KW y -231,7 KW. Estos errores afectan los valores de "Potencia corregida" que se muestran, pero no afectan el cumplimiento de la garantía.
13. Los valores de exceso de O₂ de diseño que se muestran [52] se correlacionan con una fuga del calentador de aire del 6.2 %. Sin embargo, la fuga del calentador de aire de diseño es de 4.18%. No está claro de dónde obtuvo McHale los valores de O₂ que se muestran, ya que no se correlacionan con el rendimiento del diseño del calentador de aire.
14. La temperatura del gas de salida del calentador de aire [3] debe corregirse en el cálculo "X-Ratio" que es la capacidad calorífica del aire que pasa a través del calentador de aire dividida por la capacidad calorífica del gas de combustión que pasa a través del calentador de aire.
15. Los valores de consumo corregido de cal quemada expresado como CaO ("mCaOpure, corr"), se calcularon incorrectamente. El factor de corrección "CFoverall" debe multiplicarse en lugar de dividirse por "mCaOpure". Además, los valores deben ajustarse para reflejar las tasas de flujo de carbón adecuadas.

Unidad 2: Muchos de los errores encontrados en el informe de prueba de la Unidad 1 también se cometieron en el informe de la Unidad 2. Los errores específicos en la Unidad 2 son:

1. Debido a que el contenido de cloro en el carbón utilizado en las pruebas se desvió significativamente de las especificaciones de diseño, McHale no pudo corregir el consumo de cal a las condiciones de diseño. Hamon Enviroserv proporcionaría un algoritmo de corrección de garantía revisado. Actualmente, la tasa de consumo de cal probada de 8,929 kg/h sigue sin corregirse y supera la garantía final del contrato EPC de 8,000 kg/h. Se desconoce en este momento si las correcciones aumentarían o disminuirían la tasa de consumo probada. Teniendo en cuenta que en el momento en que McHale presentó el informe, el rendimiento de la prueba fue comparado con el valor garantizado de 10,400 kg/h y, por lo tanto, no identificaron esto como un posible problema de cumplimiento de la garantía.
2. La tasa de emisión de SO₂ en la Unidad 2 estuvo en el límite aceptable. El valor reportado fue de 395.6 mg/Nm³ al 6 % de O₂, que está justo por debajo del límite de garantía de 400 mg/Nm³ al 6 % de O₂. De hecho, el valor excedió la garantía durante el período de prueba de 4 horas previsto originalmente y cayó por debajo del límite solo durante el período de prueba truncado de 3 horas.

Esto probablemente se deba a una reducción en el punto de ajuste de emisión de SO₂ que implementó Hamon durante la prueba. El punto de ajuste se redujo a 370 Mg/Nm³ @ 6% O₂ desde 390 Mg/Nm³ @ 6% O₂. Luego, el punto de ajuste se aumentó a 380 Mg/Nm³ @ 6% O₂ más adelante en la prueba. Si se hubiera completado el alcance de la prueba, se esperaría que las emisiones de SO₂ se hubiesen mantenido en cumplimiento en el punto de ajuste reducido, pero esto es una conjetura por parte de S&L.

3. No se realizó recolección de partículas debido a un suministro limitado de filtros en el momento de la prueba preliminar. Por lo tanto, se utilizaron los valores del CEMS. Sin embargo, el medidor de concentración de polvo CEMS aún no había sido calibrado. Como resultado, las emisiones de polvo de la Unidad 2 informadas por McHale se estimaron en base a la comparación con la Unidad 1 y las correlaciones empíricas que se derivaron en relación con las mediciones de luz dispersa. Tal como está actualmente, el valor de emisión de polvo de la Unidad 2 reportado es preliminar y requiere más pruebas y calibración del medidor de concentración de polvo de la Unidad 2 para finalizar el resultado. Sin embargo, S&L está de acuerdo con la evaluación realizada hasta la fecha que concluyó que las emisiones de polvo cumplían con la garantía.
4. Las notas de prueba indican que la prueba de potencia auxiliar se realizó al comienzo de la prueba. Estos valores deberían haberse utilizado. Los valores de potencia auxiliar que se muestran en el informe son de la prueba de la Unidad 1 y no de la Unidad 2.

Debido a que no se proporcionaron los archivos de Excel, los resultados de las pruebas informados se verificaron manualmente. Aunque los errores descubiertos afectarán los valores informados para la producción unitaria neta, la tasa de calor unitaria neta, la eficiencia de la caldera y el consumo de cal quemada AQCS, no parecen ser lo suficientemente significativos como para cambiar el estado de aprobación/rechazo de ninguna garantía individual. El acceso a los archivos de Excel permitiría a S&L verificar nuestros hallazgos y determinar cuantitativamente el impacto en los valores de garantía del informe. Preferiblemente, McHale debería corregir sus informes, ya que estos sirven como registro de desempeño formal que se utilizará para la evaluación de la garantía y el cierre del contrato.

En resumen, se nos informó que todas las garantías de desempeño de la Unidad 1 se aprobaron y no anticipamos que esto cambie como resultado si McHale corrige sus cálculos de desempeño. Se espera un resultado similar en la Unidad 2 para la producción neta, la tasa de calor neta, las garantías de emisión de NO_x y SO₂. Sin embargo, la Unidad 2 tuvo resultados de prueba únicos para la concentración de polvo de chimenea y el consumo de cal. En la Unidad 2, McHale no "Pasó" oficialmente la garantía de concentración de polvo de chimenea ya que esto no se midió durante la prueba. Sin embargo, indicaron que creen que habría pasado según la evaluación y comparación del rendimiento de la chimenea de la Unidad 1 con la Unidad 2. Aunque se requieren más pruebas y calibración del medidor de concentración de polvo de la

Unidad 2 para finalizar el resultado, S&L está de acuerdo con la evaluación realizada. hasta la fecha, la cual concluyó que las emisiones de polvo probablemente cumplieran con la garantía en el momento de la prueba.

Además, McHale no "Pasó" la garantía de consumo de cal quemada ya que la determinación de un valor de prueba corregido estaba pendiente de la presentación de las ecuaciones de corrección revisadas de Hamon. Sin embargo, el valor bruto informado de 8,929 kg/hr fue inferior al límite de garantía de 10,400 kg/hr establecido en el informe de McHale, lo que sugiere que la garantía puede superarse. Sin embargo, según el contrato EPC final, el límite de garantía es de 8,000 kg/h (7200 kg/h como CaO). Sobre esta base, la garantía puede haber fallado. Por lo tanto, el estado final de la garantía de consumo de cal de la Unidad 2 no puede determinarse hasta que se determinen tanto el límite de garantía final como las tasas de consumo corregidas. Este tema queda pendiente.

Por último, también se garantizaron las emisiones de ruido, pero, según lo informado a S&L, esta prueba no se realizaron. Por lo tanto, se desconoce el cumplimiento de esta garantía.

5. CONCLUSIONES Y EVALUACIÓN DE RIESGOS

Según la información proporcionada para esta revisión, S&L no puede confirmar con certeza si se realizaron todas las actividades de puesta en marcha, ya que no se pudieron revisar todos los certificados de aceptación debidamente firmados para todas las pruebas. Los registros de la Unidad 2 parecen ser mucho más completos que los de la Unidad 1. Dicho esto, muchas de las pruebas operativas más significativas como las pruebas de retroceso y las pruebas de cambio, se completaron correctamente en ambas unidades. Por lo tanto, no se esperan problemas operativos importantes asociados con este equipo.

Verificar el resto del estado de puesta en servicio requiere un mayor esfuerzo para localizar la documentación que falta. S&L recomienda que CDEEE realice esta tarea ya que las pruebas requeridas y no documentadas incluyen equipos de la planta importantes. En particular, se debe verificar la documentación TAP2 completa para ambas unidades, ya que este hito se debe haber completado antes de la emisión de los respectivos Certificados de Puesta en Servicio. Además, S&L no pudo ubicar una cantidad significativa de certificados operativos del sistema. Si no existe un procedimiento de aceptación del CDEEE para los Certificados de funcionamiento del sistema que garantice que se han cumplido los criterios mínimos, entonces puede ser recomendable que el CDEEE verifique el funcionamiento del sistema, ya sea evaluando el rendimiento operativo histórico hasta la fecha o realizando recorridos y pruebas para verificar el alcance instalado y el rendimiento del sistema.

En aquellos casos en los que no se pueda ubicar la documentación, recomendamos una revisión exhaustiva de la lógica de control de los equipos y sistemas afectados para garantizar que todas las condiciones del proceso cumplan con las recomendaciones de los fabricantes, que se implemente la respuesta lógica correcta a los escenarios de falla del equipo y que toda la lógica se verifique y se pruebe para que sea correcta y completa. Además, recomendamos una revisión de la configuración del relé para el equipo principal para verificar que se proporcionen arranques del motor y protección contra sobrecarga.

Con respecto a los resultados de las pruebas de desempeño, S&L descubrió que no todas las pruebas previas requeridas se completaron antes de las pruebas formales de desempeño. Sin embargo, hasta donde sabemos, esto no afectó los resultados de las pruebas ni el rendimiento actual de la planta, aunque este último punto es algo que debe ser verificado por la CDEEE.

S&L revisó los informes de las pruebas de desempeño de McHale y encontró errores en los cálculos que afectaron los valores informados para la producción neta de cada unidad, la tasa de calor unitaria neta, la eficiencia térmica de la caldera y el consumo de cal quemada AQCS. Sin embargo, no creemos que estos errores hayan afectado el estado de aprobación / rechazo de las garantías de desempeño. No obstante, S&L recomienda buscar la corrección de los informes por parte de McHale, ya que estos sirven como

registro de desempeño formal que se utilizará para la evaluación de la garantía y el cierre del contrato. Además, esto permitiría a McHale finalizar los valores informados para las emisiones de polvo de la Unidad 2 con pruebas adicionales y calibración del equipo y el consumo de cal quemada.

De acuerdo con nuestra revisión, existen problemas importantes que deben mencionarse los que pueden plantear riesgos futuros para el rendimiento, la confiabilidad y la disponibilidad de la planta. Estos riesgos se resumen a continuación en la Tabla 5-1 y la Tabla 5-2.

Tabla 5-1 — Definiciones de Prioridad de Riesgo

Definiciones de prioridad		
Probabilidad	ALTO	Alta Probabilidad se asigna a un evento o problema que es probable que ocurra y se puede esperar que se materialice sin acciones de mitigación
	MEDIO	La Probabilidad Media se asigna a un evento o problema que es razonablemente probable que ocurra. Hay un mayor potencial para que el evento ocurra que para que no ocurra.
	BAJO	Baja Probabilidad se asigna a un evento o problema que esperamos que no ocurra. Hay evidencia mínima de que el evento se materializará.
	DESCONOCIDO	Desconocido se asigna a un evento o problema que es difícil de cuantificar porque las causas son complejas e impredecibles, o no hay información suficiente
Severidad	ALTO	La Severidad Alta se asigna a un evento o problema que tiene el potencial de causar un impacto material significativo en el rendimiento, los costos operativos y la confiabilidad de la Planta. El impacto potencial podría ser a largo plazo y/o irreversible.
	MEDIO	La Severidad Media se asigna a un evento o problema que podría afectar moderadamente el rendimiento, los costos operativos o la confiabilidad de la planta, pero que puede mitigarse parcial o totalmente con una acción correctiva.
	BAJO	La Severidad Baja se asigna a un evento o problema que se espera que tenga un impacto mínimo en el rendimiento general de la planta.

Tabla 5-2 — Evaluación de riesgos

Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Estimated Severity	Comments / Mitigation
No se pudo ubicar la prueba de retroceso de la unidad para la Unidad 2. No existe un certificado de aceptación para la Unidad 1. La capacidad de retroceso de la unidad es importante para evitar disparos no deseados de la unidad, en caso de que ocurra este evento.	Bajo	Medio	Verifique si las pruebas de retroceso de la unidad se completaron con éxito en ambas unidades. De no ser así, evalúe el rendimiento histórico de recuperación para determinar si existe algún problema. Remediar según sea necesario.

Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Estimated Severity	Comments / Mitigation
Se desconoce el estado actual de ciertas pruebas operacionales críticas para la Unidad 1. Esto incluye pruebas relacionadas con el generador, el disparo de la turbina a carga baja, el disparo del molino y la operación del calentador de aire de emergencia. El hecho de que estos equipos no funcionen correctamente durante un evento no programado o por causa de un accidente, podría generar problemas más extensos.	Bajo	Alto	Verifique si las pruebas se completaron. De lo contrario, pruebe según sea necesario o, como mínimo, verifique la similitud del equipo y la lógica de control con la Unidad 2 (ya que la Unidad 2 pasó estas pruebas).
No se pudieron ubicar los informes de prueba de cambio (changeover) para varios equipos, incluidas las bombas de circulación de agua, las bombas de agua de enfriamiento de circuito cerrado, los pulverizadores, las bombas de agua de mar, etc. unidad de viaje.	Bajo	Medio	Verifique si las pruebas se completaron. De lo contrario, pruebe según sea necesario o, como mínimo, verifique si se han producido cambios (changeover) exitosos durante el curso de la operación normal de la unidad.
No se pudieron ubicar los certificados operativos para numerosos sistemas en ambas unidades. Algunos de estos son sistemas críticos que incluyen gases de combustión, aire de combustión, sistema FGD, filtro de tela, etc. Dado que se desconoce la funcionalidad de estos sistemas, puede haber un impacto en la disponibilidad y confiabilidad de la planta.	Bajo	Medio	Verifique si los certificados que no pudieron ubicar se completaron. Entre la Unidad 1 y la Unidad 2, todos los sistemas tenían un certificado de funcionamiento emitido. No hubo casos en los que un sistema no obtuviera un certificado en una u otra unidad. Por lo tanto, el riesgo de que haya un problema es bajo. Sin embargo, debido a la importancia de los sistemas involucrados, la gravedad potencial se califica como media. Problemas de operación existentes y conocidos, deben solucionarse según sea necesario.
El consumo final de cal de la Unidad 2 es indeterminado. El valor corregido puede exceder los límites de garantía.	Bajo	Medio	Si el consumo de cal excede el límite de garantía, podría ser necesario utilizar carbón con menos azufre o limitar la carga de la planta. Consultar con el proveedor (OEM) del depurador para que ellos proporcionen una estrategia de mitigación, si es necesario.

APÉNDICE A. ESTADO DE CERTIFICACIÓN DE LAS PRUEBAS DE RENDIMIENTO Y PUESTA EN MARCHA

Test Scope	Unit 1	Record Document	Consortium Signature	CDEEE Signature	Date Signed by CDEEE	Notes Included on Sign-Off page Translated	Unit 2	Record Document	Consortium Signature	CDEEE Signature	Date Signed by CDEEE	Notes Included on Sign-Off page Translated	Document Requiring Test	Other Notes
Unit Performance Tests:														
Unit shutdown test	Passed	Note 3	Yes	Yes	8/10/2019 (est.)	This test is only to verify that the unit drops from minimum load 150MW to XXX? without any problem.	Passed	Note 11	Yes	Yes	1/15/2020		Note 2	
Unit cold start up test	Passed Note 6	Note 3	Yes	Yes	7/14/2019	Note: this warm start lasted 10 hours and 17 minutes.	Passed	Note 11	Yes	Yes	4/11/2020		Note 2	
Unit warm start up test	Not Found	Not Found	Not Found	Not Found	Not Found		Passed	Note 11	Yes	Yes	3/8/2020			
Unit hot start up test	Passed	Note 3	Yes	Yes	7/23/2019 (est.)	Note: This hot start test lasted 5 hours and 25 minutes. This duration must be checked for starts of this type.	Passed	Note 11	Yes	Yes	2/27/2020		Note 2	
Unit very hot start up test	Passed	Note 3	Yes	Yes	9/14/2019 (est.)	Note: This start-up lasted 2 hours and 50 minutes. The duration of starts like this should be evaluated.	Passed	Note 11	Yes	Yes	2/11/2020		Note 2	
Unit ramp load test (ramp up and ramp down)	Passed	Note 3	Yes	No	9/14/2019	Note: This certificate will be opportunely replaced by the version duly signed by CDEEE.	Not Satisfactory Note 16	Note 11	Yes	Yes	4/22/2020	This test was not considered satisfactory since during the descent everything was normal, but during the ascent the reheat temperature went out of range.	Note 2	
Unit runback test	Unknown	Note 3	Note 4	Note 4	Unknown		Not Found	Not Found	Not Found	Not Found	Not Found		Note 2	
Unit load rejection test	Passed	Note 3	Yes	Yes	9/23/2019		Passed	Note 11	Yes	Yes	2/11/2020		Note 2	
Reliability run	Passed Note 9	Note 3	Yes	Yes	9/27/2019		Passed	Note 13	Yes	Yes	4/19/2020	Secondary 5H attemporator control was in manual for part of the test. There was a unit trip due to external causes. CDEEE passed unit.	Note 2	
Minimum load test	Passed	Note 3	Note 8	Note 8	Note 8		Passed	Note 13	Yes	Yes	4/20/2020		Note 2	
First Firing with Coal	Not Found	Not Found	Not Found	Not Found	Not Found		Passed	Note 13	Yes	Yes	10/11/2019	Note: On Oct-11-2019, mill D was turned on, the first mill to be turned on. In the month of December 2019, the 4 mills were started up and maintenance was carried out on each mill after 50 hours of operation. On Jan-10-2020, the maximum load of unit 2 was reached with mills D/C/B, but during this time, the fuel oil injectors were kept in service all the time.		
ASME PTC 46 Performance Test including Emissions														
	Passed	Note 3	N/A	N/A	N/A		Passed	Note 3	N/A	N/A	N/A			
Equipment Run Back Tests:														
Circulating water pumps	Passed	Note 3	Yes	Yes	9/17/2019		Passed	Note 11	Yes	Yes	2/12/2020		Note 2	
FD Fans	Passed	Note 3	Yes	Yes	9/14/2019	This "run back test" was carried out with the TV out of service and through the "bypass" recirculating the equivalent of 70% of the steam load.	Passed Note 12	Note 11	Yes	Yes	2/13/2020	Note: These conditions were not possible since due to problems in the national electrical grid, prior agreement between CDEEE and the consortium. The test was carried out with the turbine (offline) out of service and the thermal load of the boilers through the high and low pressure bypass.	Note 2	
ID Fans	Passed Note 5	Note 3	Yes	Yes	9/17/2019	During this test the pressure of the furnace reached 112mmH2O with the trip set point at 114 mmH2O; In addition, the mills dropped to 16/17 tons for those that remained in service. These values are very low.	Passed Note 12	Note 11	Yes	Yes	2/13/2020	Note: These conditions were not possible since due to problems in the national electrical grid, prior agreement between CDEEE and the consortium. The test was carried out with the turbine (offline) out of service and the thermal load of the boilers through the high and low pressure bypass.	Note 2	
Other Functional Tests:														
Condenser Vacuum Test	Passed	Note 3	Yes	Yes	7/8/2019	Note: Test performed according to procedure. The values that changed during the tests are on the back of the page. (Image not provided)	Passed	Note 11	Yes	Yes	2/29/2020			
Pulverizers A/B/C/D Start-up, Shut-Down, Trip Test	Not Found	Not Found	Not Found	Not Found	Not Found		Passed	Note 11	Yes	Yes	2/25/2020			
Pulverizers A/B/C/D Inerting and Cleaning	Not Found	Not Found	Not Found	Not Found	Not Found		Passed	Note 11	Yes	Yes	2/25/2020			
Air Heater Emergency Pneumatic Motor Test	Not Found	Not Found	Not Found	Not Found	Not Found		Passed	Note 11	Yes	Yes	2/25/2020			
Steam Turbine Trip at 150MW	Not Found	Not Found	Not Found	Not Found	Not Found		Passed	Note 11	Yes	Yes	2/25/2020			
Unit 1 Steam Blow	Passed Note 17	See right	Yes	Yes	12/14/2018		Not Found	Not Found	Not Found	Not Found	Not Found			
Unit 2 Turbine Hall Bridge Crane	Not Found	Not Found	Not Found	Not Found	Not Found		Passed Note 18	see right	12/28/2016	No	N/A			
Generator AVR Test	Not Found	Not Found	Not Found	Not Found	Not Found		Passed	Note 13	Yes	Yes	4/3/2020			Certificate not located but test indicated as passed
Generator PSS Test	Not Found	Not Found	Not Found	Not Found	Not Found		Passed	Note 13	Yes	Yes	4/4/2020			Certificate not located but test indicated as passed

Test Scope	Unit 1	Record Document	Consortium Signature	CDEE Signature	Date Signed by CDEE	Notes Included on Sign-Off page Translated	Unit 2	Record Document	Consortium Signature	CDEE Signature	Date Signed by CDEE	Notes Included on Sign-Off page Translated	Document Requiring Test	Other Notes
Generator Under/Over Excitation Test	Not Found	Not Found	Not Found	Not Found	Not Found		Passed	Note 13	Yes	Yes	4/5/2020			Certificate not located but test indicated as passed
Changeover Tests at 100% TMCR:														
Air Compressors	Not Found	Not Found	Not Found	Not Found	Not Found		Not Found	Not Found	Not Found	Not Found	Not Found		Note 1	
Boiler Blowdown Pumps	Passed	Note 3	Yes	Yes	7/8/2019	Note: Tests performed according to procedure	Passed	Note 10	Yes	Yes	1/15/2020	Note: After the change over between the 20LCQ20 AP001 pump and the 20LCQ10 AP001 pump	Note 2	
Boiler Feedwater Pumps (BFWP)	Passed	Note 3	Yes	Yes	7/15/2019	Note: Test performed according to procedure. During the test the level dropped, and the unit dropped 25MW even though it picked it up again	Passed	Note 10, 13	Yes	Yes	1/15/2020		Notes 1, 2	
Circulating Water Booster Pumps (CW Booster)	Not Found	Not Found	Not Found	Not Found	Not Found		Not Found	Not Found	Not Found	Not Found	Not Found		Note 1	
Closed Circuit Cooling Water Pumps	Not Found	Not Found	Not Found	Not Found	Not Found		Passed	Note 10, 13	Yes	Yes	1/15/2020		Note 1	
Condensate Extraction Pumps (CEP)	Passed	Note 3	Yes	Yes	7/15/2019	Note: Test performed according to approved procedure	Passed	Note 10, 13	Yes	Yes	1/15/2020		Notes 1, 2	
Condensate Transfer Pumps	Passed	Note 3	Yes	Yes	7/8/2019	Note: Tests performed according to procedure	Passed	Note 10, 13	Yes	Yes	1/15/2020	Note: After the change over between pump 20LCP10 AP001 and pump 20LCP20 AP001, the change over between pump 20LCP20 AP001 and pump 20LCP10 AP001 was made.	Note 2	
Condenser Vacuum Pumps	Passed	Note 3	Yes	Yes	7/8/2019	Note: Tests performed according to procedure	Passed	Note 10, 13	Yes	NO	1/15/2020	Note: After the change over between pump 20MAJ20 AP001 and pump 20MAJ10 AP001, the change over between pump 20MAJ10 AP001 and pump 20MAJ20 AP001 was made.	Note 2	
Demineralized Water Pumps	Not Found	Not Found	Not Found	Not Found	Not Found		Not Found	Not Found	Not Found	Not Found	Not Found		Note 1	
Diesel Pumps to Boiler Burners	Not Found	Not Found	Not Found	Not Found	Not Found		Not Found	Not Found	Not Found	Not Found	Not Found		Note 1	
Pulverizer	Not Found	Not Found	Not Found	Not Found	Not Found		Passed	Note 13	Yes	Yes	2/12/2020			
Sea Water Pumps	Not Found	Not Found	Not Found	Not Found	Not Found		Not Found	Not Found	Not Found	Not Found	Not Found		Note 1	
Service Water Pumps	Not Found	Not Found	Not Found	Not Found	Not Found		Not Found	Not Found	Not Found	Not Found	Not Found		Note 1	
Steam Coil Air Heater Pumps	Passed	Note 3	Yes	Yes	7/8/2019	Note: Tests performed according to procedure	Passed	Note 10, 13	Yes	Yes	1/15/2020	Note: After the change over between pump 20LCN10 AP001 and pump 20LCN20 AP001, the change over between 20LCN20 AP001 pump and 20LCN20 (should say 10? typo?) AP001 pump was made.	Note 2	
Medium Voltage Switchgear	Not Found	Not Found	Not Found	Not Found	Not Found		Not Found	Not Found	Not Found	Not Found	Not Found		Note 1	
Medium Voltage Common Services Switchgear	Not Found	Not Found	Not Found	Not Found	Not Found		Not Found	Not Found	Not Found	Not Found	Not Found		Note 1	
System Operational Certificates:														
SEA WATER INTAKE BASIN	Certified	Note 3	Yes 9/24/2019	Yes	Note 7		NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND			
SERVICE WATER TO DESALINATION PLANT/STORAGE TANKS	Certified	Note 3	Yes 9/24/2019	Yes	Note 7		NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND			
SERVICE WATER DISTRIBUTION	Certified	Note 3	Yes 9/24/2019	Yes	Note 7		NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND			
POTABLE WATER (MOST USERS)	Certified	Note 3	Yes 9/24/2019	Yes	Note 7		NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND			
DEMIN WATER PLANT	Certified	Note 3	Yes 9/24/2019	Yes	Note 7		NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND			
DEMIN WATER DISTRIBUTION	Certified	Note 3	Yes 9/24/2019	Yes	Note 7		NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND			
COAL	Certified	Note 3	Yes 9/24/2019	Yes	Note 7		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
WASTE WATER TREATMENT	Certified	Note 3	Yes 9/24/2019	Yes	Note 7		NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND			
WASTE WATER PACKAGE	Certified	Note 3	Yes 9/24/2019	Yes	Note 7		NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND			
BOILER WASTE WATER	Certified	Note 3	Yes 9/24/2019	Yes	Note 7		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
FIRE FIGHTING WATER A/G	Certified	Note 3	Yes 9/24/2019	Yes	Note 7		Certified	Note 13	Yes 3/15/2020	Yes	Note 7			
FIRE FIGHTING WATER U/G	Certified	Note 3	Yes 9/24/2019	Yes	Note 7		NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND			
TRANSFER TOWERS	Certified	Note 3	Yes 9/24/2019	Yes	Note 7		NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND			
345KV STATION	Certified	Note 3	Yes 9/24/2019	Yes	Note 7		NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND			
138KV STATION	Certified	Note 3	Yes 9/24/2019	Yes	Note 7		NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND			
DEMIN WATER PLANT	Certified	Note 3	Yes 9/24/2019	Yes	Note 7		NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND			
WASTE WATER TREATMENT AREA	Certified	Note 3	Yes 9/24/2019	Yes	Note 7		NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND			
COAL YARD BUILDING	Certified	Note 3	Yes 9/24/2019	Yes	Note 7		NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND			
SEA WATER INTAKE BUILDING	Certified	Note 3	Yes 9/24/2019	Yes	Note 7		NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND			
WATER STEAM DRAINS	Certified	Note 3	Yes 9/24/2019	Yes	Note 7		NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND			
WATER STEAM	Certified	Note 3	Yes 9/24/2019	Yes	Note 7		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
COAL	Certified	Note 3	Yes 9/24/2019	Yes	Note 7		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
BOILER ASHES	Certified	Note 3	Yes 9/24/2019	Yes	Note 7		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
FIRE FIGHTING WATER MANIFOLD	Certified	Note 3	Yes 9/24/2019	Yes	Note 7		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
FIRE FIGHTING WATER SUPPLY	Certified	Note 3	Yes 9/24/2019	Yes	Note 7		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
SERVICE WATER TO BOILER	Certified	Note 3	Yes 9/24/2019	Yes	Note 7		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
WASTE WATER	Certified	Note 3	Yes 9/24/2019	Yes	Note 7		NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND			
COOLING WATER	Certified	Note 3	Yes 9/24/2019	Yes	Note 7		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
FEEDWATER	Certified	Note 3	Yes 9/24/2019	Yes	Note 7		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
FEEDWATER PUMPS	Certified	Note 3	Yes 9/24/2019	Yes	Note 7		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
FEEDWATER HEATERS	Certified	Note 3	Yes 9/24/2019	Yes	Note 7		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
WATER & STEAM DRAINS	Certified	Note 3	Yes 9/24/2019	Yes	Note 7		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			

Test Scope	Unit 1	Record Document	Consortium Signature	CDEEE Signature	Date Signed by CDEEE	Notes Included on Sign-Off page Translated	Unit 2	Record Document	Consortium Signature	CDEEE Signature	Date Signed by CDEEE	Notes Included on Sign-Off page Translated	Document Requiring Test	Other Notes
CIRCULATING SEA WATER	Certified	Note 3	Yes 9/24/2019	Yes	Note 7		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
CLOSED CIRCUIT COOLING WATER	Certified	Note 3	Yes 9/24/2019	Yes	Note 7		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
POTABLE WATER TO CHEM INJECTION SKIDS STG AREA	Certified	Note 3	Yes 9/24/2019	Yes	Note 7		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
SERVICE WATER TO HOSES IN TURBINE HALL	Certified	Note 3	Yes 9/24/2019	Yes	Note 7		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
CIRCULATION WATER FILTRATION SCREENS	Certified	Note 3	Yes 9/24/2019	Yes	Note 7		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
BURNERS	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
COMBUSTION AIR	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
FLUE GAS	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
ID FANS	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
COLD DRAINS	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
HOT DRAINS	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
BOILER AUXILIARY STEAM	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
BOILER INSIDE FLUE GAS PATH	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
BOILER BURNERS DIESEL OIL SUPPLY	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
BOILER BURNERS ATOMIZING AIR SUPPLY	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
BOILER BURNERS COOLING & SEAL AIR	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
BOILER COOLING WATER HEADER	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
DEAERATOR	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
CONDENSATE	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
LP HEATER DRAINS	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
MAIN STEAM	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
HOT REHEAT STEAM/LP STEAM BYPASS	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
COLD REHEAT STEAM	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
EXTRACTION STEAM TO HP1 and HP3	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
EXTRACTION STEAM TO LP1, LP2, LP3, LP4, DA	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
ATM FLASH VESSEL	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
CONDENSER WATER BOXES	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
CONDENSER VACUUM	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
FOD SYSTEM	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
FABRIC FILTER	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
HOP AUXILIARY STEAM	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
SAMPLING PACKAGE	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
FLUE GAS DUCTS TO STACK	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
CEMS INSTRUMENT AIR TO CEMS	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
STEP UP TRANSFORMER	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
AUXILIARY TRANSFORMER	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
HP STEAM TURBINE/HP TURBINE DRAINS AND VENTS	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
IP STEAM TURBINE	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
LP STEAM TURBINE/LP STEAM TURBINE EXHAUST HOOD SPRAY	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
STEAM TO LP HEATERS	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
STEAM TO HP HEATERS	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
STEAM TURBINE HP EXTRACTION	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
STEAM TURBINE SEALING SYSTEM	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
STEAM TURBINE GENERATOR LUBE OIL	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
EHC CONTROL OIL	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
GENERATOR H2 COOLERS/MECH/ELEC PACKAGE	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
GENERATOR H2 CO2 PACKAGE, H2 TO GENERATOR, CO2 TO GENERATOR	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
GENERATOR SEAL OIL	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
GENERATOR PROTECTION & METERING PANELS	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
STEAM TURBINE CONTROL SYSTEM - MARK VI	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
SERVICE AIR TO BOILER	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
INSTRUMENT AIR TO BOILER	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
CONDENSATE POLISHING	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
CHEMICAL DOSING	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
CATHODIC PROTECTION	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
THERMAL CYCLE DRAINS	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
CHEMICAL DRAINS	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
OILY DRAINS	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
NaClO DOSING SKID	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
AIR COMPRESSORS	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
SERVICE AIR	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
INSTRUMENT AIR	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
CO2 EXTINGUISHING	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
CLEAN AGENT EXTINGUISHING	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
CLEAN DRAINS	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
DIESEL OIL	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
NITROGEN	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
GIRDER ENDING	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
MV SWITCHGEAR	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
LV POWER CENTER	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
BOILER MCC	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			

Test Scope	Unit 1	Record Document	Consortium Signature	CDEEE Signature	Date Signed by CDEEE	Notes Included on Sign-Off page Translated	Unit 2	Record Document	Consortium Signature	CDEEE Signature	Date Signed by CDEEE	Notes Included on Sign-Off page Translated	Document Requiring Test	Other Notes
STG MCC	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
THERMAL CYCLE MCC	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
AQCS MCC	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
LV DISTRIBUTION BOARDS	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
D.B LIGHT & SOCKETS	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
AUX. LOADS LV DISTRIBUTION BOARDS	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
AQCS D.B. LIGHT AND SOCKETS	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
SAFE MCC	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
ELEDCS BLDG. EMERG. LIGHT	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
PROTECTION & METERING	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
UPS	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
UPS DISTRIB. BOARDS	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
I25Vdc BATTERY BANKS & CHARGERS	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
I25Vdc DISTRIBUTION BOARDS	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
PLANT AUTOMATION NETWORK	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
PLANT AUTOMATION SAFE NETWORK	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
PMS NETWORK ELECTRICAL UTILITIES	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
PMS NETWORK 3rd PARTIES	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
PLANT APPLICATION SERVERS	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
DCS ROOMS	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			
HVAC - AIR CONDITIONING	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND	NOT FOUND		Certified	Note 13	Yes 4/4/2020	Yes	Note 7			

- Notes:
1. Required per Commissioning Procedure DCO - Changeover Tests 3814-DZ-SC-004517, Issue 2, June 4, 2018
 2. Required per Overall Performance Test Procedure PTC 46 3814-WZ-SG-100901 Issue 4, July 11, 2019
 3. 2-CTPC-CDEEE-4613-19-CD-Unit 1 Provisional Acceptance_Reliability Run, September 27, 2019
 4. Unit 1 Run Back Test Procedure includes two signatures but they are not identified as either consortium or CDEEE. Not all Steam Turbine Extraction Run Back Tests are signed off.
 5. The Unit 1 HD Fan run back test was initially failed due to incorrect logic that caused coal flow to increase and a furnace pressure excursion. The RCA indicates that the run back test is to be repeated. The test was repeated on 9/15/2019 and passed.
 6. The Unit 1 cold start-up test was initially run on July 5, 2019 but exhibited anomalies. The test was repeated on July 14, 2019 and was successfully passed.
 7. Certificate is only signed by the Consortium commissioning manager.
 8. Initial Issue of the min. load test report by McHale is included in the summary document (see note 2). It is only signed by McHale staff. The date of the report is 9/23/2019. The test initially failed SO2 emissions but Hamon adjusted a set-point and the test then passed.
 9. Three anomalies were reported during the reliability run. All were remedied during the test and were accepted by CDEEE. No test failure was declared and no re-test was required.
 10. "4 - CTPC-CDEEE-4783-20 CD_Unit 2 Functional Test Results Part 1," January 31, 2020
 11. "5 - CTPC-CDEEE-4826-20_Unit 2 Functional Test Results Part 2," March 20, 2020
 12. Test was conducted with turbine off-line and boiler operating in bypass mode.
 13. "9 - CTPC-CDEEE-4907-20 CD_Unit 2 Provisional Acceptance Test Results," April 22, 2020
 14. Report listed in Note 13 indicates that all operational system certificates are documented in letter, CTPC-CDEEE-4886-20, April 9, 2020. S&L does not have a copy of this letter.
 15. The report listed in Item 13 states that certification was provided for the following systems. However, no certificates were included in the report. No record of these certificates was provided to S&L for Unit 1.
 16. CDEEE indicated that the test was not satisfactory due to reheat steam temperatures being out of range.
 17. Certification found in "Testing Protocols Folder" under procedure 3814-DZ-RT-100046-1801. Should have been in "Functional Tests and Certs."
 18. Certification found in "Testing Protocols Folder" under procedure 3814-DZ-RT-004519-1801. Should have been in "Functional Tests and Certs."

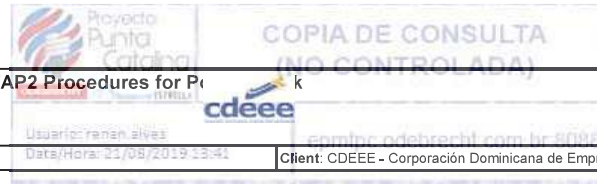
List of TAP2 Procedures for Power Block					
DOC No.	SYSTEM	SYSTEM DESCRIPTION	TAP2 PROCEDURES	Operational Certificate Status	
				Unit 1*	Unit 2*
3814-DZ-SC-000041	10BAT	STEP-UP TRANSFORMERS	10BAT - GENERATOR BAY SHORT CIRCUIT AND BACKFEED TESTS	Not Found	Unit 2 for 20BAT - 0237
3814-DZ-SC-000047	12MK*	GENERATOR	MKA - GENERATOR FIRST SYNCHRONIZATION	Not Found	Not Found
3814-DZ-SC-004501	10LFN	CHEMICAL DOSING	LFN - THERMAL CYCLE & BOILER CHEMICAL DOSING AND SAMPLING PACKAGE	Not Found	Yes - 0212, 0218, 0230 and 0200
3814-DZ-SC-004502	10MAJ	MAIN CONDENSER VACUUM	MAG - VACUUM DECAY RATE COMMISSIONING PROCEDURE	Yes	Complete
3814-DZ-SC-004503	10LCA	CONDENSATE	LCA - MAIN CONDENSATE COMMISSIONING PROCEDURE	Not Found	Yes - 0197
3814-DZ-SC-004504	10LAA	FEEDWATER	LA* - FEEDWATER SYSTEM	Yes - 0088	Yes - 0193
3814-DZ-SC-004505	10CKR	CEMS	CKR - CEMS COMMISSIONING PROCEDURE	Not Found	Yes - 0234
3814-DZ-SC-004506	10PGB	CLOSED CIRCUIT COOLING WATER	PGB - CLOSED CIRCUIT COOLING WATER COMMISSIONING PROCEDURE	Yes - 0084	Yes - 0217
3814-DZ-SC-004507	10LBG	THERMAL CYCLE	LBG - AUXILIARY STEAM COMMISSIONING PROCEDURE	Not Found	Yes - 0185 and 0222
3814-DZ-SC-004508	10LB*	THERMAL CYCLE	10LB* - MAIN STEAM COMMISSIONING PROCEDURE	Not Found	Yes - 0170 and 0201
3814-DZ-SC-004509	10LBS/Q	THERMAL CYCLE	LBO/LBS - STEAM EXTRACTION COMMISSIONING PROCEDURE	Not Found	Yes - 0205 and 0206
3814-DZ-SC-004510	11H**	BOILER PACKAGE	BOILER COMMISSIONING BOOK	Not Found	Not Found
3814-DZ-SC-004511	11H**	BOILER PACKAGE	BOILER FIRST FIRING WITH DIESEL	Not Found	Maybe - 0188
3814-DZ-SC-004512	11H**	BOILER PACKAGE	BOILER FIRST FIRING WITH COAL	Not Found	Complete
3814-DZ-SC-004513	10HT	FABRIC FILTER COMMISSIONING PROCEDURE	HT* - FABRIC FILTER COMMISSIONING PROCEDURE	Not Found	Yes - 0211
3814-DZ-SC-004514	10HT	LIME PREPARATION, DUST HANDLING AND STORAGE	HT* - LIME PREPARATION, DUST HANDLING AND STORAGE COMMISSIONING PROCEDURE	Not Found	Not Found
3814-DZ-SC-004515	10HT	ABSORBER	HT* - ABSORBER COMMISSIONING PROCEDURE	Not Found	Yes - 0210
3814-DZ-SC-004516	11ETD	BOILER ASHES	ASH HANDLING AND STORAGE	Yes - 0069	Yes - 0176
3814-DZ-SC-004517	10***	UNIT 1	DCO - COMPONENTS CHANGEVER TESTS	Partially Complete	Partially Complete
3814-DZ-SC-004518	12L**	STEAM TURBINE	STEAM TURBINE/GENERATOR COMMISSIONING PROCEDURE	Not Found	Yes - 0263, 0264 and 0265

*Reference numbers are to Document Identification Codes associated with Operational Certificate

APÉNDICE B. ALCANCE DEL TRABAJO DE TAP2



List of TAP2 Procedures for Power Block



Document Identification Code

3814-DZ-LD-000012

Issue: 0

Plant: 2x360 MW Coal-Fired Power Plant

Location: Punta Catalina, Baní República Dominicana

Data/Hora: 01/08/2019 19:41

Client: CDEEE - Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales

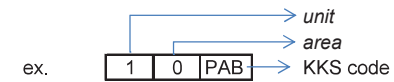
List of TAP2 Procedures for Power Block

PUNTA CATALINA POWER PLANT

01	11.Aug.2016	FINAL ISSUE	P. MARINI	P. MARINI	A.PASQUOTTO
Issue		Reason for Issue – Revision Description	Prepared	Checked	Approved

CLARIFICATION :

The system number is formed by (first) 5 digits



The first digit is referred to the *unit*

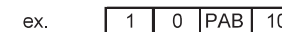
- 0 common to units
- 1 unit 1
- 2 unit 2

The second digit is referred to *area*

- 0 thermal cycle / common / BOP
- 1 boiler area
- 2 turbine area

The subsystem number is composed by 7 digits,

5 digit of system + 2 for subsystem progressive identification



List of TAP2 Procedures for Power Block

DOC N.	SYSTEM	SYSTEM DESCRIPTION	TAP2 PROCEDURES
3814-DZ-SC-000041	10BAT	STEP-UP TRANSFORMER	10BAT - GENERATOR BAY SHORT CIRCUIT AND BACKFEED TESTS
3814-DZ-SC-004505	10CKR	CEMS	CKR - CEMS COMMISSIONING PROCEDURE
3814-DZ-SC-004513	10HT	FABRIC FILTER COMMISSIONING PROCEDURE	HT* - FABRIC FILTER COMMISSIONING PROCEDURE
3814-DZ-SC-004515	10HT	ABSORBER	HT* - ABSORBER COMMISSIONING PROCEDURE
3814-DZ-SC-004514	10HT	LIME PREPARATION, DUST HANDLING AND STORAGE	HT* - LIME PREPARATION, DUST HANDLING AND STORAGE COMMISSIONING PROCEDURE
3814-DZ-SC-004504	10LAA	FEEDWATER	LA* - FEEDWATER SYSTEM
3814-DZ-SC-004501	10LFN	CHEMICAL DOSING	LFN - THERMAL CYCLE & BOILER CHEMICAL DOSING AND SAMPLING PACKAGE
3814-DZ-SC-004503	10LCA	CONDENSATE	LCA - MAIN CONDENSATE COMMISSIONING PROCEDURE
3814-DZ-SC-004502	10MAJ	MAIN CONDENSER VACUUM	MAG - VACUUM DECAY RATE COMMISSIONING PROCEDURE
3814-DZ-SC-004506	10PGB	CLOSED CIRCUIT COOLING WATER	PGB - CLOSED CIRCUIT COOLING WATER COMMISSIONING PROCEDURE
3814-DZ-SC-004516	11ETD	BOILER ASHES	ASH HANDLING AND STORAGE
3814-DZ-SC-004510	11H**	BOILER PACKAGE	BOILER COMMISSIONING BOOK

DOC N.	SYSTEM	SYSTEM DESCRIPTION	TAP2 PROCEDURES
3814-DZ-SC-004518	12L**	STEAM TURBINE	STEAM TURBINE/GENERATOR COMMISSIONING PROCEDURE
3814-DZ-SC-004511	11H**	BOILER PACKAGE	BOILER FIRST FIRING WITH DIESEL
3814-DZ-SC-004507	10LBG	THERMAL CYCLE	LBG - AUXILIARY STEAM COMMISSIONING PROCEDURE
3814-DZ-SC-004508	10LB*	THERMAL CYCLE	10LB* - MAIN STEAM COMMISSIONING PROCEDURE
3814-DZ-SC-004509	10LBS/Q	THERMAL CYCLE	LBO/LBS - STEAM EXTRACTION COMMISSIONING PROCEDURE
3814-DZ-SC-000047	12MK*	GENERATOR	MKA - GENERATOR FIRST SYNCHRONIZATION
3814-DZ-SC-004512	11H**	BOILER PACKAGE	BOILER FIRST FIRING WITH COAL
3814-DZ-SC-004517	10***	UNIT 1	DCO - COMPONENTS CHANGEOVER TESTS

APÉNDICE C. COMENTARIOS DE S&L SOBRE LOS INFORMES DE PRUEBAS DE RENDIMIENTO DE LA GARANTÍA

**Punta Catalina Unit 1
Performance Test Report Comments**

S&L reviewed the performance test report for Units 1&2 as executed and prepared by McHale & Associates, Inc. (McHale). These reports consist of the full load Unit performance tests, minimum load tests, and emissions tests. The following discussion summarizes S&L's comments on the report, which are technical in nature.

In summary, S&L found numerous calculation errors within the full load performance test reports, but had no comments on the emissions tests or minimum load tests. We note that the duration of minimum load test at Unit 2 was shortened to only 45 minutes long, including the stabilization and load monitoring periods. Although this is much shorter than required 4 hour test duration (plus 1 hour for stabilization), the test was accepted by CDEEE. However, if there has been no history of emission or load control problems at minimum load since the time of the test, then clearly this is not an issue. This should be verified by CDEEE.

Although the discovered errors will alter the test results, they do not appear to be significant enough to change the pass/fail status of any individual guarantee. Whether McHale must correct the reports is at CDEEE discretion but is recommended by S&L since these serve as the formal performance record to the used for guarantee assessment and contract closure.

At Unit 1, there were the following significant errors:

1. The spreadsheets for Test Runs 2 and 3 indicate a zero value for the flue gas temperature entering the primary air heater [45A]. This results in negative values for gas enthalpy [45B] and flue gas flow entering the primary air heater [49]. This also results in the incorrect gas flow rate entering the secondary air heater [50].
2. Net Power output is to be corrected for Plant Common Auxiliary Power consumption shared by both Units, sister Unit Auxiliary Power items carried by the Test Unit, and any Contract Excluded Auxiliary Power items. The McHale performance calculations exclude the corrections for Unit 2 loads fed from Unit 1 and excluded loads fed by Unit 1. Had this been included, the reported net power output would have been 143 kW higher. There is no impact on the net power output pass/fail status.
3. The boiler output values [5] shown are incorrect. They appear to have been converted incorrectly from Btu/hr to KJ/hr. The correct values are approximately 11% higher and align with the design value of 2940.852 MJ/hr. This results in incorrect fuel flow rates, air flow rates, etc. Fortunately, this does not impact the calculated plant heat rate which used boiler heat output that was calculated independently of the spreadsheet in which the error occurred.
4. The power factor corrections are slightly in error. The correct values appear to be -231.4 KW, -230.2 KW, -233.6 KW and -231.7 KW average. These errors impact the "Corrected Power Output" values shown but do not impact guarantee compliance.
5. The design excess O₂ values shown [52] correlate to 6.2% air heater leakage. However, the design air heater leakage is 4.18%. It is unclear where McHale got the O₂ values shown since they do not correlate to the design air heater performance.
6. The reported air heater exit gas temperature [3] should also be corrected for departure from design X-ratio and design gas inlet temperature.
7. The values for Corrected Burnt Lime Consumption Expressed as CaO ("mCaOpure, corr"). are calculated incorrectly. The correction factor "CFOverall" is to be multiplied by "mCaOpure."

**Punta Catalina Unit 1
Performance Test Report Comments**

However, it is used as divisor instead. Additionally, the values must be adjusted to reflect the proper coal flow rates.

At Unit 2, many of the same errors found in the Unit 1 test report were also committed in the Unit 2 report. Additionally, due to the Corona virus pandemic, testing was halted prior to completion of the formal performance tests. Therefore, the Unit 2 results are based on only a 3 hour preliminary test that was conducted just prior to starting the formal test period. The primary issues are as follows:

1. Currently, the tested lime consumption rate of 8,929 kg/hr exceeds the contract guarantee of 8,000 kg/hr. However, because the test fuel chlorine content deviated significantly from the design coal specifications, McHale could not correct the lime consumption to design conditions. A revised guarantee correction algorithm was to be provided by Hamon Enviroserv. It is unknown at this time whether the corrections would bring the lime consumption into compliance. Note that at the time McHale submitted the report, they evaluated the performance against a guarantee value of 10,400 kg/hr. Therefore, they did not identify this as a potential issue.
2. The SO₂ emission rate at Unit 2 was borderline acceptable. The reported value was 395.6 Mg/Nm³ @ 6% O₂ which is just below the 400 Mg/Nm³ @ 6% O₂ guarantee limit. In fact, the value exceeded the guarantee over the originally intended 4 hour test period and fell below the limit only during the truncated 3 hour test period. This is likely due to a reduction in the SO₂ emission set-point that was implemented by Hamon during the test. The set-point was reduced to 370 Mg/Nm³ @ 6% O₂ from 390 Mg/Nm³ @ 6% O₂. The set-point was subsequently increased to 380 Mg/Nm³ @ 6% O₂ later in the test. Had the full test scope been completed, it is expected that SO₂ emissions would have remained in compliance at the reduced set-point, but this is conjecture on the part of S&L.
3. No particulate collection was conducted due to a limited supply of filters at the time of the preliminary test. Therefore, the values from the CEMS were used. However, the CEMS dust concentration meter had not yet been calibrated. As a result, the reported Unit 2 dust emissions reported by McHale were estimated based on comparison to Unit 1 and empirical correlations that were derived relative to the scattered light measurements. As it currently stands, the reported Unit 2 dust emission value is preliminary and requires further testing and calibration of the Unit 2 dust concentration meter in order to finalize the result. However, S&L concurs with the assessment conducted to date which concluded the dust emissions were likely in compliance with the guarantee.
4. The test notes indicate that auxiliary power testing was performed at the start of the test. These values should have been used. The auxiliary power values shown in the report are from the Unit 1 test.

**Punta Catalina Unit 1
Performance Test Report Comments**

Unit 1 Performance Tests

McHale tested Punta Catalina Unit 1 for compliance with the full load contract guarantees from August 30 through September 1, 2019. They published full load two performance test reports; one for the unit performance guarantees, and a second report for the emissions guarantees. The emissions testing report is listed as an appendix in the overall test report, but was submitted as a separate electronic file. Both reports were published on September 20, 2019 as Revision 0.

A third report was also issued September 23, 2019 as Revision 0 which addressed the minimum load testing conducted on September 3, 2019.

The test reports indicated that all unit performance and emissions guarantees were passed. The table below summarizes the test results reported by McHale:

Description	Units	Guarantee	Test Average	Result
Net Unit Output	KW	$\geq 337,390$	345,586	Pass
Net Unit Heat Rate	KJ/KWh, HHV	$\leq 9,857$	9,473	Pass
Boiler Efficiency	%	≥ 88.97	89.85	Pass
Stack NO _x Concentration	Mg/Nm ³ @ 6% O ₂	≤ 400	261.2	Pass
Stack SO ₂ Concentration	Mg/Nm ³ @ 6% O ₂	≤ 400	368.9	Pass
Stack Dust Concentration	Mg/Nm ³ @ 6% O ₂	≤ 30	5.98	Pass
AQCS Lime Consumption	Kg/h	$\leq 10,400^1$	5,245	Pass
Minimum Load Net Power Output ²	kW	$< 128,700$	124,043	Pass

1. Guarantee is 8,000 Kg/hr in final EPC contract.
2. On coal feed only with emission parameters (NO_x, SO_x and dust) within limits.

S&L Comments on Unit 1 Performance Test Report:

S&L reviewed the Unit 1 full load performance test report calculations relevant to the performance guarantees. Our comments are summarized below.

S&L Comment #1:

Report pg. 3 - The report summarizes the contract guarantees including: Net Unit Output, Net Unit Heat Rate, NO_x, SO₂, Particulate, AQCS Lime Consumption. S&L's comments are as follows:

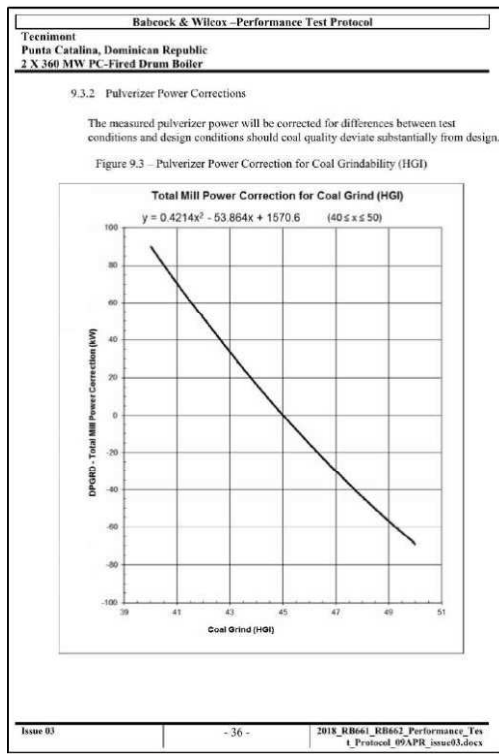
1. The guarantees also include Minimum Load and Noise. A minimum load test was conducted separately on September 3, 2019 by McHale and they submitted a test report. The only guarantee to be met at minimum load is that net power output must not exceed 128.7 MW. The unit achieved 124.043 MW and the guarantee was passed. To S&L's knowledge, noise testing has not been performed.
2. Boiler Efficiency is an equipment guarantee only, not a contract guarantee. Therefore, it should be excluded from the McHale summary table.
3. The SO₂ emission guarantee was changed in the final contract. The initial SO₂ emission guarantee was ≤ 900 Mg/Nm³ and the final is guarantee is ≤ 400 Mg/Nm³ as shown in the summary table.

Punta Catalina Unit 1 Performance Test Report Comments

4. The Lime Consumption in the final EPC contract is 8,000 kg/hr (7,200 kg/hr expressed as CaO). Noted is that the Hamon Enviroserv performance test procedure 3814-WY-VD-QT_0163_00HTHE_0001 lists this guarantee as 6,600 kg/hr (expressed as CaO). In any event, the 10,400 kg/hr guarantee value evaluated by McHale does not correlate with either of these values. However, since the 5,245 Kg/h tested value is less than the final 8,000 Kg/hr guarantee in the EPC contract, the guarantee continues to be passed.
5. S&L found several errors in the McHale performance calculations that impact the reported values for Net Unit Output, Net Unit Heat Rate, Boiler Efficiency and AQCS Burnt Lime Consumption. See discussion below for further details.

S&L Comment #2:

Report pg. 7 - At the time the test report was written, the Hard Grove Index (HGI) test results for the performance coal had not been provided by the laboratory, so McHale assumed the design value of 45. The HGI impact mill auxiliary power demand and NPHR. However, based on the provided power correction curves for the mills, the worst case mill power correction would have not altered the test results. Therefore, this issue is closed.



**Punta Catalina Unit 1
Performance Test Report Comments**

S&L Comment #3:

Report pg. 10 - Several of the stability criteria shown in the McHale test report do not agree with those provided in the test procedure. McHale reported that all stability criteria were passed. The table below lists the criteria that should have been used and whether using the proper value impacted pass/fail status:

Data Point	Units	Short Term (peak to valley)	Long-Term (2 hours)	S&L Comment	Test Result*	Actual Pass/Fail
MS Pressure	PSIA	25	40	3% (20 psi max) per PTC 4	8.98 psi/4.58 psi	Pass
COND Pressure	bar	2.5%	2.5%	+/-1% or 0.015 bar	0.8%/0.45%	Pass
Net Plant Output	MW	N/A	2.5%	0.25% per test procedure	n.a/1.04%	Fail
Stack SO ₂	ppm	150	75	50 ppm per test procedure	68 ppm/37 ppm	Fail/Pass

*Test results reflect min/max analysis followed by deviation of the test average.

As shown, the net output stability criterion was actually failed, as was the stack SO₂ criterion based on minimum/maximum test results. Stability criteria are important since the performance guarantees are load dependent. That being said, stability criteria failures do not necessarily mean a test is invalid. This is dependent on the magnitude of the excursion and the significance of the parameter. Test parties have the prerogative to accept the test result regardless of the criteria failures. However, such an assessment must take place during the test such that a re-test can be performed at that time, if needed. This issue requires further review by CDEEE relative to their emissions compliance regulatory requirements, power purchase agreements, etc., in order to determine whether the violations are material in nature.

S&L Comment #4:

Report pg. 8 - Net Power output is to be corrected for Plant Common Auxiliary Power consumption shared by both Units, sister Unit Auxiliary Power items carried by the Test Unit, and any Contract Excluded Auxiliary Power items. The McHale performance calculations exclude the corrections for Unit 2 loads fed from Unit 1 and excluded loads fed by Unit 1. Had these been included, the reported net power output would have been 143 kW higher. There is no impact on the net power output pass/fail status.

S&L Comment #5:

Report pg. 17 - Although not a guarantee parameter, S&L noticed that the pulverizer air inlet temperatures were approximately 23C lower than design. There was no discussion of this in the McHale report, and this is not necessarily a problem if mill output temperatures can be maintained. S&L is only making this observation in the event CDEEE has noticed issues mill outlet temperature deficiencies.

S&L Comment #6:

Report pg. 21 – McHale lists the design value for “Other Losses” as 0.16%. Per the B&W boiler performance test procedure, this value is 0.15%.

**Punta Catalina Unit 1
Performance Test Report Comments**

S&L Comment #7:

Report pg. 21 – McHale indicates that the report fuel analysis is on a dry basis. Although this is true for the reported proximate analysis data, the reported ultimate analysis data are on a wet basis.

S&L Comment #8:

Report pg. 22 – Fly ash was not sampled at the economizer outlet for purposes of measuring carbon in ash. McHale did not discuss why this occurred. The effect is that the inclusion of zero UBC at this location skews the average UBC lower than it actually is.

S&L Comment #9:

Report pg. 22 – McHale calculates the coal flow for each test. However, the values provided are incorrect due to what appears to be a unit conversion error. Additionally, the values are calculated using the design fuel HHV rather than the test fuel HHV. However, since this table is reporting the as-tested values, then the test fuel HHV should have been used. As a result, the reported coal flow values are approximately 7% too high.

S&L Comment #10:

Report pg. 25 – As discussed in Comment #4, the spreadsheet omits the corrections for Unit 2 loads fed from Unit 1 and excluded loads. This does not impact guarantee compliance.

S&L Comment #11:

Report pg. 25 – The power factor corrections are slightly in error. The correct values appear to be -231.4 KW, -230.2 KW, -233.6 KW and -231.7 KW average. These errors impact the “Corrected Power Output” values shown but do not impact guarantee compliance.

S&L Comment #12:

Report pg. 25 – The boiler efficiency values shown need to be adjusted to correct for minor errors in the efficiency calculations.

S&L Comment #13:

Report pg. 27 – “Other Losses” are listed as 0.157%. However, the correct value is 0.15% per the B&W Performance Test Protocol (3814-WB-VD-QS_103_10HE944481).

S&L Comment #14:

Report pg. 27 – The boiler output values [5] shown are incorrect. They appear to have been converted incorrectly from Btu/hr to KJ/hr. The correct values are approximately 11% higher and align with the design value of 2940.852 MJ/hr shown in the adjacent column.

S&L Comment #15:

Report pg. 27 – The design relative humidity shown (83.139%, [11]) is incorrect. The correct value is 82.9% per the B&W Performance Test Protocol.

**Punta Catalina Unit 1
Performance Test Report Comments**

S&L Comment #16:

Report pg. 27 – The Selected Wet Bulb Temperature [10] differs from the Corrected value shown in the adjacent column. We believe these should match.

S&L Comment #17:

Report pg. 27 – The Selected Relative Humidity [11] should be the design values of 82.9%.

S&L Comment #18:

Report pg. 28 – The As-Tested Volatile Matter and Fixed Carbon values ([30K], [30L]) as shown are dry. These should be replaced with the wet values.

S&L Comment #19:

Report pg. 28 – The design excess O₂ values shown [52] correlate to 6.2% air heater leakage. However, the design air heater leakage is 4.18%. It is unclear where McHale got the O₂ values shown since they do not correlate to the design air heater performance.

S&L Comment #20:

Report pg. 28 – The design Bottom Ash Residue Temperature of 1093C [24A] disagrees with the 1038C temperature given in the B&W Performance Test Protocol.

S&L Comment #21:

Report pg. 28 – McHale uses a bottom ash residue temperature [24A] of 60C. This should match the 1038C temperature provided in the B&W Performance Test Protocol.

S&L Comment #22:

Report pg. 28 – McHale did not collect a fly ash sample at the economizer outlet. Values of 0% carbon in ash are shown in the spreadsheet [7B]. These skew the actual %UBC lower than it actually is.

S&L Comment #23:

Report pg. 29 – The heat input from fuel and fuel flow rate ([101], [102]) shown are incorrect. See Comments #9 and #14. The correct values are approximately 3,300 MJ/hr and 135.1 tph (at design HHV).

S&L Comment #24:

Report pg. 30 – The reported air heater exit gas temperature [3] should also be corrected for departure from design X-ratio and design gas inlet temperature.

S&L Comment #25:

Report pg. 30 – The air and gas enthalpies [multiple cells] calculated by S&L per the PTC 4 correlation equations differ from the enthalpies provided by McHale. The test results should reflect PTC 4 test methods.

S&L Comment #26:

Report pg. 30 – The total air flow rate [42] must be revised to reflect the correct boiler output as discussed in Comments #14 and #23. This impacts other calculated values shown on this page.

**Punta Catalina Unit 1
Performance Test Report Comments**

S&L Comment #27:

Report pg. 30 – The fuel flow [17] shown must be corrected as discussed in Comment #23.

S&L Comment #28:

Report pg. 30 – The spreadsheet includes a cell (see bottom of page 30) that is supposed to indicate the iterated gas flow split % between the PA and SA sides of the air heater. Instead, McHale has indicated the average air heater gas outlet temperature in degrees F. McHale should revise this to show the iterated percent gas flow split.

S&L Comment #29:

Report pg. 30 – The unburned carbon value [18] of 0.176% is incorrect. See Comment #28.

S&L Comment #30:

Report pg. 31 – The 0.243% Unburned Carbon in Refuse [65] value is incorrect. The correct value is 0.38%.

S&L Comment #31:

Report pg. 31 – The surface radiation loss [75] of 5 MJ/hr is equivalent to 0.17%. However, this loss is supposed to be equivalent to a loss of 0.19% per the B&W Performance Test Protocol.

S&L Comment #32:

Report pg. 31 – The heat input from fuel [101] and fuel rate [102] shown are incorrect. See Comment #23.

S&L Comment #33:

Report pg. 34 – As previously discussed, the values shown for unburned carbon [2], fuel flow [3], output [5], and relative humidity [11] are incorrect.

S&L Comment #34:

Report pg. 35 – As previously discussed, the value shown for unburned carbon [30B] is incorrect.

S&L Comment #35:

Report pg. 36 – The equation for enthalpy of air leaving the air heater [85] incorrectly references the gas leaving temperature [83]. It should reference the air leaving temperature instead.

S&L Comment #36:

Report pg. 36 – The heat input from fuel [90] is incorrect. The correct value is approximately 3300 MJ/hr. This should be used to recalculate the total air flow to boiler [96] which is currently incorrect.

S&L Comment #37:

Report pg. 37 – As previously discussed, the values shown on this page for fuel mass flow rate [3], unburned carbon [11] and temperature of bottom ash residue [23A] are incorrect. These should be revised to obtain a new total sensible heat residue loss [25].

**Punta Catalina Unit 1
Performance Test Report Comments**

S&L Comment #38:

Report pg. 38 – As previously discussed, the values shown on this page for fuel mass flow rate [1], and UBC [15B] are incorrect.

S&L Comment #39:

Report pg. 39 – A value is provided for spent sorbent [48] as part of the sorbent/residue calculations. However, there is no sorbent being injected into the Punta Catalina boiler. Therefore, this carbon loss [49] shown on the sheet is incorrectly calculated.

S&L Comment #40:

Report pgs. 41 to 68; Test Runs #2 and #3 – All of the above comments should be incorporated into the calculations provided for Test Runs #2 and #3 as applicable.

S&L Comment #41:

Report pg. 44 – The spreadsheet indicates a zero value for the flue gas temperature entering the primary air heater [45A]. This results in negative values for gas enthalpy [45B] and flue gas flow entering the primary air heater [49]. This also results in the incorrect gas flow rate entering the secondary air heater [50]. This should be corrected since the resulting calculations are meaningless.

S&L Comment #42:

Report pg. 58 – The spreadsheet indicates a zero value for the flue gas temperature entering the primary air heater [45A]. This results in negative values for gas enthalpy [45B] and flue gas flow entering the primary air heater [49]. This also results in the incorrect gas flow rate entering the secondary air heater [50]. This should be corrected since the resulting calculations are meaningless.

S&L Comment #43:

Report pg. 148 – As previously discussed, the incorrect coal mass flow rates are shown.

S&L Comment #44:

Report pg. 148 – There is a variable named “ m_{Flue} ” that is undefined. This should be added to the spreadsheet.

S&L Comment #45:

Report pg. 148 – The values for Corrected Burnt Lime Consumption Expressed as CaO (“ $m_{CaO_{pure, corr}}$ ”) are calculated incorrectly. The correction factor “ $CF_{overall}$ ” is to be multiplied by “ $m_{CaO_{pure}}$.” However, it is used as divisor instead. Additionally, the values must be adjusted to reflect the proper coal flow rates.

S&L Comment #46:

Report pg. 148 – The values for Corrected Burnt Lime Consumption must be adjusted to reflect the corrected “ $m_{CaO_{pure, corr}}$ ” values as discussed above.

**Punta Catalina Unit 1
Performance Test Report Comments**

S&L Comment #47:

Report pg. 148 – The units shown for Flue Gas Flow Rate are shown to be Am³/h. In actuality, the units are Nm³/h as shown in the Input Summary on pg. 22.

S&L Comments on Unit 1 Emissions Test Report:

S&L reviewed the McHale Unit 1 emissions test report dated September 9, 2019 and we have no comments.

S&L Comments on Unit 1 Minimum Load Test Report:

S&L reviewed the McHale Unit 1 minimum load test report dated September 23, 2019 and we have no comments.

**Punta Catalina Unit 1
Performance Test Report Comments**

Unit 2 Performance Tests

McHale tested Punta Catalina Unit 2 for compliance with the full load contract guarantees on March 10, 2020. Due to COVID lockdown, only a single preliminary test run could be performed. As agreed with CDEEE, this serves as the basis of the performance guarantee assessment.

The McHale preliminary test report was published on April 9, 2020 as Revision 0. The final report was issued April 22, 2020 as Revision 01 and which also addressed the minimum load testing also conducted on April 22, 2020.

The table below summarizes the test results reported by McHale. The test reports indicate that all unit performance guarantees as well as the NO_x and SO₂ emission guarantees were passed. The results for the stack dust concentration and AQCS lime consumption are preliminary. Although the reported stack duct concentration was below the guarantee limit, this is an estimated value based on uncalibrated plant instrumentation. However, analysis is included in the report that contends the reported dust emission data is representative actual performance. Further testing and calibration is required to finalize this result. The lime consumption reported by McHale is uncorrected.

Description	Units	Guarantee	Test Average	Result
Net Unit Output	KW	>=337,390	347,677	Pass
Net Unit Heat Rate	KJ/KWh, HHV	<=9,857	9,618	Pass
Stack NO _x Concentration	Mg/Nm ³ @ 6% O ₂	<=400	274.6	Pass
Stack SO ₂ Concentration	Mg/Nm ³ @ 6% O ₂	<=400	395.6	Pass
Stack Dust Concentration	Mg/Nm ³ @ 6% O ₂	<=30	12 ¹	See Note 1
AQCS Lime Consumption	Kg/h	<=10,400 ²	8,929 ³	See Note 4
Minimum Load Net Power Output ⁵	kW	<128,700	121,486	Pass

1. Tentatively passed. Reference TCM Scattered Light Instrument and Data Report (3814-WZ-RT-203001-IS01). Requires further testing to quantify and finalize test results.
2. EPC Guarantee is 8,000 kg/hr raw lime consumption equivalent to 7,200 kg/hr expressed as CaO.
3. Reported as raw CaO. Uncorrected for flue gas flow, gas inlet temperature, HCl inlet concentration, SO₂ inlet concentration and actual lime inert content.
4. Guarantee Pass/Fail status is indeterminate at this time. Correction is required prior to comparing to 8,000 Kg/hr guarantee.
5. On coal feed only with emission parameters (NO_x, SO_x and dust) within limits.

S&L Comments on Unit 2 Performance Test Report:

S&L Comment #1:

Due to COVID restrictions, a full performance test could not be conducted. The only test that could be completed was a single preliminary test run. This testing was conducted in preparation for conducting the formal performance test runs and, therefore, was in general accordance with the performance test procedure. On this basis, CDEEE agreed that this test could be used for guarantee assessment. However, there were some notable deviations from the test procedure and Contract requirements, as follows:

- Only one (1) three (3) hour test run was conducted instead of three (3) four (4) hour test runs

**Punta Catalina Unit 1
Performance Test Report Comments**

- Some station data were used to replace temporary data.
- The dust emission performance was estimated based on plant instrumentation which had not been fully calibrated. Further testing is required to quantify and finalize the test results.
- Noise testing was not documented.
- Burnt lime consumption is uncorrected. Agreement between parties on how to correct lime consumption for burning off-specification coal is needed.
- There was a data collection problem related to the air heater exit gas temperature measurements. This impacted calculated boiler efficiency and plant net heat rate. To be conservative, McHale used the worst case temperature offset to evaluate performance.

S&L Comment #2:

Report pg. 4 - The report summarizes the contract guarantees including: Net Unit Output, Net Unit Heat Rate, NO_x, SO₂, Particulate, and AQCS Lime Consumption. Further, the report states that all test goals were successfully satisfied. S&L's comments are as follows:

1. The guarantees also include Minimum Load and Noise. A minimum load test was conducted separately on September 3, 2019 by McHale and they submitted a test report. The only guarantee to be met at minimum load is that net power output must not exceed 128.7 MW. The unit achieved 121.486 MW and the guarantee was passed. To S&L's knowledge, noise testing has not been performed.
2. The SO₂ emission guarantee was changed in the final contract. The initial SO₂ emission guarantee was $\leq 900 \text{ Mg/Nm}^3$ and the final is guarantee is $\leq 400 \text{ Mg/Nm}^3$ as shown in the summary table.
3. The reported value for stack dust concentration is estimated. S&L agrees that this value appears to be a reasonable approximation of unit performance. Further testing and calibration should be conducted to confirm the dust concentration result.
4. The Lime Consumption guarantee in the final EPC contract is 8,000 kg/hr (7,200 kg/hr expressed as CaO). Noted is that per Hamon Enviroserv performance test procedure 3814-WY-VD-QT_0163_00HTHE_0001 the CaO consumption guarantee is 6,600 kg/hr (expressed as CaO). In either case, the 10,400 kg/hr guarantee value evaluated by McHale is incorrect. However, although the reported 8,929 kg/hr test result exceeds the 8,000 kg/hr limit, the value is uncorrected. Final guarantee assessment cannot be made until the corrected lime consumption is determined. To rectify this, the parties must agree on the corrections to be used for burning off-design coal.
5. S&L found several errors in the McHale performance calculations that impact the reported values for Net Unit Output, Net Unit Heat Rate and Boiler Efficiency Based on our evaluation, we expect that the guarantees will continue to be passed after correction. These corrections also impact AQCS Burnt Lime Consumption. However, since the associated corrections were not included in the McHale report, S&L cannot speculate as to whether the lime consumption guarantee is passed.
6. The SO₂ emission guarantee was passed with minimal margin. It should be noted that the test period was originally intended to be 4 hours long, but was reduced to 3 hours due to problems experienced by GE. The reported SO₂ emission rate of $395.6 \text{ mg/Nm}^3 @ 6\% \text{ O}_2$ reflects the emissions during the truncated 3 hour test period. However, if the entire 4 hour period is considered, the emission rate increases to $401.8 \text{ mg/Nm}^3 @ 6\% \text{ O}_2$ which exceeds the guarantee limit. This difference is likely due to a reduction in the SO₂ emission set-point that was implemented by Hamon during the test. The set-point was reduced to $370 \text{ Mg/Nm}^3 @ 6\% \text{ O}_2$ from $390 \text{ Mg/Nm}^3 @ 6\% \text{ O}_2$. The set-point was subsequently increased to $380 \text{ Mg/Nm}^3 @ 6\% \text{ O}_2$ later in the test. Had the full test scope

**Punta Catalina Unit 1
Performance Test Report Comments**

been completed, it is expected that SO₂ emissions would have remained in compliance at the reduced set-point, but this is conjecture on the part of S&L.

S&L Comment #3:

Report pg. 10 – The test included Condition 1 and Condition 2 testing to determine the auxiliary load corrections to be applied to the Unit 2 net power output. However, instead of using these data, McHale substituted the results from the Unit 1 test without explanation. Further, the listed auxiliary loads do not include 43 KW of Unit 2 loads fed off the common bus as supplied by Unit 1, and the calculation incorrectly subtracts the Unit 1 load fed from Unit 2 instead of adding it. As a result, the net power output should be 531KW higher (348,703 KW) than reported by McHale. Had the data from the Unit 2 test been used, it is not expected that this would impact the status of the net power output guarantee due to the large margin by which is passed (~10,000 KW). Therefore, this issue is closed.

S&L Comment #4:

Report pg. 10 – The report states that the lime consumption is uncorrected. The report should be revised to include the final, corrected lime consumption value.

S&L Comment #5:

Report pg. 11 – The burnt lime guarantee is listed as 10,400 kg/h in Table 2-4. This should be corrected to the final contract value of 8,000 kg/h.

S&L Comment #6:

Report pg. 10 - Several of the stability criteria shown in the McHale test report do not agree with those provided in the test procedure. McHale reported that all stability criteria were passed. The table below lists the criteria that should have been used and whether using the proper value impacted pass/fail status:

Data Point	Units	Short Term (peak to valley)	Long-Term (2 hours)	S&L Comment	Test Result ²	Actual Pass/Fail
MS Pressure	bar ¹	2	3	3% (1.4 bar max) per PTC 4	0.52 bar/0.26 bar	Pass
COND Pressure	bar	2.5%	2.5%	+/-1% or 0.015 bar	0.95%/0.6%	Pass
Net Plant Output	MW	N/A	2.5%	0.25% per test procedure	n.a/0.7%	Fail
Stack SO ₂	ppm	150	75	50 ppm per test procedure	77 ppm/47 ppm	Fail/Pass

1. McHale lists psia but units are actually barg.
2. Test results reflect min/max analysis followed by deviation of the test average

As shown, the net output stability criterion was actually failed, as was the stack SO₂ criterion based on minimum/maximum test results. Stability criteria are important since the performance guarantees are load dependent. That being said, stability criteria failures do not necessarily mean the test is invalid. This is dependent on the magnitude of the excursion and the significance of the parameter. Test parties have the prerogative to accept the test result regardless of the criteria failures. However, such an assessment must take place during the test such that a re-test can be performed at that time, if needed. This issue requires

**Punta Catalina Unit 1
Performance Test Report Comments**

further review by CDEEE relative to their emissions compliance regulatory requirements, power purchase agreements, etc., in order to determine whether the violations are material in nature.

S&L Comment #7:

Report pg. 12 – McHale states that the overall uncertainty with respect to boiler efficiency is 0.33%. However, on pg. 10, McHale indicates that there was an anomaly regarding the measured air heater gas outlet temperature. In the worst case, this anomaly creates a 0.88% impact on calculated boiler efficiency. Therefore, it appears that the uncertainty should be greater than 0.33%. McHale should revise the uncertainty as needed.

S&L Comment #8:

Report pg. 13 – Under the heading of “The following measurement irregularities were identified” the page is blank. It appears as though these irregularities are discussed under Article 4.1 of the report. Reference should be added to Article 4.1. Any other irregularities can be addressed in Article 3.

S&L Comment #9:

Report pg. 14 – McHale states that all performance and emission guarantees have been met. However, the lime consumption guarantee limit of 10,400 kg/h is not up to date. The final contract guarantee value is 8,000 kg/hr (7,200 kg/hr expressed as CaO). Since the reported lime consumption exceeds this but is uncorrected, it is not evident that this guarantee has been met. Also, the table does not state that the stack dust concentration guarantee is passed. This is a tentative conclusion pending further testing and calibration of the stack dust concentration meter.

S&L Comment #10:

Report pg. 14 – The calculated values in the guarantee table should be updated to reflect incorporation of S&L Comments.

S&L Comment #11:

Report pg. 20 – McHale did not include an input summary spreadsheet like was provided with the Unit 1 test report. Since only one test run was performed, S&L used the mean values from the uncertainty analysis.

S&L Comment #12:

Report pg. 23 – The test notes indicate that aux power testing was performed at the start of the test. These values should have been used. The auxiliary power values shown are from the Unit 1 test. Also see Comment #3.

S&L Comment #13:

Report pg. 25 - Although not a guarantee parameter, S&L noticed that the pulverizer air inlet temperatures were approximately 39C lower than design. There was no discussion of this in the McHale report, and this is not necessarily a problem if mill output temperatures can be maintained. S&L is only making this observation in the event CDEEE has noticed issues mill outlet temperature deficiencies.

**Punta Catalina Unit 1
Performance Test Report Comments**

S&L Comment #14:

Report pg. 25 – McHale lists the design value for “Other Losses” as 0.157%. Per B&W Performance Test Protocol (3814-WB-VD-QS_103_10HE944481) this value is 0.15%.

S&L Comment #15:

Report pg. 25 – The design relative humidity shown (83.139%) is incorrect. The correct value is 82.9% per the B&W Performance Test Protocol (3814-WB-VD-QS_103_10HE944481). This value should be selected for the PTC 4 calculations, not 83.1%.

S&L Comment #16:

Report pg. 27 – Fly ash was not sampled at the economizer outlet for purposes of measuring carbon in ash [6B]. McHale did not discuss why this occurred. The effect is that the inclusion of zero UBC at this location skews the average UBC lower than it actually is.

S&L Comment #17:

Report pg. 27 – The design Bottom Ash Residue Temperature [24A] of 1093C disagrees with the 1038C temperature given in the B&W Performance Test Protocol. 1038C should be used in the McHale performance calculations.

S&L Comment #18:

Report pg. 28 – McHale calculates the coal flow based on the calculated boiler heat input and the design fuel HHV (which is appropriate in this table). However, the reported flow rate is incorrect due to what appears to be a unit conversion error resulting in incorrect boiler heat input. As a result, the reported value is approximately 10% too low.

S&L Comment #19:

Report pg. 23 – As discussed in Comment #3, the spreadsheet omits the as-tested auxiliary power corrections and substitutes data from the Unit 1 test. This does not impact guarantee compliance.

S&L Comment #20:

Report pg. 23 – The power factor correction is slightly in error. The correct values appear to be -239.4 KW. This error impacts the “Corrected Power Output” values shown but does not impact guarantee compliance.

S&L Comment #21:

Report pg. 23 – The boiler efficiency values shown need to be adjusted to correct for minor errors and omissions in the efficiency calculations as noted herein.

S&L Comment #22:

Report pg. 25 – The boiler output value [5] shown is incorrect. It appears to have been converted incorrectly from Btu/hr to KJ/hr. The correct value is approximately 11% higher and aligns with the design value of 2940.852 MJ/hr shown in the adjacent column.

**Punta Catalina Unit 1
Performance Test Report Comments**

S&L Comment #23:

Report pg. 25 – The design relative humidity shown (83.139%, [11]) is incorrect. The correct value is 82.9% per the B&W Performance Test Protocol.

S&L Comment #24:

Report pg. 25 – The Selected Relative Humidity [11] should be the design values of 82.9%.

S&L Comment #25:

Report pg. 27 – The design excess O₂ values shown [52] correlate to 6.2% air heater leakage. However, the design air heater leakage is 4.18%. It is unclear where McHale got the O₂ values shown since they do not correlate to the design air heater performance.

S&L Comment #26:

Report pg. 27 – The design Bottom Ash Residue Temperature of 1093C [24A] disagrees with the 1038C temperature given in the B&W Performance Test Protocol. This temperature should also be the selected temperature used in the calculations, not 56.7C.

S&L Comment #27:

Report pg. 27 – McHale did not collect a fly ash sample at the economizer outlet. Values of 0% carbon in ash are shown in the spreadsheet [7B]. These skew the actual %UBC lower than it actually is.

S&L Comment #28:

Report pg. 28 – The heat input from fuel and fuel flow rate ([101], [102]) shown are incorrect. See Comments #9 and #14. The correct values are approximately 3,333 MJ/hr and 136.5 tph (at design HHV).

S&L Comment #29:

Report pg. 29 – The reported air heater exit gas temperature [3] should also be corrected for departure from design X-ratio and design gas inlet temperature.

S&L Comment #30:

Report pg. 29 – The fuel flow [17] shown must be corrected as discussed in Comment #22 and #28.

S&L Comment #31:

Report pg. 29 – The unburned carbon value [18] of 0.323% is incorrect. The correct value is 0.393%. Also see Comment #27.

S&L Comment #32:

Report pg. 30 – The air and gas enthalpies [multiple cells] calculated by S&L per the PTC 4 correlation equations differ from the enthalpies provided by McHale. The test results should reflect PTC 4 test methods.

**Punta Catalina Unit 1
Performance Test Report Comments**

S&L Comment #33:

Report pg. 30 – The total air flow rate [42] must be revised to reflect the correct boiler output as discussed in Comments #18 and #22. This impacts other calculated values shown on this page.

S&L Comment #34:

Report pg. 30 – The spreadsheet includes a cell (No reference number. See row below item 51.) that is supposed to indicate the iterated gas flow split % between the PA and SA sides of the air heater. Instead, McHale has indicated the average air heater gas outlet temperature in degrees F. McHale should revise this to show the iterated percent gas flow split.

S&L Comment #35:

Report pg. 30 – The 0.446% Unburned Carbon in Refuse [65] value is incorrect. The correct value is 0.542%.

S&L Comment #36:

Report pg. 30 – The surface radiation loss [75] of 5.07 MJ/hr is equivalent to 0.17%. However, this loss is supposed to be equivalent to a loss of 0.19% per the B&W Performance Test Protocol. Adjust as needed.

S&L Comment #37:

Report pg. 31 – The heat input from fuel [101] and fuel rate [102] shown are incorrect. See Comment #9 and #14. Adjust boiler efficiency per comments.

S&L Comment #38:

Report pg. 35 – As previously commented, the values shown for unburned carbon [2], fuel flow [3], output [5], fuel efficiency [6] and relative humidity [11] are incorrect.

S&L Comment #39:

Report pg. 36 – As previously discussed, the value shown for unburned carbon [30B] is incorrect.

S&L Comment #40:

Report pg. 38 – The equation for enthalpy of air leaving the air heater [85] incorrectly references the gas leaving temperature [83]. It should reference the air leaving temperature instead.

S&L Comment #41:

Report pg. 39 – The heat input from fuel [90] is incorrect. The correct value is approximately ~3,333 MJ/hr. This should be used to recalculate the associated dependent variables, such as total air flow to boiler [96] which is currently incorrect.

S&L Comment #42:

Report pg. 41 – As previously discussed, the bottom ash residue temperature does not match the B&W value. Revise and recalculate the sensible heat residue loss.

**Punta Catalina Unit 1
Performance Test Report Comments**

S&L Comment #43:

Report pg. 42 – As previously discussed, the values shown on this page for fuel mass flow rate [1], and UBC [15B] are incorrect.

S&L Comment #44:

Report pg. 44 – A value is provided for spent sorbent [48] as part of the sorbent/residue calculations. However, there is no sorbent being injected into the Punta Catalina boiler. Therefore, this carbon loss [49] shown on the sheet is incorrectly calculated.

S&L Comment #45:

Report pg. 77 – As previously discussed, the incorrect coal mass flow rate is shown.

S&L Comment #46:

Report pg. 77 – The correction calculations should be added back to the spreadsheet when the revised guarantee corrections are provided by Hamon.

S&L Comment #47:

Report pg. 77 – The values for Corrected Burnt Lime Consumption must be adjusted to reflect the corrected “ $m_{CaO_{pure, corr}}$ ” values as discussed above.

S&L Comment #48:

Report pg. 77 – The units shown for Flue Gas Flow Rate are shown to be Am³/h. Based on the Unit 1 report, the units are Nm³/h.

S&L Comments on Unit 2 Emissions Test Report:

A Unit 2 emissions test report consisted of a single page calculation included in the performance test report. S&L had no comments on this document.

S&L Comments on Unit 2 Minimum Load Test Report:

S&L Comment #1:

Report pg. 3 - The minimum load test procedure requires a stabilization period of 1 hour and a single test run that is 4 hours in duration. However, the Unit 2 test duration was only 45 minutes long, including the stabilization and load monitoring periods. Although this is a violation of the written test procedure, it was as agreed to by CDEEE as documented in an email attached to the report. S&L has no further comments on the test report.

La Central Termoeléctrica Punta Catalina

Auditoría Técnica - Entregable No. 4

Preparado para



Central Termoeléctrica Punta Catalina Unidad 1 and 2

Preparado por Sargent & Lundy

Informe SL-017248

Final

14 de octubre de 2022

Project A14529.001

55 East Monroe Street
Chicago, IL 60603-5780 USA
312-269-2000
www.sargentlundy.com



LEGAL NOTICE / AVISO LEGAL

This deliverable was prepared by Sargent & Lundy, L.L.C. (S&L) expressly for the sole use of Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) (Client) in accordance with the contract agreement between S&L and Client. This deliverable was prepared using the degree of skill and care ordinarily exercised by engineers practicing under similar circumstances. Client acknowledges: (1) S&L prepared this deliverable subject to the particular scope limitations, budgetary and time constraints, and business objectives of Client; (2) information and data provided by others, including Client, may not have been independently verified by S&L; and (3) the information and data contained in this deliverable are time-sensitive and changes in the data, applicable codes, standards, and acceptable engineering practices may invalidate the findings of this deliverable. Any use or reliance upon this deliverable by third parties shall be at their sole risk.

Este entregable fue preparado por Sargent & Lundy, L.L.C. (S&L) expresamente para uso exclusivo de la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) (Cliente) de conformidad con el acuerdo de contrato entre S&L y el Cliente. Este entregable se preparó utilizando el grado de habilidad y cuidado que normalmente ejercen los ingenieros en circunstancias similares. El Cliente reconoce: (1) S&L preparó este entregable sujeto a las limitaciones particulares del alcance, las restricciones presupuestarias y de tiempo y los objetivos comerciales del Cliente; (2) la información y los datos proporcionados por otros, incluido el Cliente, pueden no haber sido verificados de forma independiente por S&L; y (3) la información y los datos contenidos en este entregable están sujetos a la fecha de cuando se entregaron, los cambios en los datos, los códigos aplicables, los estándares y las prácticas de ingeniería aceptables pueden invalidar los hallazgos de este entregable. Cualquier uso o confiabilidad en este entregable por parte de terceros será bajo su exclusivo riesgo.

Sargent & Lundy es una de las firmas de ingeniería arquitectura de servicio completo más antiguas y experimentadas del mundo. Fundada en 1891, la empresa es líder mundial en proyectos de energía con experiencia en modernización de redes, energía renovable, almacenamiento de energía, energía nuclear y combustibles fósiles. Sargent & Lundy ofrece servicios integrales de proyectos, desde consultoría, diseño e implementación hasta administración de la construcción, puesta en servicio y operación / mantenimiento, con énfasis en la calidad y seguridad de su personal. La firma trabaja con clientes del sector público y privado en los rubros de generación y distribución de energía eléctrica y distribución de gas natural entre otros, en el sector industrial y con entidades gubernamentales.

55 East Monroe Street • Chicago, IL 60603-5780 USA • 312-269-2000

CONTROL DE VERSIONES


Versión	Fecha de entrega	Sección modificada
V0 - Borrador	7 de septiembre de 2022	Versión inicial
V1 – Final	14 de octubre de 2022	Resumen Ejecutivo

RESUMEN Y PÁGINA DE APROBACIÓN


La siguiente sección certifica que este documento ha sido preparado, revisado y aprobado de acuerdo con el estándar de procedimientos operativos SOP-0405 de Sargent & Lundy, el cual se basa en los sistemas de gestión de calidad ANSI/ISO/ASSQC Q9001.

Colaboradores:

Preparado por:

Nombre	Título	Sección Preparada	Firma	Fecha
Kevin Hopkins	Consultor Principal	All		14 oct. 22

Revisado por:

Nombre	Título	Sección Preparada	Firma	Fecha
Dean Ennes	Consultor / Gerente Sénior	All		14 oct. 22

Aprobado por:



14 de octubre de 2022

Kevin Hopkins
Gerente de Proyecto

Fecha

TABLA DE CONTENIDOS

RESUMEN EJECUTIVO	1
RESUMEN DE LAS CONCLUSIONES	1
<i>DISEÑO Y SUMINISTRO DE EQUIPOS Y MATERIAL</i>	<i>1</i>
<i>CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y/O MONTAJE</i>	<i>2</i>
<i>COMMISSIONING, PRUEBAS, RENDIMIENTO</i>	<i>5</i>

APÉNDICES

APÉNDICE 1 ENTREGABLE NO. 1	
APÉNDICE 2 ENTREGABLE NO. 2	
APÉNDICE 3 ENTREGABLE NO. 3	

ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS

Acrónimo / Abreviatura (siglas en inglés)	Definition / Clarification
ABS	Ammonium Bisulfate
AISI	American Iron and Steel Institute
AMCA	Air Movement and Control Association (AMCA) standards.
AQCS	Air Quality and Control System
ASME	American Society of Mechanical Engineers
ASTM	American Society for Testing and Materials
B&W	Babcock & Wilcox
BMCR	Boiler Maximum Continuous Capacity
BWRO	Brackish Water Reverse Osmosis
CC	Cation Conductivity
CDEEE	La Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales
CFB	Circulating Fluidized Bed
CEMA	Conveyor Equipment Manufacturers Association
CNO	Construtora Norberto Odebrecht, S.A.
CTPC	La Central Termoeléctrica Punta Catalina
DA	Deaerator
DCS	Distributed Control System
EAF	Equivalent Availability Factor
EDI	Electrodeionization
EFOF	Equivalent Forced Outage Factor
EPC	Engineer Procure and Construct
FD	Forced Draft
FW	Feedwater
GE	General Electric
HEI	Heat Exchange Institute
HP	High Pressure
ID	Induced Draft

Acrónimo / Abreviatura (siglas en inglés)	Definition / Clarification
LP	Low Pressure
MCR	Maximum Continuous Rating
MMF	Multimedia Filters
NFPA	National Fire Protection Association
OEM	Original Equipment Manufacturer
OFA	Overfire Air
ORP	Oxidation-reduction potential
PA	Primary Air
PFD	Process Flow Diagram
PM	Particulate Matter
PFFF	Pulse Jet Fabric Filter
PWHT	Post Weld Heat Treatment
S&L	Sargent & Lundy
SC	Selective Conductivity
SCAH	Steam Coil Air Heater
SWRO	Seawater Reverse Osmosis
TCM	Technimont, SpA
TMCR	Turbine Maximum Continuous Rating
UHMW	Ultra High Molecular Weight
VFD	Variable Frequency Drive

RESUMEN EJECUTIVO

S&L completó una auditoría técnica y forense de la planta de energía Punta Catalina (CTPC), la cual ha sido puesta en servicio recientemente. Esta planta termoeléctrica opera a base de carbón pulverizado con una configuración de 2x360MW y está ubicada en la provincia de Peravia en la República Dominicana. Este trabajo ha sido preparado para la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE). Los detalles de los objetivos, metodologías, referencias y hallazgos se documentan en cuatro entregables previamente sometidos y se adjuntan como referencia como Apéndices de este informe.

Nuestra auditoría se centró en el trabajo realizado por el contratista EPC, a saber, el diseño y suministro de equipos, la construcción y la puesta en servicio de la planta de energía. Esta auditoría no aborda las prácticas actuales de operación y mantenimiento del CTPC ni aborda el desempeño actual, las modificaciones o mejoras del equipo que pueden haber ocurrido después de la aceptación provisional.

El propósito de este informe es resumir las conclusiones principales de aquellos reportes que fueron previamente sometidos como parte de este proyecto, los cuales componen la totalidad de la auditoría técnica ejecutada por S&L.

Los tres objetivos principales de la Auditoría Técnica son:

1. Confirmar que los equipos y/o materiales suministrados por el Contratista EPC para la CTPC cumplen con el Contrato EPC, con los estándares y códigos de diseño referenciados y con las buenas prácticas de ingeniería para plantas termoeléctricas que operan a base de carbón. Estos hallazgos se encuentran en el Entregable No. 1 proporcionado como referencia en el Apéndice 1.
2. Confirmar que todo el proceso de construcción, instalación y/o montaje del equipo suministrado por el Contratista EPC cumple con el Contrato EPC, con las normas y códigos de diseño referenciados y con buenas prácticas de ingeniería. Estos hallazgos se detallan en el Entregable No. 2 que se proporciona como referencia en el Apéndice 2.
3. Determinar que los procesos de prueba de desempeño y confiabilidad se realizaron correctamente y demostrar el cumplimiento con el Contrato EPC y con los estándares aplicables. Estos hallazgos se detallan en el Entregable No. 3 que se proporciona como referencia en el Apéndice 3.

RESUMEN DE LAS CONCLUSIONES

Diseño y Suministro de Equipos y Material

En general, hemos comprobado que el Contratista EPC ha diseñado y suministrado equipos y sistemas de proveedores de calidad con experiencia demostrada en la generación de energía con carbón. En general, los criterios de diseño establecidos, los conceptos y estándares de diseño utilizados y las selecciones de equipos fueron adecuados para una instalación de generación de energía eficiente y

confiable. El Consorcio, de acuerdo con los requisitos del contrato, ha proporcionado la documentación completa que define el diseño, las certificaciones de materiales de suministro de los sistemas principales.

Sin embargo, hemos señalado importantes excepciones a la conformidad del contrato con respecto al suministro de equipos y materiales del Consorcio que se resumen en la Tabla 1.0 a continuación. Las excepciones enumeradas en la Tabla 1.0 se deben a problemas de diseño y suministro del equipo principal y no a los regímenes operativos actuales. Sin embargo, hemos sugerido algunas medidas que la administración actual puede considerar para mitigar o eliminar los problemas identificados.

Construcción, Instalación y/o Montaje

Sargent & Lundy ha revisado la central eléctrica Punta Catalina centrándose en la construcción real del Consorcio, la instalación de equipos, las pruebas y los aspectos de la ejecución del proyecto que pueden afectar la calidad y la confiabilidad de la instalación. Se revisó el montaje y puesta en servicio de estos sistemas por parte de nuestros expertos en la materia quienes realizaron una revisión exhaustiva de documentos de construcción, como los informes de inspección de control de calidad QA/QC del Consorcio, libros de datos, informes del ingeniero del propietario, informes de progreso mensuales del Consorcio y la documentación de los sistemas principales transferida a la CDEEE (operador) al final de la construcción. El objetivo de esta revisión es verificar que la central Punta Catalina se construyó y se puso en servicio de acuerdo a los requisitos contractuales del EPC, empleando las mejores prácticas de la industria para la construcción de instalaciones de generación de energía a carbón.

Con base en nuestra revisión de la documentación disponible del proyecto, se llegó a las siguientes conclusiones:

1. Aceptación provisional lograda. El Consorcio logró la Aceptación Provisional tanto para la Unidad 1 como para la Unidad 2, y la operación de la planta se transfirió a la CDEEE a partir del 24 de abril del 2020. La Unidad 1 demostró con éxito el cumplimiento de las garantías de desempeño del contrato de acuerdo a una prueba realizada siguiendo las normas y procedimientos establecidos por ASME PTC 46. Por otro lado la Unidad 2 demostró cumplimiento de las garantías de desempeño de manera provisional basado en una prueba abreviada.
2. Aceptación final pendiente. Es la opinión de Sargent & Lundy, que la aceptación final de la planta debe otorgarse solo después de que 1) se hayan cumplido todos los requisitos contractuales definidos en el contrato EPC, y 2) todos los elementos de la lista de verificación abierta se hayan cerrado a satisfacción de CDEEE.

Con referencia a la lista de observaciones que requieren atención Sargent & Lundy cree que los siguientes elementos son los más importantes. Estos problemas se produjeron durante las actividades de instalación y puesta en servicio del Consorcio mientras la planta estaba bajo su control.

- Corrosión de la cámara de filtros AQCS de la Unidad 1 -- actualmente impide la carga de capacidad completa sin exceder los límites de emisiones ambientales.
 - Mal funcionamiento y limitaciones de diseño de los hidratadores de la Unidad 1 y la Unidad 2: los límites de diseño para los hidratadores de la Unidad 1 y la Unidad 2 que parecen ser demasiado pequeños. Esto podría limitar la flexibilidad de la planta para operar con el nivel de diseño de azufre en el carbón.
 - Desgaste de la correa transportadora de carbón. El desgaste excesivo de los bordes de la correa transportadora de tubo y las fallas de los cojinetes de la rueda guía del transportador afectarán la confiabilidad del equipo y agregarán costos de mantenimiento excesivos.
 - Averías en el recuperador de carbón: averías frecuentes en este sistema debido a problemas en el sensor del tensionador; está afectando la confiabilidad de la planta y aumentando los altos costos de mantenimiento.
 - Finalización del elevador del edificio de calderas de la Unidad 1. Este es un problema de seguridad que debe corregirse.
 - Sistema de remineralización. Este sistema aún no ha operado automáticamente como se requiere.
 - Sistema de limpieza del condensado. La instrumentación necesaria no funciona correctamente. Esto podría conducir a una mala calidad del agua desmineralizada y a problemas resultantes con la confiabilidad de la caldera.
 - Acceso al software del sistema de descarga de carbón. No se pueden realizar los cambios necesarios en el control de la descarga de carbón porque el Consorcio no ha proporcionado acceso al software del PLC. Esto podría llevar a una degradación continua del equipo el cual es clave para la confiabilidad del manejo y la recuperación de carbón.
 - Se ha proporcionado un acceso de mantenimiento seguro y permanente a las áreas a las que ahora solo se puede acceder mediante andamios temporales.
3. Documentación de la Construcción. De acuerdo con el Contrato EPC y con las buenas prácticas de la industria, el Consorcio proporcionó paquetes de entrega de la construcción bien documentados ("Libros de Datos" que documentan la construcción hasta la pre-comisionamiento y desde el precomisionamiento hasta la comisionamiento). Estos paquetes detallan el cumplimiento final de la inspección de campo y el plan de prueba desarrollados por el Consorcio y sus principales proveedores de equipos.
4. Desempeño del cronograma. Si bien no fue un enfoque importante de esta revisión técnica, el desempeño del cronograma del Consorcio para Punta Catalina fue deficiente, con un retraso acumulado en la aceptación provisional de la planta de aproximadamente 18 meses. La falta de una planificación eficaz de un proyecto de esta complejidad puede dar lugar a una calidad inaceptable, además de rehacer trabajos ya elaborados innecesariamente que lleva a sobrecostos. Es probable que la incapacidad del Consorcio para cumplir con el cronograma de ingeniería, adquisiciones y construcción haya afectado negativamente la calidad de la planta. S&L entiende que hubo muchos retrasos significativos en el cronograma que pueden o no haber sido responsabilidad exclusiva del contratista EPC. Sin embargo, reconocemos que las presiones del

cronograma pueden afectar la calidad del equipo montado si estas presiones conducen a inspecciones de control de calidad apresuradas, reducidas o no hechas.

5. Almacenamiento y Preservación de Equipos Críticos. El Consorcio demostró poca adherencia y atención a los requisitos de preservación de equipos sensibles detallada por los proveedores durante el almacenamiento prolongado en un ambiente marino. Esto fue especialmente evidente con equipos clave como turbinas de vapor y auxiliares. En general, hubo muchos casos de mala conservación del almacenamiento de equipos críticos de generadores de turbinas de vapor que resultaron en daños a los componentes, reparaciones, y demoras en construcción y en la puesta en servicio. Estos componentes deberían haberse almacenado en interiores con las medidas de control de calidad del aire adecuadas y en estricta conformidad con los requisitos de los fabricantes/proveedores de equipos.
6. Trabajos de soldadura. Nuestra revisión de los archivos de datos encontró que el Consorcio EPC tuvo una tasa inusualmente alta de fallas en la inspección de soldadura durante el montaje de las calderas de las Unidades 1 y 2. Como referencia, una tasa de fallas general del 5% (0% para tuberías de paredes gruesas y colectores) para soldaduras de tuberías de vapor y calderas se considera una tasa aceptable de soldadura como objetivo para proyectos de construcción de calderas. Los informes de las unidades 1 y 2 de Punta Catalina indican que las tasas de falla de soldadura de la caldera oscilaron entre el 20 % y el 35 %, con algunos sistemas de hasta el 58 %, lo que supera los estándares de la industria y definitivamente requeriría pruebas adicionales para evitar fallas prematuras. En octubre de 2018 se registró la última tabulación que pudimos encontrar, y esto indicó que la tasa de rechazo de soldadura acumulada fue del 18,76 %.
7. Limpieza y Protección de Tuberías. El Consorcio no protegió adecuadamente las partes internas de las tuberías durante la construcción, como es una buena práctica de la industria, y la limpieza de las partes internas de las tuberías fue inadecuada. Esto provocó largas demoras, especialmente para los lavados con aceite lubricante. En al menos un caso, los desechos internos provocaron fallas y daños en el tubo del sobrecalentador (superheater) de la Unidad 2 el 21 de marzo de 2020, lo que resultó en una interrupción de más de tres semanas.
8. Procedimientos de Puesta en Servicio. S&L revisaron los procedimientos de puesta en servicio desarrollados por el Consorcio para la planta de Punta Catalina, y encontró que en general estaban bien desarrollados con procedimientos completos y claramente definidos para la mayoría de los sistemas principales. Si estos procedimientos se ejecutaron correctamente, las instalaciones de los sistemas de turbina y caldera deberían ser satisfactorias.
9. Daños en el filtro de tela dentro del AQCS. Durante la puesta en servicio del AQCS, el Consorcio hizo funcionar el AQCS con agua pero sin cal durante un período de aproximadamente 200 horas, lo que provocó que los gases de combustión ingresaran a los filtros de tela con una alta concentración de SO₂/SO₃ y HCl, lo cual elevaron el punto de rocío ácido. Esto resultó en jaulas muy corroídas que ahora están fallando y sean la razón de posibles problemas de reducción de potencia para la Unidad 1.
10. Reelaboración de tareas significativa requerida. Como señaló el ingeniero propietario durante la ejecución del proyecto, se identificaron muchos problemas de construcción que requerían la repetición de tareas, (A partir de 2018, los informes mensuales de OE iniciaron un "Rework Register" para rastrear las prácticas de construcción del Consorcio que resultaron en importantes

demoras en la construcción y repetición de trabajo. Por ejemplo, consulte la página 8 del Informe mensual de septiembre de 2109 de Stanley Consultants No. SC-IL-00000110619734.)

No obstante, a los temas anteriores, hemos encontrado que en general, el Consorcio ha construido y puesto en servicio los equipos de Punta Catalina de tal manera que se han demostrado las garantías de desempeño. Sin embargo, en nuestra revisión hemos observado que algunos de los medios, métodos y control de calidad del Consorcio diferían de las mejores prácticas de la industria y que estas variaciones pueden presentar riesgos futuros para el rendimiento, la confiabilidad y la disponibilidad y la vida útil de la planta. Estos riesgos se resumen a continuación en la Tabla 2.0.

Commissioning, Pruebas, Rendimiento

Basado en la información proporcionada a S&L para llevar a cabo esta revisión, no pudimos confirmar que se realizaron todas las actividades de puesta en servicio porque S&L no pudo ubicar todos los certificados de aceptación firmados o los informes de prueba correspondientes. Se encontró que los registros de la Unidad 2 parecen ser mucho más completos que los de la Unidad 1. Por otro lado, en las entrevistas con los gerentes de CDEEE que supervisaron actividades de puesta en servicio del Consorcio EPC, indicaron verbalmente que con la excepción de una pequeña cantidad de sistemas menores, todos los sistemas y equipos críticos para ambas unidades fueron puestos en servicio correctamente y firmado como tal.

Para verificar el estatus actual de la puesta en servicio, recomendamos que el CDEEE localice los Certificados de operación del sistema faltantes y los certificados de puesta en servicio identificados. Si no hay evidencia de la aceptación del CDEEE para un sistema en particular, entonces es recomendable que el CDEEE verifique el funcionamiento del sistema ya sea evaluando su rendimiento operativo histórico hasta la fecha, o realizando inspecciones y pruebas para verificar el alcance instalado y el rendimiento del sistema.

En aquellos casos en los que no se pueda ubicar la documentación, también recomendamos una revisión exhaustiva de la lógica de control para los equipos y sistemas afectados para asegurarse y garantizar que todas las condiciones del proceso cumplan con las recomendaciones de los fabricantes, que se haya implementado la respuesta lógica correcta a los escenarios de falla del equipo y que toda la lógica es verificada y probada de estar correcta y completa. Esto incluye una revisión de la configuración del relé de los equipos principales para verificar que en el arranque de sus motores se ha proporcionado la protección adecuada contra sobrecarga.

Con respecto a los resultados de las pruebas de desempeño, S&L encontró que, en la mayoría de las pruebas, los requisitos previos antes de hacer las pruebas oficiales completas de desempeño, no se hicieron en su totalidad. Sin embargo, hasta donde sabemos, esto no afectó los resultados de las pruebas

informadas ni el rendimiento actual de la planta, aunque este último punto es algo que debe ser verificado por la CDEEE.

Las pruebas de rendimiento de la unidad fueron realizadas por McHale, bajo contrato con el Consorcio. S&L revisó los informes de las pruebas de desempeño de McHale y encontró errores de cálculo menores que afectaron los valores informados para la producción unitaria neta, la tasa de calor unitaria neta, la eficiencia de la caldera y el consumo de cal quemada en el sistema AQCS. Sin embargo, que estos errores no afecten el estado de aprobación o rechazo de las garantías de cumplimiento. . No obstante, S&L recomienda buscar la corrección de los informes por parte de McHale, ya que estos sirven como registro de desempeño formal que se utilizará para la evaluación de la garantía y el cierre del contrato. Además, esto permitiría a McHale finalizar los valores informados para las emisiones de polvo de la Unidad 2 (con pruebas adicionales y calibración del equipo) y el consumo de cal quemada.

Según nuestra revisión, identificamos problemas que pueden plantear riesgos futuros para el rendimiento, la confiabilidad y la disponibilidad de la planta. Estos riesgos se resumen a continuación en la en la Tabla 3.0.

Definiciones de Prioridad de Riesgo

Definiciones de prioridad		
Probabilidad	ALTO	Alta Probabilidad se asigna a un evento o problema que es probable que ocurra y se puede esperar que se materialice sin acciones de mitigación
	MEDIO	La Probabilidad Media se asigna a un evento o problema que es razonablemente probable que ocurra. Hay un mayor potencial para que el evento ocurra que para que no ocurra.
	BAJO	Baja Probabilidad se asigna a un evento o problema que esperamos que no ocurra. Hay evidencia mínima de que el evento se materializará.
	DESCONOCIDO	Desconocido se asigna a un evento o problema que es difícil de cuantificar porque las causas son complejas e impredecibles, o no hay información suficiente
Severidad	ALTO	La Severidad Alta se asigna a un evento o problema que tiene el potencial de causar un impacto material significativo en el rendimiento, los costos operativos y la confiabilidad de la Planta. El impacto potencial podría ser a largo plazo y/o irreversible.
	MEDIO	La Severidad Media se asigna a un evento o problema que podría afectar moderadamente el rendimiento, los costos operativos o la confiabilidad de la planta, pero que puede mitigarse parcial o totalmente con una acción correctiva.
	BAJO	La Severidad Baja se asigna a un evento o problema que se espera que tenga un impacto mínimo en el rendimiento general de la planta.

Tabla 1.0 Evaluación de riesgos: Diseño, Equipamiento y Material

No.	Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación	Programa de mitigación recomendado (a partir de sept de 2022)	¿Interrupción de la planta requerida?
1.1	Ventilador AP (Aire Primario): las características de potencia del ventilador se especificaron para ser del tipo sin sobrecarga. Aunque los ventiladores AP exhiben curvas de potencia que eventualmente se estabilizan, esto ocurre cuando se agotan. El riesgo es que los ventiladores AP se disparen debido a una sobrecarga del motor durante condiciones transitorias o de alta demanda. En el	Bajo	Alto	Los datos históricos asociados deben revisarse para determinar si se justifican motores más grandes.	Dentro de 6 meses	No (Sí, si la evaluación concluye que se requieren nuevos motores)
1.2	Ventiladores AP: Adicionalmente los ventiladores AP suministran aire de sellado, que equivale al 8-9 % de la capacidad total del ventilador AP en Calificación Continua Máxima (Maximum Continuous Rating con siglas MCR en inglés). No se pudo verificar la inclusión de este flujo en la capacidad de flujo especificada del ventilador AP. Si este flujo se omite del diseño del ventilador, esto reduciría el margen del ventilador AP y aumentaría la demanda del motor del ventilador AP en comparación con lo esperado. Esto aumenta el riesgo de sobrecarga del motor y reduce la capacidad de los ventiladores para compensar los cambios operativos como por ejemplo, el aumento de las fugas del calentador de aire.	Bajo	Bajo	Se debe evaluar el impacto en el margen del ventilador y del motor del ventilador para confirmar si queda un margen adecuado. Puede surgir un impacto comercial si se considera necesario modificar el ventilador o el motor.	Dentro de un año	No (Sí, si el análisis concluye que se requieren modificaciones)
	Ventiladores TF (Tiro Forzado): consulte Problemas Comunes de los Ventiladores (abajo en esta tabla) para conocer los elementos relacionados con los ventiladores					

Tabla 1.0 Evaluación de riesgos: Diseño, Equipamiento y Material

No.	Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación	Programa de mitigación recomendado (a partir de sept de 2022)	¿Interrupción de la planta requerida?
	TF (también conocido como Forced Draft con siglas FD en inglés)					
1.3	Ventiladores TI (tiro inducido): Según el diagrama de flujo del proceso, la temperatura de funcionamiento del ventilador en MCR es de 78° C; sin embargo, los ventiladores TI (Conocidos como Induced Draft con siglas ID en inglés) están diseñados para 71° C. La temperatura de funcionamiento elevada reduce el margen del ventilador y reduce la capacidad del ventilador para compensar los cambios operativos, como por ejemplo, el aumento de las fugas del calentador de aire.	Bajo	Bajo	Revisar la temperatura de funcionamiento histórica para verificar el rango de temperatura de entrada del ventilador de TI real. Evalúe el impacto para probar el margen del bloque y la capacidad del ventilador para manejar las peores condiciones de funcionamiento. No debería haber ningún impacto en el funcionamiento normal de la unidad.	Dentro de un año	No
1.4	Ventiladores TI: Los puntos operativos de los ventiladores TI están por encima de las respectivas presiones de apagado permitidas de los ventiladores, lo que teóricamente puede crear problemas de sobrecarga en instalaciones de ventiladores instalados en paralelo.	Bajo	Desconocido	Verificar si el funcionamiento del ventilador de TI es estable. Si no es estable, esto podría ser un factor que contribuya a cualquier inestabilidad observada. El Proveedor Original de los Equipos (también conocido como el Original Equipment Manufacturer con siglas OEM en inglés) del ventilador necesitaría abordar posibles soluciones que podrían incluir hasta el reemplazo del rotor.	Dentro de un año	No (Sí, si el análisis concluye que se requieren modificaciones)

Tabla 1.0 Evaluación de riesgos: Diseño, Equipamiento y Material

No.	Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación	Programa de mitigación recomendado (a partir de sept de 2022)	¿Interrupción de la planta requerida?
1.5	Ventiladores TI: Las características operacionales de potencia de los ventiladores deberían ser del tipo <u>sin-sobrecarga</u> ; sin embargo, los ventiladores TI exhiben una característica de <u>sobrecarga</u> . La sobrecarga del motor puede resultar en un disparo del ventilador. Esto ha ocurrido en el pasado; después que un ventilador TI se disparó debido a la alta vibración, el otro ventilador se sobrecargó y provocó una interrupción de la unidad.	Bajo	Alto	La instalación de motores más grandes evitaría que se produzca una sobrecarga del motor. Alternativamente, reemplace los rotores con un diseño que no tenga una característica de sobrecarga.	No se requiere, a menos que ocurran fallas repetidas en el ventilador	No
1.6	Ventiladores TI: Parte del metal de aporte o relleno utilizado en la construcción del rotor tiene menor fuerza de tensión que el metal base. Los estándares de la American Welding Society (con siglas AWS en inglés) requieren que el metal de aporte tenga fuerza de tensión no menor que la del metal base. Si las soldaduras no se diseñaron en base a la fuerza de tensión del metal de aporte más débil, puede ocurrir una falla prematura de la soldadura. Las soldaduras agrietadas requerirían reparación y pueden provocar una falla prematura del rotor. Si esto ocurre fuera de la garantía del equipo, habría un impacto comercial.	Medio	Alto	Howden debe evaluar los diseños de soldadura para verificar si son técnicamente adecuados y aceptados.	Dentro de 6 meses	No

Tabla 1.0 Evaluación de riesgos: Diseño, Equipamiento y Material

No.	Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación	Programa de mitigación recomendado (a partir de sept de 2022)	¿Interrupción de la planta requerida?
1.7	Problemas Comunes de los Ventiladores: Se especificó un sistema de lubricación a base de circulación forzada para los ventiladores TI. Sin embargo, se proporcionaron cojinetes autónomos con refrigeración por agua. Los problemas potenciales incluyen: 1) Los cojinetes autónomos pueden requerir un mayor mantenimiento, 2) La falta de controles eliminan la retroalimentación del operador sobre el estado del suministro de aceite a los cojinetes, 3) La falta de aceite puede provocar fallas en los cojinetes. El impacto comercial puede ignorarse si se acordó un alcance reducido antes de la adjudicación de EPC.	Medio	Medio	Realizar inspecciones periódicas de los cojinetes para asegurarse de que el nivel de aceite es el recomendado en cada cojinete. Reemplazar el aceite según el programa de mantenimiento para garantizar que se mantenga la calidad adecuada del lubricante. Estar atento a todas las alarmas de alta temperatura según las instrucciones del OEM. Si esto no fue acordado en el diseño, entonces considere la modificación del sistema de lubricación instalado o restitución financiera.	Agregar al programa de mantenimiento preventivo mensual para cada ventilador	No
1.8	Problemas comunes de los ventiladores: Cada ventilador debe contar con una matriz de Pitot multipunto para medir el flujo de aire. Este equipo no fue proporcionado. Sin embargo, la falta de medición de flujo no debería comprometer la confiabilidad de la unidad ya que no se requieren sistemas de alarma de bloqueo para estos ventiladores y la operación de ventiladores paralelos generalmente se equilibra utilizando los amperios del motor o la posición de la compuerta de entrada. Si los operadores de la planta no creen que esta medición no sea necesaria para el control y la operación adecuada de la unidad, entonces no es necesaria. El impacto comercial puede	Bajo	Desconocido	Si esto no fue acordado en el diseño, entonces considere la modificación del equipo de medición de flujo especificado o restitución financiera.	Dentro de un año	No (Sí, si el análisis concluye que se requieren modificaciones)

Tabla 1.0 Evaluación de riesgos: Diseño, Equipamiento y Material

No.	Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación	Programa de mitigación recomendado (a partir de sept de 2022)	¿Interrupción de la planta requerida?
	ignorarse si se acordó un alcance reducido antes de la adjudicación de EPC.					
1.9	<p>Problemas comunes de los ventiladores: La especificación requiere que los cojinetes de los ventiladores se diseñen para reducir la velocidad sin sufrir daños en caso de que se produzca un corte de energía en la planta de generación. Esto podría lograrse mediante un sistema de lubricación que funcione con una fuente de energía ininterrumpida. Esto no fue proporcionado. La falta de un sistema de lubricación de este tipo provoca el desgaste de los cojinetes durante el arranque y paros normales del ventilador, así como durante los cortes de energía de la planta. Esto da como resultado un mayor mantenimiento de los rodamientos. El impacto comercial puede ignorarse si se acordó un alcance reducido antes de la adjudicación de EPC.</p>	Medio	Medio	Si esto no fue un acuerdo negociado de diseño, entonces considere la modificación de un sistema de lubricación (u otros medios recomendados por el OEM del ventilador) o la restitución financiera. Se destaca que los sistemas se integran comúnmente como parte de los equipos del sistema de lubricación. Por lo tanto, si estos se actualizan, esta característica podría incluirse como parte del diseño. También se requiere el reemplazo o la modificación de los cojinetes del ventilador para actualizar esta tecnología.	Agregar al programa de mantenimiento preventivo mensual para cada ventilador	No

Tabla 1.0 Evaluación de riesgos: Diseño, Equipamiento y Material

No.	Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación	Programa de mitigación recomendado (a partir de sept de 2022)	¿Interrupción de la planta requerida?
1.10	Problemas comunes de los ventiladores: Se requiere que los ventiladores tengan un freno para evitar la rotación inversa. Esto no fue proporcionado. Arrancar un ventilador que gira en reversa puede dañar el ventilador y el motor.	Bajo	Alto	Si esto no fue una concesión de diseño acordada, entonces considere la modificación del freno de ventilador especificado o la restitución financiera. De lo contrario, este riesgo se puede mitigar aislando el ventilador fuera de línea y verificando visualmente que el ventilador no esté girando en reversa antes de arrancar el ventilador.	Dentro de un año	No (Sí, si el análisis concluye que se requieren modificaciones)
1.11	Problemas comunes de los ventiladores: El contrato requiere que se realicen pruebas de los ventiladores en el taller del fabricante o en la planta para verificar el rendimiento. Según el conocimiento de S&L, esta prueba no se realizó. Aunque los márgenes de estas pruebas pueden absorber deficiencias menores en el rendimiento de los ventiladores, esto reduciría el margen disponible para futuros cambios en la demanda y condiciones degradadas de los ventiladores. El impacto comercial puede ignorarse si se acordó un alcance reducido antes de la adjudicación de EPC.	Bajo	Desconocido	Es necesario realizar pruebas de campo en la planta para verificar la capacidad real del ventilador, ya que no se realizaron pruebas en el taller del fabricante.	No es necesario a menos que se alcancen las limitaciones del ventilador durante el funcionamiento normal	No

Tabla 1.0 Evaluación de riesgos: Diseño, Equipamiento y Material

No.	Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación	Programa de mitigación recomendado (a partir de sept de 2022)	¿Interrupción de la planta requerida?
1.12	Problemas comunes de los ventiladores: Los entregables del diseño de ventiladores suelen incluir análisis de elementos finitos, análisis modal, pruebas modal/bump, análisis de fatiga, etc. No se pudo localizar dicha documentación. Operadores en la planta ha informado casos de alta vibración del ventilador. La vibración excesiva del ventilador puede provocar reducciones o disparos del ventilador.	Bajo	Desconocido	Para verificar que los ventiladores cumplan con las pautas específicas y de la industria, se deben enviar estos informes. Aunque no se especificaron límites de tensión en la especificación EPC de Punta Catalina, Howden tiene criterios de diseño internos que deben cumplirse. S&L tiene conocimiento de otro proyecto en el que se descubrió que las tensiones del ventilador de Howden IT eran excesivas y por lo tanto requirieron modificaciones en el campo para remediarlas. Los incidentes de alta vibración deben investigarse para determinar y remediar la causa principal.	Dentro de 2 años.	No (Sí, si el análisis concluye que se requieren modificaciones)
1.13	Pre calentadores de aire: Se suministraron pre calentadores de aire en forma de "cestas" recubiertas de esmalte, pero solo hasta una profundidad de 12 pulgadas. Por esas cestas fluyen gases a alta temperatura con subproductos de combustión. Esto entra en conflicto con los requisitos de las especificaciones técnicas y podría tener importantes implicaciones de costo y comerciales si en un futuro se decide instalar un sistema de Reducción Catalítica Selectiva (SCR siglas en inglés). Si no se instala un SCR, entonces el diseño puede	Bajo	Bajo	Howden debe verificar la base de diseño para el extremo frío. Otras acciones dependen de la idoneidad del diseño para la operación actual y el potencial para la modernización de SCR en el futuro. Si esto no fue una concesión de diseño acordada, entonces un acuerdo financiero es la opción más factible en este momento.	No es necesario a menos que se instale SCR	No

Tabla 1.0 Evaluación de riesgos: Diseño, Equipamiento y Material

No.	Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación	Programa de mitigación recomendado (a partir de sept de 2022)	¿Interrupción de la planta requerida?
	ser aceptable tal como está siempre que todos los depósitos de ácido sulfúrico estén contenidos en esta sección de gases de combustión. Sin embargo, si se instala un SCR, aumenta la probabilidad de problemas operativos dada la acumulación de cenizas en el precalentador de aire, cuyo deterioro depende del contenido de azufre y contenido de cenizas en el combustible que se utilice en ese momento. En este caso, se espera que sea necesario reconstruir el precalentador de aire para contener todo el ABS (bisulfato de amonio) producido que es un material chicloso y pegajoso.					
1.14	Precalentadores de aire: El precalentamiento del aire se usa para reducir la corrosión debida a la condensación ácida de subproductos de combustión dentro del precalentador de aire, en los ductos y los equipos aguas debajo de la caldera. Sin embargo, la especificación EPC prohíbe el uso del precalentador de aire con serpentín de vapor (SCAH siglas en inglés) cuando se opera en Calificación Continua Máxima (MCR siglas en inglés) con una temperatura ambiente de 12.8° C. Esto está en conflicto con la especificación técnicas del EPC. Howden indica que se requiere precalentamiento de aire en MCR cuando se quema carbón con alto contenido de azufre.	Bajo	Bajo	Eliminar el precalentamiento del aire en MCR requeriría la eliminación permanente de la superficie del precalentador de aire para elevar las temperaturas de salida del gas. Esta práctica no es recomienda ya que penaliza la tasa de eficiencia calorífica (heat rate en inglés) de la unidad en todas las condiciones de operación y combustible. Por lo tanto, esta violación no se considera problemática.	No es necesaria ninguna acción	No

Tabla 1.0 Evaluación de riesgos: Diseño, Equipamiento y Material

No.	Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación	Programa de mitigación recomendado (a partir de sept de 2022)	¿Interrupción de la planta requerida?
1.15	Pre calentadores de aire: Se especificaron equipos de lubricación de circulación forzada para los cojinetes superior e inferior. En cambio, se proporcionaron cojinetes autónomos. Los cojinetes autónomos pueden resultar en un mayor mantenimiento. El impacto comercial puede ser insignificante si se acordó un alcance reducido antes de la adjudicación de EPC.	Bajo	Bajo	Realice inspecciones periódicas de los cojinetes para asegurarse de que haya una cantidad adecuada de aceite en cada cojinete. Reemplace el aceite según el programa de mantenimiento para garantizar que se mantenga la calidad recomendada del aceite. Estar atento a todas las alarmas de alta temperatura según las instrucciones del fabricante de los equipos (OEM sus siglas en ingles). Si esto no fue una concesión de diseño acordada, entonces considere la modificación de los equipos de aceite lubricante especificados o la restitución financiera.	Agregar al programa de mantenimiento preventivo mensual	No
1.16	Pre calentadores de aire: La prueba de rendimiento de la Unidad 1 indica que la fuga del pre calentador de aire y la temperatura de salida de gas de combustión sin corregir superan los valores esperados. Las fugas elevadas del calentador de aire aumentan el consumo de energía auxiliar de los ventiladores AP, TF y TI (PA, FD e ID siglas en inglés respectivamente) y promueven la corrosión/erosión en los componentes aguas abajo.	Medio	Bajo	Howden debe confirmar la base de diseño del pre calentador de aire. Se requiere una prueba de rendimiento del pre calentador de aire para determinar la temperatura de salida de gas del calentador de aire completamente corregida. Actualmente se desconoce el impacto comercial.	No es necesario a menos que la eficiencia disminuya de forma inaceptable	No

Tabla 1.0 Evaluación de riesgos: Diseño, Equipamiento y Material

No.	Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación	Programa de mitigación recomendado (a partir de sept de 2022)	¿Interrupción de la planta requerida?
1.17	Pre calentador de aire con serpentín de vapor (SCAH siglas en inglés): La especificación EPC requiere un margen de área de superficie del SCAH de 10%. Sin embargo, esto no se puede confirmar en base a los documentos de diseño proporcionados por el fabricante del equipo (OEM siglas en ingles). La falta de margen del área acortará la vida útil del SCAH.	Bajo	Bajo	El OEM debe verificar el margen de área de superficie provisto en el diseño SCAH. Si esto no fue una concesión de diseño acordada, entonces un acuerdo financiero es la opción más factible en este momento.	No es necesario a menos que la eficiencia disminuya de forma inaceptable	No
1.18	Pre calentador de aire con serpentín de vapor (SCAH siglas en inglés): Debido a que no se documentó el rendimiento en las peores condiciones ambientales, no se puede validar la conformidad con los requisitos de la especificación. El incumplimiento de los criterios mínimos de temperatura (conocido en inglés como CCET (Combined Cold End Temperatures) podría resultar en un taponamiento acelerado del pre calentador de aire y aumentar la corrosión en los componentes aguas debajo de la caldera.	Bajo	Bajo	El fabricante OEM debe verificar que los criterios mínimos de temperatura (CCET) recomendada se cumpla con la carga mínima con carbón con alto contenido de azufre en las peores condiciones ambientales (las más frías). De lo contrario, se debe considerar el reemplazo del calentador o la restitución financiera.	Compruebe si hay corrosión durante la próxima interrupción prolongada	Si
1.19	Válvula mariposa (throttle) de agua en circulación: Las válvulas de descarga del condensador se ajusta para mantener el flujo de agua en circulación y el nivel del agua dentro y a través del condensador. Se han reportado problemas con fallas en la integridad del revestimiento en la tubería aguas abajo de las válvulas. Este problema continuará y el riesgo de causar	Alto	Alto	Para tener dos bombas en funcionamiento al mismo tiempo sin efectos indeseables, algunas soluciones a considerar pueden incluir el reemplazo del impulsor de la bomba o el ajuste de la operación de la bomba.	Dentro de 2 años.	Si

Tabla 1.0 Evaluación de riesgos: Diseño, Equipamiento y Material

No.	Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación	Programa de mitigación recomendado (a partir de sept de 2022)	¿Interrupción de la planta requerida?
	interrupciones adicionales es alto, con una gravedad alta ya que la tubería no se puede aislar, lo cual requeriría parar la planta.					
1.20	Sistema de protección contra incendios: El sistema había detectado problemas con las tuberías de suministro de agua, el monitoreo, y las alarmas. En el caso de una fuga o ruptura en el circuito principal subterráneo, es posible que parte del circuito no pueda aislarse y mantener la disponibilidad de agua. Los problemas de monitoreo y alarma aumentan el riesgo de identificar y responder rápidamente a las emergencias.	Medio	Alto	Como la tubería de la casa de bombas contra incendios está empotrada y no se altera fácilmente, se puede considerar dentro del plan de emergencia como una mitigación, camiones de bomberos locales en caso de una interrupción de emergencia en la línea del circuito.	Ninguno requerido	No
1.21	Pre calentadores de agua de alimentación cerrados (Feedwater FW sus siglas en inglés): El contrato EPC indica que el diseño de la planta debe cumplir con el estándar ASME #TDP-1, "Prevención de daños por agua en turbinas de vapor". Esta norma contiene recomendaciones que mitigan la posible inducción de agua de los Pre calentadores FW y los sistemas de conexión a la turbina de vapor.	Desconocido	Alto	Los documentos de diseño del contratista no hacen referencia al estándar ASME #TDP-01 y los planos de diseño del contratista indican que es posible que el estándar TDP-01 no se implemente por completo. Por ejemplo, los sistemas de drenaje del calentador FW no parecen cumplir con TDP-1. La inducción de agua en la turbina de vapor, aunque es inusual, es un evento provocado por fallas en los sistemas de conexión a la turbina. Si esto ocurre puede causar daños importantes a la turbina de	Dentro de 3 meses	No (Sí, si el análisis concluye que se requieren modificaciones)

Tabla 1.0 Evaluación de riesgos: Diseño, Equipamiento y Material

No.	Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación	Programa de mitigación recomendado (a partir de sept de 2022)	¿Interrupción de la planta requerida?
				vapor. Se recomienda consultar al Contratista si implementó en su totalidad las recomendaciones de la Norma TDP-01. Independientemente de la respuesta del Contratista, se debe realizar una revisión exhaustiva de las recomendaciones TDP-01 aplicables y, si es posible, se deben implementar modificaciones para agregar las características recomendadas por TDP-01 faltantes.		
1.22	Pre calentadores de agua de alimentación cerrados (Feedwater FW sus siglas en inglés): El contrato de ingeniería, adquisición de equipos, y construcción (EPC siglas en ingles) y los documentos de diseño del contratista EPC indican que los pre calentadores y los sistemas relacionados con los pre calentadores deben cumplir con el estándar del Instituto de Intercambio de Calor (Heat Exchange Institute --HEI siglas en inglés) para pre calentadores de agua de alimentación cerrados.	Bajo	Bajo	El diseño de los pre calentadores de agua de alimentación de alta presión (HP siglas en inglés) incluye materiales de tubería de un tipo que no se encuentra en la lista del referido estándar HEI. La preocupación es que este material (ASME Tipo SA213-T2) podría ser un material inferior al que se usa típicamente en los pre calentadores FW y, por lo tanto, podría desgastarse más rápido, lo que requeriría el reemplazo prematuro de los tubos. Sargent & Lundy no tiene experiencia con este material en Pre calentadores de agua de alimentación. El Contratista debe justificar la selección de	Dentro de un año	No

Tabla 1.0 Evaluación de riesgos: Diseño, Equipamiento y Material

No.	Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación	Programa de mitigación recomendado (a partir de sept de 2022)	¿Interrupción de la planta requerida?
				este material de tubo para los precalentadores HP. La experiencia confiable a largo plazo con el material del tubo SA213-T2 debe documentarse para su uso en precalentadores de agua de alimentación HP.		
1.23	Calentador de Desaireación (DA sus siglas en inglés): El contrato EPC indica que el diseño de la planta debe cumplir con el estándar ASME #TDP-1, "Prevención de daños por agua en turbinas de vapor". Esta norma contiene recomendaciones que mitigan la posible inducción de agua de los precalentadores de agua de alimentación y el calentador DA y los sistemas de conexión a la turbina de vapor.	Desconocido	Alto	Los documentos de diseño del contratista EPC no hacen referencia al estándar ASME #TDP-01 y los planos de diseño del contratista indican que es posible que el estándar TDP-01 no se implemente por completo. Consulte los comentarios anteriores sobre el cumplimiento de la norma TDP-01 para los precalentadores FW cerrados, que también se aplican al calentador DA.	Dentro de 3 meses	No (Sí, si el análisis concluye que se requieren modificaciones)
1.24	Calentador de Desaireación (DA sus siglas en inglés): El contrato EPC indica que el diseño del calentador DA debe cumplir con el Código estándar de recipientes a presión de ASME, sección VIII.	Bajo	Medio	La información de diseño del proveedor del calentador DA indica que el calentador DA está diseñado según ASME-Sección VIII. Sin embargo, en el paquete de documentación del calentador DA no aparece la confirmación del sello ASME-Sección VIII. Esta confirmación del sello ASME si figura en la	Dentro de 6 meses	No

Tabla 1.0 Evaluación de riesgos: Diseño, Equipamiento y Material

No.	Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación	Programa de mitigación recomendado (a partir de sept de 2022)	¿Interrupción de la planta requerida?
				<p>documentación de todos los Precalentadores FW cerrados.</p> <p>Esto podría ser un descuido involuntario de la documentación del calentador DA. Por lo general, el sello ASME se aplicará físicamente al calentador (tanto al recipiente de desaireación como al tanque de almacenamiento de DA) en una placa de identificación soldada. Si estas placas de identificación/sellos no se encuentran en los recipientes del calentador DA, el contratista debe explicar por qué, a diferencia de todos los demás precalentadores FW, el sello ASME no se aplica a los recipientes del calentador DA. Desde el punto de vista técnico, tener un recipiente a presión diseñado según ASME-Sección VIII por un proveedor de calidad como el proveedor de Precalentadores DA BHI debería tener un bajo riesgo de falla. Sin embargo, si el sello físico ASME se omitió del calentador DA, podría estar en conflicto con los requisitos del seguro y las reglamentaciones locales.</p>		

Tabla 1.0 Evaluación de riesgos: Diseño, Equipamiento y Material

No.	Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación	Programa de mitigación recomendado (a partir de sept de 2022)	¿Interrupción de la planta requerida?
1.25	<p>Manejo de carbón – Disposición del sistema</p> <p>Según los documentos del contrato, se proporcionarían dos sistemas transportadores de descarga de carbón redundantes de 3000 toneladas por hora (tph) desde el embarcadero hasta el área de almacenamiento. El arreglo final incluye solo un solo transportador de descarga, que fue aceptado como un cambio de diseño de ingeniería de valor para reducir costos.</p>	Alto	Alto	El sistema instalado por el contratista EPC solo incluye un tren transportador que limita la flexibilidad operativa de la planta e introduce un único punto de falla. Existe la necesidad de tener una mayor confiabilidad en un solo tren, que hasta la fecha ha sido deficiente.	Ninguno requerido, acordado durante la fase de diseño	No
1.26	<p>Manejo de carbón - Transportador de tuberías</p> <p>El transportador de tubería que se usa para transportar carbón desde el embarcadero hasta el área de almacenamiento está experimentando fallas masivas y simultáneas en los rodillos después de cada ciclo de descarga, lo que genera demoras operativas y mayores costos operativos.</p>	Alto	Alto	La causa más probable de este problema es que los rodillos estén clasificados incorrectamente para las cargas ejercidas por el sistema. Los problemas de funcionamiento también podrían estar poniendo una carga excesiva en los rodillos, como sobrecargar los transportadores, pandeo excesivo de la banda (consulte el ajuste a continuación), bultos más grandes que los especificados, sobrecarga del transportador, etc.	Comenzar el rediseño y el reemplazo dentro de los 6 meses	No
1.27	<p>Desalinización/desmineralización: Los equipos de membrana de ósmosis inversa de agua salobre (Brackish Water RO con sus siglas en inglés BWRO) de doble paso no aparecen en el alcance del suministro a pesar de estar incluidos en la propuesta del</p>	Medio	Medio	Es necesario confirmar la calidad real del agua de alimentación al módulo EDI con la planta en función de las lecturas de conductividad, la comparación con los requisitos	Dentro de 6 meses	No

Tabla 1.0 Evaluación de riesgos: Diseño, Equipamiento y Material

No.	Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación	Programa de mitigación recomendado (a partir de sept de 2022)	¿Interrupción de la planta requerida?
	contratista EPC. La calidad del agua desalinizada en términos de sólidos disueltos totales (TDS sus siglas en inglés) es tal que generalmente se requiere BWRO de doble paso en lugar de un solo paso para garantizar que la calidad del agua de alimentación que entra al módulo electrodesionización (EDI) cumpla con los requisitos del fabricante. Si se exceden estos requisitos, las partes internas del EDI podrían ensuciarse o la calidad de los efluentes EDI podría verse afectada negativamente.			del proveedor y si están sucias, o si la calidad del efluente se ve afectada negativamente.		
1.28	Desalinización/desmineralización: El sistema EDI incluido en la propuesta del contratista EPC tiene una capacidad de producción neta de 80 m3/h y redundancia N+1. Sin embargo, según los planos de tubería (P&ID con sus siglas en inglés) del proveedor, la capacidad neta de cada uno de los tres módulos EDI es de 30 m3/ en lugar de 40 m3/h, lo que significa que el sistema no tiene la redundancia N+1 completa.	Bajo	Medio	Según la documentación publicada por el proveedor, la capacidad nominal de cada tren EDI con 8 módulos sería de 40 m3/h, por lo que no está claro si hay algún error tipográfico o si es necesario reducir la capacidad del sistema en función de la temperatura u otros factores. Se recomienda verificar con personal de planta el rendimiento real del EDI cuando está operando y si la planta actualmente está limitada por la falta de agua desmineralizada, lo que no se ha indicado hasta la fecha.	No se requiere a menos que se degrade la tasa de producción y la calidad del agua.	No
1.29	Pulidor de condensado: El sistema de pulidor de condensado tiene solo dos recipientes de servicio al 50 %, mientras	Medio	Alto	Aunque el modelo físico y los planos del proveedor indican solo dos recipientes de servicio	Dentro de 6 meses	No

Tabla 1.0 Evaluación de riesgos: Diseño, Equipamiento y Material

No.	Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación	Programa de mitigación recomendado (a partir de sept de 2022)	¿Interrupción de la planta requerida?
	que tanto la especificación de CDEEE como la propuesta del contratista EPC requieren tres recipientes de servicio al 50 % por unidad. Con solo dos recipientes de servicio x 50%, la mitad del flujo de condensado no se limpia cuando se regenera un recipiente de servicio. Esto podría tener graves consecuencias durante los períodos de fuga del condensador.			por unidad, preferiríamos ver fotos reales del sitio para confirmar. Necesita información sobre las fugas del condensador y la frecuencia de regeneración desde el arranque inicial para comprender mejor cuánto riesgo representa no tener recipientes de servicio redundantes.		
1.30	Pulidor de condensado: Solo se instaló un sistema de regeneración común, mientras que tanto la especificación de CDEEE como la propuesta del contratista EPC indican que dos sistemas completamente independientes se proporcionarían, uno por cada unidad. Con un solo sistema de regeneración para dos unidades, existe la preocupación de que los recipientes de servicio no se regeneren lo suficientemente rápido durante los períodos de fuga del condensador, lo que podría requerir que una unidad se ponga fuera de servicio casi de inmediato en lugar de hacerlo de manera más ordenada.	Medio	Medio	Se requiere más información sobre las fugas del condensador y la frecuencia de regeneración desde el arranque inicial para determinar cuánto riesgo representa tener un solo sistema de regeneración común. En este sentido, se debe considerar que incluso con dos sistemas de regeneración completamente independientes, algunas fugas serán lo suficientemente grandes como para abrumar las capacidades del sistema de pulido de condensado y requerirán una parada casi inmediata.	No se requiere a menos que se desarrollen fugas excesivas en el condensador	No
1.31	Muestreo de agua y vapor: El paquete enfriador y los enfriadores secundarios, que enfriarán constantemente las muestras a 25 ± 1 °C, no están incluidos en el alcance del suministro. Sin el paquete enfriador, la cantidad de enfriamiento está limitada por la temperatura del sistema de agua de	Alto	Bajo	Aunque se recomienda encarecidamente el enfriamiento secundario con agua fría, todavía hay muchas plantas que solo tienen enfriamiento primario, incluso en climas más cálidos. Aunque las	No se requiere ninguna acción a menos que el control de temperatura se convierta en un problema	No

Tabla 1.0 Evaluación de riesgos: Diseño, Equipamiento y Material

No.	Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación	Programa de mitigación recomendado (a partir de sept de 2022)	¿Interrupción de la planta requerida?
	enfriamiento cerrado, lo que significa que la temperatura de algunas muestras podría estar en el rango de 45° a 50° C, donde la compensación automática de temperatura no es del todo precisa.			lecturas del analizador se ven afectadas por la temperatura, aún pueden ser razonablemente precisas y seguirán indicando un funcionamiento anormal, como cuando se producen fugas en el condensador u otros transitorios químicos en el ciclo de vapor. Sería útil tener algunas lecturas de temperatura de muestras manuales e información sobre las funciones de compensación automática de temperatura asociadas con los analizadores que se proporcionaron.		
1.32	Tratamiento de aguas residuales industriales: Los filtros multimedia doble que se indicaron en la propuesta del contratista EPC para tratar el desbordamiento del clarificador no se incluyeron en el alcance del suministro. Debido a que todos los clarificadores ocasionalmente experimentan trastornos hidráulicos, pérdida de alimentación de coagulante o floculante o cambios en la calidad de entrada, generalmente se recomiendan filtros en la parte trasera para eliminar los sólidos suspendidos adicionales, asegurando que la calidad del efluente final cumpla con los requisitos ambientales locales.	Medio	Medio	Aunque los filtros no aparecen en los planos del proveedor, es preferible tener fotos adicionales del sitio en el área de aguas residuales y ver el modelo físico para confirmar que no se han proporcionado. Si no se han proporcionado los filtros, necesitamos información sobre la calidad actual del efluente y verificar cuales son las normas ambientales para confirmar si existe un problema.	No es necesaria ninguna acción a menos que la calidad del agua se degrade	No

Tabla 1.0 Evaluación de riesgos: Diseño, Equipamiento y Material

No.	Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación	Programa de mitigación recomendado (a partir de sept de 2022)	¿Interrupción de la planta requerida?
1.33	Tratamiento de aguas residuales sanitarias: Faltan los tanques de eculización en la parte delantera del proceso de tratamiento que reciben las aguas residuales sin tratar de las diversas estaciones de bombeo. Los tanques de eculización generalmente se requieren en el tratamiento de aguas residuales sanitarias para proporcionar una cantidad y calidad constantes de flujo al proceso de tratamiento para mantener una cantidad microbiana adecuada. Si esta cantidad microbiana se altera significativamente o se pierde por completo, el rendimiento podría verse afectado negativamente o, en el peor de los casos, sería necesario reiniciar el sistema, lo que podría demorar entre 1 y 2 semanas.	Medio	Medio	Se requiere tener más información y mejor entendimiento del tamaño de los pozos en las distintas estaciones de bombeo y cuánta eculización (si la hay) están proporcionando. También es necesario entender la filosofía de control general en términos de cuántas estaciones de bombeo pueden estar operando simultáneamente. También se necesita el desempeño actual del sistema de tratamiento de aguas residuales sanitarias para verificar si cumplen con las normativas ambientales locales para completar esta evaluación.	No es necesaria ninguna acción a menos que la calidad del agua se degrade	No
1.34	Alto contenido de cloro (Cl) en el uso de carbón de los EE. UU.-- Los límites contractuales para el contenido de Cl (como base cocida) son de 0,1 a 0,05 % en peso máximo, mientras que el carbón proveniente de EE. UU. que se utilizó en los últimos 2 años promediaron 0,1% con algunos picos de hasta 0,15%. En los últimos 4 meses se está utilizando carbón colombiano el cual tiene contenido de Cl mucho más bajo dentro de los límites del contrato (promedio de 0,025 % en peso). Normalmente, el contenido de Cl de hasta el 0,2 % es aceptado pero puede haber excepciones y preocupaciones con un	Desconocido	Medio	Se requiere más inspecciones de monitoreo e interrupción con el tiempo para determinar las áreas de preocupación y el grado de corrosión o degradación del material en las superficies de la caldera y los componentes de la cámara de filtros. Se deben tomar muestras de las áreas afectadas y analizarlas en el laboratorio para determinar el mecanismo de cualquier ataque corrosivo a la matriz metálica. Debe investigarse cualquier otra área de posible entrada de Cl en la parte trasera de la caldera, la	Compruebe si hay corrosión durante la próxima interrupción prolongada	Si

Tabla 1.0 Evaluación de riesgos: Diseño, Equipamiento y Material

No.	Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación	Programa de mitigación recomendado (a partir de sept de 2022)	¿Interrupción de la planta requerida?
	carbón con bajo contenido de cenizas (en el rango del 10 % en peso), ya que la dilución química será menor. Las posibles preocupaciones son el aumento de la corrosión en las paredes de la caldera y otras superficies en la sección del supercalentador y recalentador, especialmente si aumenta el índice de formación de escoria. Además, puede haber preocupaciones por la corrosión en secciones de baja temperatura en la caldera y el área del precalentamiento de air, especialmente si las temperaturas promedio del metal no se mantienen constante en todas las cargas. Hasta el momento, no se han reportado situaciones problemáticas en estas áreas. Otra preocupación potencial es el filtro de mangas y la degradación de la jaula de filtros por el ataque químico. Pero esta preocupación necesitará más investigación en cuanto a las áreas y la naturaleza del ataque, el material de la bolsa instalado y si hay otras áreas para el ingreso de Cl agregado, como en el agua desalinizada al depurador de lecho fluido circulante (CFB scrubber por sus siglas en ingles).			cámara de filtros y el depurador lecho fluido circulante (CFB). El material de las bolsas suministradas y el material de la jaula para la cámara de filtros debe ser muestreado e investigado en cuanto a su resistencia al ataque de Cl.		
1.35	Pilotes del muelle: Parece que los pilotes finalmente se diseñaron con un sistema de ánodo de sacrificio bajo el agua, diseñado para proteger únicamente la parte sumergida de los pilotes. No se ve pintura u otra protección en las partes expuestas y se ve claramente una corrosión considerable de las secciones expuestas de los pilotes de	Bajo	Medio	Próximos pasos: <ul style="list-style-type: none"> • Verifique que el sistema de ánodo de sacrificio bajo el agua esté correctamente instalado • Mida el grosor del pilote de 	Dentro de 6 meses	No

Tabla 1.0 Evaluación de riesgos: Diseño, Equipamiento y Material

No.	Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación	Programa de mitigación recomendado (a partir de sept de 2022)	¿Interrupción de la planta requerida?
	acero. Sin embargo, la parte superior expuesta de los pilotes hasta los 4,0 m bajo el nivel del mar se rellena con hormigón armado. Por lo tanto, se supone que la parte exterior de acero de los pilotes sobre el nivel del mar y expuesta al salitre es de sacrificio, soportadas por el hormigón armado. Dado que el sistema de protección parece haberse instalado varios meses o años después de la instalación del pilote, se recomienda realizar un seguimiento de la corrosión y como ha ido avanzando comparado con lo que se espera en el diseño. Esto es particularmente crítico en la zona de transición entre las partes hormigonadas y no hormigonadas del pilote. Los cálculos de diseño de pilotes no estaban disponibles para revisión por S&L.			<p>acero por encima y por debajo del nivel del agua y compárelo con el grosor original de 19 mm para determinar la tasa de corrosión real</p> <ul style="list-style-type: none"> • Obtenga y revise los cálculos de los pilotes para determinar la tasa de corrosión del diseño y el espesor mínimo requerido del acero del pilote al final de la vida útil del diseño. • Diseñar e implementar medidas para detener una mayor corrosión y determinar si se necesitan medidas de refuerzo. 		
1.36	Derivación (bypass) de vapor: La línea de derivación o bypass de vapor parece haberse ramificado desde la parte inferior o lateral de la tubería, lo cual no es consistente a las mejores prácticas de ingeniería prudente en la industria que recomienda sea “en la parte superior y no en la parte inferior”. Si se ramifica desde la parte inferior de la línea principal, el condensado acumulado en la línea principal durante el arranque en frío y/o el vapor húmedo (donde el vapor contiene gotas de agua líquida impulsadas a alta velocidad por el flujo de vapor) pueden causar erosión en las válvulas de derivación de vapor. Hasta la	Medio	Medio	<p>Para investigar más a fondo si hay algún problema operativo que no se haya detectado pero que tarde o temprano pueda ocurrir, se recomienda verificar lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tendencias de temperatura aguas abajo de la válvula de derivación • Registros de revisión de válvulas de derivación 	Dentro de un año	No (Sí, si el análisis concluye que se requieren modificaciones)

Tabla 1.0 Evaluación de riesgos: Diseño, Equipamiento y Material

No.	Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación	Programa de mitigación recomendado (a partir de sept de 2022)	¿Interrupción de la planta requerida?
	fecha no se han reportado problemas operativos.			En caso de que se encontrara una temperatura excesivamente alta aguas abajo o se observaran erosiones severas en el borde/asiento/jaula, o ambos, la orientación del ramal de derivación y/o el diseño inadecuado del drenaje que podrían ser causas fundamentales muy probables, por lo podría ser necesario reemplazar las piezas internas de la válvula por otras mejores o nuevas.		
1.36	Evacuación de aire: Las líneas de derivación (bypass) de 3 pulgadas alrededor de las válvulas de cebado en el sistema de vacío de la caja de agua cuentan con una pendiente para hacer que el drenaje se dirija hacia la caja de agua del condensador. Esta configuración no es típica en la industria y puede dar lugar no solo a la evacuación de aire no disuelto, sino también a la fuga de agua de mar de las cajas de agua. Hasta la fecha no se han observado problemas operativos.	Medio	Bajo	<p>Para investigar más a fondo si hay algún problema operativo que no se haya detectado pero que tarde o temprano pueda ocurrir, se recomienda verificar lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> Frecuencia de las fluctuaciones de nivel en el tanque de control de cebado de la caja de agua del condensador Cualquier corrosión en la tubería (sistema) aguas abajo de las válvulas de cebado <p>Si no surgen beneficios y/o razones específicas para</p>	Dentro de un año	No

Tabla 1.0 Evaluación de riesgos: Diseño, Equipamiento y Material

No.	Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación	Programa de mitigación recomendado (a partir de sept de 2022)	¿Interrupción de la planta requerida?
				mantener esta configuración de derivación, puede ser aceptable eliminar estas líneas o cerrarlas con la ayuda de válvulas de bloqueo.		
1.38	Bomba de alimentación de caldera: La hoja de datos de la bomba de agua de alimentación (feed water pump –FWP sus siglas en inglés) se corresponde exactamente con el flujo de balance de calor de clasificación continua máxima de la turbina (Turbine Maximum Continuous Rating TMCR sus siglas en ingles), sin margen involucrado. Esto se considera un incumplimiento del contrato en términos de un margen del 5 % sobre la capacidad como mínimo y también es diferente de la práctica prudente de la industria de tener en cuenta flujos de agua de rociado (des sobrecalentamiento) adicionales para la operación de derivación de vapor al diseñar los FWP.	Medio	Bajo	Es recomendable verificar en los registros de operación cuántas bombas de alimentación de caldera (boiler feed pump BFP sus siglas en inglés) han estado funcionando en la operación de derivación de vapor. Es una práctica de ingeniería prudente que las bombas de trabajo (es decir, dos en nuestro caso) estén diseñadas para poder suministrar suficiente flujo y presión en la operación de derivación de vapor mientras la tercera bomba aún está en espera. Esto también se relaciona con el diseño de la derivación de vapor y se observa una discrepancia (desviación de carga "25%" vs. "completa"). Sin embargo, siempre que los FWP provistos tengan alta confiabilidad y disponibilidad, la bomba de reserva que se activa en la operación de derivación en sí misma no sería un problema	No se necesita ninguna acción a menos que la confiabilidad de la bomba se degrade	No

Tabla 1.0 Evaluación de riesgos: Diseño, Equipamiento y Material

No.	Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación	Programa de mitigación recomendado (a partir de sept de 2022)	¿Interrupción de la planta requerida?
				y cualquier plan de mitigación puede ser innecesario.		
1.39	Aire comprimido: Se han proporcionado secadores de tipo refrigerante (enfriador) en los que la temperatura del punto de rocío no puede ser inferior a 0 °C. Y la planta ha informado de muchas fallas en las válvulas de control neumáticas (es decir, accionadas por aire) sin que se haya encontrado ninguna causa raíz. Una posible falla puede ser que la temperatura de punto de rocío del aire de instrumentación suministrado (instrument air IA sus siglas en inglés) es insuficientemente baja. Es decir, a la larga, el agua libre del IA, incluso después del secado, podría haber provocado la corrosión en la red de tuberías del IA, generando partículas de óxido que se transportaron a varias válvulas de control neumáticas y, por lo tanto, provocaron fallas.	Medio	Medio	Dado que una temperatura de punto de rocío de menos -40 °C para el aire de instrumentación es una práctica de ingeniería prudente (de acuerdo con la norma ISA, el punto de rocío a presión, cuando se mide en la salida del secador, debe estar al menos -8° C por debajo de la temperatura mínima donde cualquier parte del sistema de aire de instrumentación está expuesta. El punto de rocío a presión no debe exceder los 3.89° C a la presión de línea.), es recomendable que esta aplicación de secadores de tipo refrigerante para IA no se excluya de la lista de causas probables del control fallas de válvulas. Si se demuestra que el aire de instrumentación con una temperatura de punto de rocío insuficientemente baja es la causa raíz de la falla de la válvula neumática, el reemplazo por secadores de aire desecantes de doble torre sería un plan de mitigación absoluto.	Dentro de un año	No
1.40	Redundancia de hidratadores: Cada sistema AQCS tiene dos hidratadores.	Alto	Medio	Se especificó que los silos de cal hidratada estuvieran	Dentro de un año	No

Tabla 1.0 Evaluación de riesgos: Diseño, Equipamiento y Material

No.	Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación	Programa de mitigación recomendado (a partir de sept de 2022)	¿Interrupción de la planta requerida?
	Ambos hidratadores son necesarios cuando se quema carbón con un contenido de azufre superior al 2,4 % y no son capaces de producir suficiente cal hidratada para el contenido máximo de azufre del carbón de diseño, que es del 3,7 %. Durante las reuniones de noviembre de 2021 con personal de planta, la CDEEE explicó a S&L que con un 3,7 % de carbón sulfurado, la capacidad operativa del hidratador debe ser de 18 TPH, pero cada hidratador actualmente está limitado entre 7 – 9 TPH.			equipados para recibir cal hidratada entregada por camión a la planta. Esta característica brinda respaldo a los hidratadores, pero se paga un adicional por la cal hidratada transportada en camiones. No se especificó la redundancia del hidratador. Se solicita al CDEEE que comente sobre dos elementos de seguimiento: <ul style="list-style-type: none"> • Confirmar que los silos de cal hidratada estén equipados para recibir cargas de camiones. • Confirmar si hubo alguna discusión o acuerdo con el contratista EPC con respecto a la cantidad de redundancia del hidratador que se proporcionó. 		
1.41	Reducción de la potencia de la unidad 1 debido a las emisiones de partículas: La unidad 1 ya no puede operar a plena carga porque la carga de partículas en la chimenea excede el límite permitido. Es probable que este problema se deba a un incidente durante la puesta en servicio según las conversaciones con personal de CDEEE.	Alto	Alto	Se necesita información adicional sobre el problema (cloro) que condujo a la corrosión de la parte trasera de la caldera (back-end) y redujo el rendimiento del Filtro de tela Pulse Jet (Pulse Jet Fabric Filter – PJFF sus siglas en inglés) del sistema de control de calidad del aire (air quality control systems AQCS sus siglas en ingles) de la Unidad 1. Como	Dentro de un año	No

Tabla 1.0 Evaluación de riesgos: Diseño, Equipamiento y Material

No.	Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación	Programa de mitigación recomendado (a partir de sept de 2022)	¿Interrupción de la planta requerida?
				mínimo, proporcione lo siguiente: • El rango de fechas y horas del hecho. • Datos operativos y análisis de carbón durante este período de tiempo del hecho, más 2 semanas antes del hecho y 2 semanas después de que se realizaron las correcciones de EPC. • Informes elaborados por la CDEEE y el EPC sobre el hecho, incluyendo las acciones automatizadas y manuales realizadas.		
1.42	Acceso al intercambiador de calor de agua de refrigeración cerrado: Será necesario mover algunas tuberías de vapor para permitir la extracción de los cabezales de los intercambiadores de calor de agua de refrigeración cerrados.	Alto	Bajo	CDEEE tendrá tiempo y gastos adicionales para mover temporalmente algunas tuberías de vapor antes de quitar los cabezales de estos intercambiadores de calor. Un acuerdo comercial podría más práctico en este punto que cambiar permanentemente la ruta de la tubería de vapor.	No es necesaria ninguna acción hasta que se requiera mantenimiento; se requerirá tiempo adicional para completar el reemplazo de los tubos	No
1.43	Drenaje cerrado del intercambiador de calor del agua de refrigeración: Los drenajes del intercambiador de calor son más pequeños que la práctica normal de la	Alto	Bajo	Ambos problemas se pueden abordar haciendo que el contratista EPC reemplace (o pague por reemplazar) la	Dentro de un año	No

Tabla 1.0 Evaluación de riesgos: Diseño, Equipamiento y Material

No.	Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación	Programa de mitigación recomendado (a partir de sept de 2022)	¿Interrupción de la planta requerida?
	industria y son de material plástico. Tienen un diámetro de solo 25 mm, reducido de una conexión de 50 mm, lo que resulta en tiempos de drenaje más largos. Los tubos de drenaje de plástico de 25 mm están desprotegidos, lo que los hace susceptibles de romperse.			tubería de drenaje de plástico de 25 mm con una línea metálica de 50 mm, o mediante una resolución comercial.		
1.44	Corrosión de la bomba de agua de refrigeración auxiliar: La corrosión externa es evidente en una de las bombas de agua de refrigeración auxiliar, probablemente causada por un sello de bomba dañado	Alto	Bajo	Es probable que CDEEE aborde estos problemas en la próxima interrupción planificada. Se debe examinar el historial de mantenimiento de la bomba para determinar si existe alguna responsabilidad de EPC con el sello de la bomba con fugas y hacer un seguimiento con una resolución comercial si se justifica.	Compruebe si hay corrosión durante la próxima interrupción prolongada	No
1.45	Turbina de vapor - Fuga en el sistema de lubricación: La planta experimentó una fuga de aceite en la tubería de interconexión en una junta de ajuste de compresión fallida debido a una causa desconocida. A modo de comparación, todas las tuberías de aceite montadas sobre módulos preensamblados suministradas por GE se especificaron para ser soldadas a menos que el propietario apruebe lo contrario.	Desconocido	Medio	La pérdida de aceite lubricante podría afectar el arranque y la operación de la turbina de vapor. Se desconoce la causa real de la fuga de aceite en una conexión (es decir, mala calidad de la conexión, tipo incorrecto, instalación incorrecta). La frecuencia de ocurrencia también es desconocida. GE proporcionó la guía de instalación GEK 116944 "Recomendaciones de lavado para sistemas de aceite lubricante de turbinas con	Dentro de 6 meses	Si

Tabla 1.0 Evaluación de riesgos: Diseño, Equipamiento y Material

No.	Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación	Programa de mitigación recomendado (a partir de sept de 2022)	¿Interrupción de la planta requerida?
				bombas de aceite principales accionadas por motor", que establece en la Sección G "Instalación de tuberías de aceite lubricante" que "Las líneas de suministro y drenaje de aceite están soldadas sin anillos de respaldo utilizando un procedimiento de soldadura." Esto elimina las trampas de suciedad causadas por los anillos de respaldo". La planta está trabajando con GE para una orden de cambio para modificar las tuberías de aceite a conexiones soldadas.		
1.46	<p>Disparos causados por nivel del tambor de caldera</p> <p>La planta experimenta en ambas unidades una serie de disparos de nivel de tambor alto y bajo. No ha habido investigaciones ni un plan de acción que proporcionara alguna respuesta a la situación por parte del EPC o del propietario/operador.</p>	Alto	Alto	Los eventos de alto nivel del tambor de la caldera presentan un riesgo de arrastre (carryover) de agua y depósitos en los tubos del sobrecalentador y un posible arrastre de agua y daños por impacto en la turbina de vapor. Los eventos de nivel bajo del tambor presentan un riesgo de que los tubos de la caldera se queden sin agua lo que representa posibles daños por sobrecalentamiento a corto plazo y fallas en los tubos. La causa de los numerosos disparos que han ocurrido en los primeros años requiere una investigación más detallada sobre si el tiempo de retención	Dentro de 6 meses	No

Tabla 1.0 Evaluación de riesgos: Diseño, Equipamiento y Material

No.	Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación	Programa de mitigación recomendado (a partir de sept de 2022)	¿Interrupción de la planta requerida?
				del tambor se calculó correctamente, si hay controles de agua de alimentación y problemas de instrumentación, calibración y verificación de la lógica de control realizado, si hay algún problema con las respuestas de las bombas de alimentación y las válvulas de recirculación de la bomba, y/o los operadores recibieron la capacitación adecuada para mantener el nivel del tambor durante los períodos de operación manual.		
1.47	<p>Seguimiento de soldadura de tubos de calderas (soldadura hechas en campo)</p> <p>La planta ha informado (a través de pruebas fotográficas) que se han producido al menos dos fugas en los tubos y se han atribuido a soldaduras de campo defectuosas.</p>	Medio	Medio	Las fugas en los tubos amenazan la disponibilidad y requieren mayores gastos de mantenimiento. Como parte de los requisitos de construcción típicos, el EPC debería haber proporcionado tablas de soldadura que identifiquen al soldador, el procedimiento de soldadura utilizado, y los resultados de la inspección para todas y cada una de las soldaduras de campo. Esta información generalmente se desarrolla conjuntamente con el ingeniero del propietario y/o el contratista de control de calidad que realiza las pruebas no destructivas (NDE siglas en ingles) y otras inspecciones de	Dentro de 3 meses	Si

Tabla 1.0 Evaluación de riesgos: Diseño, Equipamiento y Material

No.	Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación	Programa de mitigación recomendado (a partir de sept de 2022)	¿Interrupción de la planta requerida?
				soldadura. Es fundamental contar con la información para confirmar si hay alguna tendencia (procedimientos utilizados, soldador) que deba investigarse cuando ocurre una falla. El propietario debe intentar obtener estos registros si están disponibles. De lo contrario, se debe programar un programa de inspección de soldadura aleatoria para el próximo período de interrupción para identificar si hay trampas de fallas ocultas esperando.		
1.48	<p>Pruebas de aceptación en fábrica (Factory Acceptance Test--FAT sus siglas en inglés) resultados de la integración del software en el DCS</p> <p>Se deben proporcionar los resultados de todos los subsistemas DCS (control de quemadores y monitoreo escáneres de llama, control de nivel de tambor, control de aire de la caldera, velocidad de la turbina y control del gobernador electrónico) para confirmar que estos sistemas de sub-control necesarios se integraron correctamente con los controles y disparos de la unidad.</p> <p>La planta informó que a las válvulas de derivación del calentador de baja presión y alta presión les falta lógica en el DCS. Las válvulas fueron controladas en modo</p>	Medio	Alto	La integración de los sistemas de control y protección subcontratados generalmente lo confirma el contratista EPC y el proveedor de controles en una prueba en campo presenciada por el propietario y el ingeniero del propietario para confirmar que se abordan todos los parámetros operativos identificados en la especificación. Si esta prueba no se llevó a cabo, se debe contactar al proveedor del DCS para identificar cómo se coordinó con los OEM de los principales sistemas y qué pruebas realizó para confirmar la integración. Puede ser	No es necesaria ninguna acción si esta prueba ha sido documentada	No

Tabla 1.0 Evaluación de riesgos: Diseño, Equipamiento y Material

No.	Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación	Programa de mitigación recomendado (a partir de sept de 2022)	¿Interrupción de la planta requerida?
	manual desde el DCS. Puede haber otros casos en los que la lógica no esté configurada para otros equipos en el DCS			posible simular el DCS y luego ejecutar una FAT para identificar cualquier problema antes de que ocurra en el campo.		
1.48	Sistema de detección de fuego: El sistema de protección contra incendios es un área de preocupación. Hay una variedad de problemas que están causando que el sistema emita alarmas que muchos casos son falsas. En el momento en que Sargent & Lundy recorrió la planta, había 181 alarmas presentes sin condición de incendio activo en el sitio. Esto podría deberse a varios motivos, como cableado defectuoso, condiciones de restablecimiento establecidas de cada interruptor incorrectamente, equipo defectuoso, etc. La planta no tiene suficiente personal para abordar esta cantidad de alarmas, por lo que generalmente se ignoran. Este es un elemento de alto riesgo porque si hubiera un evento de incendio real, sería posible que pasara desapercibido. Es probable que otras alarmas se deban a una mala instalación y prueba de los cables. El sistema no se puso en servicio ni se entregó correctamente a la planta, por lo que es un sistema inoperativo.	Alto	Alto	El sistema de protección contra incendios deberá estar completamente auditado para evitar el riesgo de eventos de incendio. Es posible que el sistema no esté instalado correctamente y no esté puesto en servicio. Si no se realizó la puesta en servicio y las pruebas, se debe contactar al proveedor del sistema contra incendios para identificar las pruebas que realizó para confirmar la integración del sistema.	Dentro de 3 meses	No
1.50	Instrumentación: La instrumentación que se instaló en la planta son de buena calidad y de fabricantes con mucha experiencia	Bajo	Medio	Señales incorrectas al DCS pueden interrumpir o detener las operaciones de la planta. Por lo	No es necesaria ninguna acción si se han	No

Tabla 1.0 Evaluación de riesgos: Diseño, Equipamiento y Material

No.	Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación	Programa de mitigación recomendado (a partir de sept de 2022)	¿Interrupción de la planta requerida?
	<p>probada en plantas de energía. Entre ellos están, ABB, Rosemount, Wika, Ashcroft y Endress Hauser.</p> <p>Durante las visitas a la planta, S&L observó que algunos instrumentos no estaban instalados correctamente. Se observó que alguna instrumentación que requería servicio eléctrico no tenía los sellos adecuados en el conducto que protege los cables eléctricos que terminan dentro del instrumento. Esto permite que agua entre y dañen los componentes eléctricos del instrumento.</p>			<p>tanto, es de suma importancia verificar que la instalación de cada instrumento crítico para la operación esté funcionando debidamente y que estos se mantengan adecuadamente. La falla de instrumentación crítica puede tener un impacto medio a alto. La falla de instrumentación no crítica puede tener un impacto bajo.</p>	<p>documentado pruebas de puesta en servicio</p>	

Tabla 2.0 Evaluación de riesgos: Construcción

No.	Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación	Programa de mitigación recomendado (a partir de sept de 2022)	¿Interrupción de la planta requerida?
2.1	Soldadura de Calderas. La soldadura de tubos de calderas y la soldadura de tuberías P91 fallaron en las inspecciones a una tasa inaceptablemente alta tanto para la Unidad 1 como para la Unidad 2. Eventualmente, todos los componentes de presión pasaron las pruebas hidrostáticas requeridas por el código ASME. Sin embargo, existe un alto riesgo de que las uniones soldadas más débiles fallen con más frecuencia. Es importante comprender que lograr la finalización de la prueba hidrostática requerida por el código no impide que ocurran fallas con el tiempo cuando se opera a temperaturas elevadas o en modo de ciclo de carga. Cuanto mayor sea la tasa de fallas de soldadura, mayor será el riesgo de futuras fugas en los tubos de la caldera y fallas de soldadura de pilotes externos.	Alto	Alto	<p>S&L recomendaría implementar un régimen de mantenimiento preventivo (PM) específico utilizando pruebas no destructivas (NDE siglas en ingles) para identificar cualquier inicio de fugas en áreas clave de la caldera, tuberías externas de la caldera y tuberías de alta presión. También se debe considerar un plan de reemplazo de soldadura si las fallas de soldadura de tubos o tuberías comienzan a ocurrir en un futuro cercano.</p> <p>CDEEE para implementar:</p> <p>A. Un plan para inspeccionar todos los tubos en el área donde ocurrieron fallas conocidas durante la próxima interrupción prolongada (que no exceda los dos años)</p> <p>B. Un plan para identificar y monitorear todas las conexiones y/o terminaciones de alto riesgo, como codos, soldaduras de metales diferentes o configuraciones de soldadura difíciles</p>	Dentro de 3 meses	Si

Tabla 2.0 Evaluación de riesgos: Construcción

No.	Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación	Programa de mitigación recomendado (a partir de sept de 2022)	¿Interrupción de la planta requerida?
2.2	Corrosión del filtro de tela en el AQCS. La corrosión acelerada de las jaulas de filtro de tela que se inició por el mal funcionamiento de la alimentación de cal por parte del Consorcio durante la puesta en servicio ha afectado la capacidad de la Unidad 1 para operar dentro de los límites ambientales si se queman carbones con mayor contenido de azufre y cenizas. El resultado será una reducción de carga de la planta.	Alto	Alto	Los materiales corroídos dentro del compartimiento de filtros de la Unidad 1 deben reemplazarse en caso de una interrupción importante para restaurar la operatividad completa utilizando toda la gama o rango de combustibles (carbón) de diseño. Dado que los materiales de construcción de las jaulas de filtración pueden verse más afectados por el HCl, la CDEEE debe asegurarse que la futura adquisición de carbón, limite el contenido de cloro a no más del 0,5 %.	Compruebe si hay corrosión durante la próxima interrupción prolongada	Si
2.3	Manejo de Carbón. Los sistemas de manejo de carbón en general, y el sistema de transporte por la correa de tubería en particular, han estado plagados de fallas excesivas. La causa de las fallas probablemente se deba a desalineaciones y tensión de la correa durante la construcción. También hay evidencia de que algunos rodillos del sistema se almacenaron incorrectamente durante la construcción, lo que provocó un aumento de fallas. Dado que no hay redundancia del sistema de transporte por tubería, esta degradación al no corregirse puede afectar la disponibilidad de la planta. Las fallas también han aumentado los costos de operación y mantenimiento.	Alto	Medio	S&L recomendaría que se contacte al OEM para desarrollar un plan para resolver las altas tasas de falla.	Dentro de 3 meses	No

Tabla 2.0 Evaluación de riesgos: Construcción

No.	Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación	Programa de mitigación recomendado (a partir de sept de 2022)	¿Interrupción de la planta requerida?
2.4	Acceso inadecuado o no existente. Se identificaron numerosas áreas en toda la planta donde no se proporcionó acceso de personal adecuado para el mantenimiento de válvulas, equipos e instrumentación. Un acceso de mantenimiento deficiente puede generar problemas de seguridad para los trabajadores y altos costos de operación y mantenimiento para construir andamios o emplear elevadores de personal portátiles.	Desconocido	Medio	S&L recomienda priorizar los problemas de acceso enumerados en la Lista de Pendientes (Punch Lists) para proporcionar un acceso seguro y permanente a las áreas que requieren un acceso frecuente durante la operación de la planta.	Dentro de 3 meses	No

Tabla 3.0 Evaluación de riesgos: Commissioning, Pruebas, Rendimiento

No.	Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación	Programa de mitigación recomendado (a partir de sept de 2022)	¿Interrupción de la planta requerida?
3.1	No se pudo ubicar la prueba de retroceso de la unidad para la Unidad 2. No existe un certificado de aceptación para la Unidad 1. La capacidad de retroceso de la unidad es importante para evitar disparos no deseados de la unidad, en caso de que ocurra este evento.	Bajo	Medio	Verifique si las pruebas de retroceso de la unidad se completaron con éxito en ambas unidades. De no ser así, evalúe el rendimiento histórico de recuperación para determinar si existe algún problema. Remediar según sea necesario.	Dentro de 6 meses	No
3.2	Se desconoce el estado actual de ciertas pruebas operacionales críticas para la Unidad 1. Esto incluye pruebas relacionadas con el generador, el disparo de la turbina a carga baja, el disparo del molino y la operación del calentador de aire de emergencia. El hecho de que estos equipos no funcionen correctamente durante un evento no programado o por causa de un accidente, podría generar problemas más extensos.	Bajo	Alto	Verifique si las pruebas se completaron. De lo contrario, pruebe según sea necesario o, como mínimo, verifique la similitud del equipo y la lógica de control con la Unidad 2 (ya que la Unidad 2 pasó estas pruebas).	Dentro de 6 meses	No
3.3	No se pudieron ubicar los informes de prueba de cambio (changeover) para varios equipos, incluidas las bombas de circulación de agua, las bombas de agua de enfriamiento de circuito cerrado, los pulverizadores, las bombas de agua de mar, etc. unidad de viaje.	Bajo	Medio	Verifique si las pruebas se completaron. De lo contrario, pruebe según sea necesario o, como mínimo, verifique si se han producido cambios (changeover) exitosos durante el curso de la operación normal de la unidad.	Dentro de 6 meses	No

Tabla 3.0 Evaluación de riesgos: Commissioning, Pruebas, Rendimiento

No.	Riesgo o problema potencial	Probabilidad estimada	Impacto estimado	Comentarios / Mitigación	Programa de mitigación recomendado (a partir de sept de 2022)	¿Interrupción de la planta requerida?
3.4	No se pudieron ubicar los certificados operativos para numerosos sistemas en ambas unidades. Algunos de estos son sistemas críticos que incluyen gases de combustión, aire de combustión, sistema FGD, filtro de tela, etc. Dado que se desconoce la funcionalidad de estos sistemas, puede haber un impacto en la disponibilidad y confiabilidad de la planta.	Bajo	Medio	Verifique si los certificados que no pudieron ubicar se completaron. Entre la Unidad 1 y la Unidad 2, todos los sistemas tenían un certificado de funcionamiento emitido. No hubo casos en los que un sistema no obtuviera un certificado en una u otra unidad. Por lo tanto, el riesgo de que haya un problema es bajo. Sin embargo, debido a la importancia de los sistemas involucrados, la gravedad potencial se califica como media. Problemas de operación existentes y conocidos, deben solucionarse según sea necesario.	Dentro de 6 meses	No
3.5	El consumo final de cal de la Unidad 2 es indeterminado. El valor corregido puede exceder los límites de garantía.	Bajo	Medio	Si el consumo de cal excede el límite de garantía, podría ser necesario utilizar carbón con menos azufre o limitar la carga de la planta. Consultar con el proveedor (OEM) del depurador para que ellos proporcionen una estrategia de mitigación, si es necesario.	Dentro de 6 meses	No

APÉNDICE 1 ENTREGABLE NO. 1

APÉNDICE 2 ENTREGABLE NO. 2

APÉNDICE 3 ENTREGABLE NO. 3

La Central Termoeléctrica Punta Catalina

Auditoría Técnica - Entregable No. 5

Preparado para



Central Termoeléctrica Punta Catalina Unidad 1 and 2

Preparado por Sargent & Lundy

Informe SL-017205

Final

24 de enero de 2023

Proyecto A14529.001

55 East Monroe Street
Chicago, IL 60603-5780 USA
312-269-2000
www.sargentlundy.com



LEGAL NOTICE / AVISO LEGAL

This deliverable was prepared by Sargent & Lundy, L.L.C. (S&L) expressly for the sole use of Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) (Client) in accordance with the contract agreement between S&L and Client. This deliverable was prepared using the degree of skill and care ordinarily exercised by engineers practicing under similar circumstances. Client acknowledges: (1) S&L prepared this deliverable subject to the particular scope limitations, budgetary and time constraints, and business objectives of Client; (2) information and data provided by others, including Client, may not have been independently verified by S&L; and (3) the information and data contained in this deliverable are time-sensitive and changes in the data, applicable codes, standards, and acceptable engineering practices may invalidate the findings of this deliverable. Any use or reliance upon this deliverable by third parties shall be at their sole risk.

Este entregable fue preparado por Sargent & Lundy, L.L.C. (S&L) expresamente para uso exclusivo de la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) (Cliente) de conformidad con el acuerdo de contrato entre S&L y el Cliente. Este entregable se preparó utilizando el grado de habilidad y cuidado que normalmente ejercen los ingenieros en circunstancias similares. El Cliente reconoce: (1) S&L preparó este entregable sujeto a las limitaciones particulares del alcance, las restricciones presupuestarias y de tiempo y los objetivos comerciales del Cliente; (2) la información y los datos proporcionados por otros, incluido el Cliente, pueden no haber sido verificados de forma independiente por S&L; y (3) la información y los datos contenidos en este entregable están sujetos a la fecha de cuando se entregaron, los cambios en los datos, los códigos aplicables, los estándares y las prácticas de ingeniería aceptables pueden invalidar los hallazgos de este entregable. Cualquier uso o confiabilidad en este entregable por parte de terceros será bajo su exclusivo riesgo.

Sargent & Lundy es una de las firmas de ingeniería arquitectura de servicio completo más antiguas y experimentadas del mundo. Fundada en 1891, la empresa es líder mundial en proyectos de energía con experiencia en modernización de redes, energía renovable, almacenamiento de energía, energía nuclear y combustibles fósiles. Sargent & Lundy ofrece servicios integrales de proyectos, desde consultoría, diseño e implementación hasta administración de la construcción, puesta en marcha y operación / mantenimiento, con énfasis en la calidad y seguridad de su personal. La firma trabaja con clientes del sector público y privado en los rubros de generación y distribución de energía eléctrica y distribución de gas natural entre otros, en el sector industrial y con entidades gubernamentales.

55 East Monroe Street • Chicago, IL 60603-5780 USA • 312-269-2000

CONTROL DE VERSIONES


Version	Issue Date	Sections Modified
V0 - Draft	30 de agosto de 2022	Initial Issue
Final	24 de enero de 2023	Finalization

RESUMEN Y PÁGINA DE APROBACIÓN


Esto es para certificar que este documento ha sido preparado, revisado y aprobado de acuerdo con el Procedimiento operativo estándar SOP-0405 de Sargent & Lundy, que se basa en los sistemas de gestión de calidad ANSI/ISO/ASSQC Q9001.

Colaboradores


Preparado por:

Nombre	Título	Sección Preparada	Firma	Fecha
Felipe A Mazzini	Consultor Sénior	Todo		24-01-23

Revisado por:

Nombre	Título	Sección Preparada	Firma	Fecha
Kevin Hopkins	Consultor Principal	Todo		24-01-23

Aprobado por:



Kevin Hopkins
Gerente de Proyectos

24 de enero de 2023

Fecha

TABLA DE CONTENIDOS

1. OBJETIVO, EVALUACION Y CONCLUSIÓN	1
1.1. INTRODUCCIÓN	1
1.2. OBJETIVO Y ENFOQUE DEL INFORME	1
1.3. EVALUACION DEL PLAN DE CAPACITACION	1
1.4. RESULTADOS Y CONCLUSION	2

TABLAS Y FIGURAS

TABLA 1-1 — PROVEEDORES DE CAPACITACIÓN PARA PERSONAL DE CTPC	1
TABLA 1-2 — EVALUACIONES DEL MANUAL DE CAPACITACIÓN DE PUNTA CATALINA	2

ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS

Acrónimo / Abreviatura (siglas en inglés)	Definiciones / Clarificaciones
ABS	Ammonium Bisulfate
AISI	American Iron and Steel Institute
AMCA	Air Movement and Control Association (AMCA) standards.
AQCS	Air Quality and Control System
ASME	American Society of Mechanical Engineers
ASTM	American Society for Testing and Materials
B&W	Babcock & Wilcox
BMCR	Boiler Maximum Continuous Capacity
BOP	Balance of Plant
BWRO	Brackish Water Reverse Osmosis
CC	Cation Conductivity
CDEEE	La Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales
CFB	Circulating Fluidized Bed
CEMA	Conveyor Equipment Manufacturers Association
CNO	Construtora Norberto Odebrecht, S.A.
CTPC	La Central Termoeléctrica Punta Catalina
DA	Deaerator
DCS	Distributed Control System
EAF	Equivalent Availability Factor
EDI	Electrodeionization
EFOF	Equivalent Forced Outage Factor
EPC	Engineer Procure and Construct
FD	Forced Draft
FW	Feedwater
GE	General Electric
HEI	Heat Exchange Institute

Acrónimo / Abreviatura (siglas en inglés)	Definiciones / Clarificaciones
HP	High Pressure
ID	Induced Draft
LP	Low Pressure
MCR	Maximum Continuous Rating
MMF	Multimedia Filters
NFPA	National Fire Protection Association
OEM	Original Equipment Manufacturer
OFA	Overfire Air
ORP	Oxidation-reduction potential
PA	Primary Air
PFD	Process Flow Diagram
PM	Particulate Matter
PFFF	Pulse Jet Fabric Filter
PWHT	Post Weld Heat Treatment
S&L	Sargent & Lundy
SC	Selective Conductivity
SCAH	Steam Coil Air Heater
SWRO	Seawater Reverse Osmosis
TCM	Technimont, SpA
TMCR	Turbine Maximum Continuous Rating
UHMW	Ultra High Molecular Weight
VFD	Variable Frequency Drive

1. OBJETIVO, EVALUACION Y CONCLUSIÓN

1.1. INTRODUCCIÓN

S&L ha sido seleccionado por la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) para llevar a cabo una auditoría técnica y forense de la Central Eléctrica Punta Catalina (CTPC), una central de carbón pulverizado de 2x360 MW ubicada en la provincia de Peravia, en la República Dominicana.

1.2. OBJETIVO Y ENFOQUE DEL INFORME

Este Entregable No. 5, es el Informe final correspondiente a todo el proceso de acompañamiento de los técnicos de CTPC, en la recepción de las unidades y equipos auxiliares. Tiene como objetivo llevar a cabo una revisión por parte de S&L del programa de capacitación proporcionado por el contratista EPC y proveedores de equipos principales (OEM siglas en inglés) al personal de operaciones de CTPC durante la etapa de construcción y subsecuente puesta en marcha y entrega de la central Punta Catalina.

El enfoque principal de este informe es la identificación y cumplimiento de los requisitos de capacitación y verificar que se realizó de acuerdo con el contacto del EPC, que se proporcionaron los materiales de capacitación completos de acuerdo con las buenas prácticas de ingeniería, y si hubo brechas significativas en materiales como manuales de operación utilizados en dicha capacitación.

1.3. EVALUACION DEL PLAN DE CAPACITACION

El contrato EPC detalla el plan de capacitación desarrollado por el contratista. Este plan incluye los requisitos requeridos para el personal de planta que acompañara al contratista durante la pruebas y puesta en marcha. Los tópicos para cubrir en cada módulo, la entidad encargada de suministrar cada uno de estos tópicos ya sea el contratista o proveedor de los equipos, el total de horas requeridas y un cronograma para su ejecución en tándem con los trabajos de puesta en marcha de la central se detallan claramente en el contrato. La Tabla 1-1 a continuación muestra una lista de estos proveedores que proporcionaron la capacitación para cada equipo crítico en el funcionamiento de la central y la duración en días de dicha capacitación.

Tabla 1-1 — Proveedores de capacitación para personal de CTPC

Ítem	Equipos principales (Tópicos de la capacitación)	Proveedor	Duración (días)
1	Caldera	B&W	20
2	Turbina de vapor y generador	GE	20
3	Sistema de calidad de aire AQCS	Hamon	4
4	Ruta de gases de combustión incluyendo ventiladores de tiro inducido (ID siglas en ingles)	Hamon	12

Ítem	Equipos principales (Tópicos de la capacitación)	Proveedor	Duración (días)
5	Sistema de Control Distribuido (DCS siglas en ingles)	Siemens	8 (operadores) 3 (técnicos)
6	Sistema de agua de reposición/desmineralizada	Degremont	8
7	Sistemas de tratamiento del agua	Degremont	4
8	Manejo de cenizas	C&B	12
9	Manejo de materiales	Hamon	12
10	Control de los gases de la chimenea (CEMS siglas en ingles)	Siemens	1
11	Sistema de tratamiento de aguas residuales	Tecwater	8
12	Balance de equipos auxiliares de la planta (BOP siglas en ingles)	Consortio	40
TOTAL DIAS DE CAPACITACION			152 (38 semanas)

1.4. RESULTADOS Y CONCLUSION

Según la información proporcionada a S&L, podemos confirmar que la capacitación se realizó de acuerdo con los requisitos del contrato EPC. Resultados de la revisión de Manuales de Capacitación se resume en la Tabla 1-2 a continuación.

Tabla 1-2 — Evaluaciones del Manual de Capacitación de Punta Catalina

Ítem	Descripción del equipo	Proveedor	Manual de Capacitación	Evaluación
1	Caldera	B&W	3814-WB-VD-OM_0103_10HF079659	Satisfactoria
2	Turbina de vapor y generador	GE	Este documento fue solicitado y no estuvo disponible para su revisión.	No aplica
3	Casa de filtros del sistema de calidad de aire AQCS	Hamon	3814-DZ-SG-000220	Satisfactoria
4	Ruta de gases de combustión incluyendo ventiladores de tiro inducido (ID siglas en inglés)	Hamon	3814-DZ-SG-000220	Satisfactoria
5	Sistema de Control Distribuido (DCS siglas en inglés)	Siemens	3814-DZ-SG-000240	Satisfactoria
6	Sistema de agua de reposición/desmineralizada	Degremont	3814-DZ-SG-000280	Satisfactoria
7	Sistemas de tratamiento del agua	Degremont	3814-DZ-SG-000280	Satisfactoria
8	Manejo de cenizas	C&B	3814-DZ-SG-000210	Satisfactoria
9	Manejo de materiales	Hamon	3814-DZ-SG-000220	Satisfactoria

Ítem	Descripción del equipo	Proveedor	Manual de Capacitación	Evaluación
10	Control de los gases de la chimenea (CEMS siglas en inglés)	Siemens	3814-DZ-SG-000230	Satisfactoria
11	Sistema de tratamiento de aguas residuales	Tecwater	3814-DZ-SG-000290	Satisfactoria
12	Balance de equipos auxiliares de la planta (BOP siglas en inglés)	Consortio	3814-DZ-SG-000003	Necesita mejorar
13	Operación general de la planta (operación normal y anormal de la planta) Guía Operativa A1-A70, Guía Operative B1-17	Consortio	3814-DZ-SG-000010 3814-DZ-SG-000109	Satisfactoria
14	Coordinación de la capacitación	Consortio	3814-DZ-SG-000003	Satisfactoria

En nuestra revisión encontramos que los manuales # 1 y del 3 al 11 tienen suficiente detalle para permitir un trasfondo completo de los sistemas designados. Por ejemplos, observamos que la documentación incluye planos de tubería e instrumentación detallados, descripciones explícitas de los componentes, tablas de parámetros operativos y extensos diagramas de flujo en 3D codificados en colores para mayor claridad. Además, los programas de inspección requeridos, el diseño y las tablas de datos específicos se incluyen en los manuales de capacitación integrales. Aproximadamente 112 días de capacitación se dedicaron a estos componentes principales.

Aunque el programa de capacitación en general cumple con los requisitos del contrato EPC, el plan de capacitación del balance de equipos auxiliares de la planta (BOP) (Ítem #12) carece de los detalles descritos anteriormente para los otros ítems. Por ejemplo, encontramos que los diseños de los varios procesos en la planta solo describen sus componentes y no proporcionan un detalle gráfico que se esperaría para cada sistema. Estos módulos son breves y no proveen las características operativas necesarias de los equipos. Para compensar este breve plan de capacitación del BOP, el contratista del EPC se basó en una base de conocimientos de equipos principales muy extensa. En las secciones de capacitación de equipos pesados si pudimos apreciar detalles suficientes los cuales brindan un conocimiento adecuado de BOP.

Referente al ítem #2, aunque el manual de capacitación para el generador y turbina de vapor de GE no estaba disponible para nuestra revisión, no vemos esto como un riesgo mayor ya que los manuales de GE que hemos revisado en otros proyectos similares son completos y adecuados para los equipos principales como es el caso de la turbina de vapor y generador. Por otro lado, las evaluaciones restantes listadas en la Tabla 1-2 se encontraron satisfactorias. El currículo de capacitación en general indica suficiente transferencia tecnológica de información que permite la segura operación de la Unidad 1 y la Unidad 2 de Punta Catalina.

El contratista de EPC proporcionó un documento que muestra los aspectos más destacados del programa de capacitación general. En este documento encontramos que cada participante debía realizar una prueba introductoria antes de comenzar la capacitación para medir su nivel de experiencia y así formular y adecuar el plan de estudios apropiado de acuerdo con su nivel.

En nuestra revisión encontramos que el nivel de comprensión inicial del aprendiz antes de la capacitación promedió aproximadamente 66% y después de varios meses de capacitación, estos mismos operadores promediaron un 93% lo cual muestra una mejora en el conocimiento de las operaciones de la planta. Estos puntajes, junto con los volúmenes detallados de los manuales de capacitación, indican que el programa realizado por el contratista de EPC fue adecuado y con personal de planta calificado el cual debería resultar en una operación segura de las Unidades 1 y 2 de Punta Catalina.